

RÁRISON ROBERTO ACÁCIO FORTES

**PROPAGAÇÃO DE HARMÔNICAS PRODUZIDAS POR INVERSORES
FOTOVOLTAICOS E TRANSFORMADORES ASSIMETRICAMENTE
MAGNETIZADOS NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Ilha Solteira
2018

RÁRISON ROBERTO ACÁCIO FORTES

PROPAGAÇÃO DE HARMÔNICAS PRODUZIDAS POR INVERSORES
FOTOVOLTAICOS E TRANSFORMADORES ASSIMETRICAMENTE
MAGNETIZADOS NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Tese apresentada à Faculdade de
Engenharia – UNESP – Campus de Ilha
Solteira, para obtenção do título de
Doutor em Engenharia Elétrica.
Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. Luís Carlos Origa de Oliveira
Orientador

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

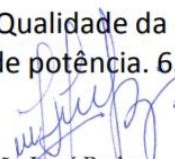
F738p Fortes, Rárisson Roberto Acácio.
Propagação de harmônicas produzidas por inversores fotovoltaicos e transformadores assimetricamente magnetizados na geração distribuída / Rárisson Roberto Acácio Fortes. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2018
203 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2018

Orientador: Luís Carlos Origa de Oliveira

Inclui bibliografia

1. Distorções harmônicas. 2. Geração distribuída. 3. Qualidade da energia elétrica. 4. Sistemas fotovoltaicos. 5. Transformadores de potência. 6. Saturação assimétrica.


João Josué Barbosa

Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação
Diretor Técnico
CRB 8-5642

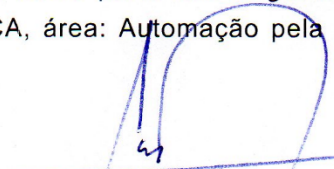
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

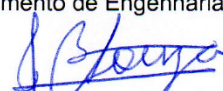
TÍTULO DA TESE: Propagação de Harmônicas Produzidas por Inversores Fotovoltaicos e Transformadores Assimetricamente Magnetizados na Geração Distribuída

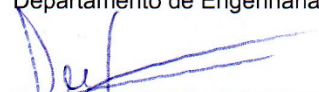
AUTOR: RARISON ROBERTO ACACIO FORTES

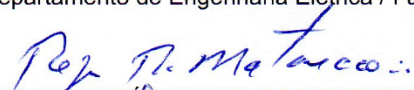
ORIENTADOR: LUIS CARLOS ORIGA DE OLIVEIRA

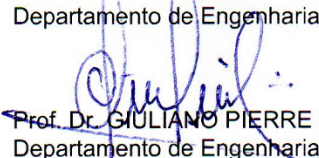
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. LUIS CARLOS ORIGA DE OLIVEIRA
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. JULIO BORGES DE SOUZA
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. SERGIO KUOKAWA
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. ROGÉRIO ROCHA MATARUCCO
Departamento de Engenharia Elétrica/Eletrônica / Centro Universitário de Votuporanga


Prof. Dr. GIULIANO PIERRE ESTEVAM
Departamento de Engenharia Elétrica / FATEC Araçatuba

Ilha Solteira, 07 de dezembro de 2018

“A sabedoria é árvore de vida para quem dela toma posse; felizes os que se apegam a ela com firmeza.”

Provérbios 3:18

AGRADECIMENTOS

À Deus, primeiramente, pela oportunidade de realizar mais essa conquista.

À minha mãe, Socorro Acácio, pelo incentivo aos estudos em todas as fases da minha vida.

Ao professor Dr. Luís Carlos Origa de Oliveira, por sua dedicação, ensinamentos, amizade e prontidão. Alguém além de um orientador.

À Universidade Estadual Paulista – UNESP.

À Universidade Federal do Acre – UFAC.

Aos colegas professores do curso de Engenharia Elétrica da UFAC, em particular ao Professor José Elieser de Oliveira Junior pelo incentivo e confiança depositada.

À empresa ITB Equipamentos Elétricos, pelo compartilhamento de informações técnicas sobre transformadores de potência.

Em especial à minha esposa Elizabeth Fortes pelo apoio e dedicação incondicional para a possível realização deste trabalho.

RESUMO

As profundas mudanças que os sistemas de distribuição de energia elétrica vêm experimentando, devido à crescente penetração de unidades de Geração Distribuída (GD), têm resultado, inevitavelmente, na efetiva ruptura da forma tradicional de controlar e operar o sistema elétrico. A conexão em larga escala de unidades de GD impõe às distribuidoras de energia uma série de desafios técnicos, econômicos e regulatórios, necessários para preservar a continuidade e o nível de Qualidade da Energia Elétrica (QEE) na rede. Além dos benefícios que justificam o investimento, os sistemas de GD contribuem com alguns impactos negativos para o sistema elétrico, entre eles, destacam-se aqui a geração de harmônicas e a injeção de corrente contínua (CC) na rede, em regime permanente, e seus efeitos sobre os transformadores de potência. O incremento de uma componente de fluxo CC em seu enrolamento secundário altera o ponto de operação natural e eficiente do transformador, trazendo prejuízo não só à sua vida útil, mas também à sua funcionalidade na rede. Esta condição favorece a geração e propagação de harmônicas adicionais no sistema alimentador, afetando negativamente o sistema elétrico, sendo esta análise uma contribuição original deste trabalho. Neste sentido, considera-se com grande relevância o estudo de comportamento dos equipamentos projetados para operar essencialmente com sinais em corrente alternada (CA) e que passam a ser submetidos, simultaneamente, a excitações com corrente contínua. Com o objetivo de analisar não apenas o efeito, mas também a causa da dupla excitação, esta tese procura elucidar o princípio de funcionamento e as deficiências do inversor de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) como dispositivo responsável pela conversão estática da potência elétrica CC, fornecida pelo gerador fotovoltaico, em potência elétrica CA. A estrutura seguida neste trabalho procura descrever os fundamentos físicos que cercam o fenômeno da dupla excitação em transformadores de potência, utilizando o modelo matemático representativo para análise em regime permanente, identificando a reação e os impactos destes equipamentos no sistema elétrico. Os impactos técnicos devem ser previstos e analisados, sobretudo em redes de distribuição, para garantir os padrões mínimos de QEE no ponto de consumo e evitar o comprometimento das cargas alimentadas. Neste contexto, são investigados os aspectos relativos à propagação das diferentes componentes harmônicas nas redes de distribuição, bem como suas principais consequências, sobretudo com respeito a possíveis ressonâncias harmônicas entre os componentes naturais das redes e os dispositivos de compensação de reativos.

Palavras-chaves: Distorções harmônicas. Geração distribuída. Qualidade da energia elétrica. Sistemas fotovoltaicos. Transformadores de potência. Saturação assimétrica.

ABSTRACT

The deep changes that electric power distribution systems have been experiencing due to the increasing number of Distributed Generation (GD) units, have inevitably resulted in the effective rupture of the traditional way of controlling and operating the electrical system. The large-scale connection of GD units imposes on energy utilities many technical, economic and regulatory challenges necessary to preserve the continuity and the Electric Power Quality (EPQ) level on the grid. In addition to the benefits that justify the investment, GD systems have some negative impacts to the electrical system, among them, the harmonic generation and Direct Current (DC) injection on the grid, and its effects in the power transformers. The increase of a DC flow component in the secondary winding changes the standard and efficient operational point of the transformer, causing damage not only to its lifespan but also to its functionality on the grid. This condition favors the additional harmonics generation and propagation in the feeder system, adversely affecting the electrical system, being this analysis an original contribution of this work. In this way of thinking, it is considered with great relevance the study of the equipment behavior designed to operate essentially with signals in alternating current (AC) and simultaneously subjected to excitations with direct current (DC). Whereas the objective of analyzing not only the effect but also the cause of the double excitation, this thesis seeks to elucidate the operating principle and the deficiencies of the Photovoltaic Distributed Generation (PVDG) inverter as a device responsible for the static conversion of DC electric power, provided by the photovoltaic generator, in AC electric power. The structure presented in this project intends to describe the physical foundations surrounding the double excitation phenomenon in power transformers, using the representative mathematical model for permanent analysis, identifying the reaction and the impacts of these equipment in the electrical system. The technical impacts must be predicted and analyzed, especially in electric power distribution, to guarantee the minimum standards of EPQ at the consumption point and to avoid any damage to the powered loads. In this context, the aspects related to the different harmonic components propagation in the distribution networks, as well as their main consequences are investigated, especially regarding the possible harmonic resonances between the standard components of the grid and the reactive compensation devices.

Keywords: Harmonic distortion. Distributed generation. Power quality. Photovoltaic systems. Power transformers. Asymmetric saturation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fluxo de potência com fontes de geração centralizada e distribuída.....	17
Figura 2 – Sistema elétrico de distribuição tradicional com presença de GD.....	19
Figura 3 – Faixa de adesão dos sistemas de GD por classe de consumidores.....	21
Figura 4 – Curva de geração diária sobre efeito de sombreamento.	22
Figura 5 – Curva diária de carga simplificada com alta penetração de GDFV.	23
Figura 6 – Curva diária de carga simplificada com alta penetração de GDFV e baterias.	24
Figura 7 – Sistema elétrico de potência com presença de GDFV.	31
Figura 8 – Fluxo de potência em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.	33
Figura 9 – Topologia básica de um sistema de GDFV híbrido.	34
Figura 10 – Medição bidirecional em sistemas de GDFV.	35
Figura 11 – Características operacionais do medidor bidirecional em quatro quadrantes.	37
Figura 12 – Topologia simplificada de sistema de microgeração fotovoltaica.	38
Figura 13 – Sistema de minigeração fotovoltaica conectada à rede de MT.....	39
Figura 14 – Usina de geração fotovoltaica conectada ao sistema elétrico.	40
Figura 15 – Valores típicos de demandas residenciais e comerciais para GDFV.	42
Figura 16 – Demandas residenciais e comerciais para GDFV com excedente de produção.	43
Figura 17 – Queda de tensão em um sistema de distribuição convencional.	45
Figura 18 – Elevação da tensão em um sistema de distribuição com GDFV.....	46
Figura 19 – Desconexão do inversor por sobretensão na rede elétrica.	47
Figura 20 – Efeito da ressonância harmônica série em um filtro sintonizado.....	49
Figura 21 – Circuito ressonante paralelo na frequência de 17ª ordem harmônica.	50
Figura 22 – Queda de tensão em circuito equivalente ressonante.....	50
Figura 23 – Amplificação da corrente harmônica ressonante no circuito tanque.	51
Figura 24 – Curva de operação do sistema de GDFV em função da frequência.....	53
Figura 25 – Fluxo operacional do sistema de GDFV em função da frequência.....	54
Figura 26 – Requisitos de suportabilidade a sobtensões decorrentes de faltas na rede.....	55
Figura 27 – Impacto da GDFV com injeção harmônica na rede.....	56
Figura 28 – Limites operacionais de fator de potência para GDFV entre 3kW e 6kW.	58
Figura 29 – Limites operacionais de fator de potência para GDFV acima de 6kW.....	59
Figura 30 – Fator de potência de instalações com GDFV e demanda de reativos.	60
Figura 31 – Principais distúrbios associados à onda da tensão elétrica.	65
Figura 32 – Formas de onda de tensão e corrente a partir de uma carga linear.	66
Figura 33 – Formas de onda de tensão e corrente a partir de uma carga não-linear.	67
Figura 34 – Decomposição de uma forma de onda em suas componentes harmônicas.....	68
Figura 35 – Espectro de frequências harmônicas da relacionado à Figura 34.	69
Figura 36 – Deformação simétrica e assimétrica de onda senoidal.....	69
Figura 37 – Onda senoidal com valor médio não nulo.....	70
Figura 38 – Distorção da tensão ocasionada por carga não-linear.	71
Figura 39 – Sequência de componentes simétricas.	73
Figura 40 – Componente fundamental trifásica e harmônicas de 4ª ordem.	74
Figura 41 – Componente fundamental trifásica e harmônicas de 2ª ordem.	74
Figura 42 – Componente fundamental trifásica e harmônicas de 3ª ordem.	75
Figura 43 – Formas de onda de uma carga não-linear.....	79
Figura 44 – Efeito da frequência na capacidade de condução de corrente elétrica.	81
Figura 45 – Efeito da frequência e proximidade na capacidade de condução de corrente.....	81
Figura 46 – Fluxo harmônico de sequência zero pelo condutor neutro.	82
Figura 47 – Obtenção de valores médios por largura de pulso.	86
Figura 48 – Composição de sinal senoidal por modulação PWM de 2 níveis.	87

Figura 49 – Esquema simplificado de um inversor trifásico VSI clássico.....	89
Figura 50 – Esquema simplificado de um inversor de 2 estágios trifásico VSI.....	90
Figura 51 – Esquema simplificado de um inversor trifásico CSI clássico.....	91
Figura 52 – Configurações de aterramento para arranjos fotovoltaicos.....	93
Figura 53 – Corrente de fuga em inversores sem isolamento galvânica.....	94
Figura 54 – Fluxo de corrente em inversores com isolamento galvânica.....	94
Figura 55 – Disposição dos principais componentes de um módulo fotovoltaico.....	95
Figura 56 – Corrente de fuga por capacitâncias parasitas.....	95
Figura 57 – Tensão de modo comum para inversores com e sem isolamento galvânica.....	96
Figura 58 – Resistência de isolamento para inversores sem transformador.....	96
Figura 59 – Inversor de 1 estágio, com transformador de baixa frequência.....	97
Figura 60 – Inversor de 1 estágio, sem transformador.....	98
Figura 61 – Inversor de 2 estágios, sem transformador.....	98
Figura 62 – Inversor de 3 estágios, com transformador em alta frequência.....	99
Figura 63 – Tensão mínima no V_{MPP} em função da tensão de conexão da rede V_{CA}	100
Figura 64 – Curvas características de um módulo fotovoltaico.....	103
Figura 65 – Característica da célula fotovoltaica para diferentes valores de radiação solar.....	104
Figura 66 – Característica da célula fotovoltaica para diferentes valores temperatura.....	104
Figura 67 – Radiação solar uniformemente distribuída sobre <i>string</i> de módulos.....	105
Figura 68 – Sombreamento parcial sobre <i>string</i> de módulos fotovoltaicos.....	105
Figura 69 – Ligação de diodos de <i>by-pass</i> em módulos fotovoltaicos.....	106
Figura 70 – Atuação do diodo de <i>by-pass</i> devido ao sombreamento parcial.....	107
Figura 71 – Efeito do sombreamento pela disposição dos módulos fotovoltaicos.....	108
Figura 72 – Curvas de eficiência global para diferentes tensões de MPP.....	111
Figura 73 – Representação das perdas globais em inversores de GDFV.....	113
Figura 74 – Áreas de referência na determinação das eficiências dos inversores.....	114
Figura 75 – Rede de distribuição com duas possíveis configurações de ilhamento.....	115
Figura 76 – Zona de não detecção para os métodos passivos.....	116
Figura 77 – Zona de não detecção para os métodos ativos.....	117
Figura 78 – Limitação de potência pelo sistema de MPPT do inversor.....	120
Figura 79 – Princípio de controle da injeção de potência pelo inversor VSI.....	121
Figura 80 – Diferença analítica entre as convenções gerador e carga.....	122
Figura 81 – Etapas de armazenamento de descarga de um indutor em rede CA.....	123
Figura 82 – Suprimento de carga RL destacando a corrente atrasada em relação à tensão.....	124
Figura 83 – Diagrama fasorial de compensação pura de potência reativa capacitiva.....	124
Figura 84 – Diagrama fasorial de compensação pura de potência reativa indutiva.....	125
Figura 85 – Diagrama fasorial de injeção de potência ativa pelo inversor de GDFV.....	125
Figura 86 – Diagrama fasorial de injeção de potência ativa e reativa capacitiva.....	126
Figura 87 – Diagrama fasorial de injeção de potência ativa e reativa indutiva.....	126
Figura 88 – Curva de geração diária e DHT de corrente sobre efeito de sombreamento.....	128
Figura 89 – Estrutura elementar de um transformador monofásico ideal.....	134
Figura 90 – Estrutura elementar de um transformador monofásico real.....	135
Figura 91 – Estágios de magnetização de um material ferromagnético.....	136
Figura 92 – Curva de magnetização do núcleo de transformadores (laço de histerese).....	139
Figura 93 – Dilatação de material ferromagnético sobre influência de campo magnético.....	141
Figura 94 – Entreferro característico de núcleo de transformadores.....	142
Figura 95 – Efeito do espraiamento do fluxo magnético na região do entreferro.....	142
Figura 96 – Descontinuidades no fluxo magnético devido ao efeito Barkhausen.....	143
Figura 97 – Correntes parasitas em núcleo ferromagnético maciço.....	145
Figura 98 – Região do laço de histerese onde ocorrem as perdas elétricas por dissipação.....	146

Figura 99 – Circuito equivalente monofásico do transformador real.....	149
Figura 100 – Diagrama fasorial do circuito equivalente do transformador.....	150
Figura 101 – Composição da forma de onda da corrente de excitação do transformador.	151
Figura 102 – Ciclo de histerese devido à dupla excitação CA/CC no núcleo.....	152
Figura 103 – Efeito da saturação assimétrica na corrente de excitação do transformador....	153
Figura 104 – Transformador de potência monofásico duplamente excitado.	154
Figura 105 – Deslocamento do fluxo magnético por presença de componente CC.....	155
Figura 106 – Característica das correntes nos circuitos de BT e MT do transformador.	155
Figura 107 – Circuito equivalente monofásico do transformador real operando a vazio.	158
Figura 108 – Corrente de magnetização e perdas compondo a corrente de excitação.	160
Figura 109 – Influência da componente CC em diferentes arranjos magnéticos.	162
Figura 110 – Sistema elétrico adotado como referência para simulação digital.	165
Figura 111 – Diagrama unifilar do sistema elétrico referência para simulação.	166
Figura 112 – Representação do inversor de GDFV por fonte de corrente.	167
Figura 113 – Composição do ciclo de histerese pelo ajuste hiperbólico.....	170
Figura 114 – Composição ciclo de histerese saturado pelo ajuste hiperbólico.	171
Figura 115 – Ressonância série excitada por frequência harmônica de 5ª ordem.....	173
Figura 116 – Ressonância paralela excitada por frequência harmônica de 4ª ordem.....	174
Figura 117 – Circuito equivalente unifilar do sistema elétrico proposto.	175
Figura 118 – Circuito simplificado equivalente do sistema elétrico simulado.	175
Figura 119 – Análise de transmitâncias considerando apenas o efeito da fonte de corrente. 176	
Figura 120 – Análise de transmitâncias considerando apenas o efeito da fonte de tensão. ..	177
Figura 121 – Efeito da ressonância paralela na tensão do banco de capacitores.	179
Figura 122 – Efeito da ressonância paralela na corrente do sistema.	180
Figura 123 – Circuito equivalente implementado no <i>software</i> PSIM.	180
Figura 124 – Alocação das fontes harmônicas em subcircuito no <i>software</i> PSIM.	181
Figura 125 – (I_{TRAFO}): Ponto de medição e coleta de dados.....	183
Figura 126 – (I_{TRAFO}): Forma de onda e espectro harmônico (sem excitação CC).	183
Figura 127 – (I_{TRAFO}): Forma de onda e espectro harmônico (com excitação CC).....	184
Figura 128 – (I_{CAP}): Ponto de medição e coleta de dados.	185
Figura 129 – (I_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sem excitação CC).....	185
Figura 130 – (I_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (com excitação CC).	186
Figura 131 – (I_{ALIM}): Ponto de medição e coleta de dados.....	187
Figura 132 – (I_{ALIM}): Forma de onda e espectro harmônico (sem excitação CC).	187
Figura 133 – (I_{ALIM}): Forma de onda e espectro harmônico (com excitação CC).....	188
Figura 134 – Representação trifásica simplificada do circuito tanque ressonante.....	188
Figura 135 – (V_{CAP}): Ponto de medição e coleta de dados.....	189
Figura 136 – (V_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sem excitação CC).	190
Figura 137 – (V_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (com excitação CC).....	190

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tempo máximo de resposta do inversor para valores de tensão no PAC.....	54
Tabela 2 – Limites de distorção harmônica individual de corrente (ABNT 16.149/2013).	56
Tabela 3 – Limite de fator de potência para GDFV.	58
Tabela 4 – Requisitos de proteção em função da potência instalada.....	62
Tabela 5 – Características dos principais distúrbios da qualidade da energia.	64
Tabela 6 – Limites para variações de tensão de curta duração.....	65
Tabela 7 – Classificação das harmônicas em ordem, frequência e sequência.	72
Tabela 8 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental).....	78
Tabela 9 – Características de um inversor comercial de 5kW.....	99
Tabela 10 – Ensaio de limites de distorções harmônicas de inversores comerciais.	129
Tabela 11 – Ensaio de injeção de corrente CC por inversores de GDFV comerciais.	130
Tabela 12 – Limites de injeção de corrente contínua na rede de distribuição.	131
Tabela 13 – Conteúdo harmônico total por fase produzido pelos inversores de GDFV.	168
Tabela 14 – Parâmetros elétricos reais do transformador de potência analisado.	169
Tabela 15 – Conteúdo harmônico na corrente na linha produzido pelos transformadores. ..	172
Tabela 16 – Principais parâmetros da rede de distribuição analisada.	182
Tabela 17 – Avaliação dos parâmetros elétricos do banco de capacitores na ressonância....	191

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AF	Alta Frequência
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BF	Baixa Frequência
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCP	Corrente Contínua Pico
CEC	California Energy Commission
CSI	Current Source Inverter
DDP	Diferença de Potencial
DHT	Distorção harmônica total
DHTi	Distorção harmônica total de corrente
DHTv	Distorção harmônica total de tensão
DTT	Distorção harmônica Total de Tensão
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
DR	Diferencial Residual
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
HF	High Frequency
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
kWh	Quilowatt-hora
LF	Low Frequency
MOSFET	Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MT	Média Tensão
NDZ	No Detection Zone
NOCT	Nominal Operation Cell Temperature
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PLL	Phase-Locked Loop

PV	Photovoltaic
PWM	Pulse Width Modulation
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
SEP	Sistema elétrico de potência
SPWM	Sinusoidal Pulse Width Modulation
STC	Standard Test Condition
THD _v	Total harmonic distortion of voltage
TL	Transformerless
UC	Unidade Consumidora
VSI	Voltage Source Inverter

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	INTRODUÇÃO GERAL.....	17
1.2	MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DA PESQUISA.....	27
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	28
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA	30
2.1	BREVE HISTÓRICO	30
2.2	MODELO ATUAL DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	30
2.2.1	Tecnologias de geração distribuída	32
2.2.2	Geração distribuída com sistemas fotovoltaicos	32
2.2.3	Princípio de operação de sistemas de GDFV tradicional	33
2.2.4	Sistema de GDFV integrado com banco de baterias	34
2.2.5	Medição e compensação de energia elétrica	35
2.3	CATEGORIAS DE GDFV	38
2.3.1	Sistemas de microgeração fotovoltaica	38
2.3.2	Sistemas de minigeração fotovoltaica	38
2.3.3	Usina de geração fotovoltaica	39
2.4	IMPACTOS DA GDFV NO SISTEMA ELÉTRICO	41
2.4.1	Fluxo de potência reverso.....	41
2.4.2	Nível de curto-circuito.....	43
2.4.3	Filosofia de proteção de sistemas de distribuição de MT	44
2.4.4	Perfil de tensão do alimentador	45
2.4.5	Ilhamento não-intencional	47
2.4.6	Ressonância harmônica	48
2.5	REQUISITOS DE QUALIDADE E SEGURANÇA PARA CONEXÃO À REDE	52
2.5.1	Faixa operacional da frequência	52
2.5.2	Tensão em regime permanente.....	54
2.5.3	Distorção Harmônica.....	55
2.5.4	Fator de Potência	57
2.5.5	Corrente contínua (CC) na rede CA	61
2.6	PONTO DE CONEXÃO	61
3	HARMÔNICAS E QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	63
3.1	INTRODUÇÃO	63
3.2	DISTÚRBIOS RELACIONADOS À QEE	63
3.3	ALIMENTAÇÃO DE CARGAS LINEARES E NÃO-LINEARES	66
3.4	CONCEITUAÇÃO FÍSICA DAS COMPONENTES HARMÔNICAS.....	67
3.5	FLUXO DE CORRENTE HARMÔNICA	70
3.6	COMPONENTES DE SEQUÊNCIA.....	72
3.7	CÁLCULO E ANÁLISE DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS	76
3.8	FATOR DE POTÊNCIA	79
3.9	IMPACTO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO SISTEMA ELÉTRICO.....	80
4	INVERSORES APLICADOS À GDFV	85
4.1	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO.....	85

4.2	CARACTERÍSTICAS CONTRUTIVAS E OPERACIONAIS	85
4.2.1	Estratégia de controle operacional	88
4.2.2	Isolamento galvânico	92
4.2.3	Número de estágios	97
4.3	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS OPERACIONAIS	99
4.4	PARÂMETROS DE EFICIÊNCIA DO INVERSOR	100
4.4.1	Eficiência no seguimento do ponto de máxima potência.....	102
4.4.2	Eficiência de conversão	110
4.4.3	Eficiência global do inversor.....	113
4.5	RECURSO DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO	115
4.6	COMPATIBILIDADE ENTRE ARRANJO E INVERSOR.....	118
4.7	INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA E COMPENSAÇÃO REATIVA NA REDE	121
4.8	INJEÇÃO DE FREQUÊNCIAS HARMÔNICAS NA REDE.....	127
4.9	INJEÇÃO DE CORRENTE CONTÍNUA (CC) NA REDE	130
5	TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM REDES COM GDFV	132
5.1	PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DO CIRCUITO MAGNÉTICO.....	134
5.1.1	Histerese magnética	136
5.1.2	Ruído em transformadores de distribuição.....	140
5.1.3	Corrente transitória de energização (<i>inrush</i>).....	144
5.1.4	Perdas no circuito magnético.....	145
5.2	ANÁLISE DE FUNCIONAMENTO A VAZIO E CORRENTE DE EXCITAÇÃO	147
5.2.1	Efeito da saturação na corrente de magnetização	150
5.3	MAGNETIZAÇÃO ASSIMÉTRICA DE TRANSFORMADORES.....	152
5.4	MODELAGEM MATEMÁTICA DO TRANSFORMADOR.....	156
5.5	SATURAÇÃO ASSIMÉTRICA NA CONFIGURAÇÃO TRIFÁSICA	161
6	ANÁLISE DA PROPAGAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS	163
6.1	PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO DIGITAL	164
6.2	SISTEMA ELÉTRICO DE REFERÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DIGITAL	164
6.2.1	Modelo representativo do inversor como fonte harmônica	166
6.2.2	Modelo representativo do transformador sob saturação assimétrica.....	169
6.3	RESSONÂNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	172
6.3.1	Metodologia de apoio para identificação de ressonâncias	174
6.3.2	Aplicativo computacional para identificação de ressonâncias	179
6.4	IMPLEMENTAÇÃO DA REDE NA PLATAFORMA PSIM E SIMULAÇÕES	180
6.5	SIMULAÇÃO DIGITAL E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	182
6.5.1	Análise da corrente do transformador e do sistema de GDFV.....	183
6.5.2	Análise da corrente no banco de capacitores	185
6.5.3	Análise da corrente no alimentador	187
6.5.4	Análise da tensão no banco de capacitores.....	189
7	CONCLUSÕES GERAIS E TRABALHOS FUTUROS.....	193
7.1	CONCLUSÕES GERAIS	193
7.2	PROPOSTA DE CONTINUIDADE	195
	REFERÊNCIAS	196

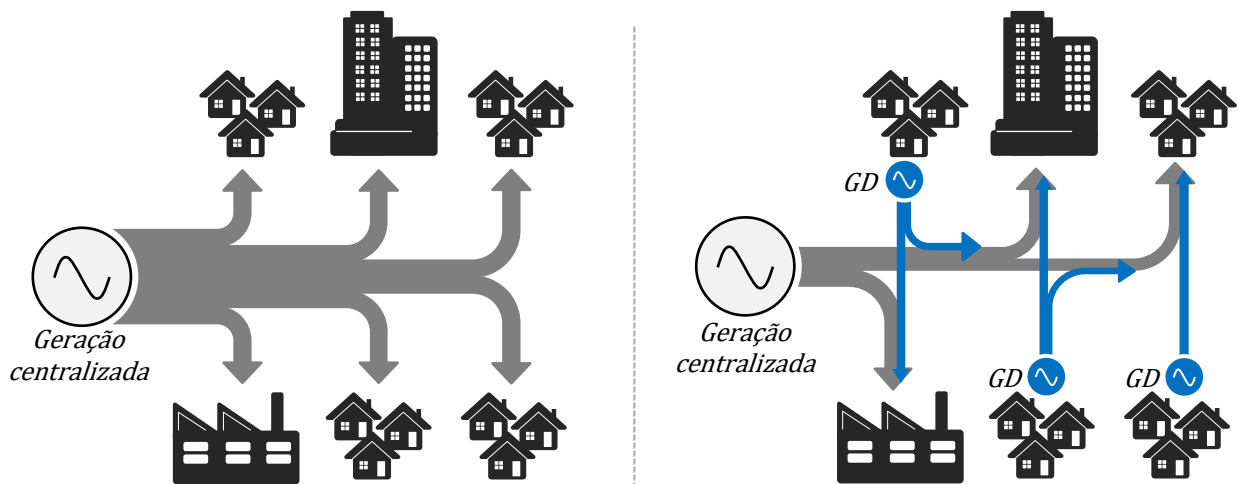
1 INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO GERAL

O notável crescimento anual da demanda mundial de energia tem despertado grande interesse pela tecnologia de Geração Distribuída (GD) como medida para aumentar a inserção de fontes renováveis na matriz energética mundial, incentivada por questões ambientais, técnicas, financeiras e sociais, recebendo posição privilegiada em relação aos grandes sistemas de geração centralizada. À medida que a GD cresce em popularidade, o setor elétrico vivencia grandes transformações no âmbito da distribuição, particularmente nos níveis de baixa tensão, em razão da formação de uma nova estrutura operacional da rede.

Outra importante transformação é o conceito de unidade consumidora (UC) de energia elétrica. Antes atuando exclusivamente como um consumidor de fato, recebendo energia da concessionária, passa agora a atuar também como produtor de energia em determinados momentos, assumindo a característica dual (ora atuando como carga, quando a geração é inferior ao consumo energético da UC, ora atuando como gerador, quando a geração se sobrepõe à demanda energética das cargas). A entrada dos sistemas de GD torna a dinâmica da rede de distribuição mais complexa à medida que ocorrem eventuais injeções de potência elétrica no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), contabilizando um armazenamento energético virtual no sistema elétrico para posterior utilização, estabelecendo, dessa forma, um fluxo de potência bidirecional na rede. A Figura 1 ilustra o cenário comparativo entre a demanda de energia elétrica de uma rede convencional e outra com presença de unidades de GD.

Figura 1 – Fluxo de potência com fontes de geração centralizada e distribuída.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

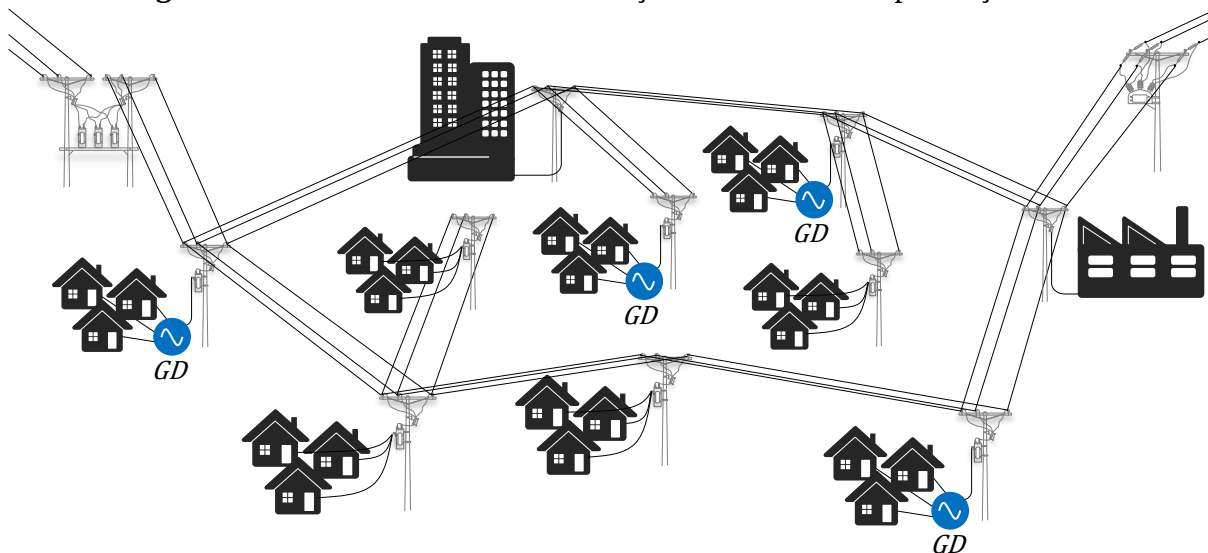
Os efeitos são estendidos até os sistemas de transmissão, já que o uso em larga escala de sistemas de GD reduz o fluxo de potência nas linhas de transmissão e, conseqüentemente, minimizam as perdas elétricas, como também freia a necessidade de investimentos em novas subestações e linhas de transmissão. Ainda na Figura 1, deve-se ressaltar que, dependendo da potência de cada planta de GD e de sua respectiva localização na rede, a injeção da energia excedente produzida por estas unidades geradoras assumirá o fluxo conveniente à demanda do sistema, seja no sentido da fonte ou no sentido da extremidade da linha, evidenciando a circulação de fluxo de potência de forma bidirecional em alguns trechos dos circuitos alimentadores, resultando, inevitavelmente, na efetiva ruptura da forma tradicional de controlar e operar o sistema elétrico de distribuição. A difusão da GD é um processo que se confirma a nível global, que implica no aumento do grau de complexidade nos procedimentos de operação e manutenção da rede, medidas de segurança e planejamento do sistema, exigindo, conseqüentemente, elevados investimentos na melhoria dos mecanismos de proteção e controle, sobretudo para a rede de baixa tensão (FALCÃO, 2013). Apesar dos inúmeros benefícios associados a esse processo, há, no entanto, diversos desafios que decorrem dessa difusão que precisam ser superados – e já estão sendo amplamente discutidos – sobretudo nos casos em que a GD atinge considerável participação no suprimento energético do circuito alimentador.

Nesse cenário analítico incipiente, é comum encontrar estudos técnicos que avaliam os efeitos negativos da difusão da GD sobre o sistema elétrico, com objetivo de antever eventuais falhas ou problemas relacionados à Qualidade da Energia Elétrica (QEE), auxiliando e antecipando a tomada de decisões para evitar a violação dos indicadores regulamentados. Porém, analisando os impactos negativos da difusão da GD sob a perspectiva da concessionária de energia elétrica, Castro (2017) aborda o efeito sobre equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica devido à necessidade de investimentos em adaptação, reforço e expansão da rede de distribuição, tendo que responder aos desafios técnicos criados pela GD de forma a garantir e manter o nível de QEE na rede. De forma simultânea ao investimento, ocorre o aumento da participação de unidades de GD no sistema elétrico e a conseqüente redução do volume de vendas das distribuidoras, rompendo o equilíbrio econômico-financeiro do tradicional mecanismo de recuperação dos investimentos realizados. Este efeito de redução nas vendas da distribuidora é devido ao fato dos sistemas de GD serem instalados no perímetro da edificação, produzindo energia à jusante do relógio medidor, possibilitando que esta energia seja consumida prioritariamente pela unidade consumidora que a gerou e, assim, demandando da rede de distribuição somente a energia complementar ao seu consumo. Isto significa uma

redução líquida na demanda de energia desta unidade consumidora, vista pelo sistema elétrico e, portanto, uma redução na receita da distribuidora.

Em síntese, isto cria um efeito espiral indesejável: o aumento da participação de unidades de GD leva a uma queda no consumo da energia elétrica disponibilizada pela distribuidora, o que resulta em um aumento da tarifa de eletricidade em função do rateamento dos custos para um mercado remanescente menor. A elevação da tarifa, por sua vez, aumenta a atratividade da GD, aumentando as vendas e trazendo redução do custo da tecnologia por meio de ganhos em escala, acelerando a difusão dos sistemas de GD, e assim sucessivamente. Neste processo, consumidores de energia que migrarem tardiamente serão prejudicados pelo aumento das tarifas de uso da rede. Já os consumidores que permanecerem sem adotar sistemas de GD acabariam por subsidiar a conexão à rede daqueles que a utilizam apenas como bateria, ou seja, utilizam a rede para exportar (armazenar) o excedente de produção em forma de créditos para poder consumi-los posteriormente, nos horários onde a GD é insuficiente (CASTRO, 2017). A Figura 2 ilustra o modelo genérico do sistema de distribuição urbano com presença de unidades de GD instaladas no barramento de baixa tensão dos transformadores.

Figura 2 – Sistema elétrico de distribuição tradicional com presença de GD.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para que o atual modelo de GD se sustente, é essencial a presença das concessionárias de energia elétrica no exercício da atividade de planejamento e manutenção das linhas de distribuição, que é, até o momento, o melhor e mais barato sistema de armazenamento energético para os sistemas de GD. Shayani (2010) aponta que no Brasil, embora já se tenha avançado em aspectos relacionados à inserção da geração distribuída nas redes de distribuição,

as medidas regulatórias em voga ainda não são capazes de lidar com todas as mudanças e impactos provocados pela difusão da geração distribuída fotovoltaica nos sistemas elétricos. A avaliação dos casos internacionais pode trazer importantes inspirações para o cenário brasileiro no sentido de contribuir para a definição de normas técnicas e regulatórias que possibilitem associar a progressiva inserção da GD nas redes de distribuição e a manutenção da estabilidade econômico-financeira das distribuidoras, viabilizando a prática da justa tarifação aos consumidores que não têm intenção de migrar para o uso da GD.

A Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE, 2012) aponta que em quase todos os mercados mais maduros, os impactos negativos sobre a rede e a receita das distribuidoras já foi tratada e resolvida, havendo hoje uma percepção favorável às instalações fotovoltaicas pelos serviços prestados à rede. Nestes países, a ótica de que a GD leva à perda de receitas deu lugar a novos serviços de instalação e manutenção por parte das distribuidoras, recuperando sua autossuficiência e alcançando plena capacidade de regulação da rede e, consequentemente, oferecendo maior confiabilidade operacional ao segmento de GD.

Porém, um fator que pode interferir nos estímulos da expansão da GD no Brasil é devido ao parque gerador nacional ser predominantemente constituído por fonte motriz renovável, com aproximadamente 62% da geração composta por fonte hídrica. Apesar do forte impacto ambiental causado pela implantação de uma usina hidroelétrica e do alto investimento inicial, o custo da energia elétrica das fontes hidroelétricas é consideravelmente inferior ao das outras fontes de energia. Contudo, devido à localização cada vez mais distante dos aproveitamentos hidrelétricos, como também às restrições ambientais e às dificuldades econômicas associadas à viabilização de megaempreendimentos, a utilização da GD torna-se uma opção realista a ser considerada na expansão do sistema elétrico brasileiro (FALCÃO, 2013).

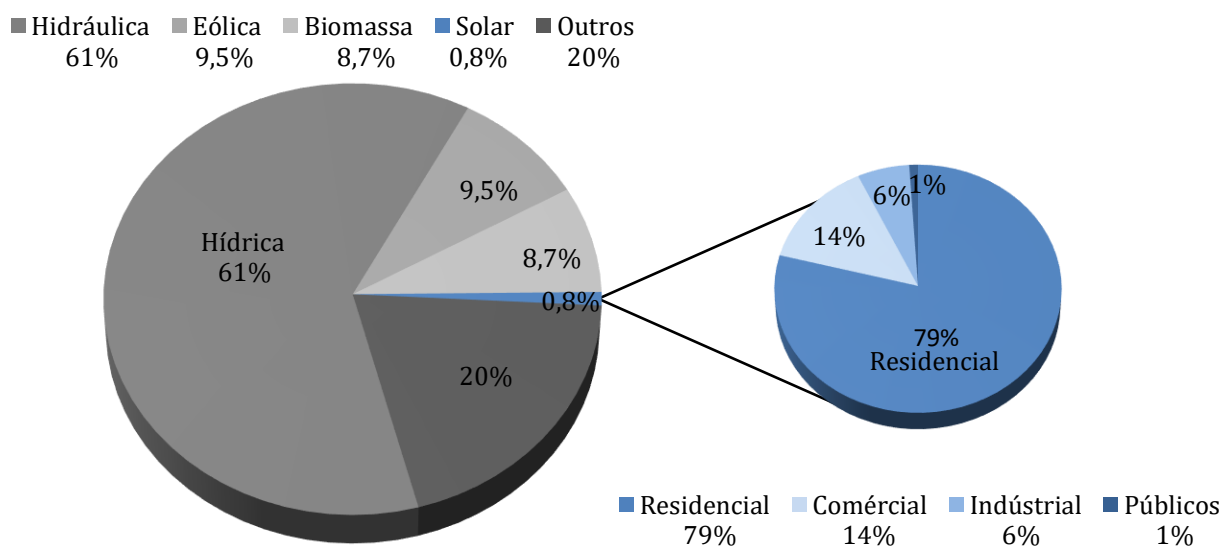
Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a matriz energética atingiu no segundo semestre de 2018 o montante de 168,5 GW de potência instalada, sendo formada por 61% de fontes hídricas, 9,5% de fontes eólicas, 8,7% de biomassa e apenas 0,8% de fonte fotovoltaica. Os demais 20% são compostos por fontes não renováveis e pela energia importada de outros países. Assim, aproximadamente 80% da potência instalada do Brasil é proveniente de fontes renováveis, enquanto que no mundo o indicador é de apenas 33%, num universo próximo de 6.500 GW (ANEEL, 2018).

Assim sendo, ainda é possível observar que o Brasil tem buscado, mesmo que de forma singela, incentivar a entrada de fontes alternativas de energia renovável em sua matriz energética, abrindo a oportunidade para que o consumidor possa gerar a própria energia, tornando este segmento produtivo em uma atividade mais democrática, além de poder cobrir a

insuficiência de geração por parte das hidrelétricas nos períodos de baixa disponibilidade do recurso hídrico em seus reservatórios. Vale ressaltar que nos períodos de crise hídrica, ou mesmo em razão do crescente aumento da demanda de energia, o Brasil tem recorrido às centrais termoeletricas, alimentadas por combustíveis fósseis, para o atendimento energético do país. Sabe-se que o potencial teórico da maioria das fontes alternativas e renováveis supera a demanda mundial de energia. Dessa forma, embora todas elas se mostrem capazes de suprir as necessidades energéticas da humanidade de forma sustentável, o grande desafio é superar as barreiras de custo e de conhecimento, que por sua vez, podem ser vencidas por meio da combinação do avanço tecnológico, escala de mercado e disseminação da informação.

O presidente da ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica), Sauer (2016), afirma que os motivos para o interesse da população na tecnologia de GD estão relacionados ao aumento da tarifa de energia elétrica nos últimos anos, que superou a inflação. Com isso, a procura por sistemas de geração de energia solar fotovoltaica tem se tornado uma alternativa para os consumidores que desejam economizar com a fatura de energia, buscando competitividade e recuperação do seu poder de compra. A associação afirma que 79% dos sistemas de mini e micro GD são investimentos iniciativos de consumidores residenciais. Esse perfil de cliente possui a tarifa mais elevada e, portanto, a energia produzida por sistemas fotovoltaicos instalados em unidades consumidoras residenciais torna-se mais atrativa economicamente do que a energia fornecida pela distribuidora. O comércio representa em torno de 14% nesse contexto, o setor industrial 6% e, por fim, prédios públicos e edifícios na zona rural 1%, conforme plotado no gráfico da Figura 3.

Figura 3 – Faixa de adesão dos sistemas de GD por classe de consumidores.



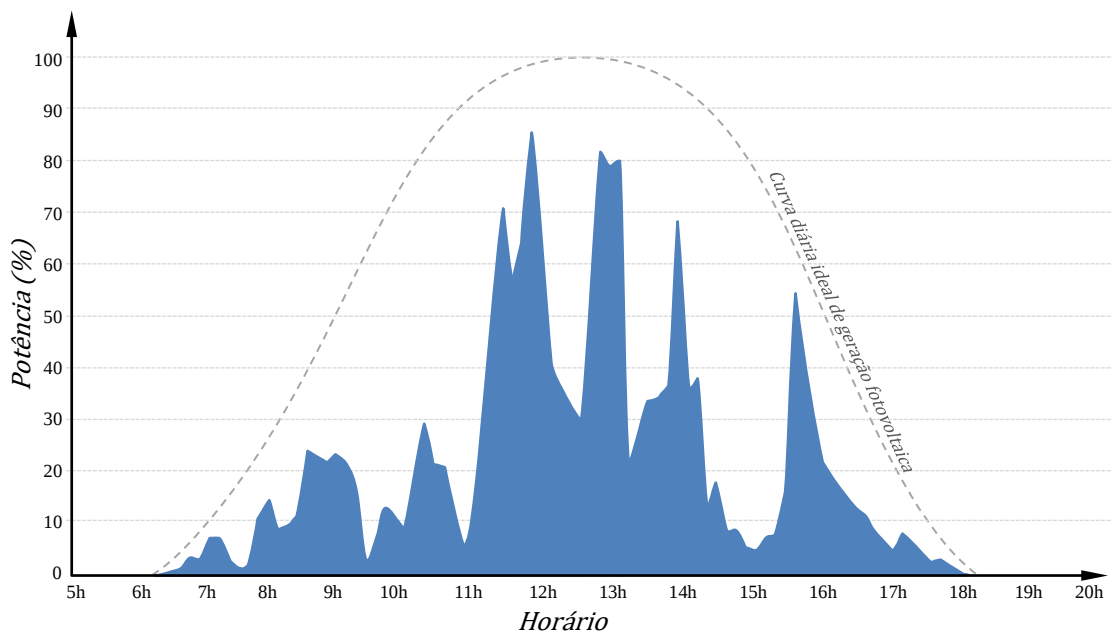
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Neste sentido, apesar da inserção de sistemas de GD tender a reduzir o custo de operação do sistema, como consequência da redução do nível de potência demandado da rede, é preciso considerar os custos implícitos associados à adoção de medidas que garantam a segurança do suprimento, em meio à presença de níveis elevados de geração “não firme” (i.e. intermitente) de energia (CASTRO, 2016).

A característica intermitente dos sistemas GD com base na tecnologia solar fotovoltaica (GDFV) resulta em custos adicionais para o sistema elétrico tradicional. Por estas fontes estarem suscetíveis a grandes variações de potência em um curto período, como efeito da passagem de nuvens, por exemplo, há a necessidade de reforço em centrais de geração de resposta rápida, operando em modo flutuante, exercendo função de suporte de geração e auxílio no controle da frequência do sistema, evitando impactos negativos em aspectos técnicos de qualidade da energia elétrica.

A Figura 4 apresenta a curva real de geração fotovoltaica em um dia com forte presença de nuvens e chuvas. Esta curva foi intencionalmente escolhida para ilustrar o efeito do sombreamento na potência de saída da planta fotovoltaica. Nos ensaios desenvolvidos por Fekete et al., (2012), constatou-se que mesmo as interrupções curtas, produzida por pequenas nuvens passageiras, causam impacto abrupto na potência de saída e, conseqüentemente, no volume de energia gerada no período.

Figura 4 – Curva de geração diária sobre efeito de sombreamento.

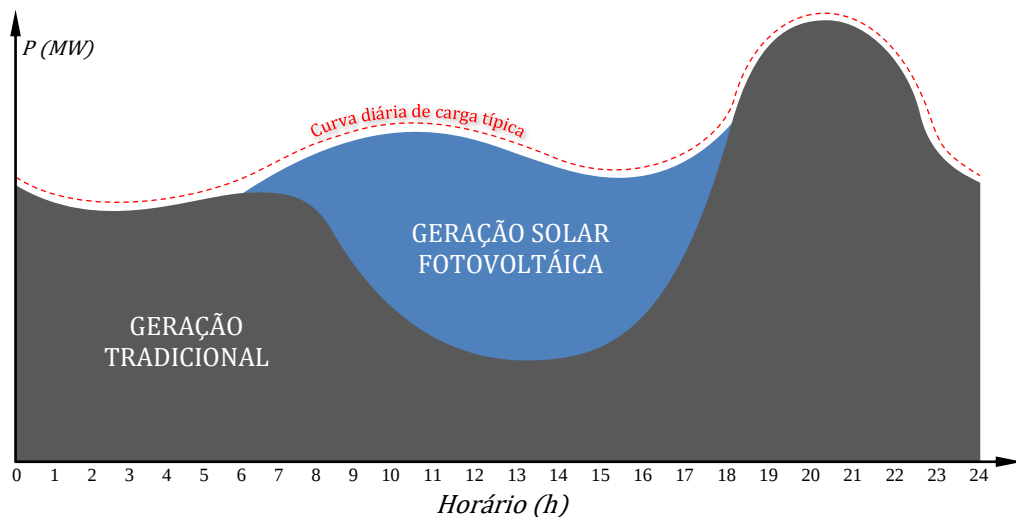


Fonte: Adaptado de (FEKETE et al., 2012).

Redes elétricas com alta participação de unidades de GDFV continuam experimentando o pico de demanda após o pôr do sol, quando a energia solar não está mais disponível, ficando a cargo das unidades geradoras tradicionais o suprimento integral da demanda energética.

Por outro lado, o pico de produção dos sistemas de GDFV, que ocorre logo após o meio dia, coincide com o período de baixa demanda de energia da rede, forçando a concessionária a baixar a produção de suas fontes despacháveis. Logo em seguida, com o pôr do sol, a demanda de energia começa a aumentar e as centrais geradoras tradicionais devem entrar em operação novamente para compensar a perda de produção da energia solar. Essa rotina operacional aumenta o custo de manutenção das unidades de geração tradicionais devido o maior desgaste de componentes, ocasionado pelas constantes entradas e saídas de operação, resultando no aumento do custo de produção, que por sua vez é repassado em forma de aumento da tarifa de energia elétrica para o consumidor final. A Figura 5 ilustra a curva diária de carga típica do sistema elétrico com alta penetração de unidades de GDFV, evidenciando a rampa de carga íngreme imposta à geração tradicional basilar a partir das 15h.

Figura 5 – Curva diária de carga simplificada com alta penetração de GDFV.



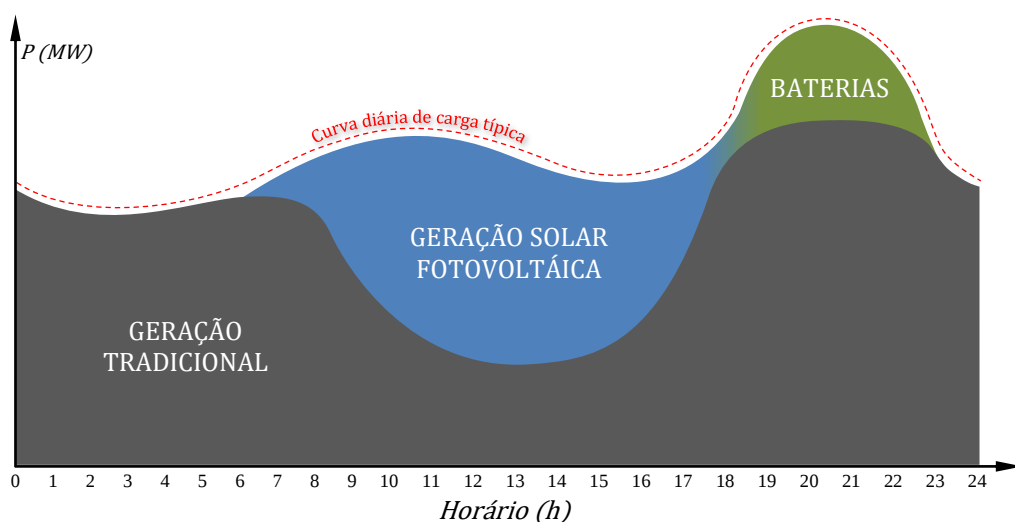
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O gráfico da Figura 5 é chamado de curva do pato (do inglês, *duck curve*), devido a forma semelhante à cauda, barriga, pescoço e cabeça de um pato durante a evolução da curva de carga diária com presença de geração fotovoltaica.

À medida que mais unidades de GDFV acessam o sistema elétrico, a barriga do pato começa a ficar mais próxima do eixo das abscissas, no gráfico, aumentando a rampa do pôr do sol. Neste cenário, a carga líquida produzida pelos sistemas de GDFV começa a superar os níveis mínimos de geração tradicional despacháveis, podendo tornar o controle da tensão e

frequência da rede mais complexo. Para que a estabilidade das grandezas elétricas seja mantida, é necessária uma certa quantidade de reserva on-line de potência elétrica despachável, operando constantemente, para servir como amortecedor das oscilações das fontes intermitentes e também para ajustar as grandezas elétricas nas situações de entrada e saída de grandes consumidores, mantendo o nível de tensão e frequência da rede dentro da faixa operacional adequada. É importante encontrar o ponto de equilíbrio entre o limite máximo de penetração de unidades de GDFV e o limite mínimo de reserva on-line de potência elétrica despachável, para evitar a situação de colapso operacional da rede, bem como, determinar o limite de potência fotovoltaica que o sistema suporta. Conhecer estas características operacionais da rede é importante para acompanhar o crescimento da potência instalada dos sistemas de GDFV e ter parâmetros para estimar o momento em que o limite possa vir a ser superado, antecipando a implementação de novas medidas para não prejudicar o gerenciamento e a qualidade da energia elétrica na rede. Entre estas medidas futuras, pode-se citar aquelas que venham tornar a curva de carga diária da geração basilar tradicional mais plana, como é o caso da utilização de baterias na rede de distribuição (BOTELHO et al., 2017), carregando-as nos horários de pico de geração fotovoltaica e descarregando-as nos horários de ponta (pico de consumo) (SILVA et al., 2017), conforme pode ser observado na evolução na curva de carga diária, ilustrado na Figura 6.

Figura 6 – Curva diária de carga simplificada com alta penetração de GDFV e baterias.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Além do mais, deve ser considerado ainda o fator de previsibilidade, uma vez que a confiabilidade dos sistemas de GDFV cresce à medida que o número de geradores fotovoltaicos aumenta. Neste cenário, o auxílio de ferramentas computacionais para gerenciamento de informações meteorológicas, previsão e acompanhamento do índice de geração fotovoltaica

setorizada, em tempo real, possibilita ao operador do sistema elétrico gerir a rede de maneira confiável e eficiente.

Desta maneira, observa-se que a disseminação em larga escala dos sistemas de GDFV impõe grandes desafios técnicos, econômicos e regulatórios ao setor elétrico, demandando o desenvolvimento de pesquisas e estudos analíticos para auxiliar no desenvolvimento de uma rede elétrica mais eficiente e confiável, tomando como iniciativa que existe uma grande expectativa de que as plantas de GDFV venham a se consolidar no Brasil, uma vez que o país oferece excelentes condições climáticas para o aproveitamento eficiente deste potencial energético.

O diretor da ANEEL, Pepitone (2017), considera que o atual desenvolvimento tecnológico dos sistemas fotovoltaicos já alcança eficiência justificável na produção de energia elétrica, viabilizando o investimento nos projetos de GD, sobretudo devido ao Brasil possuir potencial privilegiado para o aproveitamento do recurso energético solar, contando com níveis de irradiação superiores aos de países onde esta tecnologia é amplamente utilizada na produção de energia elétrica, como Alemanha, Canadá, Espanha e Itália. Segundo ele, a Alemanha, por exemplo, tem índice de irradiação entre 900 e 1.250 kWh/m² por ano sobre o seu território e, na Espanha, o número varia de 1.200 a 1.850 kWh/m² por ano. Enquanto isso, o Brasil produz entre 1.500 e 2.400 kWh/m² por ano. “Observe que o pior sol do Brasil, localizado no Paraná, com uma irradiação de 1.500 kWh/m² por ano, é superior ao melhor sol da Alemanha”, compara.

Por estar geograficamente situado próximo à linha do equador, o território brasileiro ganha posição de destaque pela pouca variação na incidência solar ao longo do ano, tornando ainda mais expressivo o potencial para o aproveitamento deste recurso energético. Porém, a instalação dos sistemas de GDFV ainda é singela frente ao potencial mencionado devido ao alto custo dos equipamentos. A realidade é que a GDFV tem como maior obstáculo o prazo de recuperação do investimento. Entretanto, a demanda de instalações promovida por vários países desenvolvidos tem reduzido, ano após ano, os custos de produção dos equipamentos que compõe esta tecnologia, contribuindo para torná-la cada vez acessível.

Assim sendo, a expectativa é que os sistemas de GDFV tornem-se mais expressivos na composição da matriz energética nacional e, por esta razão, o foco deste trabalho de pesquisa está direcionado em avaliar o impacto desta tecnologia no sistema elétrico, identificando e mensurando sua influência sobre os transformadores de distribuição e suas repercussões.

Como se sabe, os sistemas de GDFV necessitam dos recursos da eletrônica de potência e microeletrônica, utilizados no desenvolvimento dos inversores, para realizar a interface de

conexão do arranjo fotovoltaico à rede de distribuição. A presença de fontes eletrônicas conectadas à rede têm despertado cada vez mais o interesse por parte das concessionárias, como também fomentado pesquisadores a avaliar os reais impactos da conexão de unidades de GDFV, uma vez que a tecnologia ainda enfrenta alguns desafios técnicos com relação à forma de onda de saída, tornando os requisitos de qualidade da energia cada vez mais rigorosos. Embora as frequências harmônicas presentes na rede tenham tradicionalmente gerado grande interesse na busca pela qualidade da energia, a injeção de Corrente Contínua (CC) na rede foi negligenciada. Esse cenário tem mudado ultimamente devido à crescente preocupação quanto aos efeitos da corrente contínua nos equipamentos do sistema de distribuição, bem como em outras cargas conectadas à rede.

Os primeiros inversores desenvolvidos para aplicação em sistemas fotovoltaicos utilizavam um transformador internamente em sua topologia para compatibilizar o nível de tensão e promover isolamento galvânico entre o arranjo fotovoltaico e a rede elétrica. No entanto, a utilização do transformador traz desvantagens em termos de volume, peso e eficiência ao inversor. Por esta razão, alguns dos mais recentes modelos de inversores de sistemas de GDFV, disponíveis no mercado, são desenvolvidos utilizando a topologia sem transformador de isolamento em sua estrutura, comercialmente conhecidos como inversores “*transformerless* – *TL*”. Esta topologia de inversores ganhou muita popularidade devido ao aumento da eficiência do inversor em quase 2%, redução do peso em torno de 50% e redução do custo em quase 25% (VARGHESE et al., 2014).

A abordagem relativamente incomum da dupla excitação de transformadores deve começar por uma definição inequívoca do processo de composição e sobreposição de uma componente contínua CC na corrente de saída CA dos inversores de GDFV, disponibilizada à rede como uma corrente em forma de síntese entre os dois sinais distintos. O processo origina-se devido a ocorrência de falhas no sincronismo das chaves semicondutoras dos inversores de sistemas fotovoltaicos. Estas falhas são causadas pela assimetria nos tempos de condução e bloqueio, fazendo com que a corrente de saída dos inversores tenha valor médio não nulo, sendo esta a característica determinante da presença de componente CC na corrente CA injetada na rede (NGNEGUEU et al. 2012). Nesta situação, como a impedância do enrolamento do transformador é extremamente baixa em comparação com outras cargas do barramento, a maior parte da corrente CC injetada pelo inversor de GDFV circula prioritariamente pelo transformador de potência, sem ser refletida para o lado primário devido sua impossibilidade em transferir sinais que não variam no tempo, permanecendo assim confinada no circuito de

baixa tensão, levando à saturação assimétrica do núcleo do transformador de potência (OLIVEIRA, 1990).

1.2 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DA PESQUISA

A conexão de geradores fotovoltaicos à rede de distribuição apresenta, além dos evidentes benefícios que justificam sua difusão, alguns impactos negativos para o sistema elétrico, notadamente nos casos em que a GDFV atinge considerável participação na produção energética. Embora os estudos de penetração harmônica na rede, devido à presença de unidade de GDFV, tenham produzidos resultados expressivos, como pode ser analisado no estudo de Fortes (2016), abordagens envolvendo os efeitos das componentes CC e as consequentes harmônicas adicionais geradas pela saturação assimétrica dos transformadores não vem recebendo a devida atenção.

A injeção de corrente CC pelos inversores de GDFV, no barramento de baixa tensão, incrementa uma componente de fluxo CC no enrolamento secundário dos transformadores de potência, podendo deslocar seu ponto operacional para a região de saturação em somente um dos semiplanos, separados pelo eixo das abscissas, exatamente naquele em que a polaridade CC interage de forma suplementar ao fluxo CA, resultando na saturação assimétrica do núcleo do transformador. A alteração do ponto de operação natural e eficiente do transformador traz prejuízo não só à sua vida útil, mas também à sua funcionalidade na rede, devido à geração e propagação de harmônicas adicionais no sistema alimentador, afetando negativamente o sistema elétrico (OLIVEIRA, 1990). A partir do exposto, este trabalho tem como objetivo principal avaliar o comportamento dos transformadores de distribuição em um barramento com expressiva presença de unidades de GDFV, particularmente no que se refere à saturação assimétrica dos núcleos destes transformadores.

Nesse sentido, serão abordados inicialmente o efeito produzido pelos diferentes níveis de corrente CC no enrolamento dos transformadores e suas consequências sob o ponto de vista do conteúdo harmônico das correntes de magnetização. Na sequência, como contribuição original deste trabalho, serão investigados os aspectos relativos à propagação das diferentes componentes harmônicas nas redes de distribuição, bem como suas principais consequências, sobretudo com respeito a possíveis ressonâncias harmônicas entre os componentes naturais das redes e os dispositivos de compensação de reativos.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Para alcançar os objetivos expostos, a presente tese de doutorado está estruturada em sete capítulos. A ordem com que os capítulos estão organizados tem o propósito de apresentar os conceitos envolvidos na disposição sequencial que conduza à plena contextualização da temática, a fim de obter a melhor compreensão do objetivo específico. Cada capítulo constitui um módulo independente relativo ao tema que aborda, entretanto, todos possuem características inter-relacionáveis e complementares dentro do contexto geral deste trabalho.

Este primeiro capítulo é introdutório e apresenta o panorama atual dos sistemas de geração distribuída no Brasil, tanto no âmbito operacional como mercantil, identificando os fatores que podem impulsionar seu desenvolvimento, bem como aqueles que ainda precisam ser superados, e encerra-se com uma síntese da problemática levantada.

O capítulo 2 aborda de forma detalhada a definição e os conceitos técnicos sobre os sistemas de GDFV, com foco no princípio de operação, categorias, topologias e interação com o sistema elétrico. Este capítulo também expõe os aspectos relativos ao planejamento e procedimentos operacionais de compatibilização dos sistemas de GDFV com as redes de distribuição tradicionais existentes, bem como a avaliação dos reflexos negativos trazidos pelos sistemas de GDFV e os principais requisitos de qualidade e segurança para conexão à rede.

O capítulo 3 trata dos aspectos da qualidade da energia elétrica, listando os principais distúrbios e seus limites de variação, bem como as causas, efeitos e mecanismos de mitigação, com ênfase sobre as distorções harmônicas, abordando sua conceituação física e os impactos por ela desenvolvidos no sistema elétrico. Trata-se também dos conceitos e aplicações da transformada de Fourier e do processo de degradação das harmônicas de corrente sobre a forma de onda da tensão no ponto de acoplamento das unidades consumidoras.

O capítulo 4 apresenta as características funcionais e construtivas de inversores desenvolvidos para sistemas de GDFV, destacando as principais topologias e recursos responsáveis pela otimização da conversão CC/CA. Destaca-se também as técnicas de gerenciamento da conexão à rede, assim como a fundamentação teórica sobre o processo de injeção de potência elétrica, ativa e reativa, e a produção de frequências harmônicas e componentes contínuas pelo inversor.

O capítulo 5 tem como foco a fundamentação sobre as características construtivas e o princípio de funcionamento dos transformadores de potência, principalmente com respeito à reação do circuito magnético quando excitado somente por corrente alternada e duplamente excitado por CA/CC. Inicialmente, são feitas considerações sobre as principais fontes de

componente CC encontradas nas redes elétricas CA, contextualizando-as no cenário brasileiro, tornando possível a definição das circunstâncias do sistema elétrico antes da entrada dos sistemas de GDFV. Em seguida, aprofunda-se na análise do circuito magnético dos transformadores de potência, identificando os principais fenômenos físicos envolvidos em seu funcionamento. Por fim, estuda-se a magnetização assimétrica em regime permanente, com o propósito de se obter bases teóricas para o amparo da modelagem matemática.

O capítulo 6 é dedicado ao equacionamento do modelo matemático representativo do transformador de potência, simulação computacional e análise dos resultados. A simulação permite caracterizá-lo em termos de desempenho qualitativo, identificando o conteúdo harmônico da corrente de magnetização em condições de dupla excitação, enfatizando sua dependência com os níveis de corrente contínua injetado pelos sistemas de GDFV. Como exemplo, apresenta-se resultados simulados baseados no modelo proposto. Por último, avalia-se os impactos de uma possível ressonância harmônica entre os componentes naturais das redes e os dispositivos de compensação de reativos em um cenário onde estão presentes os efeitos combinados das fontes harmônicas constituídas pelos inversores e pelos transformadores assimetricamente saturados.

O capítulo 7, por fim, traz as considerações finais sobre o trabalho desenvolvido, comentários gerais a respeito das simulações realizadas e resultados alcançados, apontando as principais contribuições desta tese quanto à sua originalidade e importância no contexto da qualidade da energia elétrica. Na sequência, são apresentadas algumas propostas de continuidade, com vistas ao aperfeiçoamento das técnicas de análise e dos modelos desenvolvidos. Por último, relaciona-se as referências bibliográficas, que suportam a construção do conhecimento para a concepção deste trabalho de pesquisa.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 BREVE HISTÓRICO

A concepção do primeiro sistema elétrico de potência data do ano de 1882, quando Thomas Alva Edison projetou e construiu a estação de *Pearl Street Power*, na cidade de Nova Iorque, fornecendo energia elétrica em corrente contínua para a alimentação de várias lâmpadas incandescentes. A ideia teve logo enorme aceitação, sendo instalados sistemas similares em outras grandes cidades. No entanto, essas pequenas centrais possuíam uma característica em comum: sua disposição era próxima das cargas e, em essência, é o que hoje em dia chama-se Geração Distribuída (GD) ou descentralizada de energia elétrica.

Foi com o desenvolvimento dos transformadores e, conseqüentemente, das linhas de transmissão em alta tensão, que o paradigma da Geração Centralizada começou a tomar o lugar da geração distribuída. Esta foi a maneira organizacional que o sistema elétrico adotou, e tem obedecido ao longo de quase toda a sua história: Grandes centrais de geração e uma extensa rede de linhas de transmissão e distribuição, conhecida como geração centralizada de energia. Embora a geração centralizada tenha dominado a produção de energia elétrica em razão das economias de escala, economias estas que compensavam a construção de complexos sistemas de interligação, a topologia descentralizada sempre foi usada para aumentar tanto a eficiência de certos processos produtivos quanto a sua segurança e/ou para atender sistemas isolados (CHAVES, 2009).

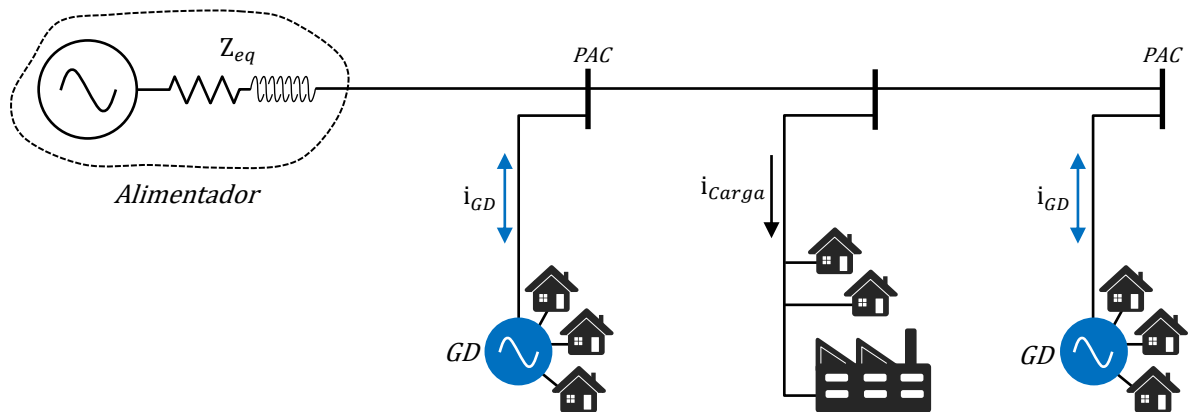
2.2 MODELO ATUAL DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com a preocupação da sociedade por questões ambientais, sustentáveis e econômicas, a GD voltou a ser considerada como uma alternativa para a geração de eletricidade. No modelo atual, a GD pode ser definida como a produção de energia elétrica por meio de tecnologias de geração de pequeno porte conectada ao longo do sistema de distribuição, podendo ser classificada sob duas vertentes: como Reserva de Energia ou como Fonte de Energia. A primeira funciona como um parque descentralizado para alimentação exclusiva da edificação, com objetivo de suprir necessidades momentâneas de excesso de demanda (demanda de ponta), amparo durante as violações dos limites de Qualidade da Energia Elétrica (QEE) e cobrir falhas no fornecimento da rede de distribuição. Já a segunda vertente, incentivada pela Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012, funciona conectada à rede de distribuição, por meio de instalações em unidades consumidoras, podendo se

comportar, em determinados momentos, como consumidor ou produtor de energia. Dentre as fontes alternativas e renováveis de energia, a eólica e a solar destacam-se pela maior disponibilidade de recursos naturais, sendo as mais empregadas em todo o mundo.

O uso em larga escala de sistemas de GD pode reduzir a demanda por investimentos em linhas de transmissão e frear a construção de usinas baseadas em fontes convencionais de energia. Porém, a implantação desse tipo de geração não é trivial, visto que a conexão de GD nas redes elétricas requer recursos e procedimentos operativos adicionais em relação às redes convencionais existentes, bem como práticas operacionais otimizadas para estabilização das demandas. A Figura 7 ilustra um sistema de Geração Distribuída Fotovoltaica conectada à rede de distribuição de energia.

Figura 7 – Sistema elétrico de potência com presença de GDFV.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os sistemas eólicos e fotovoltaicos, considerados como pilares da energia renovável, possuem baixa confiabilidade em termos de estabilidade do fornecimento de energia, uma vez que são fortemente dependentes das condições meteorológicas, como irradiação solar e velocidade do vento, além de apresentar alta variabilidade e não ser despachável quando necessário. Por outro lado, estes sistemas de energia renováveis são dotados de perfis complementares em relação a sua intermitência temporal. A operação interligada e combinada destas fontes, conforme o melhor aproveitamento das características climáticas ofertadas em cada região do país, justifica que o investimento em uma matriz energética diversificada seja o melhor cenário para um sistema elétrico confiável e de baixo impacto ambiental. Mesmo a biomassa, menos utilizada em sistema de GD, geralmente tem variação de disponibilidade de forma sazonal, assim como a maioria dos potenciais hidrelétricos.

2.2.1 Tecnologias de geração distribuída

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015, que altera a Resolução ANEEL nº 482/2012 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, a unidade consumidora pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou por meio de cogeração com alto rendimento energético, podendo ter ou não excedente de produção exportável. As tecnologias previstas como fontes de energia para sistemas de micro e minigeração distribuída são as fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada¹.

A energia solar fotovoltaica, classificada como fonte alternativa e renovável, será adotada como objeto de estudo e análise neste trabalho, considerando sua conexão à rede de distribuição de energia elétrica. Os termos “energia alternativa” e “energia renovável” são duas expressões por vezes adotadas como sinônimos, porém, existe diferença considerável em suas definições:

- **Fontes renováveis de energia:** são aquelas que empregam como energia-primária elementos que podem ser recompostos pela natureza em um processo inesgotável, ou em processos cujas reposições são realizadas em curto prazo. Compreendem as energias primárias baseadas na radiação solar incidente sobre a Terra, sendo elas a energia hidráulica, eólica, solar, bioenergias, geotérmica, das ondas e das marés.
- **Fontes alternativas de energia:** é toda e qualquer fonte energética que pode ser adotada como uma substituta a uma fonte convencional e, por isso, fontes alternativas não são necessariamente renováveis.

2.2.2 Geração distribuída com sistemas fotovoltaicos

A energia solar fotovoltaica, fruto da conversão direta da radiação solar em eletricidade, é a fonte de energia que tem recebido maior atenção pela comunidade técnica nos últimos anos, sendo apontada como umas das grandes oportunidades para o setor energético. Além de poder constituir usinas de geração, competindo com as tradicionais fontes de energia, os sistemas fotovoltaicos conseguem adaptar-se facilmente à arquitetura e a qualquer tipo de espaço vazio onde haja incidência de luz, como paredes, fachadas e telhados de prédios e residências, podendo ser facilmente instalados nas cidades e nos grandes centros urbanos, onde a disponibilidade de espaço é restrita, permitindo a produção local de energia elétrica limpa, sem

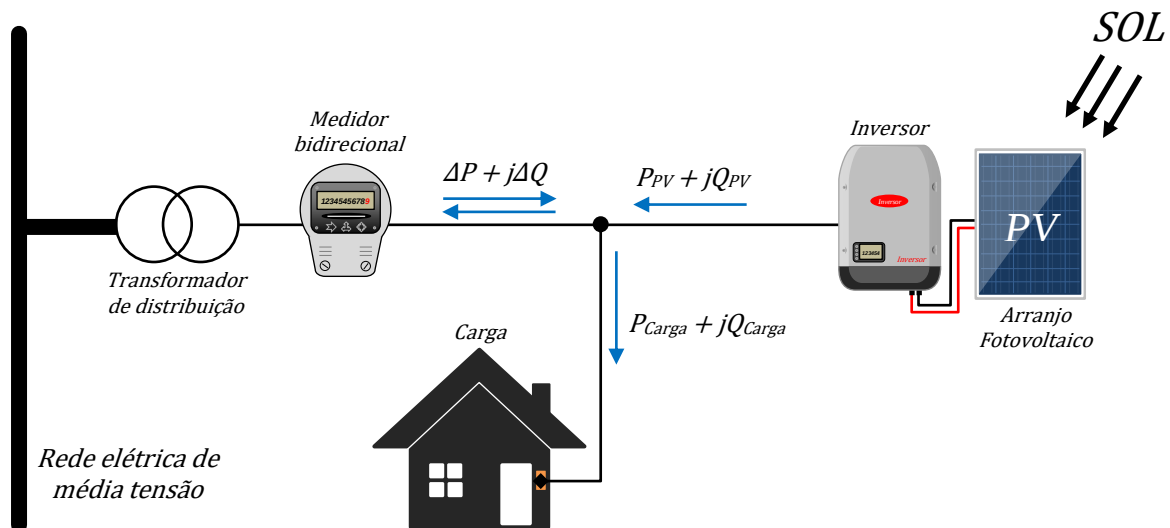
¹ Processo de cogeração de energia combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida, total ou parcialmente, em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis, com eficiência energética maior ou igual a 75%.

a emissão de gases poluentes, resíduos ou ruídos, contribuindo com o suprimento de energia dos centros consumidores e na melhoria da qualidade de vida da população.

2.2.3 Princípio de operação de sistemas de GDFV tradicional

O sistema de GDFV tradicional caracteriza-se como um gerador de eletricidade que utiliza o sol como fonte primária de energia, operando em conjunto com a rede elétrica de distribuição. Seu princípio de funcionamento baseia-se, inicialmente, na geração de energia pelos módulos fotovoltaicos (*Photovoltaic* – PV), em corrente contínua, e entrega esta produção ao inversor, que por sua vez, converte-a em corrente alternada e cria uma diferença angular entre os vetores de tensão do inversor e a tensão da rede, possibilitando a criação de um fluxo de potência no sentido do ângulo maior para o menor, a fim de realizar a injeção de potência no sistema elétrico. Assim, dependendo da energia gerada pelo GDFV e da demanda flutuante da edificação, a potência CA poderá fluir para a carga, para a rede ou para ambas, conforme demonstrado na Figura 8.

Figura 8 – Fluxo de potência em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

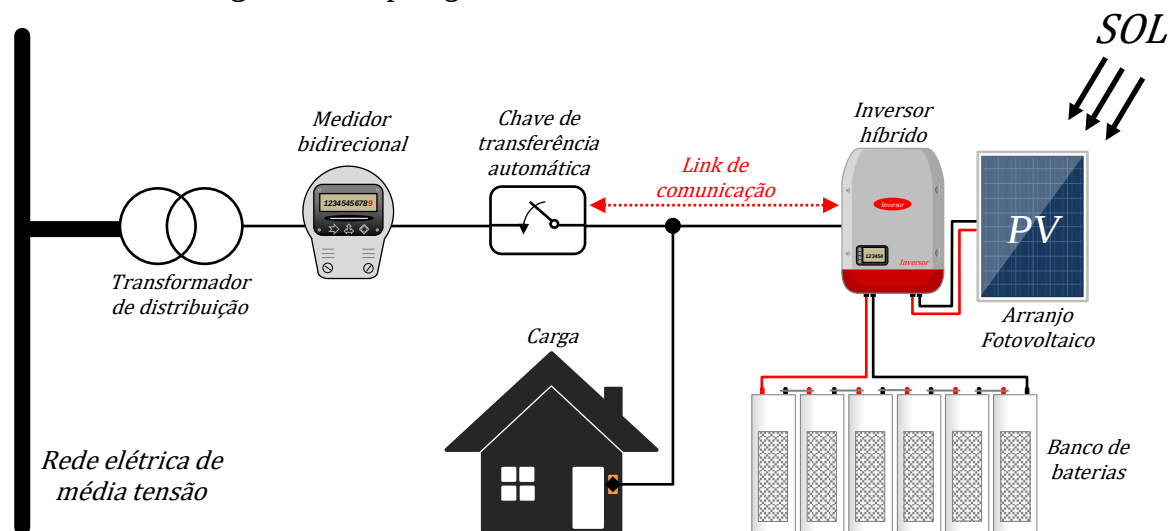
Na configuração da Figura 8, é desnecessária a utilização de baterias estacionárias e controladores de carga, visto que a rede elétrica de distribuição se encarrega de fornecer energia à carga quando a GDFV não for suficiente para tal, principalmente no período noturno. Porém, quando há falha no fornecimento ou desligamento para reparo na rede da concessionária, o inversor deve ser capaz de detectar a ausência do sinal de tensão da rede e desconectar-se, mesmo que o sistema fotovoltaico seja capaz de suprir a demanda de energia local. Esta

funcionalidade visa garantir a segurança de funcionários durante uma eventual manutenção na rede ou mesmo para evitar a energização de um circuito da rede que foi isolado pelo sistema de proteção devido a uma condição indevida, como também para preservar a integridade física do próprio inversor. No entanto, nos casos em que se deseje utilizar a potência produzida pela GDFV durante períodos em que a rede elétrica de distribuição estiver fora de operação, faz-se necessário a utilização de um segundo inversor, capaz de operar de maneira isolada, ou a utilização de um inversor capaz de trabalhar com e sem a rede elétrica. Contudo, as concessionárias requerem que a GDFV se desconecte imediatamente da rede sempre que ela falhe, independentemente se irá manter o consumo da edificação ou não (MACÊDO, 2004).

2.2.4 Sistema de GDFV integrado com banco de baterias

Os sistemas de GDFV integrados com sistemas de armazenamento de energia (baterias) podem ser utilizados para suprir toda ou parte da demanda de energia da unidade consumidora, considerando as situações de falha de suprimento na rede de distribuição de energia. Ainda assim, pode prestar serviço ancilar ao sistema elétrico quando for conveniente, minimizando as variações rápidas de geração no sistema devido à capacidade de resposta instantânea que possuem as baterias, como também permitir que o sistema de distribuição apresente uma curva de carga diária mais plana. Este desempenho é obtido descarregando-se as baterias para minimizar picos de consumo (principalmente nos horários de ponta) e carregando-as para completar os vales, contribuindo para manter o nível de tensão da rede dentro da faixa regulamentada (SILVA et al., 2017).

Figura 9 – Topologia básica de um sistema de GDFV híbrido.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A combinação dos sistemas de GDFV com banco de baterias estacionárias tem a possibilidade de tornar as unidades consumidoras mais autônomas com relação à energia elétrica. Durante os picos de geração fotovoltaica, que geralmente ocorre entre 12:00h e 15:00h, e coincide com o período de carga moderada ou leve das unidades consumidoras residenciais, a energia pode ser armazenada nos bancos de baterias, minimizando o fluxo de potência reverso no sistema elétrico e deslocando parte da geração fotovoltaica para o horário de ponta do consumo. Ainda que esta configuração seja pouco utilizada por razão do alto custo dos bancos de baterias, tem-se a perspectiva de redução dos preços devido aos benefícios alcançados nos projetos de GDFV, trazendo vantagens tanto para o consumidor final como para a concessionária de energia elétrica (BOTELHO et al., 2017).

2.2.5 Medição e compensação de energia elétrica

A medição em sistemas de GD deve atender a especificações idênticas às exigidas das demais unidades consumidoras convencionais, porém dotado adicionalmente da funcionalidade que permita a medição da geração de energia elétrica excedente exportada à rede.

Figura 10 – Medição bidirecional em sistemas de GDFV.



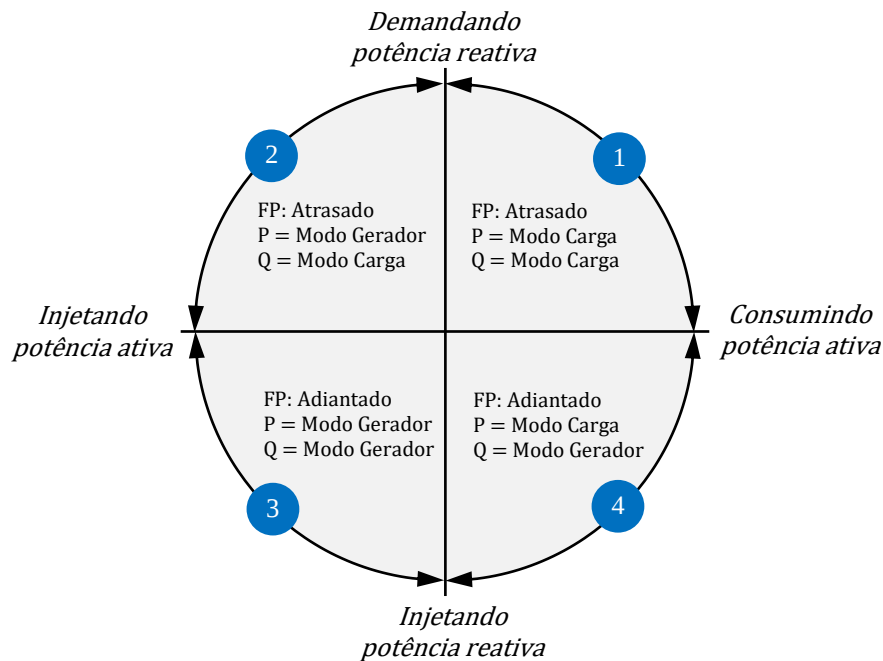
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), mesmo que a energia injetada na rede seja superior ao consumido no mesmo período, ainda será faturado o custo de disponibilidade da rede elétrica, cujo valor em reais é equivalente a 30kWh (monofásico), 50kWh (bifásico) ou 100kWh (trifásico). Em situação análoga, para os consumidores conectados em média tensão (grupo A), considerando a situação de equilíbrio do balanço energético entre o gerado e o consumido, a fatura correspondente à demanda contratada ainda continuará a ser faturada.

O sistema de compensação de energia elétrica, também conhecido pelo termo em inglês *net-metering*, é o procedimento ao qual a energia ativa excedente, produzida pelo sistema de GD, é injetada no sistema de distribuição da concessionária local, a título de empréstimo gratuito, passando a unidade consumidora a acumular créditos em quantidade de energia ativa, a ser consumida no prazo de 60 (sessenta) meses. Os créditos poderão ser utilizados para abater o consumo de energia elétrica da unidade onde a energia foi gerada ou em outra unidade consumidora, mesmo que tenham titularidades diferentes, conforme previsto na resolução 687/2015 da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015):

- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras:** unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas (condomínios), com porcentagens de compensação definidas pelos próprios consumidores;
- **Sistema geração compartilhada:** caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica; e
- **Autoconsumo remoto:** para unidades consumidoras em que ambas estejam sob o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ), com sistema de geração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

Nas situações em que existam postos tarifários diferenciados (ponta e fora de ponta), a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, dentro do mesmo ciclo de faturamento, após a aplicação de um fator de ajuste (ANEEL, 2015). Estando o sistema de GDFV em operação, o consumo interno da edificação é naturalmente priorizado e apenas a energia excedente é transferida à rede. Assim, a rede de distribuição se comporta de forma análoga a um armazenador de energia em momentos em que a demanda da unidade consumidora é menor do que a produção, e como retaguarda, nos momentos em que a produção da GD é menor do que o consumo. Para adoção do sistema de compensação de energia, as unidades consumidoras deverão dispor de medidores eletrônicos bidirecionais, conforme anteriormente abordado. No caso da microgeração distribuída, o medidor deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede. Já para os sistemas de minigeração distribuída, deverá ser instalado um medidor de quatro quadrantes que, além dos recursos exigidos para o medidor utilizado na microgeração, deverá possibilitar o faturamento do excedente de reativos. A medição em quatro quadrantes, realizada pelo medidor bidirecional, é ilustrada na Figura 11.

Figura 11 – Características operacionais do medidor bidirecional em quatro quadrantes.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A medição bidirecional também pode ser realizada por meio de dois medidores unidirecionais, um para aferir a energia elétrica ativa consumida e outro para a energia elétrica ativa gerada, caso seja a alternativa de menor custo para a distribuidora ou por solicitação do titular da unidade consumidora com geração distribuída. Para os sistemas de GD instalados em unidades consumidoras atendidas em tensão primária, com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores, a contabilização dos créditos de compensação deve ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora (ANEEL, 2015).

A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora, limite este definido pela corrente do disjuntor geral do padrão de entrada desta unidade. O limite da potência instalada do sistema de GDFV em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras deve considerar o dimensionamento do circuito realizado pela distribuidora para o atendimento do empreendimento. Caso o consumidor deseje instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido, deve solicitar à distribuidora o aumento da potência disponibilizada, sendo dispensado o aumento da carga instalada (ANEEL, 2015).

2.3 CATEGORIAS DE GDFV

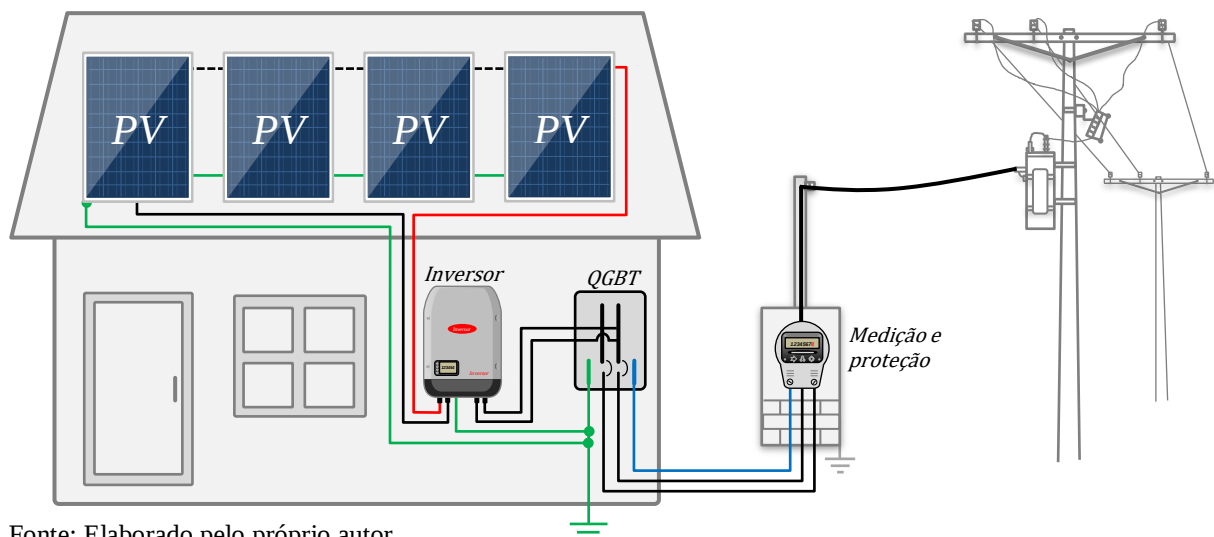
Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser centralizados, constituindo usinas de geração de energia elétrica, ou micro e minissistemas descentralizados de GD, instalados em qualquer tipo de unidade consumidora. Estes sistemas atuam como fonte complementar ao sistema elétrico ao qual estão conectados e sua classificação está em função da capacidade de produção energética, segundo as definições utilizadas pela ANEEL (2015):

- **Microgeração:** Potência instalada até 75kW;
- **Minigeração:** Potência instalada acima de 75kW até 5MW;
- **Usinas de geração:** potência acima de 5MW.

2.3.1 Sistemas de microgeração fotovoltaica

Os sistemas de microgeração fotovoltaica constituem a menor categoria de GD, com potência instalada de até 75kW. Esta categoria compreende a maior parte dos sistemas fotovoltaicos instalados nos telhados de residências, que podem suprir totalmente o consumo de eletricidade e tornar a edificação autossuficiente em energia elétrica. A Figura 12 ilustra um típico sistema de microgeração distribuída fotovoltaica residencial.

Figura 12 – Topologia simplificada de sistema de microgeração fotovoltaica.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

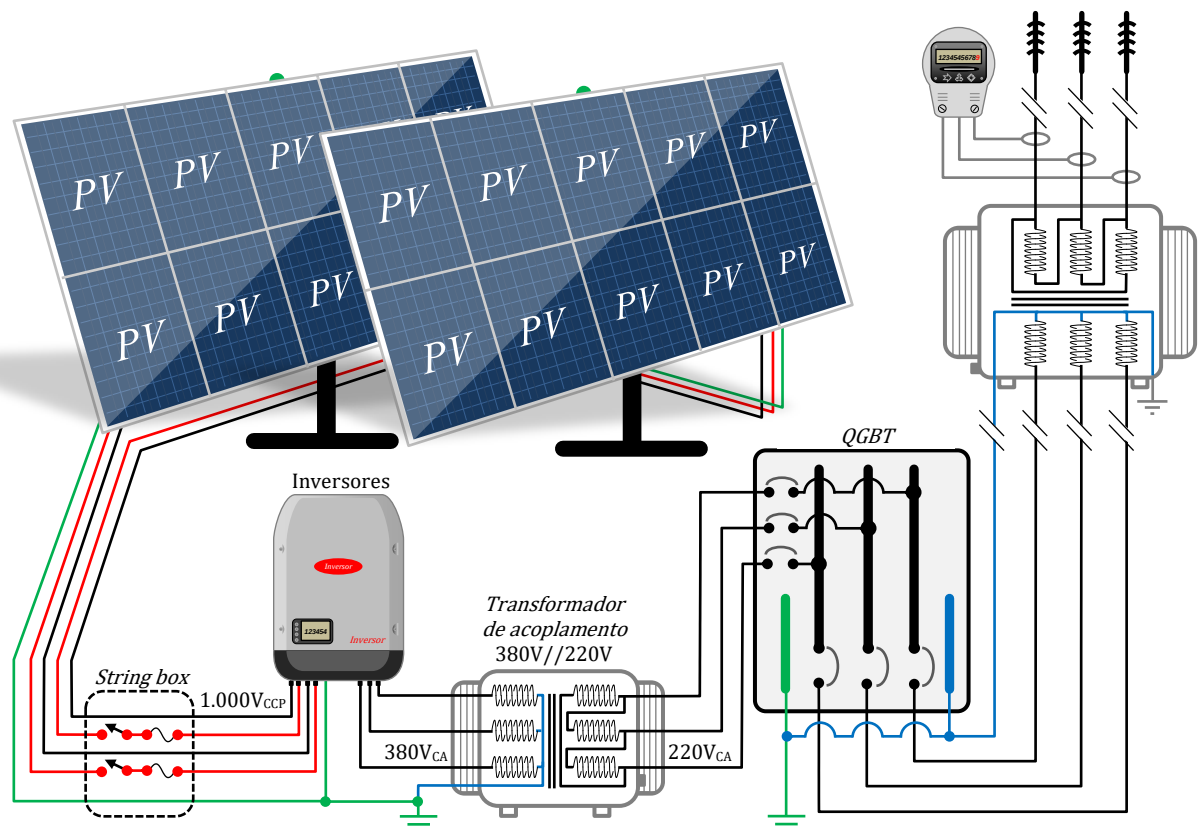
2.3.2 Sistemas de minigeração fotovoltaica

Os sistemas de minigeração fotovoltaica são aqueles normalmente instalados em consumidores industriais e pequenas usinas, com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 5 MW. Nesta categoria, o estabelecimento deve ser atendido com tensão primária de

distribuição (média ou alta) por meio de subestação própria, isto é, com transformador de potência e demais acessórios dedicados ao atendimento da edificação.

O princípio de funcionamento é basicamente o mesmo para os sistemas de microgeração e minigeração fotovoltaica, porém, devido à sua potência nominal elevada, a tensão de saída dos inversores de minigeração possui valor convenientemente elevado para reduzir a magnitude da corrente no circuito interno do mesmo, sendo necessário, na maioria dos casos, a utilização de um transformador de acoplamento para reduzir o nível de tensão ao valor compatível de alimentação das cargas da unidade consumidora, bem como possibilitar o acoplamento com a rede de distribuição, conforme ilustrado genericamente na Figura 13.

Figura 13 – Sistema de minigeração fotovoltaica conectada à rede de MT.



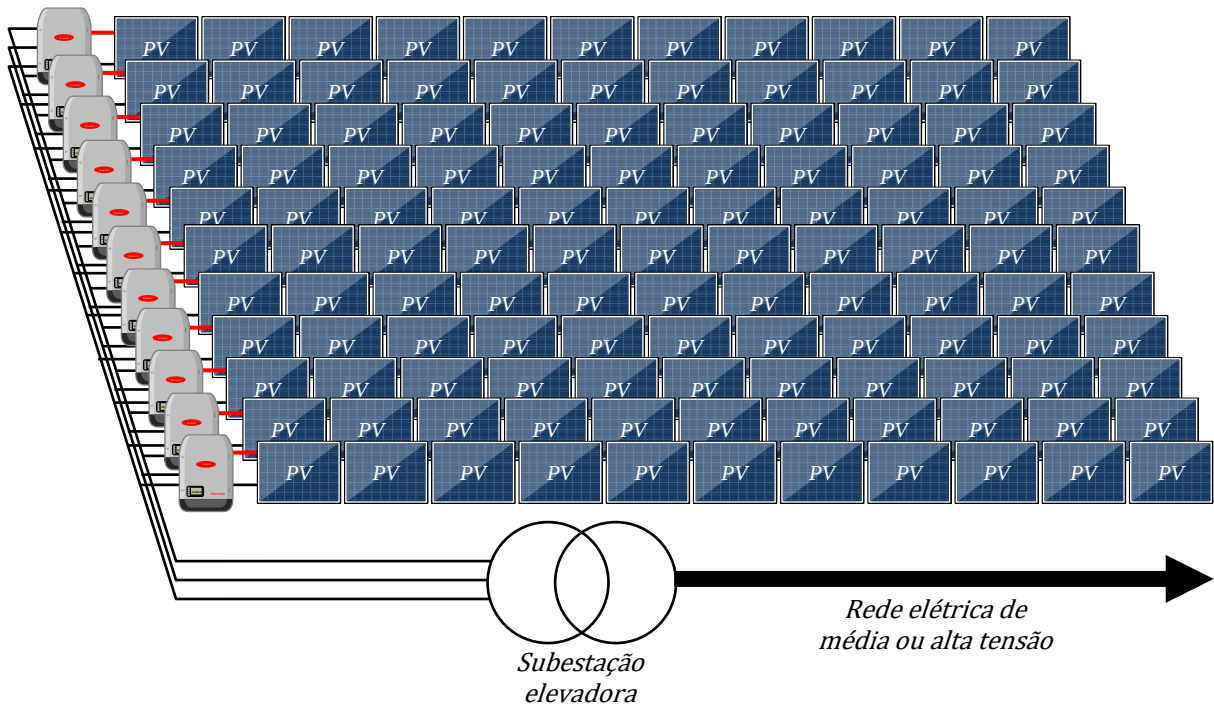
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

2.3.3 Usina de geração fotovoltaica

As usinas fotovoltaicas conectadas à rede caracterizam-se pela geração de energia de forma centralizada, com potência acima de 5MW, normalmente instaladas fora dos grandes centros de consumo devido a ocupação de grandes áreas, necessitando de conexão ao sistema de transmissão ou distribuição de energia elétrica. Ressalta-se que esta categoria não é

amparada pelas resoluções 482/2012 e 687/2015 da ANEEL. A Figura 14 ilustra uma topologia genérica de usina fotovoltaica.

Figura 14 – Usina de geração fotovoltaica conectada ao sistema elétrico.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Ao contrário da integração urbana dos geradores fotovoltaicos em edificações, onde o preço da geração solar deve ser comparado com a tarifa que o consumidor final paga para a distribuidora, uma usina solar fotovoltaica centralizada tem que competir com os custos associados às fontes de energia centralizadas convencionais, onde os custos por kW gerado são menores quando comparado com geração por meio de sistemas fotovoltaicos. Porém, nota-se que esta fonte energética alternativa vem ganhando competitividade econômica em relação às outras fontes convencionais devido ao incentivo a nível mundial e uma série de políticas públicas adotadas por diferentes países, a fim de se buscar maior segurança energética e sustentabilidade. O desempenho positivo da geração de energia solar fotovoltaica está diretamente relacionado à identificação dos custos, benefícios econômicos e socioambientais relacionados à utilização desta tecnologia para produção de energia elétrica. Neste sentido, a geração solar fotovoltaica pode ser considerada também como uma medida de conservação de energia, uma vez que o atendimento energético realizado por estas fontes pode contribuir para economizar água nas barragens das usinas hidrelétricas, aumentando a robustez e confiabilidade do sistema elétrico nacional.

2.4 IMPACTOS DA GDFV NO SISTEMA ELÉTRICO

A instalação de GDFV exige modificações nas metodologias de planejamento e adaptações na operação das redes de distribuição de energia, visto que estas foram inicialmente projetadas para operar com fluxo unidirecional, da subestação para as cargas. Sendo assim, a instalação de GDFV deve ser acompanhada por um conjunto de estudos para avaliar os possíveis impactos no sistema elétrico, sejam eles positivos ou negativos. A determinação dos fatores que realmente serão afetados depende do índice de penetração de GDFV e das características da rede elétrica (PETEAN, 2014). Logo, a instalação de poucas unidades de GDFV no sistema de distribuição normalmente não produz grandes impactos no perfil da rede. Entretanto, conforme aumenta a participação destas unidades geradoras no sistema elétrico, o nível de perturbação gerado pode ser significativo.

Estudo realizado pela *National Renewable Energy Laboratory – NREL*, concluiu que o percentual de penetração acima de 10% entre a GD e a demanda do sistema já pode ser considerado como nível significativo de penetração de GDFV, tendo em vista os impactos ocasionados. A *NREL* também realizou um estudo visando identificar os desafios técnicos que devem ser superados para elevada penetração de energias renováveis na rede de distribuição. A ênfase foi dada aos sistemas de GDFV por se tratar de uma tecnologia emergente para conexão em redes de baixa tensão. O estudo chama a atenção para os alimentadores de baixa tensão, que utiliza o fator de coincidência² para seu dimensionamento, uma vez que a carga instalada dificilmente funcionará toda ao mesmo tempo. No entanto, deve-se complementar que o fator de coincidência para os sistemas de GDFV não segue o perfil da curva de demanda, pois o ramal de distribuição fica normalmente sujeito à mesma irradiação solar, e todos os geradores fotovoltaicos contribuem, de forma simultânea, com a máxima potência nos horários de maior insolação. Esta condição pode limitar a penetração de GDFV em redes dimensionadas com baixo fator de coincidência devido à sobrecarga eventualmente imposta aos condutores de alimentação nos horários de pico de geração fotovoltaica.

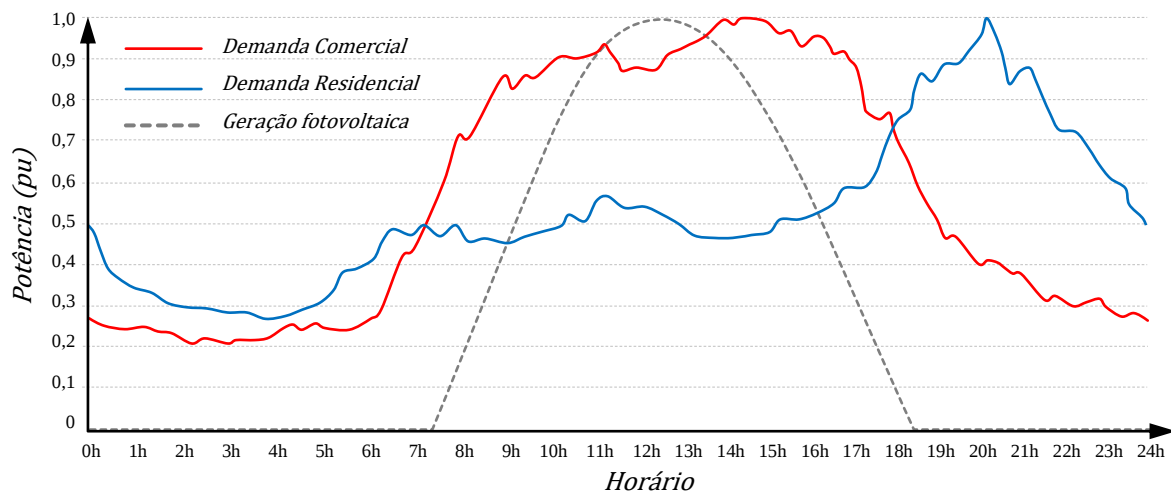
2.4.1 Fluxo de potência reverso

No sistema de geração centralizada convencional, o fluxo de potência é proveniente dos mais altos níveis de tensão para os mais baixos, em sentido unidirecional, fazendo com que as

² Fator de coincidência, ou fator de simultaneidade, é definido como a razão da demanda simultânea máxima de um conjunto de equipamentos ou instalações elétricas, para a soma das demandas máximas individuais, ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado. Trata-se do inverso do fator de diversidade.

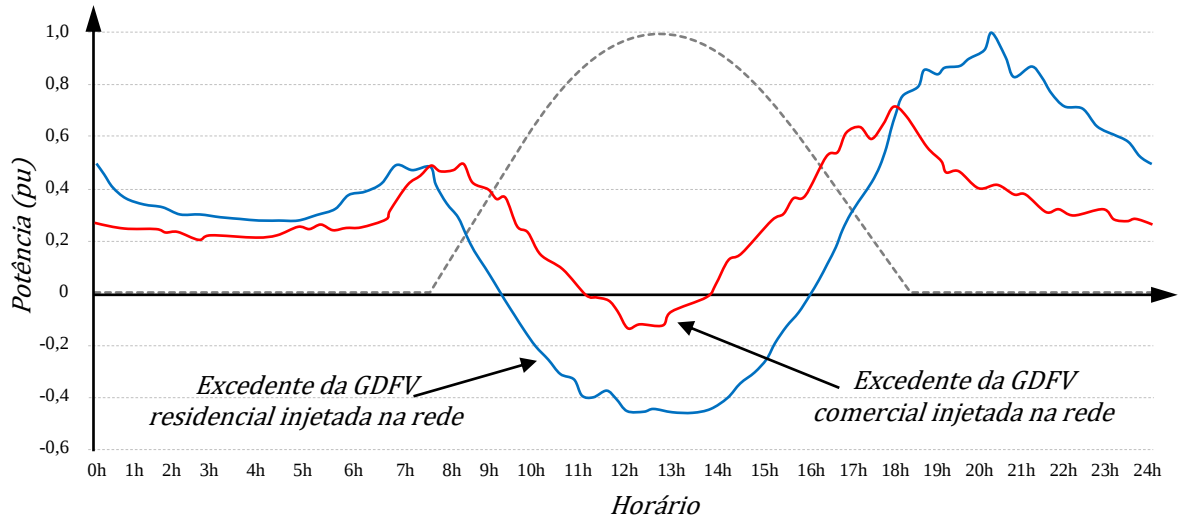
unidades consumidoras tenham comportamento estritamente passivo. Com a introdução da GDFV no sistema de distribuição, verifica-se uma mudança no sentido do fluxo de potência nos momentos em que a geração é maior que o consumo. Portanto, as unidades consumidoras passam a se comportar de forma ativa, utilizando a rede de distribuição em ambos os sentidos devido à presença cada vez maior da GDFV. Por outro lado, no período noturno, os geradores fotovoltaicos deixam de fornecer energia e as unidades consumidoras voltam a se comportar de forma passiva. Essa alternância no fluxo de potência é um fator de extrema importância por parte dos órgãos de regulamentação, como também por parte das empresas de distribuição, e pode ser considerada a temática de maior relevância quanto aos impactos da conexão de GDFV, uma vez que ao surgir um fluxo em sentido oposto ao convencional, pode-se afetar diretamente a operação da rede existente por não considerar o fluxo reverso no seu ajuste original de proteção (SHAYANI, 2010). A inversão do fluxo de potência pode ser exemplificada considerando as curvas de carga típicas de unidades consumidoras com GDFV. Deve-se ressaltar que as diferenças entre as curvas residencial, comercial da fotovoltaica, ilustradas na Figura 15, são consideradas nas bases nominais relativas de cada seguimento de consumo.

Figura 15 – Valores típicos de demandas residenciais e comerciais para GDFV.



Fonte: adaptado de (SHAYANI, 2010).

A instalação de GDFV permite o alívio de alimentadores de distribuição, reduz as perdas de distribuição e pode aliviar a demanda de certas instalações nos momentos de pico de consumo de energia, onde o custo da energia é elevado. Observa-se na Figura 16 que a presença de GDFV faz com que, durante determinado horário do dia, a potência das cargas seja negativa, indicando que o excedente de potência produzido por estas unidades geradoras está sendo injetado na rede de distribuição, fluindo em sentido reverso.

Figura 16 – Demandas residenciais e comerciais para GDFV com excedente de produção.

Fonte: adaptado de (SHAYANI, 2010).

A energia produzida em excesso pelos sistemas de GDFV pode ser direcionada para outros alimentadores vizinhos, considerando que o fluxo de potência bidirecional esteja previsto na rede, evitando o comprometimento da segurança e a estabilidade do sistema elétrico.

Por outro lado, caso a GDFV supra uma parcela considerável da carga do alimentador de distribuição, sua desconexão súbita faz com que a corrente necessária para continuar suprindo o sistema seja completamente fornecida pela geração central, o que aumenta instantaneamente a queda de tensão no ramal. Ainda nesta análise, considerando que os equipamentos auxiliares à regulação de tensão na rede tenham sido ajustados com base na presença dos sistemas de GDFV, a ausência destas fontes de energia irá despertar a atuação destes equipamentos compensadores, podendo levar alguns minutos (na melhor das hipóteses) entre o processo de identificação e correção dos parâmetros. Esta situação faz com que a tensão fique fora da faixa adequada de fornecimento ou mantenha-se insuficiente até o retorno das unidades de GDFV (SHAYANI, 2010).

2.4.2 Nível de curto-circuito

Os estudos sobre o nível de curto-circuito e a obtenção dos valores das correntes de falta são essenciais para o planejamento e operação de um sistema de distribuição de energia. Os valores obtidos representam dados importantes para as especificações técnicas dos componentes do sistema, no que se refere à capacidade de condução da corrente de curto-circuito, suportabilidade aos efeitos térmicos e às solicitações mecânicas, definição da capacidade de interrupção de dispositivos de seccionamento e na coordenação e seletividade

dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente. Neste contexto, a instalação de unidades de GD em sistemas de distribuição pode alterar o nível de curto-circuito da rede, passando a ter duas fontes de contribuição para o nível de curto: a subestação e o sistema de GD. Este cenário pode provocar efeitos indesejados, como perda de coordenação dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente; violação da capacidade de interrupção de disjuntores; superação dos limites térmicos e mecânicos de equipamentos (PETEAN, 2014). No entanto, a corrente de curto-circuito da GD depende do tipo de fonte utilizada. Como exemplo, toma-se a energia eólica, que contribui consideravelmente com a corrente de curto-circuito, pois existe uma energia cinética nas pás do gerador eólico que é convertida em potência elétrica no momento do curto-circuito.

No caso de sistemas fotovoltaicos, por não possuírem componentes rotativos, a contribuição com a corrente de curto-circuito depende da estratégia de controle operacional do inversor. Para sistemas fotovoltaicos isolados, ou seja, sem conexão à rede de distribuição, o inversor opera no esquema de controle de tensão, e ao tentar manter a tensão estável durante uma falta, uma corrente elevada é disponibilizada em sua saída, principalmente se possuir sistema de armazenamento de energia por meio de baterias. Já os sistemas fotovoltaicos conectados à rede operam com inversores que utilizam, tipicamente, o esquema de controle de corrente, o qual não gera incremento de corrente durante a falta devido à ação do sistema de rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracker* – MPPT). Além disso, os inversores são normalmente equipados com relés de subtensão e sobrecorrente, visando identificar faltas e cessar sua contribuição com a corrente de curto-circuito por meio da desconexão com a rede, reconectando-se de forma automática após um período predeterminado (SHAYANI, 2010).

2.4.3 Filosofia de proteção de sistemas de distribuição de MT

A rede de distribuição convencional, concebida tipicamente como radial e alimentada por geração centralizada, suporta uma determinada quantidade de GDFV sem a necessidade de alterações. Porém, após determinado nível, mudanças devem ser realizadas no planejamento, operação, proteção e controle das redes de distribuição para torná-las aptas a incorporar grandes parcelas de GDFV, ou um limite de penetração deve ser preestabelecido, fixando um patamar de injeção de potência (SHAYANI, 2010). A fundamentação para que ocorram mudanças na filosofia operacional da rede são justificadas pelo fato de que a inserção de geradores distribuídos resulta em um sistema não radial e, conseqüentemente, a proteção ainda possuindo

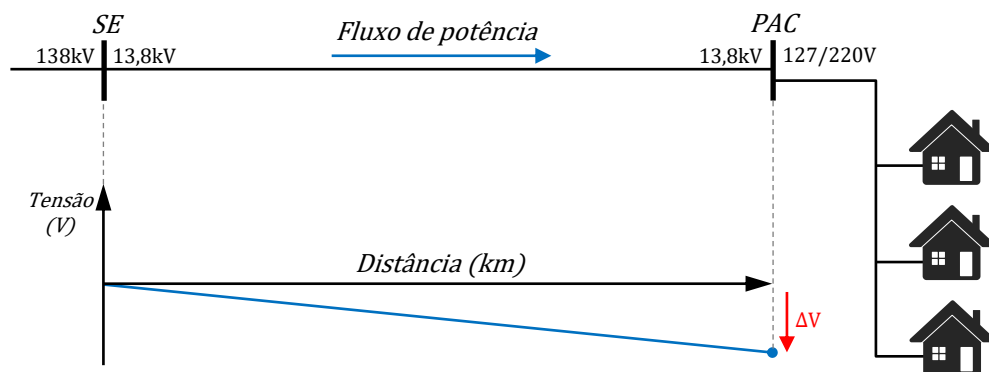
características de coordenação e seletividade radial, terá atuação operacional equivocada, restritiva ou omissa frente aos estímulos originados pela presença das unidades de GD na rede.

Sob a ótica dos sistemas de proteção, o impacto promovido pela elevada penetração de unidades de GDFV é mais significativo devido ao fluxo de potência reverso na rede, ou em parte dela, sob determinados horários, podendo trazer consequências negativas caso o sistema de proteção da rede não esteja previamente ajustado para atuar nesta condição. A filosofia de proteção tem sua premissa baseada tanto na preservação de materiais e equipamentos instalados na rede, como também nos aspectos de continuidade do suprimento, evitando que uma falha tenha um grande envolvimento em termos de consumidores atingidos, além de procurar reduzir o tempo de reestabelecimento do sistema em serviço.

2.4.4 Perfil de tensão do alimentador

A regulação de tensão é uma característica intrínseca da rede elétrica. Em um sistema de geração centralizada convencional, a tensão é mais elevada próximo à subestação e mais reduzida próximo à carga, conforme ilustra a Figura 17.

Figura 17 – Queda de tensão em um sistema de distribuição convencional.



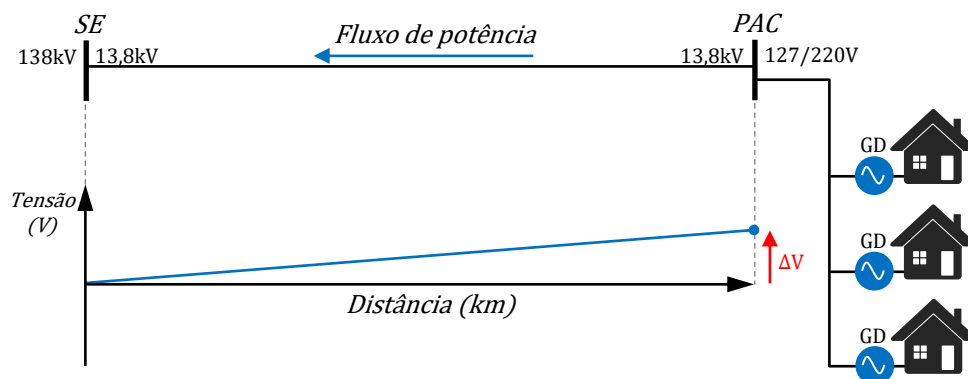
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Técnicas para melhorar o perfil de tensão incluem mudança nas derivações em um dos enrolamentos dos transformadores de potência (ajuste do TAP), instalação de reguladores de tensão e chaveamento de bancos de capacitores, que visam garantir que a tensão fique dentro de uma faixa adequada de valores. Com a presença de sistemas de GDFV, parte da potência requerida pela carga é suprida localmente, assim, a corrente que flui pela rede de distribuição é reduzida, bem como a queda de tensão. Logo, observa-se que os sistemas fotovoltaicos atuam como reguladores de tensão, compensando as quedas desta grandeza elétrica nas situações de carga pesada. De maneira geral, a inserção de fontes de energia no sistema elétrico tende a

manter os níveis de tensão mais estáveis ao longo do alimentador, reduzindo o número de comutações de TAP dos reguladores de tensão, reduzindo o desgaste destes equipamentos, e consequentemente, aumentando sua vida útil.

Porém, uma ressalva deve ser realizada considerando um ramal de distribuição com forte presença de GDFV. No período do dia em que ocorre a máxima radiação solar também ocorre o pico de produção fotovoltaica, em todos os sistemas ao mesmo tempo. Especificamente em sistemas GDFV residenciais, onde o pico de geração fotovoltaica raramente coincide com o pico de consumo da residência, pode ocorrer excesso de produção de energia nesse período. Nestas condições, como a produção é maior que o consumo, o fluxo de potência estaria em sentido reverso e, de acordo com Matos (2013), nota-se a elevação no perfil da tensão no PAC, conforme pode ser observado na Figura 18.

Figura 18 – Elevação da tensão em um sistema de distribuição com GDFV.



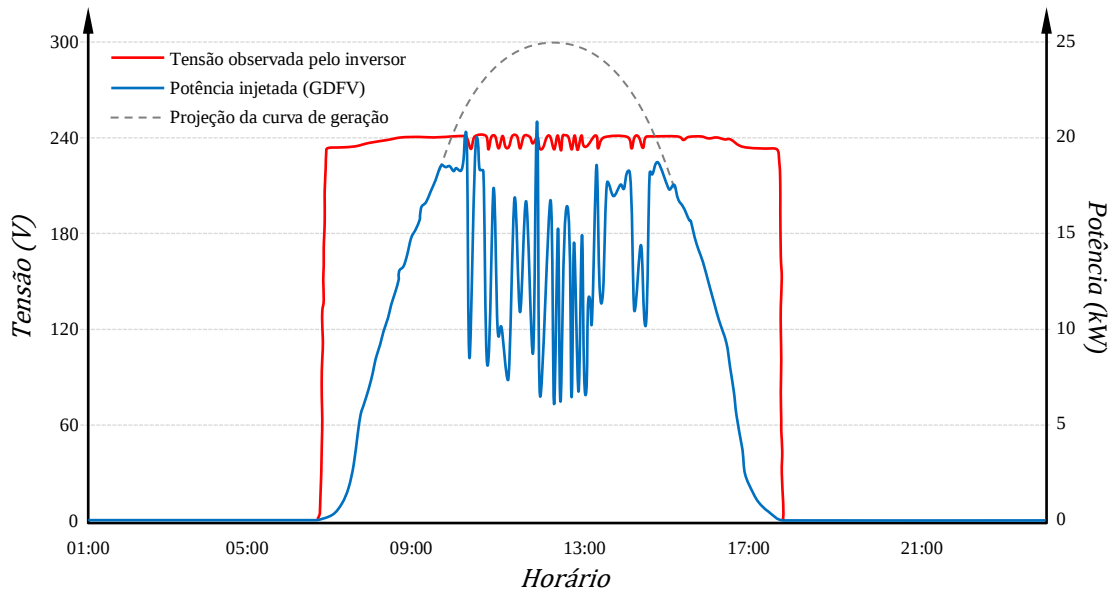
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Esse aspecto pode se tornar um problema em alimentadores que possuam muitas unidades de GDFV com excedente de produção, causando elevações de tensão que podem superar os limites admissíveis, tal como os estabelecidos pela resolução N° 505/2001 da ANEEL, podendo causar a desconexão de alguns inversores por proteção de sobretensão ou sobrefrequência.

Esta situação ocorre geralmente em circuitos longos, com transformadores de potência operando com TAP ajustado para compensar a queda de tensão, principalmente em áreas rurais sem amparo de reguladores de tensão. A conexão de sistema de GDFV nestas localidades reduz a demanda de corrente no circuito, tornando menor a queda de tensão e, nestas condições, observa-se que a tensão primária (MT) alcança o nível adequado de fornecimento. Porém, como o transformador está com TAP ajustado para compensar a queda de tensão nos momentos de sobrecarga, o inversor passa a experimentar sobretensão quando aproxima-se do seu pico de produção de energia. A Figura 19 apresenta este cenário, extraído de uma planta de GDFV real,

evidenciando a desconexão do inversor nos momentos em que a tensão da rede supera o limite operacional admissível, pré-ajustado na parametrização do inversor, restringindo de forma significativa o volume de potência líquida injetada na rede.

Figura 19 – Desconexão do inversor por sobretensão na rede elétrica.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

2.4.5 Ilhamento não-intencional

Ilhamento pode ser definido como uma condição em que parte da rede de distribuição, que contenha tanto carga quanto GD, se mantém energizada, mesmo após a desconexão do restante da rede elétrica. Essa condição pode ser intencional, quando a configuração é planejada com base em estudos que garantem a qualidade da energia aos consumidores (microrredes), ou de forma 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 de cargas via geração distribuída, visando aumentar a confiabilidade do sistema e reduzir o tempo de interrupção (LIMA, 2014).

Para prevenir o ilhamento não-intencional, os inversores de GD são dotados de um sistema de monitoramento, podendo ser baseado em técnica ativa ou passiva, o qual possibilita a sua desconexão da rede de distribuição quando for constatada a ausência da referência da tensão no alimentador, fornecida pela geração base. A exigência quanto à desconexão do sistema de GD é prática comum na maioria das concessionárias distribuidoras de energia

elétrica pelo mundo, e no Brasil a regra não é diferente, ficando clara a proibição de operação ilhada sob quaisquer circunstâncias. No entanto, com o aumento da participação de unidades de GD no sistema elétrico, torna-se cada vez maior a dependência da rede em relação a estas fontes, de forma que a desconexão massiva de unidades de GD pode resultar em problemas graves de regulação de tensão e de qualidade de energia elétrica de um modo geral.

Embora o ilhamento intencional não seja comum em redes de distribuição de energia, esta condição operacional é promissora, como pode ser observado por algumas propostas interessantes encontradas na literatura técnica (LIMA, 2014). Apesar de pesquisas mostrarem a baixa probabilidade de haver o perfeito casamento entre geração e carga para que ocorra o ilhamento não-intencional, os potenciais danos que supostamente possam ocorrer fazem com que este tema mereça atenção especial. Por isso, a norma ABNT NBR 16.149/2013 recomenda que o inversor seja capaz de identificar a condição de ilhamento não-intencional e promova sua desconexão da rede em no máximo 2 segundos. Alguns dos principais riscos da operação ilhada são apresentados a seguir:

- Risco de vida para os funcionários da concessionária de distribuição durante manutenções, pois o alimentador pode manter-se energizado quando espera-se que esteja desconectada de todas as fontes de energia;
- Possibilidade de danos físicos ou redução da vida útil dos equipamentos eletroeletrônicos da unidade consumidora alimentada durante o ilhamento, caso os parâmetros de tensão e frequência fiquem fora das faixas toleráveis; e
- Interferência no restabelecimento da rede elétrica pela concessionária, podendo gerar desarme ou danificar equipamentos, caso ocorram religamentos fora de sincronismo.

2.4.6 Ressonância harmônica

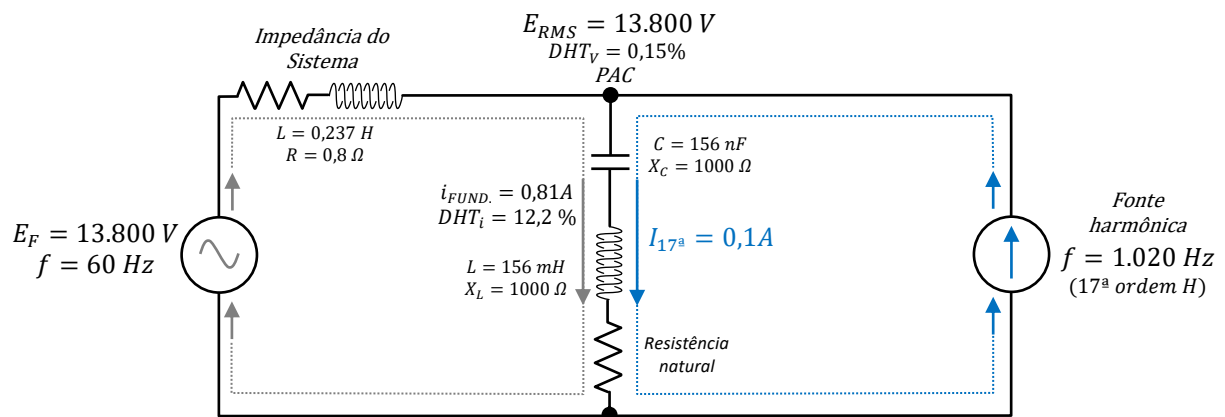
A necessidade de instalação de banco de capacitor em um determinado ponto do sistema elétrico causa a interação entre suas impedâncias e, conseqüentemente, haverá uma determinada frequência em que as reatâncias indutivas e capacitivas se igualam. Este ponto de cruzamento igualitário é denominado frequência de ressonância. O efeito compensatório de energia entre as reatâncias indutivas e capacitivas resulta em um valor de impedância equivalente muito baixo, para o caso de ressonância entre cargas em série, ou assumir valor muito elevado quando a ressonância ocorre entre cargas em paralelo, sujeitando o sistema elétrico a condições danosas de operação (FORTES, 2016).

▪ Ressonância série

Em um circuito CA em série, a reatância indutiva está adiantada em 90° em relação ao ângulo de referência zero da resistência, e a reatância capacitiva está atrasada em 90° de referência. Portanto, X_L e X_C estão a 180° entre si. As reatâncias opostas anulam-se completamente quando iguais, tornando o circuito puramente resistivo, e consequentemente, oferecendo uma baixa impedância para a frequência ressonante. Este fenômeno pode ocorrer de forma indesejável, entre a impedância do transformador e a impedância do banco de capacitores, ou como recurso aplicável à técnica de mitigação de harmônicas, por meio de filtros ressonantes (FORTES, 2016).

Na Figura 20 é possível observar o efeito da ressonância série em uma representação simplificada do sistema elétrico para a 17ª ordem harmônica, de forma que toda corrente nesta ordem harmônica injetada pela fonte é confinada pelo filtro sintonizado, evitando os reflexos negativos desenvolvidos por sua presença na rede elétrica (FORTES, 2016).

Figura 20 – Efeito da ressonância harmônica série em um filtro sintonizado.

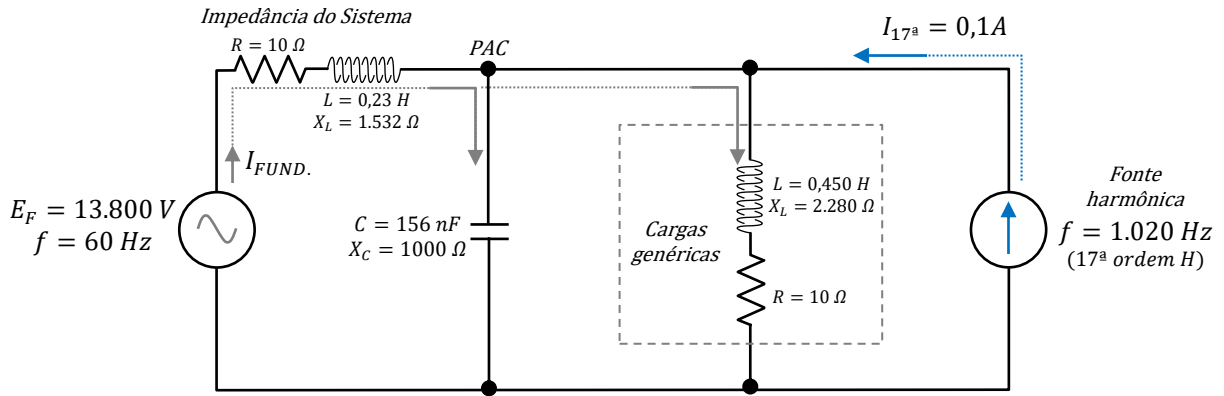


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

▪ Ressonância paralela

Na ressonância paralela, em contrapartida, ocorre a formação do estado de alta impedância no circuito. Este cenário pode resultar na amplificação da corrente harmônica do circuito, bem como promover altos níveis de tensão no PAC.

Na Figura 21, observa-se o efeito da ressonância paralela em uma representação simplificada do sistema elétrico. A corrente de 17ª ordem harmônica injetada pela GDFV excita a condição de ressonância no sistema, levando ao cenário de operação contingenciada de cargas conectadas ao barramento.

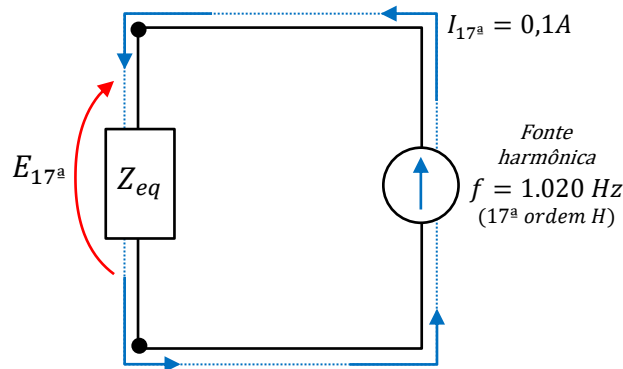
Figura 21 – Circuito ressonante paralelo na frequência de 17ª ordem harmônica.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na ressonância ideal, quando as reatâncias X_L e X_C são exatamente iguais, a impedância equivalente Z_{eq} tende ao infinito. Em situações reais, devido ao dinamismo do carregamento e complexidade da rede, felizmente este valor é menor, mas ainda pode alcançar magnitude considerável e trazer grandes consequências em decorrência da sobrecorrente e sobretensão desenvolvidas. O equacionamento referente à formação do estado de alta impedância, de acordo com os parâmetros ilustrado do circuito da Figura 21, é desenvolvido na equação (1):

$$Z_{eq} = \frac{jX_L \cdot (-jX_C)}{jX_L + (-jX_C)} \rightarrow \frac{j1.000 \cdot (-j1.003,2)}{j1.000 - j1.003,2} \rightarrow Z_{eq} = j313.500 \Omega \quad (1)$$

Aplicando o teorema da superposição de efeitos no circuito equivalente para harmônica de excitação, neste caso em 1.020Hz (17ª ordem harmônica), pode-se observar o princípio da sobretensão no PAC. Na Figura 22, considere que as cargas da Figura 21 estão representadas de forma equivalente ressonante.

Figura 22 – Queda de tensão em circuito equivalente ressonante.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Quando a corrente harmônica de excitação circula por uma alta impedância tem-se como resultado uma tensão (E_{17^a}) em seus terminais, com frequência idêntica à corrente que a originou, na ocasião, em 1.020Hz. Conhecendo o valor da impedância equivalente na ressonância e o valor da injeção harmônica, tem-se o valor da tensão harmônica ressonante no PAC, conforme equação (2):

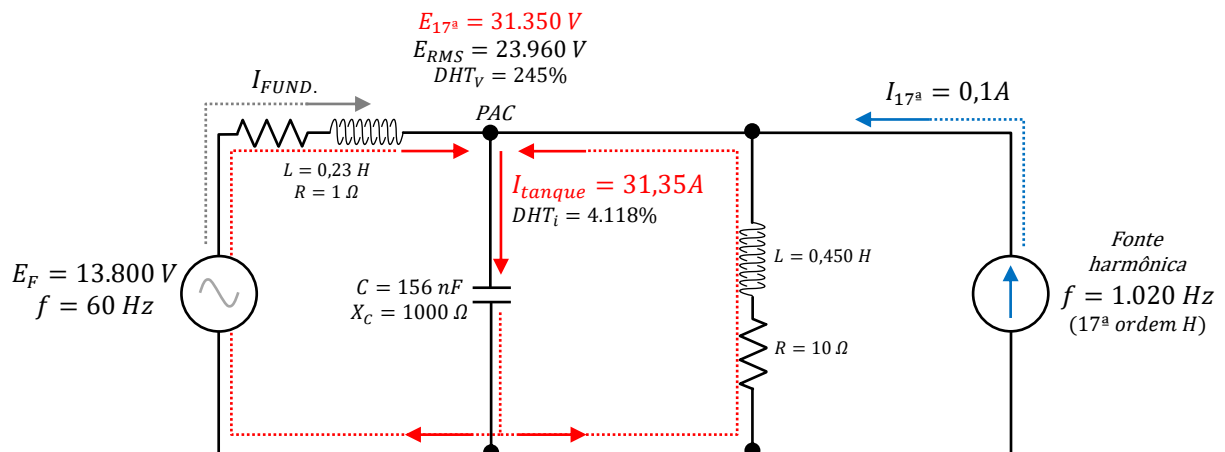
$$E_{17^a} = Z_{eq} \cdot I_{17^a} \rightarrow E_{17^a} = 313.500 \cdot 0,1 \rightarrow E_{17^a} = 31.350 \text{ V} \quad (2)$$

A presença de uma tensão elétrica na frequência de ressonância do circuito excita a troca constante de energia entre a carga indutiva e o banco de capacitores, sendo denominado como circuito tanque ressonante. Ainda na Figura 22, não é possível observar o impacto da ressonância no circuito resumido equivalente, devido ao efeito de cancelamento mútuo das correntes indutiva e capacitiva. No entanto, dentro do circuito tanque LC, expandido ao seu formato original na Figura 23, as correntes não se cancelam porque estão em ramos distintos. Sabendo que na ressonância as impedâncias do banco de capacitores e das cargas indutivas são praticamente iguais, a magnitude da corrente no circuito tanque pode ser calculada utilizando apenas um dos ramos, conforme equação (3).

$$I_{tanque} = \frac{E_{17^a}}{X_C} \rightarrow \frac{31.350 \text{ V}}{1.000 \Omega} \rightarrow I_{tanque} = 31,35 \text{ A} \quad (3)$$

A Figura 23 ilustra a corrente no circuito tanque. Devido à presença da resistência natural dos condutores elétricos, o circuito precisa ser constantemente alimentado pela tensão harmônica E_{17^a} para estabilizar a troca de energia entre as reatâncias.

Figura 23 – Amplificação da corrente harmônica ressonante no circuito tanque.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A conexão de sistemas de GDFV pode injetar frequências harmônicas não previstas durante o comissionamento do banco de capacitores na rede. A injeção de frequências harmônicas que coincidam com a ordem da frequência de ressonância do circuito, mesmo em pequena magnitude, produzirá sobretensões e sobrecorrentes no sistema, trazendo prejuízo à sua operação, como também a degradação precoce do banco de capacitores e comprometimento da vida útil das cargas alimentadas (FORTES, 2016).

2.5 REQUISITOS DE QUALIDADE E SEGURANÇA PARA CONEXÃO À REDE

Os inversores utilizados em sistemas de GD são elementos fundamentais para conexão das plantas fotovoltaicas à rede de distribuição e responsáveis pelo condicionamento da potência elétrica gerada. Estes devem interagir com o sistema elétrico de maneira a não prejudicar sua estabilidade, bem como entregar a energia com padrões mínimos de qualidade da energia elétrica, mantendo os parâmetros elétricos de tensão e corrente dentro dos limites adequados de operação. Os requisitos de qualidade e segurança para sistemas de GDFV são embasados, de forma consensual, entre as normas técnicas de todas concessionárias brasileiras, cujo conteúdo normativo permanece em plena consonância, sendo normalmente baseadas em referências normativas internacionais.

2.5.1 Faixa operacional da frequência

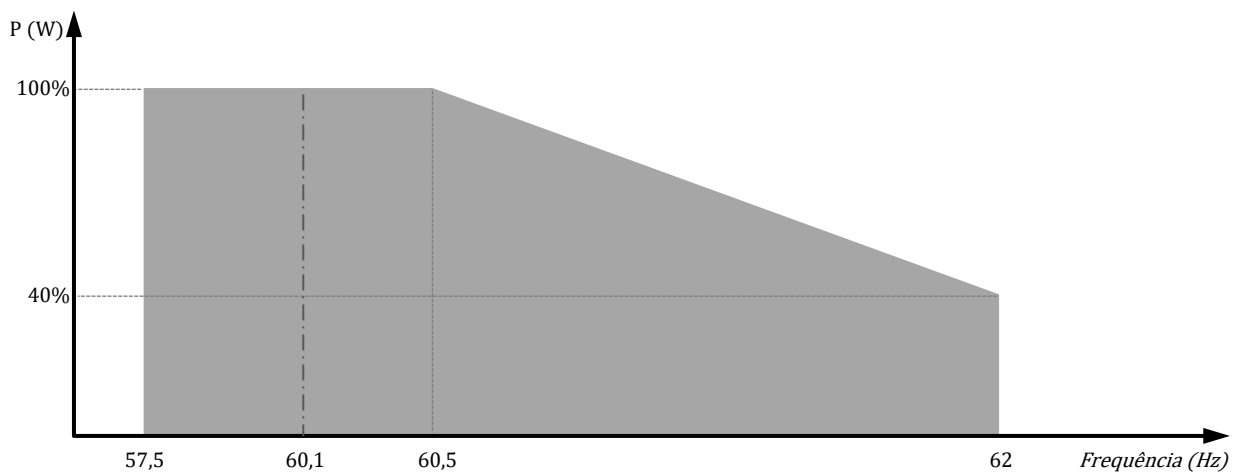
Os sistemas de GDFV devem operar sincronizados com a rede. Enquanto a frequência da rede estiver operando dentro de certos limites, isso é entendido como uma situação normal. Ao sair da faixa permitida, o entendimento é que houve alguma perturbação e que, portanto, o inversor deve desconectar-se da rede. De acordo com a norma internacional IEEE 1547, a faixa de operação é fixada entre 59.3Hz e 60.5Hz, sendo que o inversor deve cessar o fornecimento em no máximo 6 ciclos após o início da condição anormal. No tocante à legislação nacional, a norma ABNT NBR 16.149/2013 rege que no momento em que a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5 Hz, o sistema de GDFV deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica em até 12 ciclos de frequência. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 59,9 Hz, respeitando o tempo de reconexão de 20 a 300 segundos, a ser definido pela concessionária local. Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o sistema de geração distribuída deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo a equação (4):

$$\Delta P = [f_{REDE} - (f_{NOMINAL} + 0,5)] \cdot R \quad (4)$$

Sendo:

- ΔP é a variação da potência ativa injetada (em %) em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz;
- f_{REDE} é a frequência da rede;
- $f_{NOMINAL}$ é a frequência nominal da rede;
- R é a taxa de redução desejada da potência ativa injetada, expressa em porcentagem por hertz, ajustada em $-40\%/Hz$. A resolução da medição de frequência deve ser $\leq 0,01$ Hz.

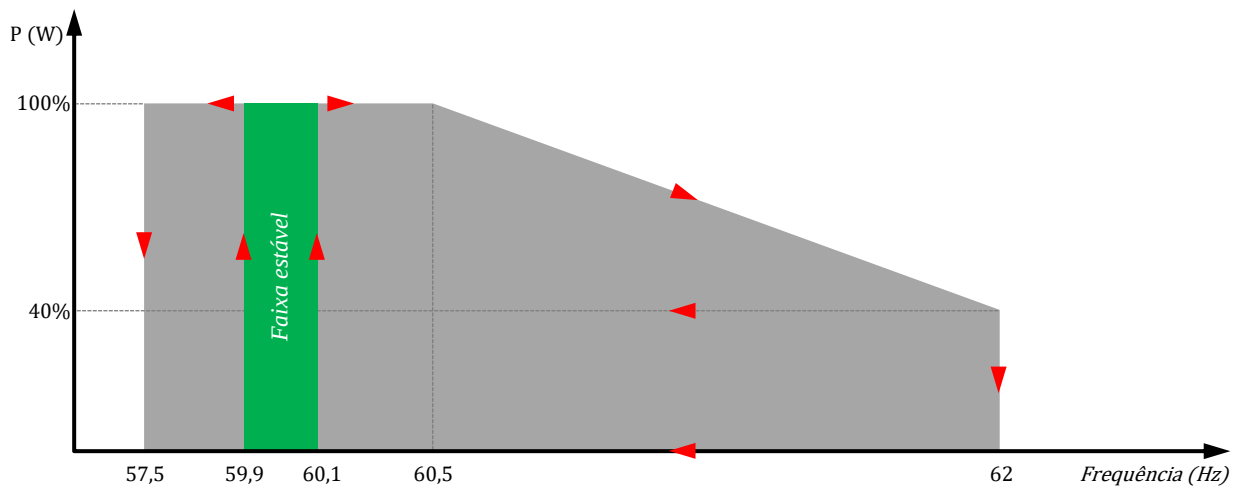
Figura 24 – Curva de operação do sistema de GDFV em função da frequência.



Fonte: Adaptado de (ABNT, 2013).

Ainda no cenário analítico anterior, avaliando a condição de sobrefrequência parcial na rede, o inversor deverá iniciar o processo de redução da potência ativa injetada e avaliar se a frequência da rede sinalizou redução. Caso a frequência estabilize abaixo do valor de 62Hz, o sistema de GD deve manter o menor valor de potência ativa para não contribuir com nova elevação da frequência. O sistema de GD só deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa $60\text{ Hz} \pm 0,05\text{ Hz}$, por no mínimo 300 segundos. Quando a frequência da rede ultrapassar 62 Hz, o sistema de GD deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 12 ciclos. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão de 20 a 300 segundos, subjetivo à concessionária local.

Por meio da Figura 25, observa-se o fluxo operacional do sistema de GDFV em função da variação da frequência da rede, ilustrando pontualmente o caminho de saída e retomada do inversor à rede após o restabelecimento dos parâmetros operacionais do sistema elétrico.

Figura 25 – Fluxo operacional do sistema de GDFV em função da frequência.

Fonte: Adaptado de (ABNT, 2013).

2.5.2 Tensão em regime permanente

Os sistemas de GD normalmente não regulam tensão, e sim a corrente injetada na rede. Portanto, a faixa operacional normal de tensão é analisada como referência de conexão e critério de proteção do inversor, intervindo mediante as condições anormais da rede. São previstos valores máximo e mínimo da tensão e, dentro deste intervalo, o inversor deve operar normalmente. Em situações que a tensão saia dos limites, o inversor deve se desconectar. O tempo de desconexão depende do desvio da tensão, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Tempo máximo de resposta do inversor para valores de tensão no PAC.

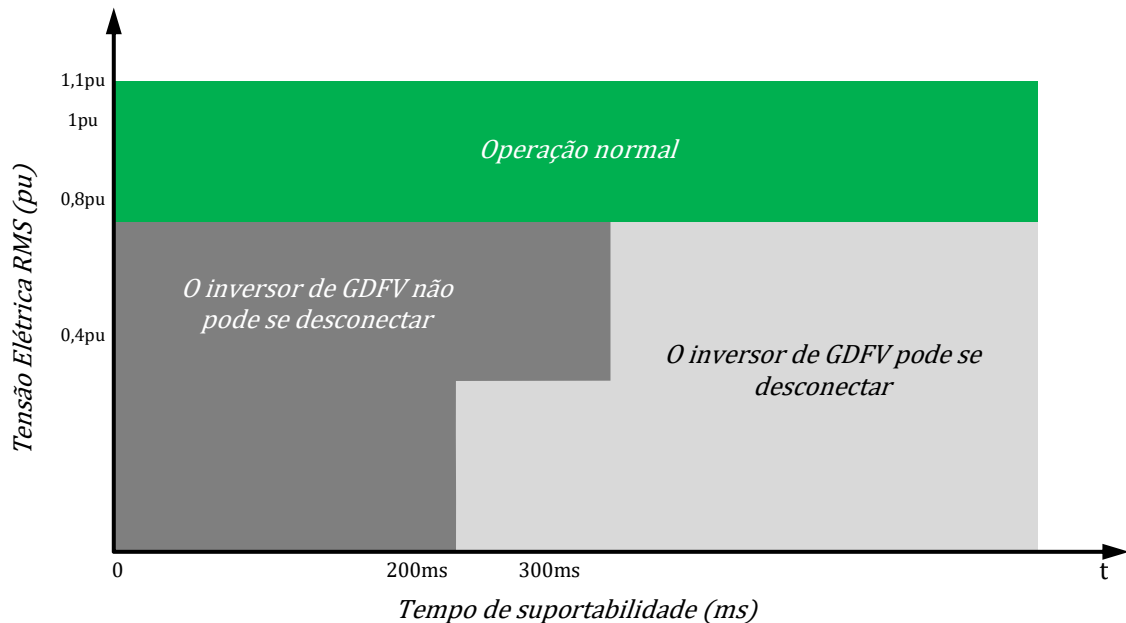
TENSÃO RMS NO PAC	TEMPO MÁXIMO PARA CESSAR A ENERGIZAÇÃO
$V < 80\%$	24 ciclos
$80\% \leq V \leq 110\%$	Operação Normal
$V > 110\%$	12 ciclos

Fonte: adaptado de (ABNT, 2013).

De acordo com a ANEEL (2015), o inversor que se conecta à rede de distribuição, em baixa tensão, é responsável apenas pela injeção de potência ativa e não deve ter qualquer ação intencional sobre o valor da tensão no PAC, o que impede o uso multifuncional do inversor. Esta restrição subutiliza o potencial do inversor para prestação de serviços ancilares à rede, como compensação de correntes harmônicas e de energia reativa (POMILIO, 2002).

Para evitar a desconexão indevida do inversor em casos de afundamento de tensão, o sistema de GDFV com potência nominal maior ou igual a 6kW deve continuar satisfazendo os requisitos representados graficamente na Figura 26.

Figura 26 – Requisitos de suportabilidade a sobtensões decorrentes de faltas na rede.



Fonte: Adaptado de (ABNT, 2013).

Em afundamentos de tensão, onde a magnitude é reduzida a menos de 40% do valor nominal, o inversor deve permanecer conectado por no mínimo 200ms. Em afundamentos onde a tensão permanece entre 40% e 80% do seu valor nominal, o inversor deve permanecer conectado por no mínimo 300ms. Caso o afundamento exceda estes intervalos de tempo, a desconexão deve ocorrer em até 400ms (ABNT, 2013), conforme abordado na Tabela 1.

Esta medida tem fundamento preventivo, evitando a desconexão simultânea de todos os sistemas de GDFV em uma área com grande concentração e dependência destes sistemas, que poderia ocasionar a desestabilização da rede ou até mesmo um “Blackout”. Essa funcionalidade é conhecida como (*Low Voltage Fault Ride Through – LVFRT*). O atendimento dos requisitos da curva LVFRT significa que os sistemas de GDFV devem permanecer conectados à rede durante a ocorrência de curtos-circuitos, como medida de suporte à rede.

2.5.3 Distorção Harmônica

A distorção harmônica total da corrente de saída do sistema fotovoltaico deve ser inferior a 5% da corrente fundamental em condições nominais de operação do inversor (ABNT, 2013).

Cada componente harmônica individual deve ser limitada aos valores apresentados na Tabela 2, sendo que esses limites são referentes à porcentagem da corrente fundamental em condições nominais.

Tabela 2 – Limites de distorção harmônica individual de corrente (ABNT 16.149/2013).

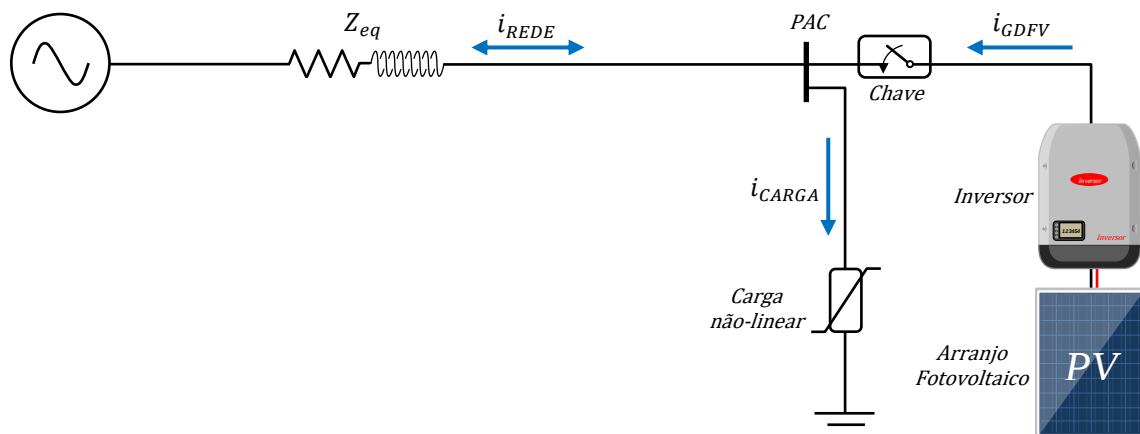
HARMÔNICAS ÍMPARES	LIMITE DE DISTORÇÃO
3° - 9°	4,0%
11° - 15°	2,0%
17° - 21°	1,5%
23° - 33°	0,6%
HARMÔNICAS PARES	LIMITE DE DISTORÇÃO
2° - 8°	1,0%
10° - 32°	0,5%

Fonte: (ABNT, 2013).

A penetração de unidades de GDFV em um alimentador com presença de cargas não-lineares pode trazer problemas relacionados à qualidade da energia elétrica, no que se refere ao controle de distorções harmônicas na tensão de alimentação.

Quando uma carga não-linear é alimentada pela rede, a corrente de alimentação passa por todo o sistema elétrico, causando queda de tensão proporcional a intensidade de cada frequência harmônica contida na corrente circulante (i_{REDE}), conforme ilustrado na Figura 27.

Figura 27 – Impacto da GDFV com injeção harmônica na rede.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Pode-se observar que nos momentos em que a GDFV está fora de operação ($i_{GDFV} = 0$), a corrente na rede (i_{REDE}) e a corrente na carga (i_{CARGA}) são as mesmas. Com o fechamento da chave seccionadora e posterior entrada da unidade de GDFV, o inversor passa a injetar potência no PAC, contribuindo com a alimentação da carga não-linear mediante a injeção de corrente elétrica com característica predominantemente composta pela componente fundamental da rede (60 Hz). Esta contribuição por parte da unidade de GDFV reduz a demanda da corrente na rede (i_{REDE}) e, conseqüentemente, estimula o aumento da distorção harmônica no alimentador de forma proporcional a injeção de potência da GDFV, pois a rede continua atendendo as frequências harmônicas demandadas pela carga não-linear. Apesar de o inversor injetar algum conteúdo harmônico na rede, esta injeção é realizada conforme a característica inerente ao princípio de funcionamento do inversor, sem observar as frequências harmônicas demandadas pelas cargas não-lineares.

Como comentado anteriormente, na legislação atual não é permitido o inversor prestar qualquer serviço ancilar à rede, apesar de possuir capacidade de realizar, de forma simultânea, a injeção de potência ativa, compensação de reativos e supressão de correntes harmônicas da carga. Explorar as funcionalidades do inversor contribuiria com a redução da potência reativa e presença de frequências harmônicas pelo alimentador, melhorando a característica da tensão elétrica para atendimento às demais cargas conectadas ao sistema elétrico. A este respeito, observa-se que os inversores de GDFV têm o potencial de prover serviços relacionados com a melhoria da QEE, realizando funções adicionais que poderiam contribuir com benefícios diretos para o sistema elétrico, principalmente nos horários de baixa irradiação solar ou no período noturno, quando entra em total ociosidade.

2.5.4 Fator de Potência

Os inversores de GDFV, operando com controle por corrente, são capazes de realizar a compensação da demanda de reativos da rede, e conseqüentemente, regular o Fator de Potência (FP) das instalações ao qual estão conectados. Os inversores de GDFV são homologados para operar com fator de potência unitário, porém, em muitos casos, o valor unitário não é atingindo devido à influência da distorção harmônicas presente na corrente de saída destes equipamentos.

A norma Brasileira ABNT NBR 16.149/2013 recomenda que os sistemas de GDFV devam ser capazes de operar dentro das faixas de fator de potência quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do gerador, conforme mostrada na Tabela 3.

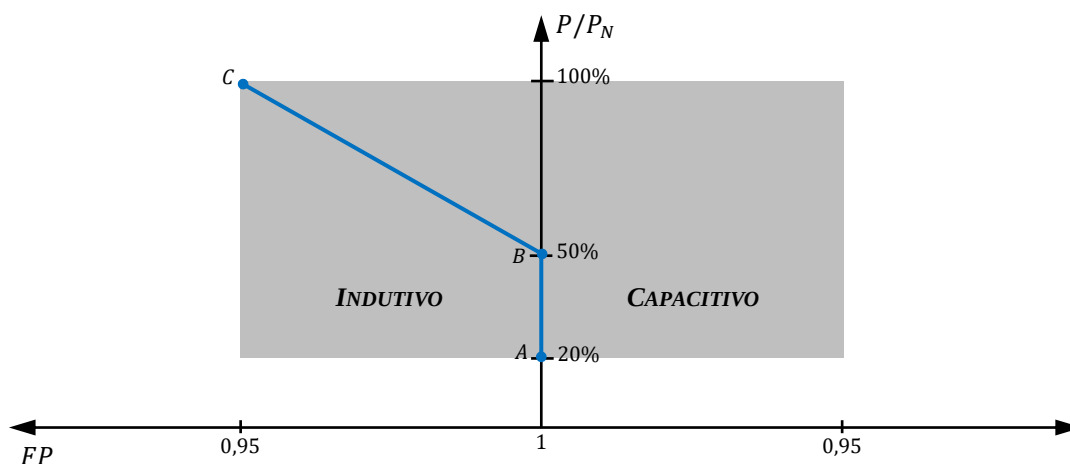
Tabela 3 – Limite de fator de potência para GDFV.

POTÊNCIA DO INVERSOR	AJUSTE DE FÁBRICA	TOLERÂNCIA À VARIAÇÃO DO FP
ATÉ 3kW	FP unitário	0,98 (indutivo ou capacitivo)
ENTRE 3kW E 6 kW	FP unitário	0,95 (indutivo ou capacitivo)
MAIOR QUE 6 kW	FP unitário ou ajustável	0,90 (indutivo ou capacitivo)

Fonte: adaptado de (ABNT, 2013).

Após superada a potência de 20% em relação à potência nominal, o inversor de GDFV deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente para corresponder ao FP predefinido. Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 segundos, conforme recomenda a norma (ABNT, 2013). O critério para determinar o ajuste do FP do inversor somente quando ultrapassado o limite operacional de 20% em relação a sua potência nominal é devido à estratégia de controle da maioria destes conversores não conseguir encontrar ponto de operação eficiente para entregar uma corrente elétrica com baixo conteúdo harmônico na saída quando opera abaixo deste nível de potência.

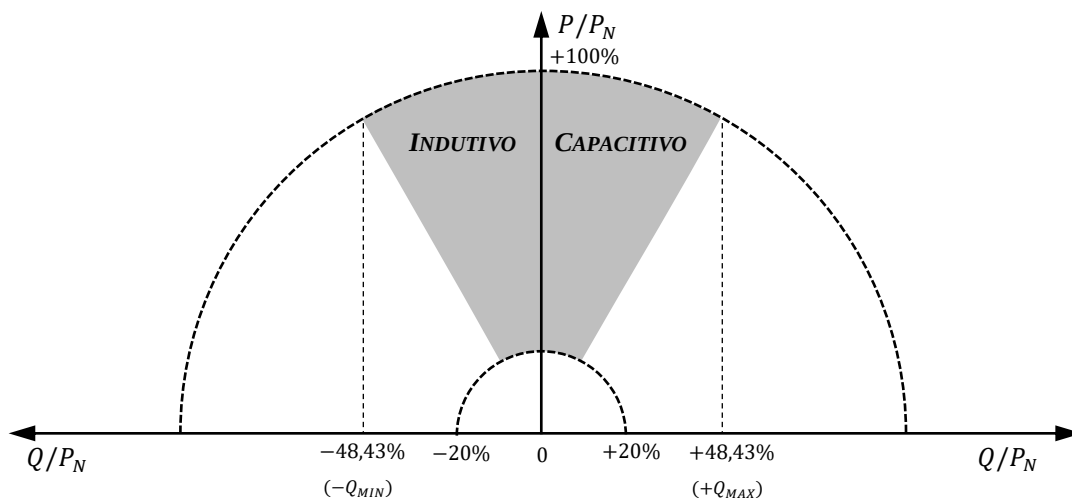
A Figura 28 ilustra a faixa operacional do fator de potência para inversores de GDFV, com potência nominal entre 3kW e 6kW, quando a potência ativa gerada for superior a 20% de sua potência nominal. Nessa faixa de potência, a norma supracitada prevê que o inversor pode operar de duas formas: (1) de acordo com a curva em azul; ou (2) ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo.

Figura 28 – Limites operacionais de fator de potência para GDFV entre 3kW e 6kW.

Fonte: Adaptado de (ABNT, 2013).

Dependendo do carregamento da rede e da potência da planta de GDFV, a concessionária pode fornecer uma curva diferente, que deve ser implementada nos inversores por meio do ajuste dos pontos A, B e C da Figura 28. Para inversores de potência nominal acima de 6kW, a faixa de operação do fator de potência deve ser ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo. A Figura 29 ilustra estes limites operacionais de FP, considerando a perspectiva abordada na norma (ABNT, 2013). Na sequência, a equação (5) elucida tais limites, apresentando-os na forma convencional do FP.

Figura 29 – Limites operacionais de fator de potência para GDFV acima de 6kW.



Fonte: Adaptado de (ABNT, 2013).

Sendo que:

- “20%” é o percentual de geração em relação à potência nominal, onde o inversor pode operar com FP sem restrição;
- “48,58%” é o limite de operação do FP do inversor, quando a potência ativa gerada está acima de 20% em relação à potência nominal, detalhado na equação (5).

$$\cos \varphi = \frac{Cat. Adj.}{Hipot.} \rightarrow \tan \varphi = \frac{Cat. Opos.}{Cat. Adj.} \rightarrow \tan \varphi = \frac{48,43}{100} \rightarrow \varphi = 25,91 \rightarrow \cos \varphi = 0,90 \quad (5)$$

A regulamentação vigente no Brasil prevê que o fator de potência de deslocamento medido pela concessionária deve ser utilizado como critério de faturamento das unidades consumidoras do Grupo A e facultativa à concessionária para o faturamento dos subgrupos B2, B3 e B4 do grupo B (ANEEL, 2012). O fator de potência de deslocamento é obtido a partir dos fluxos de potência ativa e reativa, trocados entre essa UC e a rede elétrica. Assim sendo, a instalação de sistemas de GDFV nas dependências de unidades consumidoras sujeitas ao faturamento de excedentes de reativos resultará em uma aparente deterioração do fator de

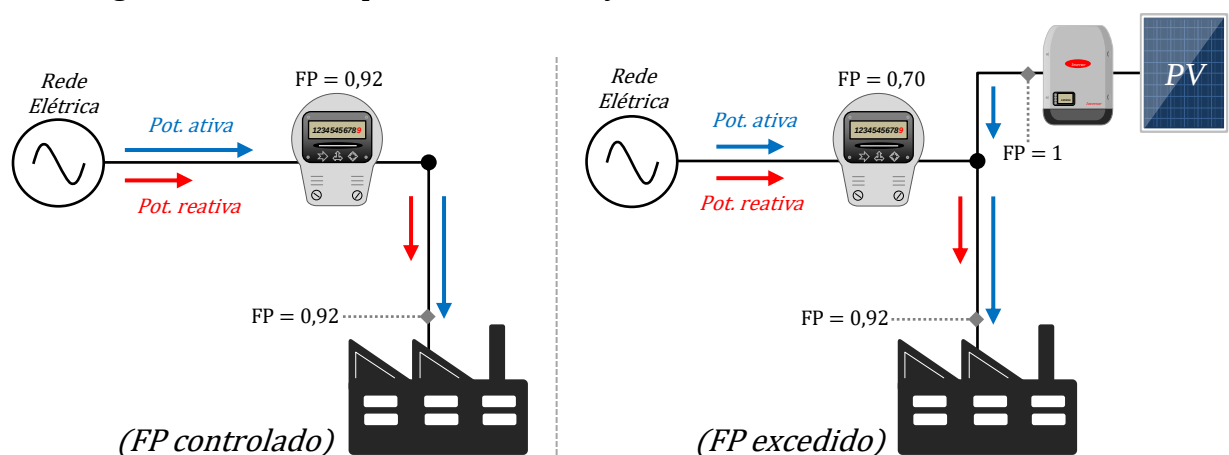
potência, quando comparada à situação em que as duas demandas (ativa e reativa) são supridas exclusivamente pela concessionária. Como o inversor de GDFV é homologado para produzir apenas potência ativa, o consumo será realizado, prioritariamente, pelas cargas da edificação e naturalmente a demanda de potência ativa da rede será reduzida. Por outro lado, a demanda de reativos permanecerá inalterada, continuando a ser suprida pela concessionária. Ciente que a medição do fator de potência é uma relação entre a potência ativa e reativa demandada da rede de distribuição, conforme detalhado na equação (6), o excedente de reativos seria uma cobrança incompatível com o próprio nome (excedente), visto que a demanda de potência reativa foi inalterada, permanecendo dentro dos padrões de eficiência de utilização do sistema elétrico.

$$FP = \frac{\text{potência ativa}}{\sqrt{\text{potência ativa}^2 + \text{Potência reativa}^2}} \quad (6)$$

Nessa condição, dependendo do perfil da carga (indutivo ou capacitivo) e do horário correspondente, poderão ocorrer cobranças por excedentes de reativos que não ocorreriam sem a presença da geração própria. No que tange aos sistemas de GDFV, o problema identificado ocorre especificamente no período diurno e quando a carga apresenta um perfil indutivo (PINTO; ZILLES; ALMEIDA, 2011).

Como um dos principais motivos para a instalação de um sistema de GDFV é a redução dos gastos com energia elétrica, a cobrança de excedente de reativos impactará diretamente no retorno de investimento (*payback*), reduzindo a atratividade e podendo até inviabilizar o uso da tecnologia em alguns casos, considerando ainda que a tarifa desse grupo consumidor é menor em relação àqueles conectados em baixa tensão, prejudicando ainda mais a avaliação do *payback*, como pode ser analisado na Figura 30.

Figura 30 – Fator de potência de instalações com GDFV e demanda de reativos.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

2.5.5 Corrente contínua (CC) na rede CA

A presença de corrente contínua (CC) na rede de distribuição em corrente alternada (CA) pode trazer grande prejuízo para vários equipamentos conectados ao sistema elétrico. Nos elementos eletromagnéticos, como transformadores, resulta em um aumento das perdas e da distorção harmônica, aquecimentos, corrosão, vibrações e emissão de ruído sonoro devido ao desequilíbrio que provoca na magnetização dos mesmos, além de afetar o acionamento de dispositivos de proteção e introduzir erros de leitura em medidores de energia. Cargas indutivas, como motores de indução, podem ter seu desempenho prejudicado pelo aumento das perdas por histerese por consequência da eventual operação na região de saturação magnética imposta pela presença de conteúdo CC (VARGHESE et al., 2014).

A limitação da injeção de corrente CC na rede de distribuição é um requisito operacional importante para os sistemas de GDFV. Uma maneira de garantir que este requisito seja cumprido é por meio da utilização de um transformador de potência na estrutura interna do inversor, atuando como elemento de interface com a rede CA, porém, esta medida acrescenta custo, peso, volume e perdas de energia adicionais à topologia do inversor. Por este motivo, muitos fabricantes têm desenvolvido inversores com topologia sem transformador interno, conhecidos como (*transformerless inverter*). Nesta topologia sem transformador, o inversor de GDFV deve operar de modo que o conteúdo CC na corrente de saída esteja abaixo dos limites especificados. Idealmente, não deve haver qualquer componente CC na corrente de saída do inversor, sendo que na prática observa-se a presença de uma pequena quantidade de corrente CC na corrente de saída dos inversores de GDFV.

2.6 PONTO DE CONEXÃO

Para os sistemas de geração distribuída, o ponto de conexão é o mesmo da unidade consumidora, sendo vedada a modificação do ponto de conexão da unidade consumidora exclusivamente em função da instalação de sistemas de geração própria.

Para os casos de aumento da potência disponibilizada, a distribuidora pode exigir a adequação do padrão de entrada da unidade consumidora em função da eventual necessidade de substituição do sistema de medição existente, caso detecte inviabilidade técnica para instalação do novo sistema de medição no padrão de entrada existente. A quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora são definidos pela distribuidora em função das características técnicas da rede e em conformidade com a regulamentação vigente (ANEEL, 2015). O módulo 3 do PRODIST indica os requisitos mínimos do ponto de conexão dos

sistemas de micro e minigeração distribuída à rede elétrica da concessionária. Esses critérios dependem da potência do sistema de GD, conforme detalhado na Tabela 4.

Tabela 4 – Requisitos de proteção em função da potência instalada.

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA		
	ATÉ 75kW	75kW A 500kW	500kW A 5MW
ELEMENTO DE DESCONEXÃO ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
ELEMENTO DE INTERRUPÇÃO ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
TRANSFORMADOR DE ACOPLAMENTO	Não	Sim	Sim
PROTEÇÃO DE SUB E SOBRETENSÃO	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
PROTEÇÃO DE SUB E SOBREFREQUÊNCIA	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
PROTEÇÃO CONTRA DESEQUILÍBRIO DE CORRENTE	Não	Não	Sim
PROTEÇÃO CONTRA DESBALANÇO DE TENSÃO	Não	Não	Sim
SOBRECORRENTE DIRECIONAL	Não	Não	Sim
SOBRECORRENTE COM RESTRIÇÃO DE TENSÃO	Não	Não	Sim
RELÉ DE SINCRONISMO	Sim	Sim	Sim
ANTI-ILHAMENTO	Sim	Sim	Sim
ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO	Não	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾
MEDIÇÃO	Medidor bidirecional ⁽⁶⁾	Medidor de quatro quadrantes	Medidor de quatro quadrantes
ENSAIOS	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾

(1), (2), (3), (4), (5) e (6) são detalhadas em (ANEEL, 2015).

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2015).

As proteções relacionadas na Tabela 4 podem estar inseridas nos inversores, sendo a redundância de proteções desnecessária para sistema de microgeração distribuída.

3 HARMÔNICAS E QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

3.1 INTRODUÇÃO

Em um sistema elétrico trifásico ideal, os sinais de tensão e corrente devem ser, de forma permanente, equilibrados e defasados em 120° entre fases, perfeitamente senoidais e com amplitude e frequência constantes em qualquer ponto do sistema. No sistema real, qualquer desvio que ultrapasse a faixa limite de variação destes parâmetros é considerado um problema de qualidade de energia (BONATTO, 1999). Esta designação também se aplica às interrupções de natureza transitória que afetam o desempenho do sistema elétrico e, conseqüentemente, a utilização da energia no ponto de consumo.

Dessa forma, fica claro que a definição de Qualidade da Energia Elétrica (QEE) vai além de problemas de continuidade do fornecimento. Compreende a habilidade do sistema elétrico em alimentar cargas sem danificá-las ou trazer prejuízo a sua expectativa de vida útil, como também alimentá-las sem que estas perturbem ou reduzam a eficiência do sistema elétrico. Assim, pode-se afirmar que a QEE depende não só da eletricidade fornecida pela concessionária, mas também dos equipamentos presentes nas instalações das unidades consumidoras. Atender aos princípios da QEE torna-se cada vez mais necessário devido à grande parte dos atuais equipamentos elétricos possuírem maior sensibilidade às perturbações em relação àqueles utilizados no passado, em decorrência da utilização de controles microprocessados e sistemas eletrônicos embarcados.

3.2 DISTÚRBIOS RELACIONADOS À QEE

Quando existe um problema de QEE, o que de fato ocorre é um desvio na forma de onda ou intensidade da tensão de alimentação. Portanto, a qualidade de energia elétrica pode ser representada pela qualidade da tensão do ponto onde a carga está conectada. Para cooperar com este parâmetro, a corrente elétrica solicitada pela carga deve, na sua condição ideal, conservar a mesma forma de onda da tensão e manter o defasamento angular dentro de faixas definidas. Uma vez que já existem normas que especificam as faixas operacionais para tensão de alimentação, mensurar a qualidade do fornecimento de energia torna-se uma tarefa menos complexa (BRONZEADO et al., 1997).

Os distúrbios estão relacionados por diferentes eventos ao qual o sistema elétrico está sujeito, seja em sua operação normal, como chaveamento de banco de capacitores (BC), entrada e saída de grandes cargas, corrente *inrush* de transformadores ou alimentação de cargas não-

lineares, como também por eventos não operacionais, como as descargas atmosféricas e as faltas na rede elétrica. A norma IEEE Std. 1159/2009, em sua recomendação prática para monitoração de distúrbios da qualidade da energia elétrica, classifica os principais distúrbios eletromagnéticos de acordo com suas características típicas, apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Características dos principais distúrbios da qualidade da energia.

CATEGORIAS	CONTEÚDO ESPECTRAL	DURAÇÕES	MAGNITUDES
TRANSITÓRIOS			
IMPULSIVOS			
▪ NANOSEGUNDO	Acima de 5ns	< 50 ns	
▪ MICROSEGUNDO	Acima de 1µs	50 ns – 1 ms	
▪ MILISIGUNDO	Acima de 0,1ms	> 1 ms	
OSCILATÓRIOS			
▪ BAIXA FREQUÊNCIA	< 5 kHz	0,3 – 50 ms	0 – 4 pu
▪ MÉDIA FREQUÊNCIA	5 – 500 kHz	20 µs	0 – 8 pu
▪ ALTA FREQUÊNCIA	0,5 – 5 MHz	5 µs	0 – 4 pu
VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO			
INSTANTÂNEA			
▪ AFUNDAMENTO	–	0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 pu
▪ ELEVAÇÃO	–	0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
MOMENTÂNEA			
▪ INTERRUPÇÃO	–	0,5 – 3 s	< 0,1 pu
▪ AFUNDAMENTO	–	30 ciclos – 3 s	0,1 – 0,9 pu
▪ ELEVAÇÃO	–	30 ciclos – 3	1,1 – 1,4
TEMPORÁRIA			
▪ INTERRUPÇÃO	–	3 s – 1 min	< 0,1 pu
▪ AFUNDAMENTO	–	3 s – 1 min	0,1 – 0,9 pu
▪ ELEVAÇÃO	–	3 s – 1 min	1,1 – 1,2 pu
VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO			
▪ INTERRUPÇÃO SUSTENTADA		> 1 min	0,0 pu
▪ SUBTENSÃO SUSTENTADA		> 1 min	0,8 – 0,9 pu
▪ SOBRETENSÃO SUSTENTADA		> 1 min	1,1 – 1,2 pu
DESEQUILÍBRIOS			
▪ TENSÃO	–	Regime permanente	0,5 – 2%
▪ CORRENTE	–	Regime permanente	1 – 30%
DISTORÇÃO DA FORMA DE ONDA			
▪ NÍVEL CC	–	Regime permanente	0 – 0,1%
▪ HARMÔNICAS	0 – 150ª ordem H	Regime permanente	0 – 20%
▪ INTER-HARMÔNICAS	0 – 150ª ordem H	Regime permanente	0 – 2%
▪ NOTCHING	–	Regime permanente	
▪ RUÍDO	Faixa ampla	Regime permanente	0 – 1%
FLUTUAÇÃO DE TENSÃO	< 25 kHz	Intermitente	0,1 – 7%
VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA	–	< 10 s	-- Não se aplica --

Fonte: (IEEE, 2009).

A ANEEL, por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica (ANEEL, 2018), não define com precisão todos parâmetros referentes aos distúrbios de energia elétrica, porém, especificamente quanto às Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD, adota limites de duração mais dilatados quando comparados com a norma internacional IEEE Std 1159/2009. A Tabela 6 apresenta os limites de VTCD regulamentados pela ANEEL.

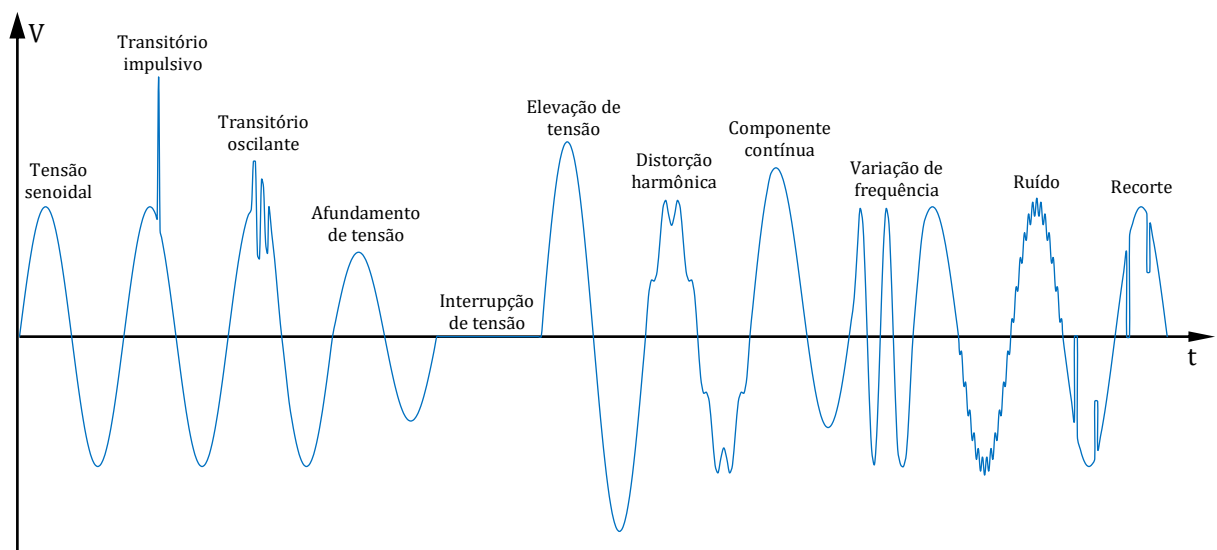
Tabela 6 – Limites para variações de tensão de curta duração.

CATEGORIAS	CONTEÚDO ESPECTRAL	DURAÇÕES	MAGNITUDES
VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO			
MOMENTÂNEA			
▪ INTERRUPÇÃO	—	< 3 s	Menor que 0,1 pu
▪ AFUNDAMENTO	—	1 ciclo – 3 s	Entre 0,1 e 0,9 pu
▪ ELEVAÇÃO	—	1 ciclo – 3 s	Maior que 1,1 pu
TEMPORÁRIA			
▪ INTERRUPÇÃO	—	3 s – 3 min	Menor que 0,1 pu
▪ AFUNDAMENTO	—	3 s – 3 min	Entre 0,1 e 0,9 pu
▪ ELEVAÇÃO	—	3 s – 3 min	Maior que 1,1 pu

Fonte: (ANEEL, 2018).

A Figura 31 sintetiza os principais distúrbios de qualidade da energia elétrica incidentes na forma de onda da tensão de alimentação em um Sistema Elétrico de Potência (SEP).

Figura 31 – Principais distúrbios associados à onda da tensão elétrica.



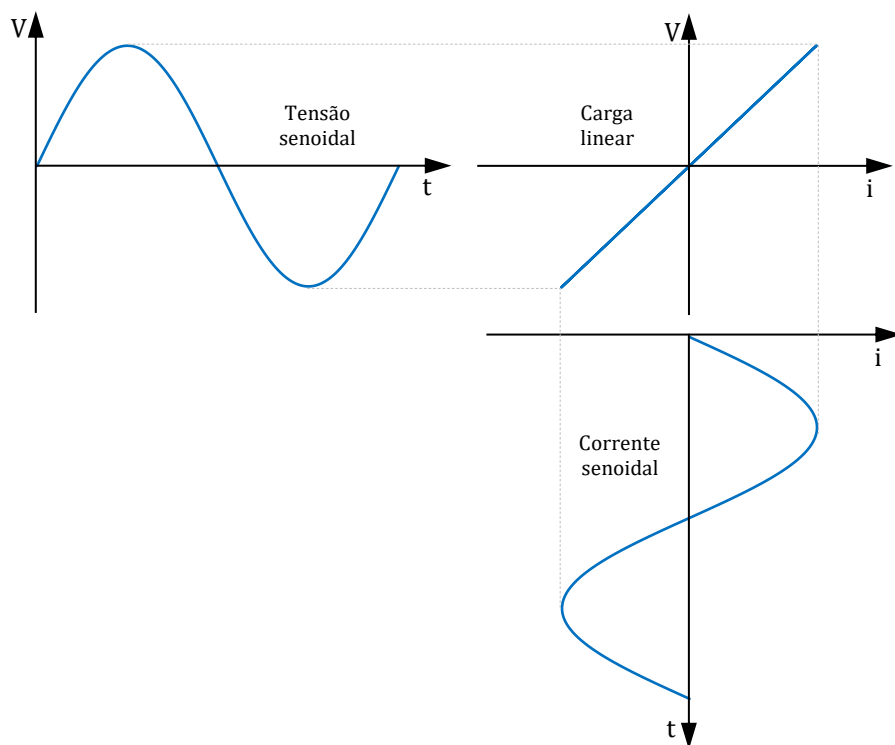
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Dentre os vários distúrbios que comprometem os sistemas de energia elétrica, as distorções harmônicas ganham posição de destaque, uma vez que se caracterizam por fenômenos permanentes na rede, ao contrário dos demais que podem ocorrer de forma esporádica.

3.3 ALIMENTAÇÃO DE CARGAS LINEARES E NÃO-LINEARES

As cargas na qual a corrente flui proporcionalmente a tensão aplicada dentro de um ciclo de frequência, são denominadas “cargas lineares”. Para essa classe de cargas, o formato da onda de corrente drenada do sistema acompanha o mesmo formato do sinal da tensão de alimentação, com a mesma frequência, ainda que possa haver desfasamentos angulares em função da natureza da carga ser predominantemente indutiva ou capacitiva. Neste caso, se aplicado uma tensão de alimentação puramente senoidal a uma carga linear, o fator de potência (FP) é numericamente igual ao fator de deslocamento (FD), ou seja, o cosseno do ângulo entre a tensão e a corrente é igual ao FP. Por outro lado, se a tensão de alimentação for distorcida, a corrente na carga linear seguirá o mesmo formato distorcido da tensão. A Figura 32 ilustra as formas de onda de tensão e corrente resultante, após sua interação com uma carga de característica linear.

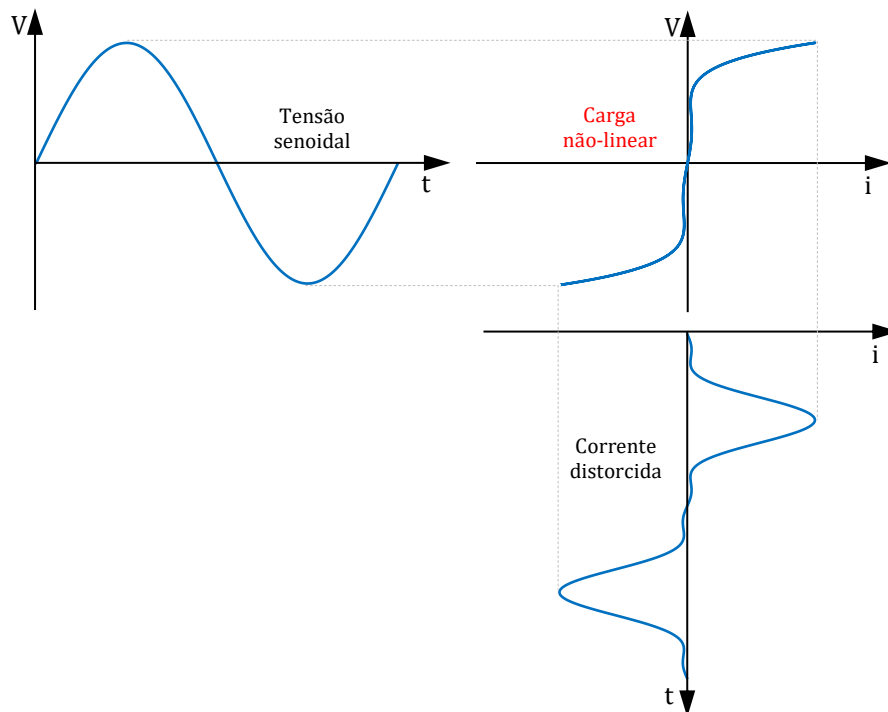
Figura 32 – Formas de onda de tensão e corrente a partir de uma carga linear.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Já na alimentação de cargas com perfil não-linear, essa proporcionalidade não é observada devido a impedância variar no decorrer de um período de tensão aplicada, comprometendo o fluxo de corrente em parte do ciclo, resultando em formas geométricas diferentes entre tensão e corrente. A Figura 33 ilustra as formas de onda da tensão e a corrente resultante, após sua interação com uma carga de característica não-linear.

Figura 33 – Formas de onda de tensão e corrente a partir de uma carga não-linear.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Cargas não-lineares geram novas frequências em regime permanente, de modo que a corrente drenada apresenta frequências múltiplas da fundamental que não estão presentes na tensão de alimentação. Estas frequências harmônicas solicitadas são incorporadas à frequência fundamental, resultando em uma forma de onda distorcida.

3.4 CONCEITUAÇÃO FÍSICA DAS COMPONENTES HARMÔNICAS

Harmônica é a componente senoidal de uma tensão ou corrente alternada, cuja frequência é múltipla inteira* da frequência fundamental do sinal original. Assim, o termo ordem

* Existem, também, harmônicas cujas frequências não são múltiplos inteiros da frequência fundamental, denominadas “inter-harmônicas”. Esse tipo de harmônica é produzido, por exemplo, por equipamentos a arco voltaico, tais como soldas elétricas e fornos elétricos a arco, devido à característica aleatória e imprevisível dos arcos elétricos gerados entre os eletrodos.

harmônica (h) é utilizado para referir-se a uma frequência harmônica específica, cujo número indica a quantidade de vezes que esta frequência é múltipla inteira da componente fundamental. Qualquer forma de onda periódica não senoidal, de frequência f_0 , pode ser decomposta pela soma de uma componente contínua (também chamada de valor médio de onda), somada a uma série de infinitos termos senoidais, cujas frequências destes termos são múltiplas de f_0 . Esta teoria foi desenvolvida pelo matemático francês Jean-Baptiste Joseph Fourier no século XIX, ficando conhecida desde então como “Série de Fourier”. O termo senoidal de frequência f_0 é chamado de frequência fundamental e os termos de frequências múltiplas da fundamental, são denominados por frequências harmônicas. A série de Fourier é uma decomposição do sinal periódico em um somatório de funções cosseno e seno, expressa por meio da equação (7):

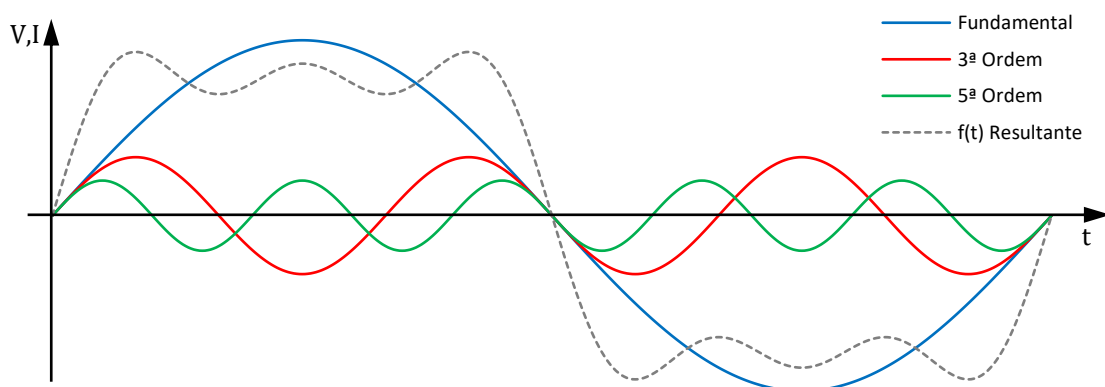
$$f(t) = \frac{A_0}{2} + \sum_{h=1}^{\infty} [(A_h \cos(h \cdot \omega t)) + (B_h \sin(h \cdot \omega t))] \quad (7)$$

Sendo: $A_{(0)}$ é a componente contínua, $A_{(h)}$ e $B_{(h)}$ são as componentes de h -ésima ordem, ωt é o deslocamento angular dado por $2\pi f_0 t$ (rad).

Harmônicas são fenômenos contínuos e não devem ser confundidos com fenômenos de curta duração, os quais duram apenas alguns ciclos.

A título de exemplo, pode-se observar na Figura 34 que a forma de onda resultante, pontilhada na cor cinza, é decomposta em três outras formas de onda senoidais. A forma de onda na cor azul é a componente fundamental, com frequência idêntica ao sinal da onda resultante. Como o ciclo das demais ondas senoidais se repetem 3 e 5 vezes no período de tempo em que a onda fundamental descreve apenas um ciclo, verifica-se que elas representam as harmônicas de 3ª e 5ª ordens, respectivamente.

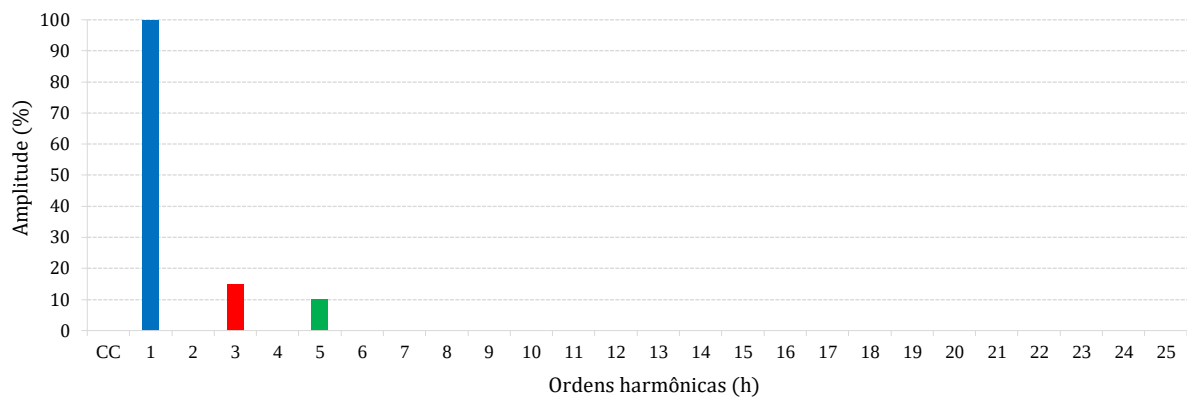
Figura 34 – Decomposição de uma forma de onda em suas componentes harmônicas.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Quanto maior a ordem ou frequência harmônica presente em um determinado circuito, menor sua capacidade de deformação do sinal fundamental. O espectro de frequência é a representação gráfica da amplitude de cada uma das componentes harmônicas presentes em uma determinada forma de onda, relacionadas a partir do valor percentual à fundamental. A Figura 35 ilustra o espectro de frequências correspondente à Figura 34, obtido pela transformada rápida de Fourier (em inglês *Fast Fourier Transform*), mais conhecido como FFT.

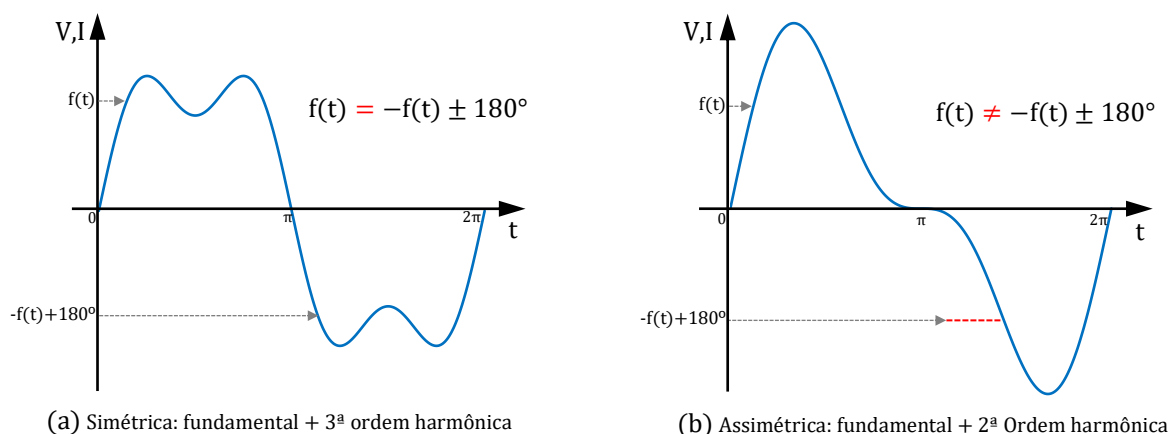
Figura 35 – Espectro de frequências harmônicas da relacionado à Figura 34.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O espectro harmônico encontrado nas redes elétricas geralmente apresenta harmônicas de ordem ímpar devido o comportamento da maioria das cargas ser idêntico nos semiciclos positivo e negativo da onda. Este princípio é observado devido os períodos de condução de corrente elétrica serem considerados iguais em cada semiciclo para a grande maioria das cargas do sistema elétrico. Assim, constata-se que harmônicas de ordem ímpar causam deformações simétricas entre os semiciclos, conforme pode ser observado na forma de onda da Figura 36 (a).

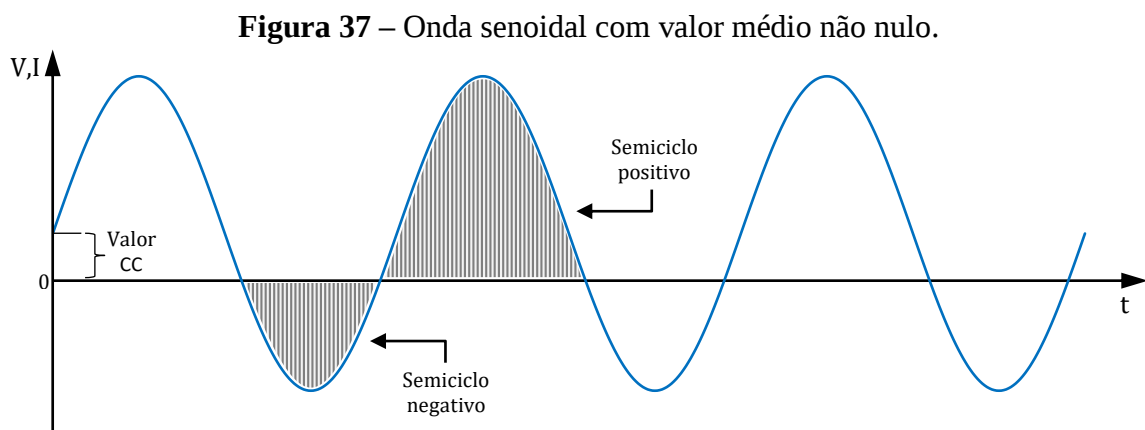
Figura 36 – Deformação simétrica e assimétrica de onda senoidal.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por outro lado, harmônicas pares produzem assimetrias de meia onda, como pode ser analisado na Figura 36 (b). As harmônicas pares se manifestam em menor intensidade no sistema elétrico, mesmo através de cargas não-lineares. A ocorrência de harmônicas pares normalmente se deve a falha de sincronismo no chaveamento dos conversores de potência, em transitórios durante a energização de transformadores, bem como na corrente de ignição de fornos elétricos a arco (OLIVEIRA, 1990).

A assimetria de onda causada exclusivamente por harmônicas pares mantém o valor médio da onda em zero, promovendo a diferença geométrica entre os semiciclos sem afetar o valor da sua área. Já a presença de componente contínua (CC) no sinal alternado causa o deslocamento do sinal em relação ao eixo temporal (abscissas), conforme a Figura 37.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A componente CC produz assimetria de meia onda e diferença entre o valor das áreas, independente da presença de frequências harmônicas. A diferença entre as áreas dos semiciclos positivo e negativo da onda é exatamente o valor da componente CC no sinal CA. Por outro lado, na prática, a geração de harmônicas pares está normalmente associada à presença de componente contínua (OLIVEIRA, 1990).

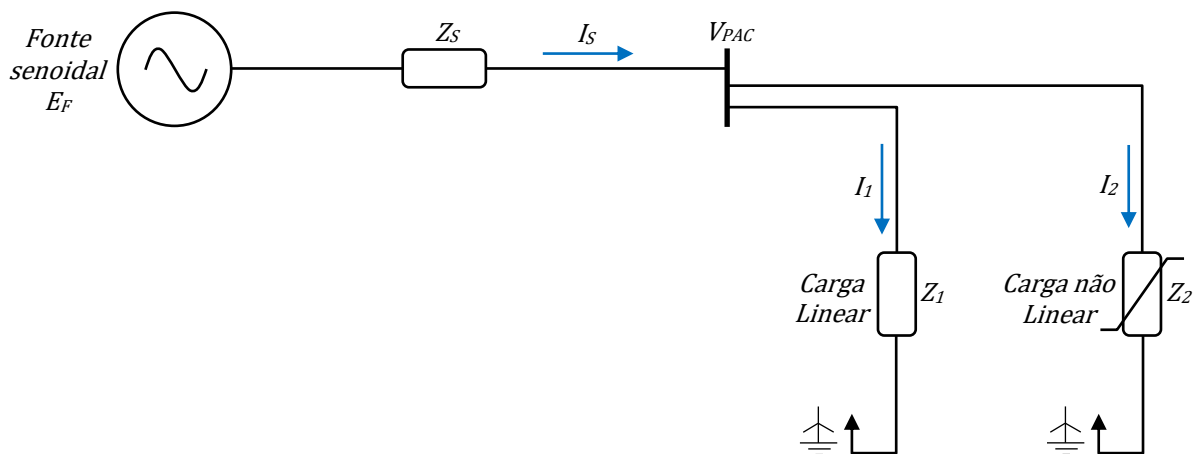
3.5 FLUXO DE CORRENTE HARMÔNICA

A principal causa das distorções harmônicas nas redes elétricas é devido a característica não-linear de alguns equipamentos. Esta não-linearidade tende a causar uma distorção harmônica na corrente e, conseqüentemente, na tensão elétrica. Quando uma carga não-linear drena corrente do sistema de geração de energia, o fluxo de corrente passa por toda a impedância

do sistema elétrico, causando queda de tensão proporcional devido a cada frequência harmônica contida na corrente.

Assim sendo, na análise realizada por meio do circuito da Figura 38, atribui-se a tensão da fonte (E_F) como puramente senoidal e observa-se que a tensão no PAC pode ser distorcida devido à interação das correntes harmônicas demandadas pela carga não-linear com a impedância da rede elétrica. Deve-se ressaltar, porém, que quanto maior o nível de curto-circuito no PAC menor será a impedância do sistema (Z_S), logo, menor será a influência da corrente harmônica na forma de onda da tensão. Na Figura 38, (E_F) é a representação da Fonte que alimenta as cargas (Z_1) de característica linear, e (Z_2) de característica não-linear. A impedância (Z_S) representa a impedância natural do sistema, de característica linear.

Figura 38 – Distorção da tensão ocasionada por carga não-linear.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Cada frequência harmônica presente na corrente distorcida (I_2), drenada pela impedância não-linear (Z_2), produz quedas de tensão individuais na impedância do sistema (Z_S) devido sua circulação. Como a tensão do barramento (V_{PAC}) é a síntese de todas as quedas de tensões sobre a impedância do sistema (Z_S), então (V_{PAC}) passa a apresentar, nesta situação, característica de onda distorcida em relação à fonte (E_F). Esta circunstância impõe uma tensão de alimentação distorcida (não senoidal) à carga linear (Z_1), circulando por ela uma corrente elétrica com as mesmas características de distorção, ou seja, a corrente (I_1) que deveria ser senoidal, apresentará frequências harmônicas em sua composição.

O impacto da distorção na tensão depende da impedância equivalente do sistema, observada pela carga não-linear e da corrente harmônica drenada pela mesma. Fica claro que a carga não controla o nível de distorção de tensão, pois, dependendo de sua localização no

sistema elétrico, uma mesma carga poderá influenciar de forma diferente o perfil da tensão do barramento.

Assim como ocorre na frequência fundamental, a fase entre as tensões e correntes harmônicas determina o fluxo de potência na rede (magnitude, direção e FP). Enquanto uma frequência harmônica pode estar "fluindo" em uma determinada direção, outra harmônica pode estar transferindo energia no sentido oposto. Tudo depende de onde se encontram as fontes ("sources") e os atratores ("sinks") das correntes harmônicas (DECKMANN, 2012).

3.6 COMPONENTES DE SEQUÊNCIA

Nas situações em que o circuito apresenta desequilíbrios, caso dos circuitos trifásicos de distribuição com cargas monofásicas desbalanceadas, assim como nas ocorrências de faltas como curtos-circuitos, o teorema desenvolvido por *Charles LeGeyt Fortescue*, em 1918, comprova que um circuito de n fasores desequilibrados pode ser decomposto em n sistemas de fasores balanceados chamados de componentes simétricas dos fasores originais.

O desequilíbrio entre as tensões trifásicas é uma condição na qual as fases apresentam os valores de tensão com módulos diferentes entre si, ou defasagem angular entre as fases diferentes de 120° elétricos ou, ainda, as duas condições simultaneamente. Por outro lado, considerando as tensões como equilibradas, ao alimentar cargas não-lineares são detectadas distorções harmônicas que, por muitas vezes, ocasionam desequilíbrios de tensões e correntes. Logo, para que seja possível separar as tensões e correntes desequilibradas em três sistemas equilibrados, o método das componentes simétricas apresenta-se como uma ferramenta eficiente para a descrição de tais arranjos. A metodologia das componentes simétricas consiste na decomposição dos elementos de tensão ou corrente das fases, em parcelas iguais, mas com ângulos diferentes. Em se tratando de sistemas elétricos trifásicos equilibrados, decompondo-se uma forma de onda de tensão ou corrente distorcida, as ordens harmônicas advindas desta decomposição, em termos de componentes simétricos, podem ser classificadas quanto a sua ordem, frequência e sequência, conforme é apresentado na Tabela 7.

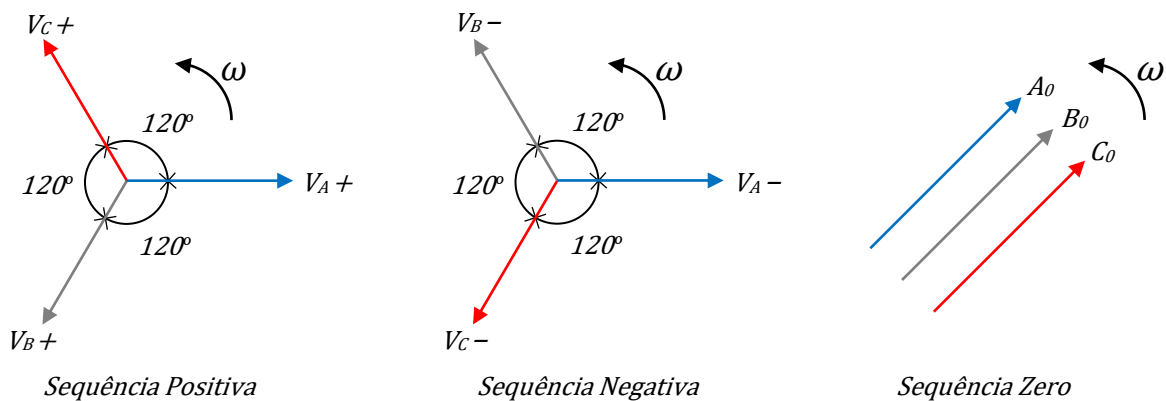
Tabela 7 – Classificação das harmônicas em ordem, frequência e sequência.

ORDEM (H)	1ª	2ª	3ª	4ª	5ª	6ª	7ª	8ª	9ª	10ª	11ª	12ª
FREQ. (Hz)	60	120	180	240	300	360	420	480	520	580	640	700
SEQUÊNCIA	+	–	0	+	–	0	+	–	0	+	–	0

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Tabela 7 relaciona as 12 primeiras componentes sequenciais, sendo a frequência de 60Hz considerada como ordem fundamental e as demais são classificadas como frequências harmônicas múltiplas desta. A sequência de fases de um conjunto ordenado de três fasores, em um sistema polifásico simétrico, é definida como a ordem pela qual as tensões das fases passam pelo seu valor máximo. Assim, na sequência de fases A-B-C, as tensões atingem consecutivamente seu máximo nesta ordem, sendo chamada de sequência direta ou positiva, enquanto a sequência A-C-B, as tensões passam pelo máximo na ordem inversa à anterior, então denominada de sequência inversa ou negativa. Já na sequência zero não há giro de campo devido à ausência de defasamento angular entre seus fasores, sendo denominadas como harmônicas múltiplas de três devido a esta característica singular, ou ainda harmônicas *triplens*. A Figura 39 ilustra o sentido da velocidade angular (ω) adotado como referência, assim como as rotações de campo, conforme sua respectiva componente de sequência.

Figura 39 – Sequência de componentes simétricas.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

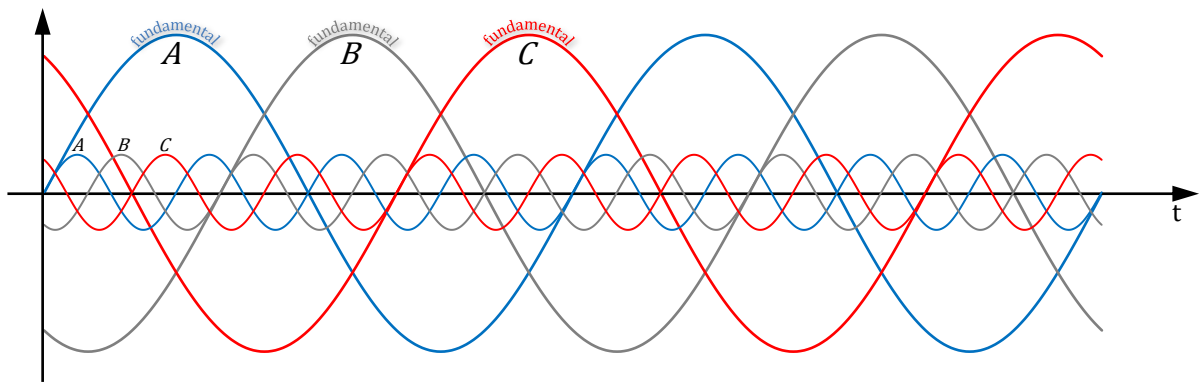
Sendo que:

- Componentes de sequência positiva: conjunto de três fasores de igual magnitude, defasados de 120° e com rotação de campo no sentido A-B-C;
- Componentes de sequência negativa: conjunto de três fasores de igual magnitude, defasados de 120° , porém com rotação de campo no sentido A-C-B;
- Componentes de sequência zero: Consiste de três fasores de igual magnitude e fase angular, sobrepostos, acompanhando o sentido da velocidade angular de referência.

Um exemplo elucidativo sobre como as componentes de sequência se relacionam em um determinado sinal de tensão ou corrente elétrica trifásicos é por meio das formas de onda

decompostas. Assim sendo, pode-se considerar um sinal de tensão ou corrente hipotéticos, trifásico e distorcido, cuja decomposição do sinal resulte nas componentes fundamentais e harmônicas de 4ª ordem somente. Adotando a componente fundamental como referência comparativa, estando em condição de equilíbrio entre fases, é possível observar por meio da Figura 40 que a sequência de fase para a 4ª ordem harmônica obedece ao mesmo sentido do campo girante da fundamental (A-B-C), uma vez que ambas são de sequência positiva.

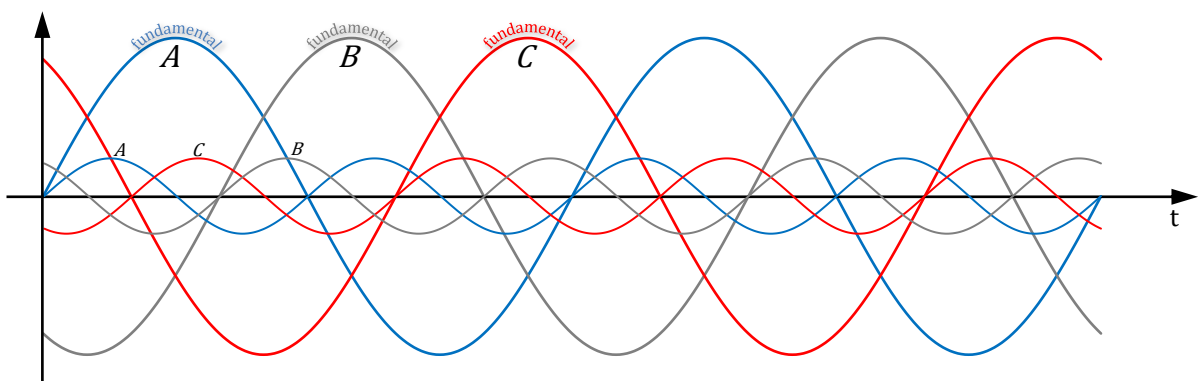
Figura 40 – Componente fundamental trifásica e harmônicas de 4ª ordem.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Seguindo o mesmo critério comparativo, considerando outro sinal trifásico equilibrado cuja decomposição resulta nas componentes fundamentais e harmônicas de 2ª ordem somente, pode-se observar que a sequência de fase da componente harmônica de 2ª ordem tem o sentido invertido em relação à fundamental (A-B-C) por se tratar de sequência negativa (A-C-B), conforme pode ser analisado nas formas de ondas da Figura 41, por meio das sequências de cores divergentes.

Figura 41 – Componente fundamental trifásica e harmônicas de 2ª ordem.

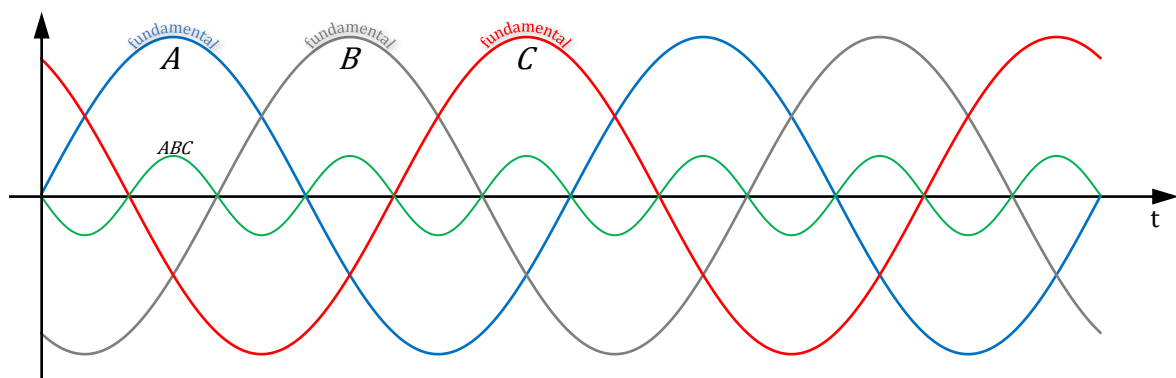


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A presença de harmônicas de sequência negativa na tensão elétrica, seja qual for a ordem harmônica, traz efeito de redução do torque em máquinas baseadas em campos girantes, como motores de indução, máquinas síncronas e medidores de energia, devido seu campo girante atuar no sentido oposto à componente fundamental (60Hz), tentando frear o eixo destes equipamentos. Os efeitos mais sensíveis devido às componentes de sequência negativa são vibração, perdas adicionais por aquecimento e redução do torque médio útil. Importante ressaltar que embora as componentes harmônicas de sequência positiva, abordadas anteriormente, produzam efeito sobre o torque de máquinas girantes no mesmo sentido de giro da componente fundamental, estas também produzem alguns dos efeitos acima mencionados devido a frequência imposta pelo seu campo girante ser divergente da frequência fundamental, comprometendo em algum grau a fluidez no giro do eixo (DECKMANN, 2012).

Para concluir o processo analítico de sequência de fase, pressupõe-se outro sinal trifásico equilibrado, cuja decomposição resulta somente nas três componentes fundamentais e harmônicas de 3ª ordem. Como se pode observar, as harmônicas de 3ª ordem estão em fase entre si e, portanto, não há influência no giro de campo das componentes fundamentais. O fato das harmônicas de 3ª ordem apresentarem sequência zero, torna a soma algébrica dos sinais não nulos, diferentemente do que ocorre com os demais sinais defasados em 120° , indicando que poderá haver uma significativa corrente circulando pelo condutor neutro, considerando a conexão estrela a quatro fios. Além das componentes fundamentais trifásicas, a Figura 42 procura trazer ênfase para o comportamento das componentes harmônicas de sequência zero, evidenciando a característica de ausência de defasamento angular entre si, sendo ilustradas de forma sobreposta por meio da linha senoidal na cor verde.

Figura 42 – Componente fundamental trifásica e harmônicas de 3ª ordem.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.7 CÁLCULO E ANÁLISE DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

O sistema elétrico é regido por normas e recomendações de qualidade da energia que buscam estabelecer procedimentos e critérios a respeito do nível harmônico presente nas redes em alta, média e baixa tensão. Em âmbito internacional, as referências normativas de maior relevância sobre este tema são as do IEC (*International Electrotechnical Committee*) e do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*).

A norma IEC 61000-2-2 estabelece limites de tensão harmônica para conexões à baixa tensão e a norma IEC 61000-3-2 e IEC 61000-3-4 estabelecem limites para correntes harmônicas injetadas por equipamentos à rede, com valor inferior a 16A e superior a 16A por fase, respectivamente. Já a norma IEEE 519/2014 é uma atualização da norma 519/1992, que aborda de forma detalhada os tópicos relacionados a harmônicas: sua origem, características do sistema, efeitos de harmônicas, métodos de compensação, medição, análise e recomendações balizadoras a consumidores e concessionárias.

Dentro do contexto que envolve qualquer sistema ou equipamento que utiliza energia elétrica, as medições são utilizadas para acompanhar o desempenho e conformidade daquilo que se pretende controlar, quantificando ou qualificando parâmetros de avaliação. Por meio das medições, pode-se monitorar a ocorrência de distúrbios, sua periodicidade, gravidade, bem como servir de base para tomada de decisões.

As frequências harmônicas estão inseridas no contexto do sistema elétrico na forma de regime permanente e o processo analítico quantitativo deve ser realizado a partir de amostras coletadas em janelas fixas e consecutivas durante o período de tempo que compreenda a sazonalidade das cargas. A razão desta metodologia é pelo fato do conteúdo harmônico poder sofrer alteração conforme o nível de carregamento da rede, sendo necessário um tratamento estatístico para a avaliação de conformidade. A norma IEEE 519/2014 recomenda que a largura da janela de medição usada por instrumentos digitais que empregam técnicas DFT (*Discrete Fourier Transform*) deve ser de 12 ciclos (200ms) para sistemas de energia de 60 Hz. Vale ressaltar que a técnica DFT é tratada como referência, mas a norma não exclui outros princípios de análise. Para realizar a DFT, muitos analisadores de qualidade de energia utilizam a implementação computacional da Transformada Rápida de Fourier (FFT – “*Fast Fourier Transform*”), que possui a menor complexidade computacional (LIU, 2017).

Em âmbito nacional, os Procedimentos de Distribuição (PRODIST), elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), orienta que o espectro harmônico a ser considerado para fins do cálculo das expressões relacionadas com a distorção harmônica total

de tensão – denominando-se DTT no PRODIST e THD_v nas normas internacionais – deve compreender uma faixa de frequências que considere desde a componente fundamental até pelo menos a 40ª ordem harmônica. Este documento trata unicamente dos valores de distorção na tensão no PAC sem tratar especificamente da distorção na corrente, por considerar que o controle harmônico da corrente limita a distorção na tensão.

A revisão 10 do módulo 8 do PRODIST, em vigor a partir de janeiro de 2018, introduziu grandes mudanças nas definições e quantificações relacionadas à distorção harmônica, particionando a DTT convencional em três grupos de componentes espectrais:

- DTT_p: Distorção harmônica total de tensão para componentes pares não múltiplas de 3;
- DTT_i: Distorção harmônica total de tensão para componentes ímpares não múltiplas de 3;
- DTT₃: Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3.

A equação de cálculo convencionalmente utilizada para determinação da DTT, mostrado na equação (8), é subdividido conforme segue nas equações (9), (10) e (11).

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (8)$$

Sendo:

- h = todas as ordens harmônicas de 2 até $hmax$.
- $hmax$ = máxima ordem harmônica considerada.

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (9)$$

Sendo:

- h = todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3 ($h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, \dots$)
- hp = máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3.

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (10)$$

Sendo:

- h = todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 ($h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, \dots$)
- hi = máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (11)$$

Sendo:

- h = todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 ($h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, \dots$)
- $h3$ = máxima ordem harmônica múltipla de 3.

Os limites são determinados utilizando o percentil de conformidade de 95%, ou seja, admite-se que os limites sejam ultrapassados em 5% das 1008 amostras coletadas para o processamento digital, conforme indicado na Tabela 8. Caso a medição seja feita por transformador de potencial (TP) em conexão delta aberto, os valores de DTT_3 são 50% dos indicados na Tabela a seguir (ANEEL, 2018).

Tabela 8 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental).

INDICADOR	TENSÃO NOMINAL	
	$V_N \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_N < 69 \text{ kV}$
DTT95%	10,0%	8,0%
DTT _P 95%	2,5%	2,0%
DTT _i 95%	7,5%	6,0%
DTT ₃ 95%	6,5%	5,0%

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2018).

O procedimento de medição normatizado pela ANEEL (2018) orienta que as medições devem ser realizadas tomando-se intervalos de 10 minutos ao longo das 24 horas do dia, que resulta em 144 amostras. Cada amostra é realizada a partir do janelamento fixo e consecutivo de 12 a 15 ciclos (200ms a 250ms, respectivamente). Considerando que a campanha de medição tem o período de 7 dias consecutivos, tem-se ao final as 1008 amostras do perfil da tensão.

Deckmann (2012) lembra que ao indicar apenas limites de distorção total de tensão e desprezar os limites individuais, que eram contemplados nas revisões do PRODIST anteriores, a ANEEL deixa de considerar o relevante efeito do aumento da impedância do alimentador com o aumento das frequências. Na revisão 10 do módulo 8 do PRODIST, vigente a partir de janeiro de 2018, o limite DTT95% é de 10% na baixa tensão ($V_{\text{Nominal}} < 1 \text{ kV}$), tolerando componentes harmônicas individuais de ordem mais elevada (17ª, por exemplo), sendo que em revisões anteriores desta mesma norma, o limite individual desta ordem específica era de 2,5%. Aumentar a tolerância de distorções harmônicas na tensão equivale a tolerar a injeção de corrente harmônica em níveis maiores (considerando que a distorção na tensão é proveniente

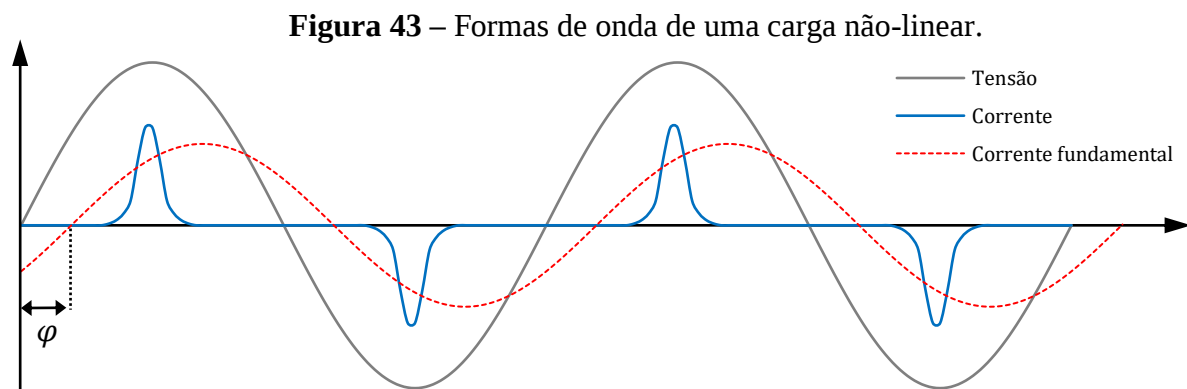
da passagem de correntes harmônicas pela rede), impactando de maneira severa os bancos de capacitores, cuja análise faz parte do objeto de estudo deste trabalho. A título de exemplo, 10% de 25ª ordem harmônica em um banco de capacitor produz uma corrente cinco vezes maior do que 10% de 5ª ordem harmônica, e consequentemente, as perdas por efeito Joule são 25 vezes maiores. De forma geral, os limites de DTT admitidos pela (ANEEL, 2018) são maiores em todas as faixas de tensão quando comparados com os níveis estabelecidos pelo IEEE e IEC.

3.8 FATOR DE POTÊNCIA

O Fator de Potência indica o grau de eficiência na utilização da energia elétrica em seu ponto de consumo. Por definição, fator de potência é a relação entre as potências ativa e potência aparente em uma determinada instalação elétrica, independente das formas de onda da tensão e da corrente, desde que sejam periódicas, assim indicada pela equação (12):

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{P}{S} \quad (12)$$

Na presença de harmônicas, as grandezas elétricas deixam de ser expressas por funções puramente senoidais, o que implica no surgimento de um desvio entre o fator de potência e o $\cos \varphi$. Nesta situação, o fator de potência é expresso conforme a equação (12), e o $\cos \varphi$ corresponde somente ao fator de deslocamento, que é a defasagem angular entre tensão e corrente relativas à componente fundamental, conforme ilustrado na Figura 43.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Considerando a tensão de alimentação livre de distorções harmônicas ($DHT_v = 0$), o fator de potência em ambientes com correntes distorcidas ($DHT_i \neq 0$), pode ser expresso, além da relação entre a potência ativa e aparente, também como definido pela equação (13):

$$FP = F_{DESL} \cdot F_{DIST} \quad (13)$$

Sendo,

$$F_{DES L} = \text{Fator de deslocamento} = \cos \varphi$$

$$F_{DIST} = \text{Fator de distorção} = \frac{1}{\sqrt{1 + DHT_i^2}}$$

Logo,

$$FP = \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 + DHT_i^2}} \quad (14)$$

Cabe a observação de que o DHT_i está na base centesimal, por se tratar de um valor percentual (%). Se a carga alimentada for puramente linear, a taxa de distorção harmônica de corrente (DHT_i) vale zero, logo o fator de potência é dado pelo fator de deslocamento, qual seja o cosseno do ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente drenada da rede ($\cos \varphi$).

3.9 IMPACTO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO SISTEMA ELÉTRICO

Qualquer sinal de tensão ou corrente com formas não senoidais podem provocar efeitos indesejáveis nos sistemas de energia elétrica, seja em seu funcionamento ou nos equipamentos a ela conectados. Geralmente, as harmônicas de ordens elevadas, acima da 40ª ordem, não produzem impacto significativo para análises de sistemas de potência, sendo normalmente desconsideradas em virtude de sua baixa amplitude e capacidade de distorção. Entre os efeitos provocados pelas harmônicas, alguns podem ser notados visualmente, como disparos de dispositivos de proteção, outros podem ser ouvidos, como vibrações, outros são registrados por medidores de temperatura devido a aquecimentos excessivos e ainda há outros casos em que é necessário utilizar equipamentos especiais para detectá-los, como no caso de ressonância, queda de tensão, redução do fator de potência e tensão elevada entre o neutro e terra (MORENO, 2001). Abaixo, dispõem-se os efeitos das distorções harmônicas sobre alguns dispositivos comumente encontrados nas redes elétricas.

▪ Motores e Geradores

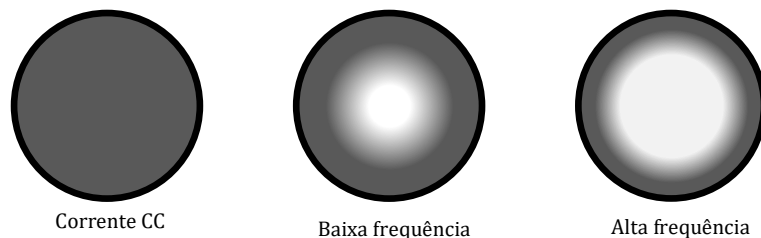
O principal efeito das harmônicas em máquinas elétricas de corrente alternada é o aumento da temperatura de operação devido ao aumento das perdas nos enrolamentos (cobre) e no núcleo (ferro), impactando diretamente no seu rendimento e na redução da expectativa de vida útil, bem como outras consequências, como ruído audível devido a torques pulsantes, que levam a vibrações excessivas, e redução de torque efetivo causado por harmônicas de sequência

negativa, o chamado torque harmônico, que produz um campo em sentido oposto àquele da fundamental. Também é possível observar a excitação de ressonâncias mecânicas nas máquinas em decorrência das oscilações mecânicas.

▪ Condutores elétricos

Ocorre em razão do efeito pelicular, também conhecido como efeito *Skin*, que reduz a área de condução à medida que a frequência do sinal aumenta. Cabos de alimentação são fortemente impactados com a presença de componentes harmônicas, ocasionando perdas por efeito joule devido à redução de sua área útil, como ilustra a Figura 44. Nos sistemas CC não existe a presença de frequências no sinal de alimentação, logo a área útil do condutor é totalmente utilizada, obtendo assim um melhor aproveitamento de sua seção transversal.

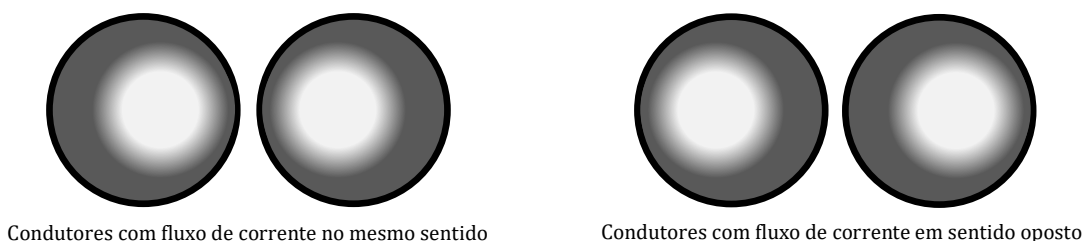
Figura 44 – Efeito da frequência na capacidade de condução de corrente elétrica.



Fonte: Adaptado de (WHEELER, 1942).

Na prática, além da influência do efeito pelicular, tem-se o surgimento do Efeito de Proximidade devido à presença de outros condutores vizinhos ao condutor analisado, proporcionando a deformação do campo magnético deste condutor tão quanto maior a frequência do condutor vizinho, neste caso, considerado ambos com formato cilíndrico. O Efeito de Proximidade tem como principal característica a redução da área de condução na região de maior intensidade de campo magnético, conforme o sentido do fluxo de corrente de cada condutor em paralelo, como se verifica na Figura 45.

Figura 45 – Efeito da frequência e proximidade na capacidade de condução de corrente.

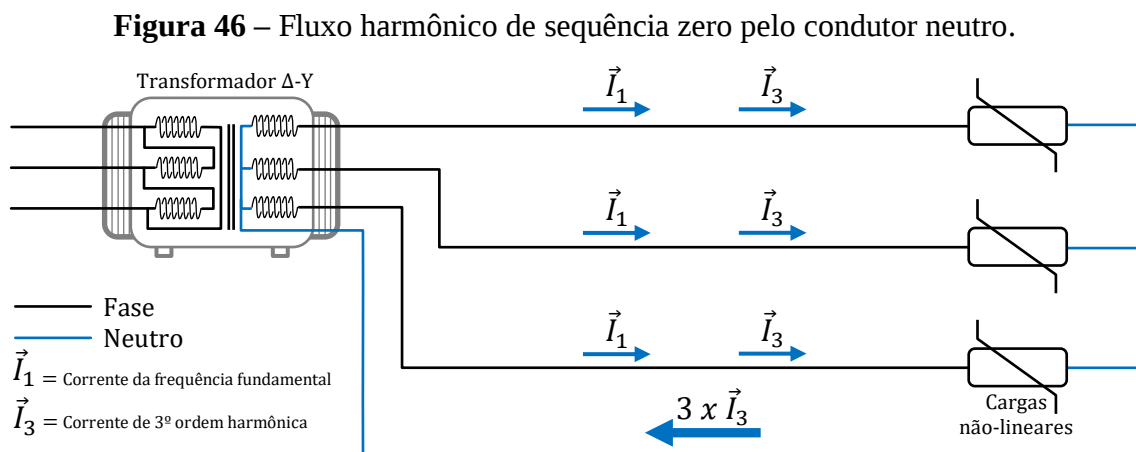


Fonte: Adaptado de (WHEELER, 1942).

Além do mais, para cabos condutores muito longos, caso os sistemas conectados tenham suas ressonâncias excitadas pelas componentes harmônicas, os mesmos podem ficar sujeitos a sobretensões excessivas e ao efeito corona, podendo causar falha de isolamento ou comprometimento do cabo (DE PAULA, 2005).

Outro aspecto de grande importância refere-se à sobrecarga no condutor neutro devido à presença de correntes harmônicas triplas, que são múltiplas de 3ª ordem, com predominância de componentes de sequência zero, conforme abordagem anterior. Estas correntes harmônicas, por não possuírem defasamento angular entre si, não se anulam no condutor neutro, ocasionando a soma algébrica das correntes de cada fase neste condutor, promovendo seu superaquecimento bem como existência de diferença de potencial entre neutro e terra.

A Figura 46 traz o esquema elétrico de alimentação de três cargas monofásicas não-lineares, com mesmo valor de impedância, ilustrando a circulação de componentes de sequência zero pelo neutro, originadas somente pela presença da terceira harmônica.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

▪ Transformadores

De maneira geral, frequências harmônicas causam perdas adicionais nos transformadores, mesmo operando abaixo da sua potência nominal, expondo-os a superaquecimento e perdas de isolamento e, conseqüentemente, redução da sua expectativa vida útil.

Em transformadores de conexão delta/estrela, ainda na Figura 46, as harmônicas ímpares múltiplas de três, que possuem característica de sequência zero, ficam confinadas no lado delta do transformador, levando-o a sobrecarga precoce. Tem-se ainda uma maior influência das capacitâncias parasitas (existente entre espiras de cada enrolamento, bem como entre os

enrolamentos), que podem realizar acoplamentos indesejados e, eventualmente, produzir ressonâncias no próprio dispositivo.

Harmônicas na corrente elevam as perdas nos enrolamentos, principalmente devido ao efeito pelicular, que implica numa redução da área efetivamente condutora à medida que se eleva a frequência da corrente, bem como perdas envolvendo fluxos de dispersão, uma vez que seu valor aumenta com a frequência. Harmônicas na tensão aumentam as perdas no núcleo devido a perdas por histerese, que variam linearmente com a frequência, bem como as perdas por corrente de Foucault, que variam com o quadrado dessa mesma frequência. Estas harmônicas também podem aumentar a fadiga nos materiais isolantes do transformador devido à elevação no valor de pico da tensão, contribuindo para a redução de sua vida útil. Porém, o estudo desenvolvido por Teixeira (2007) comprova que a presença de distorções harmônicas na corrente traz impacto mais severo para a vida útil dos transformadores do que presença de distorções harmônicas na tensão de alimentação.

▪ Banco de capacitores

Bancos de capacitores instalados em redes elétricas distorcidas podem originar condições de ressonância, excitadas por harmônicas, resultando em sobretensão nos terminais das unidades capacitivas e, conseqüentemente, na degradação do isolamento e eventual danificação dos capacitores, como também na exposição do barramento a níveis de tensão inadequados, afetando unidades consumidoras interligadas. Além do mais, como a reatância capacitiva diminui com o aumento da frequência, como se vê na equação (15), tem-se um aumento nas correntes relativas às harmônicas circulando pelo banco de capacitores devido ao caminho de baixa impedância oferecido pelo mesmo, por comportar-se naturalmente como filtro harmônico, resultando em sobreaquecimento do banco e redução da expectativa de vida útil.

$$X_c = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2\pi f C} \quad \boxed{\uparrow f = \downarrow X_c} \quad (15)$$

A ressonância harmônica ocorre quando a reatância do banco de capacitores e a reatância equivalente do sistema elétrico, que é predominantemente indutiva, se equivalem em módulo em uma determinada frequência. Bancos de capacitores instalados na rede com a finalidade de correção do fator de potência ou controle do nível de tensão podem vir a absorver frequências harmônicas, inicialmente não previstas no projeto de comissionamento, levando à sua inutilização devido ao estabelecimento da condição de ressonância por uma determinada excitação periódica.

▪ **Sistemas de proteção**

Os relés utilizados no sistema de proteção do sistema elétrico podem ser influenciados pela presença de harmônicas na rede e atuar de forma indevida, porém não é possível definir completamente suas reações devido à variedade de distorções possíveis e aos diferentes tipos de dispositivos existentes. Além disso, outros fatores como o tempo de atuação, corrente de partida e o conjugado do relé também podem ser influenciados pela presença de harmônicas. Relés eletromecânicos que dependem da passagem por zero ou pelo valor de pico da onda de tensão ou corrente em seu funcionamento, podem atuar indevidamente uma vez que a presença de frequências harmônicas causa deformação da onda, podendo gerar mais passagens por zero em um ciclo ou variando o valor de pico da onda.

Quanto aos fusíveis de proteção, um aumento da corrente eficaz devido a harmônicas provocará um maior aquecimento dos dispositivos pelos quais circula a corrente, podendo causar o rompimento do filamento de forma precipitada.

▪ **Efeitos Sobre Medidores De Energia**

Em um medidor de energia eletromecânico de indução, as medidas são realizadas a partir da rotação de um disco que fica sujeito a torques eletromagnéticos originários pela corrente elétrica em uma bobina. Estes equipamentos são geralmente fabricados e calibrados para operarem sob condição de frequência constante e alimentados com tensões e correntes de formato senoidal. Assim, quando submetido a ambientes de tensões e correntes distorcidas, estas criam conjugados que fazem com que o disco acelere ou desacelere, ocasionando erros de medição, impactando diretamente no faturamento da unidade consumido ao qual está instalado.

4 INVERSORES APLICADOS À GDFV

4.1 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO

O inversor de GDFV pode ser definido como o dispositivo responsável pela conversão estática da potência elétrica em corrente contínua, fornecida pelo gerador fotovoltaico, em potência elétrica em corrente alternada. No entanto, suas atribuições vão além da conversão, ficando a cargo do inversor o condicionamento da energia proveniente do arranjo fotovoltaico, com características compatíveis com a da rede elétrica ao qual irá operar em paralelo, bem como realizar o sincronismo, acoplamento, proteção e gerenciamento da conexão. Além do mais, incorpora algumas funções de controle, que influenciam notavelmente no funcionamento do conjunto, como seguimento do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico, conexão e desconexão da rede em função das condições desta e da radiação incidente sobre o gerador fotovoltaico, detecção de perdas de isolamento, registro dos dados de operação, entre outras funções que variam de acordo com o projeto de cada fabricante.

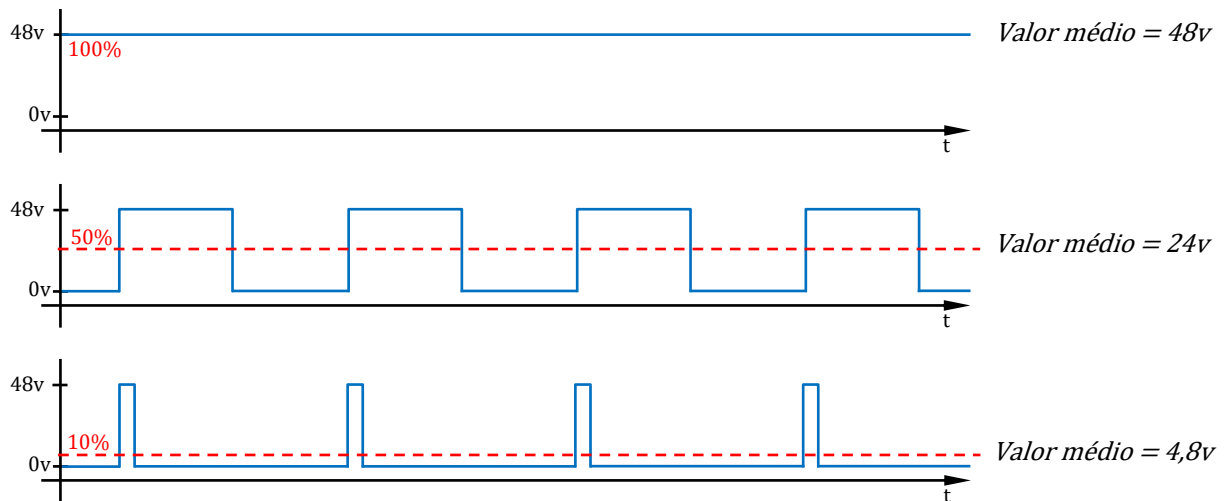
4.2 CARACTERÍSTICAS CONTRUTIVAS E OPERACIONAIS

No desenvolvimento de inversores de GDFV, dependendo da frequência de chaveamento e dos níveis de potência e tensão do projeto, tem-se utilizado como dispositivos de controle de condução os MOSFETs (*Metal oxide semiconductor field effect transistor*) ou IGBTs (*Insulated gate bipolar transistor*), autocomutados em alta frequência, sendo este último predominantemente utilizado em projetos de inversores de GDFV por permitir o controle de altas correntes em altas frequências, com perdas reduzidas. As perdas por condução nestas chaves estão relacionadas às perdas dissipativas causadas pela passagem da corrente elétrica através do dispositivo, como também pelas quedas de tensão nas junções dos semicondutores. Os MOSFETs apresentam um comportamento resistivo, apresentando uma queda de tensão proporcional ao valor da corrente, enquanto que os IGBTs apresentam uma queda de tensão fixa, tipicamente na ordem de 1 ou 2 volts (PRIEB, 2011).

Para o controle das chaves eletrônicas é necessário à utilização de uma técnica de modulação para determinar a qualidade do sinal de saída dos inversores. Esse tipo de modulação controla o tempo de condução das chaves do inversor por meio de largura de pulsos. A modulação por largura de pulso ou PWM (*Pulse-width Modulation*) permite obter um sinal modulado em alta frequência, que pode ser obtido por meio de ondas retangulares com período constante, porém, variando o tempo em que a chave eletrônica fica ligada e desligada dentro do

ciclo, a fim de alterar o valor médio do sinal que se pretende gerar. O entendimento do princípio de funcionamento da modulação PWM é ilustrado na Figura 47. Quando o sinal está em nível alto, é chamado de tempo ligado. Para descrever a quantidade de tempo, utiliza-se o conceito de ciclo de trabalho (*duty Cycle*). O ciclo de trabalho é medido em percentagem e descreve especificamente a razão de tempo ao qual um sinal digital está ligado em relação ao período.

Figura 47 – Obtenção de valores médios por largura de pulso.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

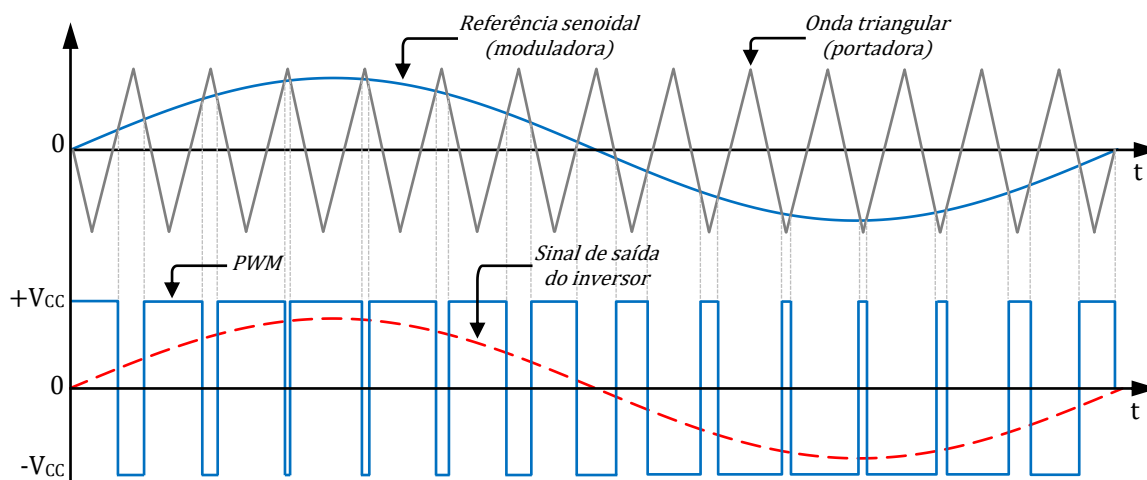
O valor médio é obtido a partir da relação entre o tempo ligado (pulso) e o período, ou seja, utilizando um *dutycycle* de 10% é necessário que a chave eletrônica permaneça em condução durante o tempo que corresponde a 10% de cada período e desligado durante o restante do tempo (90% do período), considerando o sinal como uma onda retangular ideal.

Considerando esta metodologia em sistemas de GDFV, onde a saída do inversor deve fornecer um sinal senoidal com baixo conteúdo harmônico, a formação de cada período da onda deve ser composta por vários valores médios de diferentes magnitudes para ter como resultado um sinal que tende ao formato senoidal. Com o objetivo de alcançar maior fidelidade da característica senoidal na composição do sinal de saída, deve-se aplicar esta técnica em alta frequência para que o conteúdo harmônico esteja dentro de limites aceitáveis.

A estratégia de controle PWM comanda as chaves eletrônicas por meio da comparação entre um sinal modulante senoidal de referência e uma portadora triangular em alta frequência. O sinal modulante senoidal de referência estabelece a frequência fundamental do sinal de saída do inversor e tem, por isso, a função de modular o *duty-cycle* da comutação. Já o sinal da portadora triangular define a frequência de comutação das chaves eletrônicas semicondutoras.

Na Figura 48 pode-se observar o sinal PWM resultante da comparação entre o sinal senoidal (sinal de modulação) e o sinal triangular em alta frequência (sinal da portadora).

Figura 48 – Composição de sinal senoidal por modulação PWM de 2 níveis.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Quanto maior a frequência da onda portadora em relação à onda moduladora, menor será o conteúdo harmônico do sinal de saída do inversor. Utiliza-se, portanto, um controle digital que liga ou desliga as chaves eletrônicas conforme o resultado do sinal do PWM. Quando o valor da onda portadora é superior ao valor da onda moduladora o sinal digital de saída é “0” e quando o valor da onda moduladora é superior ao valor da onda portadora, então o sinal digital de saída é “1”. Na prática, o controle PWM atua de forma a criar e ajustar o ângulo de potência de acordo com a energia fornecida pelo arranjo fotovoltaico, entregando mais ou menos potência ativa no PAC, podendo também alterar a magnitude do vetor de tensão nos terminais do inversor, e assim fazendo com que este forneça ou absorva potência reativa da rede, conforme a necessidade desta (ALBUQUERQUE, 2012).

O PWM representado na Figura 48 é chamado SPWM (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*) de 2 níveis, no entanto existem diversas outras técnicas baseadas nos mesmos princípios (*Trapezoidal PWM*, *Space Vector Modulation*, etc.), com pequenas diferenças na onda moduladora ou na onda portadora, devendo ser escolhida a técnica que melhor se adapte a cada projeto, de forma a obter os melhores resultados, já que o desempenho dos inversores depende da técnica de modulação empregada. Tem-se ainda a estratégia PWM de 3 níveis, que resulta no sinal de saída com menor conteúdo harmônico às custas do aumento da complexidade do sistema de controle, porém, com maior eficiência e menores perdas no sistema, sendo esta a mais difundida entre as estratégias multiníveis.

4.2.1 Estratégia de controle operacional

A topologia dos inversores de GDFV pode ser desenvolvida considerando a alimentação do barramento de entrada como fonte de tensão (*Voltage Source Inverter – VSI*), ou fonte de corrente (*Current Source Inverter – CSI*). O convencional é a utilização da estrutura VSI para a conexão da GDFV com a rede elétrica de distribuição por permitir uma maior versatilidade operacional e eficiência na conversão. Na topologia VSI, o controle pode ser realizado tanto por tensão como por corrente, dependendo da grandeza de saída que será utilizada como referência (SAMPAIO, 2013).

A operação do conversor conectado à rede necessita de controle preciso da frequência e da potência injetada para permitir o sincronismo e gerenciamento adequado da conexão. Em grandes geradores rotativos (operando como fontes de tensão), o controle da potência injetada é feito pelo controle do ângulo de potência, no entanto, aplicar esta metodologia para inversores de GDFV, necessitaria de uma indutância de conexão muito elevada para que variações muito pequenas de ângulo não resultassem em grandes variações de potência (GALOTTO, 2011).

Assim, torna-se mais conveniente e confiável o controle da potência pela corrente injetada na rede. A corrente pode ser modulada diretamente com a forma da tensão da rede, garantindo unicamente a transferência de potência ativa. Portanto, o inversor de GDFV deve atender a diversos requisitos: produzir baixa distorção harmônica para a corrente injetada (DHTi); a injeção de potência pulsante não pode aparecer na corrente do arranjo (tensão de modo comum); injeção praticamente nula de corrente contínua na rede; e grande estabilidade (GALOTTO, 2011). Os detalhes de topologia dos inversores VSI e CSI são detalhados a seguir.

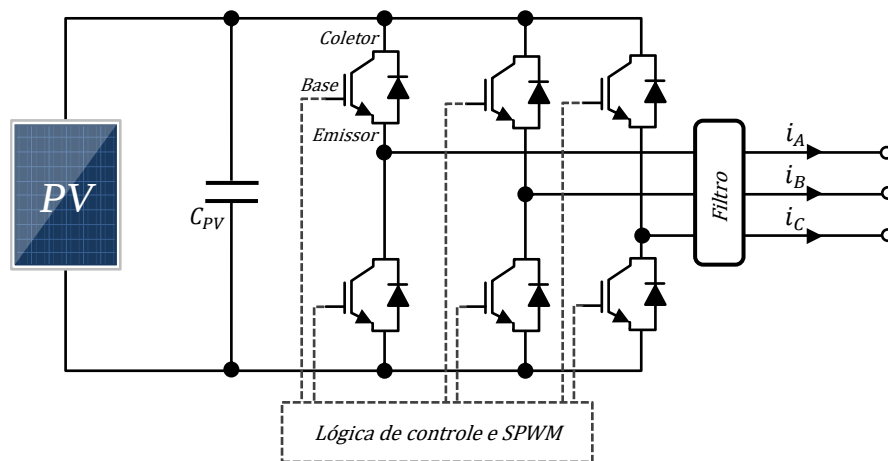
- **Inversor VSI controlado por corrente**

Nesta configuração, a forma de tensão é imposta pela rede elétrica e a corrente elétrica é adotada como referência, priorizando a sua máxima injeção (SAMPAIO, 2013). Durante a operação normal, a forma de onda da corrente de saída do inversor é sincronizada com a tensão da rede no momento em que a tensão passa por zero volt, facilitando assim o controle do fator de potência. Esse sincronismo é normalmente realizado com um circuito de malha de captura de fase, conhecido como PLL (do inglês, *phase-locked loop*), que identifica a passagem por zero de uma fase adotada como referência. Devido à sua estabilidade diante de perturbações na rede e alta eficiência de conversão, a topologia de inversores VSI controlados por corrente são os mais adotados pela maioria dos fabricantes (PRIEB, 2011).

▪ Inversor VSI controlado por tensão

O controle por tensão é normalmente utilizado em sistemas autônomos, isolados da rede da concessionária, onde o inversor deve ser capaz de fornecer uma tensão de qualidade aceitável para a maioria das cargas, que por sua vez, são projetadas para serem alimentadas por uma fonte de tensão regulada e estabilizada, além da demanda de reativos. Há também a possibilidade de operar o inversor VSI conectado à rede de distribuição, com controle por tensão, quando existe a necessidade de compensação de reativos, porém ainda é pouco utilizado devido à necessidade de homologação de inversores com essa funcionalidade. Nesta configuração de controle, o fluxo de potência é realizado considerando o inversor como uma fonte de tensão controlável, injetando potência ativa pela defasagem angular entre a tensão do inversor VSI e a rede de distribuição, e compensação de reativos pela diferença da amplitude destas tensões (SAMPAIO, 2013). A Figura 49 apresenta a topologia simplificada do inversor de potência do tipo VSI.

Figura 49 – Esquema simplificado de um inversor trifásico VSI clássico.



Fonte: Adaptado de (PENA, 2016).

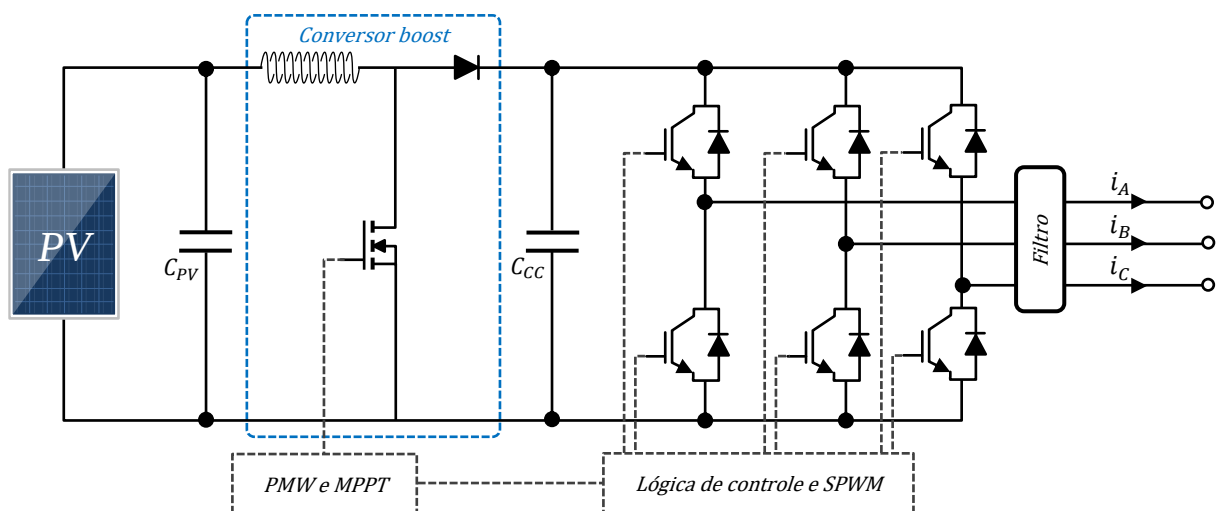
O diodo em antiparalelo conectado no interruptor de chaveamento, entre as regiões do coletor e emissor, é utilizado para conduzir a corrente de polaridade reversa no momento em que o disparo da chave for inibido devido à alimentação chaveada de componentes indutivos.

O capacitor C_{PV} inserido no barramento CC é necessário para que o arranjo fotovoltaico possa operar de forma otimizada, uma vez que a ondulação de tensão na saída do arranjo fotovoltaico influencia diretamente no rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracker* – MPPT). Quanto maior a ondulação presente na tensão CC, mais longe do ponto de máxima potência estará o sistema. Para que o rastreamento de potência alcance o patamar de 98% de energia aproveitada, a ondulação de tensão dos módulos fotovoltaicos, no

ponto de máxima potência (*Maximum Power Point - MPP*), não deve ultrapassar 8,5% (BRITO, 2013). De outro modo, como a potência da rede elétrica CA também oscila em torno de um valor médio, o capacitor atua de forma a proporcionar o desacoplamento entre os sistemas, armazenando e descarregando energia em função da variação da potência da rede, promovendo maior estabilidade no nível de tensão do barramento CC.

Nos inversores com topologia VSI, a tensão de entrada fornecida pelo arranjo deve ser maior que a tensão da rede para que o inversor entre em operação. Logo, a inserção de um conversor CC/CC do tipo *boost* no barramento CC auxilia o inversor VSI, já que esse conversor eleva a tensão entregue pelo arranjo fotovoltaico, possibilitando que a tensão recebida pelo inversor esteja dentro da faixa operacional para conexão com a rede. Este conversor, além do ajuste da tensão, é responsável pelo sistema de MPPT do gerador fotovoltaico. Tal recurso é de grande importância dada a variação da energia incidente sobre cada *string* (conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em série) e, dessa forma, sobre a característica de corrente-tensão e potência-tensão do sistema. Contudo, observa-se que o emprego do conversor *boost* em cascata com o inversor apresenta como desvantagem uma queda da eficiência do conjunto, adicionado ao acréscimo no custo de fabricação. A Figura 50 apresenta a topologia integrada do conversor *boost* com inversor VSI trifásico.

Figura 50 – Esquema simplificado de um inversor de 2 estágios trifásico VSI.



Fonte: Adaptado de (SAMPAIO, 2013).

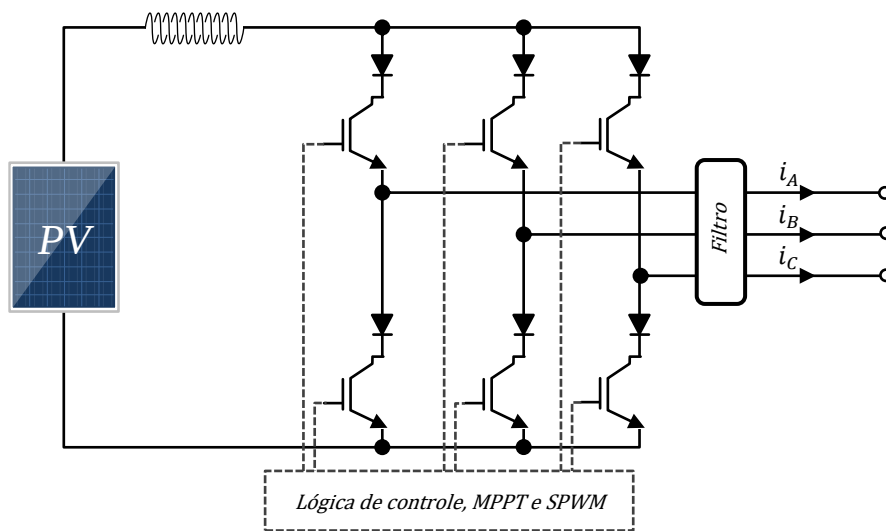
Na configuração com 2 estágios, ilustrada na Figura 50, o capacitor C_{PV} continua responsável por minimizar a ondulação de tensão na saída do arranjo fotovoltaico. O capacitor C_{CC} , inserido após o conversor *boost*, assume a função de realizar o desacoplamento entre a

potência pulsante da rede e o arranjo fotovoltaico, proporcionando a independência do controle entre os estágios. Assim, ambos controles podem operar em função das flutuações de tensão neste capacitor, que funciona como um desacoplamento ativo de potência e possibilita o ajuste dos controladores para atingir a máxima potência. (GALOTTO, 2011).

▪ Inversor CSI

Ainda considerando o conversor *boost* integrado ao inversor convencional VSI, pode-se eliminar o diodo, os capacitores e a chave do estágio *boost*, que pode ser substituída pelas chaves do inversor. O resultado desta integração, leva ao inversor CSI. Deve-se também retirar os diodos em anti-paralelo com as chaves do inversor VSI para que ele possa operar como CSI, além de evitar o curto-circuito no filtro capacitivo de saída. Com esta integração, a dinâmica deste inversor é a mesma do conversor *boost*, e assim, não necessita de um estágio adicional para elevação de tensão, tendo como consequência a redução de perdas por conversão (BRITO, 2013), conforme ilustrado na Figura 51.

Figura 51 – Esquema simplificado de um inversor trifásico CSI clássico.



Fonte: Adaptado de (PENA, 2016).

Enquanto na topologia VSI são utilizados diodos em antiparalelo com os interruptores controláveis, no CSI é necessário utilizar os diodos em série para que os interruptores possam suportar tensões reversas, produzidas pelo indutor, sem sofrerem danos (GALOTTO, 2011). Este tipo de inversor comporta-se como uma fonte de corrente, utilizando um indutor como elemento armazenador de energia, e por esta razão, impossibilita a abertura aleatória do circuito devido à possível geração de arcos elétricos e consequente danos aos componentes do circuito.

Para garantir esta condição, pelo menos uma chave superior e uma chave inferior devem estar fechadas ao mesmo tempo (conduzindo) para evitar a abertura de circuito com indutor carregado. Porém esta condição produz perdas em condução mais elevadas que as perdas associadas ao inversor tipo VSI, além de perdas consideráveis devido aos diodos em série com os interruptores. As perdas devido à corrente ininterrupta no circuito interno do inversor CSI, mesmo para as situações em que a injeção de potência na rede seja nula, traz desvantagem em relação aos inversores VSI, que em situação análoga, basta manter os interruptores de chaveamento no estado aberto. No conversor CSI, devido à ausência do estágio CC, os algoritmos de MPPT, PWM e conexão com a rede (injeção de potência e PLL) devem se comunicar mutuamente, trazendo maior complexidade ao sistema de controle (BRITO, 2013). No entanto, a arquitetura CSI não deve ser desvalorizada com base somente em aplicação em sistemas de GDFV, sendo que esta topologia tem maior utilidade para certas aplicações de elevada potência, onde se é necessário um maior controle da corrente de saída do inversor.

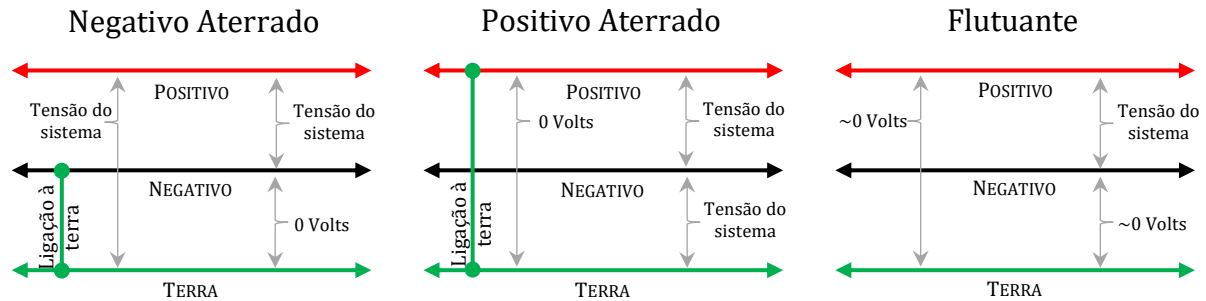
4.2.2 Isolamento galvânico

O isolamento galvânico é uma metodologia utilizada para separar circuitos que devem se comunicar, mas, devido aos seus aterramentos estarem em diferentes potenciais, excitam o fluxo de corrente indesejada pela terra. Esta técnica é realizada com a utilização de um transformador, que cria uma separação entre os circuitos do inversor e da rede elétrica CA, sem interromper o fluxo de potência. Esta técnica baseia-se no princípio da indução eletromagnética e deve atender a fundamentos de segurança que evitem: a corrente de fuga entre o sistema de GDFV e a terra devido à necessidade de aterramento de um dos condutores de corrente contínua, seja o positivo ou negativo; as correntes de fuga entre o sistema de GDFV e a terra originada por capacitâncias parasitas; e impedir a injeção de corrente contínua na rede de distribuição.

A topologia de inversores com isolação galvânica permite atender a um requisito necessário para alguns tipos de módulos, que exigem que o condutor positivo ou negativo seja aterrado devido a eventuais ganhos de eficiência do sistema relacionado às suas características construtivas ou devido à degradação das células fotovoltaicas, como no caso de sistemas baseados em módulos de filmes finos (DHERE, 2005). Se nenhum dos condutores positivo ou negativo forem aterrados, a diferença de potencial (DDP) entre ambos e a terra deve valer aproximadamente zero volts, mantendo a tensão do sistema apenas entre os condutores positivo e negativo do arranjo. De fato, a necessidade de aterrar um dos condutores se resume a escolhas

de equipamentos específicos. A Figura 52 ilustra as três configurações de aterramento CC para arranjos fotovoltaicos.

Figura 52 – Configurações de aterramento para arranjos fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

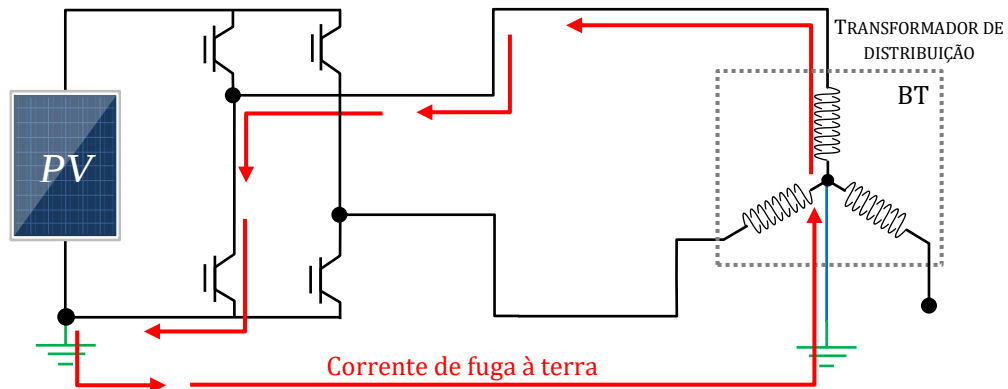
Quanto ao isolamento galvânico, os inversores de GDFV podem ser divididos em três topologias: Inversor com transformador de baixa frequência (*Low Frequency* – LF, operado na frequência da rede elétrica); com transformador operando em alta frequência (*High Frequency* - HF); ou topologias sem transformador (*transformerless* - TL).

Inversores com transformador operando em baixa frequência são pouco utilizados em GDFV por apresentarem algumas desvantagens, como o aumento do peso e volume, encarecimento do projeto e incremento das perdas magnéticas, que diminuem a eficiência global de conversão. A topologia com transformador em alta frequência é uma alternativa interessante, pois reduz o peso e o volume, mas implica no aumento da complexidade do conversor, e consequente aumento do custo (BRITO, 2013). A proteção é um parâmetro de projeto que também pode ser atendida sem a isolação galvânica, utilizando dispositivos de proteção Diferencial Residual (DR), aterramento e Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS) nos quadros de proteção e manobra das instalações elétricas.

Em virtude da busca por novas estruturas com reduzidos peso, volume e custo, verifica-se a tendência para a pesquisa de inversores com topologias sem isolação galvânica, o que contribui para a injeção de corrente contínua na rede de distribuição, objeto de estudo e avaliação nesta tese.

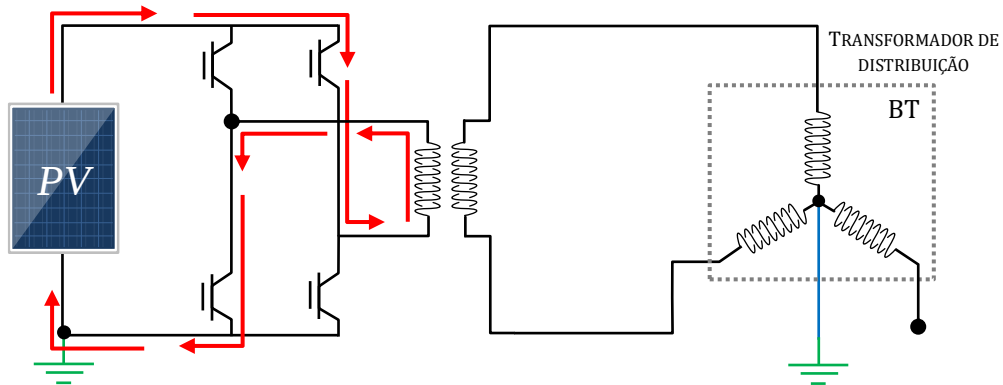
▪ Corrente de fuga por aterramento de condutor CC

O aterramento de um dos polos (positivo ou negativo) do sistema de GDFV, utilizando inversor sem isolação galvânica, pode permitir as correntes de fuga por meio dos pontos de aterramento em um determinado momento do chaveamento, ilustrado na Figura 53.

Figura 53 – Corrente de fuga em inversores sem isolamento galvânico.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para os módulos fotovoltaicos que requerem aterramento de um dos polos, a utilização de inversores com topologia de isolamento galvânico é necessária para evitar as correntes de fuga à terra. A Figura 54 ilustra a corrente na topologia de inversor com transformador e condutor negativo aterrado, em um determinado momento do chaveamento.

Figura 54 – Fluxo de corrente em inversores com isolamento galvânico.

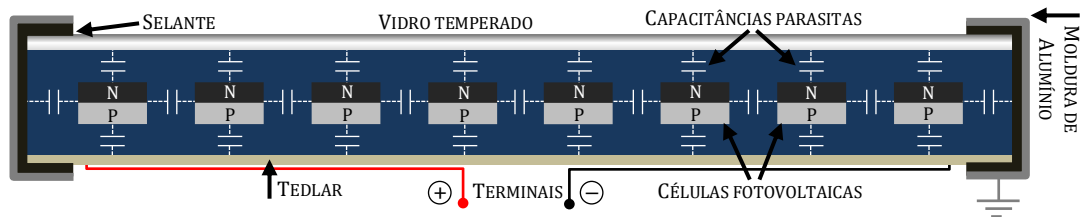
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

▪ Corrente de fuga por capacitâncias parasitas

A variação da tensão nos terminais do gerador fotovoltaico (tensão de modo comum), originada pela tensão que surge devido à assimetria natural de comutação das chaves eletrônicas de inversores trifásicos, altera constantemente o estado de carga das capacitâncias parasitas presentes nos módulos e gera corrente de fuga (corrente de modo comum). Quanto maior a variação da amplitude da tensão aplicada aos terminais do arranjo fotovoltaico, maior será a amplitude da corrente de fuga que, por sua vez, circula pelo aterramento devido ao acoplamento capacitivo entre as células fotovoltaicas e as molduras dos módulos. Como as molduras são normalmente aterradas para possibilitar o escoamento de descargas atmosféricas, o resultado é

o surgimento de correntes parasitas fluindo pelo aterramento, comprometendo a segurança da instalação. O grau de impacto da capacitância parasita dependerá diretamente da topologia do inversor, apresentando ou não isolamento galvânico (WINNISCHOFER, 2014). A Figura 55 ilustra as capacitâncias parasitas distribuídas em um módulo fotovoltaico.

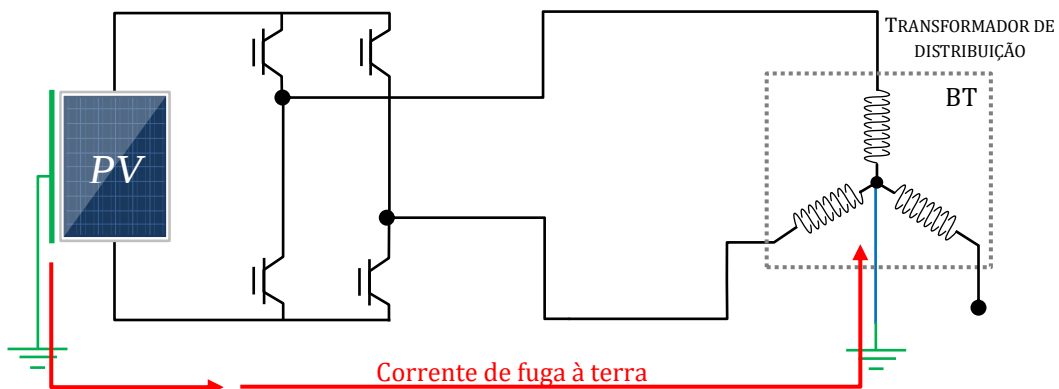
Figura 55 – Disposição dos principais componentes de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Como geralmente as molduras dos módulos estão eletricamente conectadas entre si por meio do condutor de aterramento e da estrutura de sustentação, também metálica, o resultado é uma associação em paralelo de capacitâncias entre o gerador fotovoltaico e a estrutura. O valor total da associação depende de fatores tais como a área do gerador fotovoltaico, a distância entre as células e a moldura, a tecnologia de fabricação das células e condições de sujeira e umidade na superfície dos módulos (PRIEB, 2011). A Figura 56 ilustra a corrente de fuga por capacitâncias parasita em um sistema de GDFV sem isolamento galvânico.

Figura 56 – Corrente de fuga por capacitâncias parasitas.

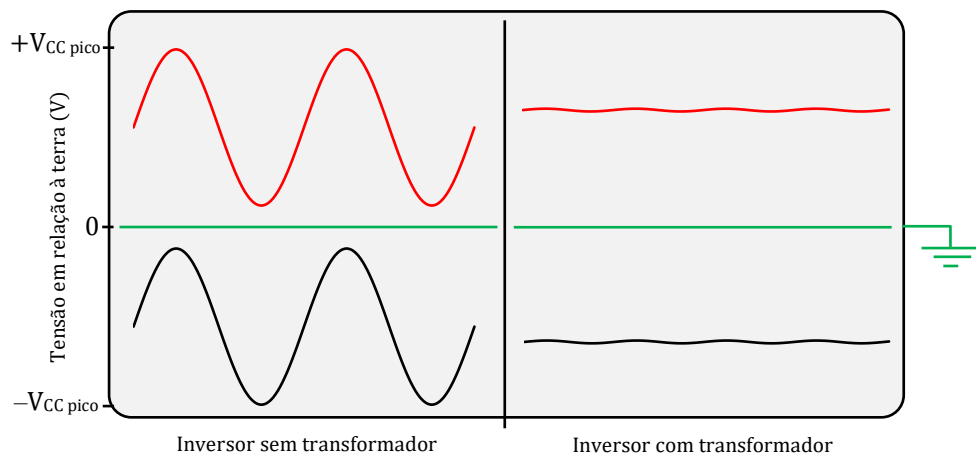


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A corrente de fuga aumenta as perdas do sistema, gera problemas de interferência eletromagnética, distorção harmônica, acelera o processo de envelhecimento dos módulos fotovoltaicos e compromete a segurança de pessoas. A tensão de modo comum é sentida mais

intensamente em sistemas de GDFV que utilizam inversores sem isolamento galvânica. Nas topologias de inversores com transformador, a oscilação da tensão CA refletida para o barramento CC do inversor é bastante reduzida, apresentando apenas alguns poucos volts. A Figura 57 ilustra o comparativo da oscilação de tensão CC na entrada do inversor, excitada pelo chaveamento eletrônico em alta frequência, em inversores com transformador acoplado e sem transformador (KEREKES et al., 2008).

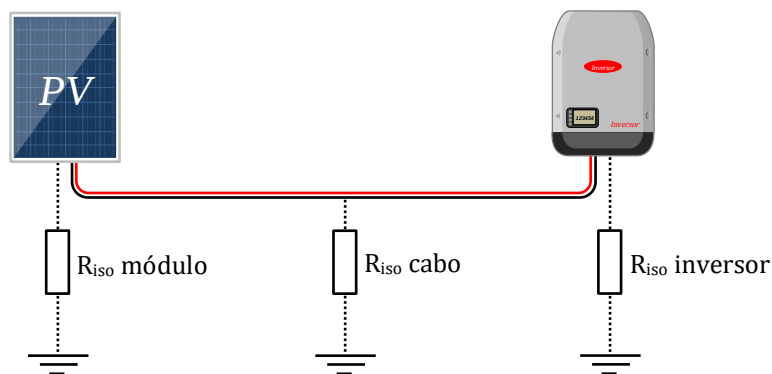
Figura 57 – Tensão de modo comum para inversores com e sem isolamento galvânica.



Fonte: Adaptado de (Solar Technology AG - SMA, 2010).

De qualquer forma, os inversores sem transformador de isolamento são equipados com um sistema de medição de resistência à terra que monitora todo o sistema em busca de alguma degradação de isolamento, a fim de evitar as correntes de fuga, e consequentemente, a energização de pessoas por contato e demais perdas adicionais. A Figura 58 ilustra a resistência de isolamento (R_{iso}) para os principais componentes de um sistema fotovoltaico.

Figura 58 – Resistência de isolamento para inversores sem transformador.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

No caso de inversores sem transformador, a medição da R_{iso} durante o funcionamento do sistema de GDFV não é possível devido à ausência de uma separação galvânica entre o inversor e a rede. Dessa forma, a medição da R_{iso} é realizada antes de cada conexão à rede e o monitoramento é feito por meio da corrente de fuga.

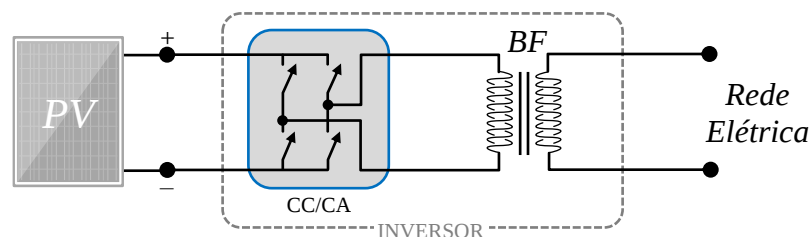
4.2.3 Número de estágios

Embora existam diversas topologias de inversores para a realização da conversão CC/CA em geração distribuída, a topologia a dois estágios é a mais comum. Esta topologia utiliza um conversor CC/CC para o gerenciamento da fonte CC (arranjo), processando a energia gerada e fornecendo-a ao barramento CC intermediário. Já a conversão CC/CA em inversores de GDFV é realizada mediante um conversor VSI controlado por corrente.

A associação de estágios individuais em cascata apresenta um rendimento menor do que a concepção de estruturas integradas, devido à multiplicação dos rendimentos de cada estágio, além de elevar peso, volume e custo. O uso de estrutura integrada oferece um rendimento maior, emprega menor quantidade de componentes, reduzindo os custos de produção e aumentando a densidade de potência da estrutura, aumentando a eficiência do inversor (BRITO, 2013).

O conceito de estágios apresentado neste trabalho é ilustrado de forma particionada somente para destacar sua topologia, porém, as características construtivas mantêm as de um modelo integrado. Assim, a Figura 59 apresenta a topologia de inversor com apenas um estágio, utilizando um transformador de baixa frequência (BF).

Figura 59 – Inversor de 1 estágio, com transformador de baixa frequência.

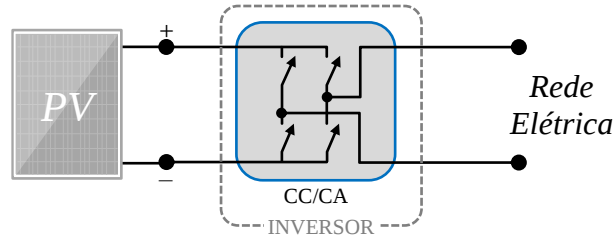


Fonte: Adaptado de (BRITO, 2013).

Com a redução de estágios de processamento, a eficiência geral desta topologia pode ser elevada devido à redução de elementos dissipativos. Por outro lado, em decorrência de exclusão de estágios dedicados a funcionalidades específicas, a flexibilidade da estrutura é reduzida e a complexidade é transferida para o sistema de controle do inversor.

A Figura 60 ilustra a topologia de inversor de estágio único, sem a utilização de transformador.

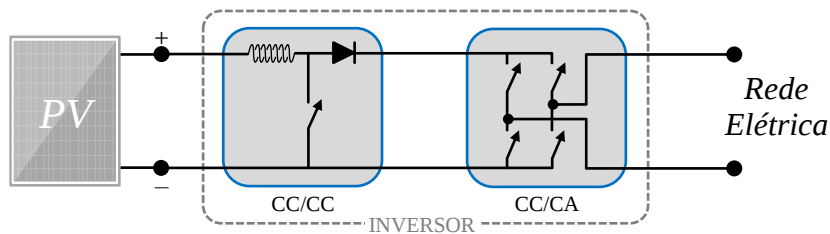
Figura 60 – Inversor de 1 estágio, sem transformador.



Fonte: Adaptado de (BRITO, 2013).

Para as topologias sem transformador que necessitem da elevação da tensão fornecida pelo arranjo fotovoltaico, adota-se um estágio inicial de condicionamento de potência por meio de um conversor CC/CC do tipo elevador de tensão (*boost*), que simplifica o controle do inversor devido ao particionamento de atribuições, cabendo ao segundo estágio a efetiva conversão CC/CA. A Figura 61 ilustra a topologia de inversor com 2 estágios.

Figura 61 – Inversor de 2 estágios, sem transformador.

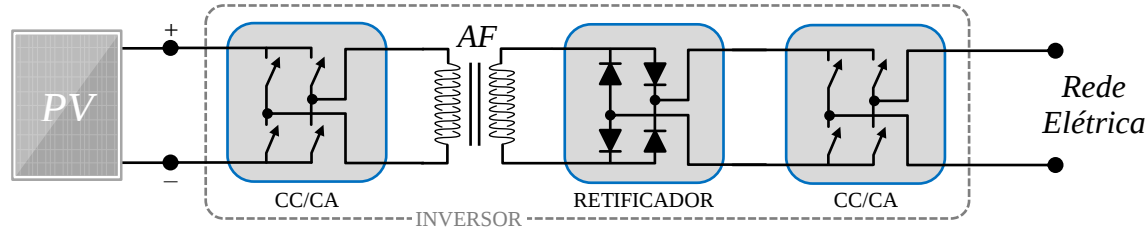


Fonte: Adaptado de (BRITO, 2013).

A topologia da Figura 61 é a configuração mais comum para inversores sem isolamento galvânica. Além do ajuste da tensão conforme a necessidade da aplicação, o conversor CC/CC também é responsável pelo sistema de rastreamento de máxima potência (MPPT) do gerador fotovoltaico.

A utilização de transformadores em alta frequência, normalmente superiores a 16kHz (KEREKES, 2008), reduz a quantidade de material utilizado em sua fabricação. Nesta topologia utilizam-se três estágios, sendo o primeiro um conversor CC/CA em alta frequência (AF), no segundo estágio um retificador e no terceiro um conversor CC/CA operando na frequência da rede, em baixa frequência. Porém, com o aumento da frequência, há um aumento das perdas magnéticas no núcleo do transformador, reduzindo a eficiência global do inversor. A Figura 62 ilustra um inversor de 3 estágios com transformador em alta frequência.

Figura 62 – Inversor de 3 estágios, com transformador em alta frequência.



Fonte: Adaptado de (BRITO, 2013).

4.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS OPERACIONAIS

Entre as principais características técnicas, destacam-se aquelas que referem-se aos parâmetros elétricos, importantes durante o processo de dimensionamento e seleção do inversor. A título de exemplo, a Tabela 9 apresenta algumas dessas características para um inversor comercial, cuja potência nominal é igual a 5kW.

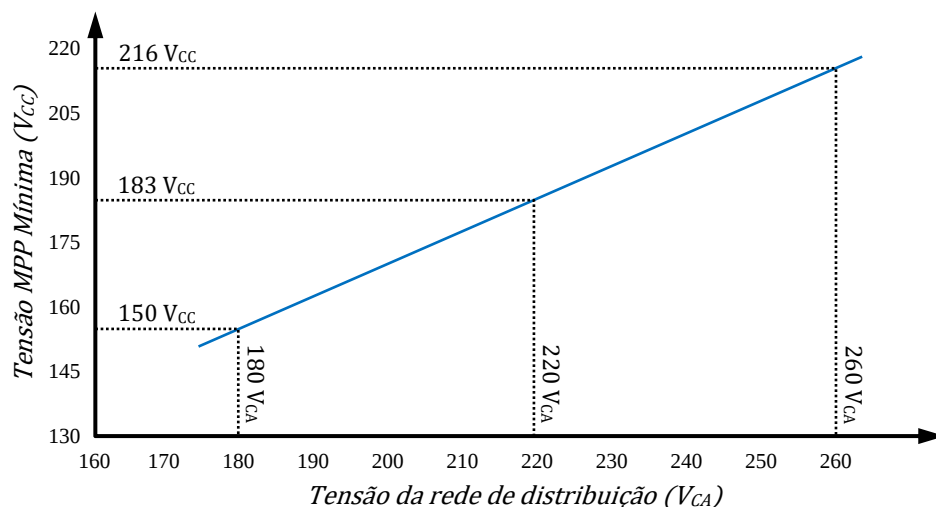
Tabela 9 – Características de um inversor comercial de 5kW.

ENTRADA CC	FAIXA DE TENSÃO DE ENTRADA NA MÁXIMA POTÊNCIA: V_{MPP}	150 – 800V
	TENSÃO MÁXIMA DE ENTRADA SEM CARGA: V_{OC}	1.000V
	CORRENTE MÁXIMA DE ENTRADA: I_{MAX}	18A
	POTÊNCIA ELÉTRICA MÁXIMA DO ARRANJO: $P_{PV\ MAX}$	7.5kW pico
	NÚMERO DE RASTREADORES DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA: MPPT	2
SAÍDA CA	FAIXA DE TENSÃO DE ENTRADA NA MÁXIMA POTÊNCIA: V_{MPP}	180 – 270V
	POTÊNCIA ELÉTRICA NOMINAL	5kW
	CORRENTE MÁXIMA DE SAÍDA	21,7 A
	DISTORÇÃO HARMÔNICA DA CORRENTE DE SAÍDA	< 5%
	FATOR DE POTÊNCIA	> 0,85 ind./cap.
	FAIXA DE FREQUÊNCIA DA REDE	45 – 65Hz
DADOS GERAIS	EFICIÊNCIA MÁXIMA DE CONVERSÃO CC/CA:	98%
	EFICIÊNCIA EUROPEIA:	96%
	EFICIÊNCIA CEC:	97%
	TOPOLOGIA	Sem transformador
	CONSUMO DE FUNCIONAMENTO NOTURNO	< 1W
	FAIXA DE TEMPERATURA AMBIENTE PERMITIDA	– 40 a +55°C

Fonte: Adaptado de (Zilles et al., 2012).

Da Tabela 9 observa-se que é essencial verificar se o arranjo fotovoltaico fornece a tensão dentro da faixa de tolerância, especificada pelo fabricante de cada inversor em particular. Como critério de dimensionamento, observando os limites da temperatura ambiente de cada localidade, a tensão de circuito aberto (V_{OC}) do arranjo não pode exceder o limite superior da faixa de tensão de entrada do inversor nos momentos de ocorrência das temperaturas ambientes mais baixas. De maneira análoga, a tensão de máxima potência (V_{MPP}) não pode ficar abaixo do limite inferior da faixa de tensão de entrada do inversor nos momentos de ocorrência das temperaturas ambientes mais elevadas. A Figura 63 ilustra, para o mesmo inversor da Tabela 9, a tensão mínima no ponto de máxima potência ($V_{MPP \text{ Min}}$) em função da tensão da rede (V_{CA}) na qual o inversor tem condições para iniciar o processo de conexão à rede. Para uma tensão da rede de 220V, a tensão mínima do ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico deve ser de 150V para que o inversor inicie o processo de sincronismo com a rede (ZILLES et al., 2012).

Figura 63 – Tensão mínima no V_{MPP} em função da tensão de conexão da rede V_{CA} .



Fonte: Adaptado de (ZILLES et al., 2012).

4.4 PARÂMETROS DE EFICIÊNCIA DO INVERSOR

A eficiência de conversão do inversor não deve ser determinada por uma única medição da relação entre a potência de saída e a potência de entrada. Sua eficiência energética depende principalmente do nível de potência relativa do inversor, isto é, da potência que está operando o inversor em um dado instante em relação à sua potência nominal (nível de carregamento), que por sua vez, depende do nível de irradiância solar sobre o arranjo e da temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos. Como as condições ambientais possuem ciclos sazonais, o processo de avaliação da eficiência do inversor, de forma precisa e realista, deve ser realizado por meio

de um cálculo médio, utilizando um conjunto de medições ao longo de um ano completo, considerando os dados meteorológicos do local de instalação do sistema fotovoltaico. A magnitude da tensão CC de entrada também gera impacto sobre a eficiência do inversor de GDFV, embora seja uma dependência muitas vezes desconsiderada nos modelos matemáticos mais simples, que tentam representar o comportamento energético do inversor (RAMPINELLI, 2010).

As informações de dados técnicos dos inversores geralmente informam as eficiências máxima, europeia e CEC, que normalmente servem como critério comparativo de desempenho entre modelos de inversores. A eficiência máxima corresponde ao ponto operacional de melhor desempenho energético do inversor, sendo que esta informação é considerada de pouca utilidade devido à flutuação da eficiência entre os vários níveis de carregamento, bem como pela magnitude da tensão fornecida pelo arranjo fotovoltaico.

Com o intuito de tornar precisa a determinação da influência do carregamento parcial sobre o desempenho de inversores fotovoltaicos, foram criados, nos anos 90, os conceitos de eficiência Europeia, e posteriormente, a eficiência CEC (*Califórnia Energy Commission*). Estas eficiências ponderadas levam em conta a estatística dos dados de irradiação locais (noroeste da Alemanha e do estado norte-americano da Califórnia, respectivamente). Estes métodos de avaliação de eficiência utilizam cálculos de média ponderada em função do percentual de eficiência por nível de carregamento do inversor fotovoltaico, conforme as equações (16) e (17) (PRIEB, 2011):

$$\eta_{EURO} = 0,03 \eta_{5\%} + 0,06 \eta_{10\%} + 0,13 \eta_{20\%} + 0,10 \eta_{30\%} + 0,48 \eta_{50\%} + 0,20 \eta_{100\%} \quad (16)$$

$$\eta_{CEC} = 0,04 \eta_{10\%} + 0,05 \eta_{20\%} + 0,12 \eta_{30\%} + 0,21 \eta_{50\%} + 0,53 \eta_{75\%} + 0,05 \eta_{100\%} \quad (17)$$

Na equação (16), verifica-se que o valor de $\eta_{100\%}$ corresponde à eficiência na situação nominal de irradiância, cujo cálculo considera que o inversor está sujeito a 100% da carga nominal durante 20% do tempo de operação ao longo de um ano ($0,2 \times \eta_{100\%}$). De modo semelhante, o valor $\eta_{50\%}$ relaciona a potência de saída do arranjo com 50% da potência nominal do inversor durante 48% do tempo de operação ao longo de um ano ($0,48 \times \eta_{50\%}$). As outras quatro condições de carga da eficiência Europeia, assim como a equação (17), são definidas de maneira análoga.

Por meio das expressões supracitadas é possível observar que a eficiência Europeia e a Eficiência Californiana diferem-se nos valores percentuais de potência considerados e nos respectivos fatores multiplicadores, por terem condições ambientais distintas devido aos seus

posicionamentos geográficos. Na Europa, por exemplo, o inversor deve apresentar eficiência elevada para irradiância média, já que a maior parte do tempo opera sob estas condições. No Brasil, é mais importante ter eficiência elevada em irradiância elevada.

A eficiência Europeia, assim como a CEC, considera a eficiência do inversor dependente apenas do carregamento. Devido a essa deficiência, diversas formas de se calcular a eficiência têm sido propostas, e dentre elas destaca-se a Eficiência PHOTON (PHOTON LABORATORY, 2010), a qual leva em consideração o nível de carregamento, a magnitude da tensão fornecida pelo arranjo fotovoltaico e a eficiência do sistema de MPPT. Apesar da eficiência PHOTON se mostrar uma ferramenta mais adequada para determinar a eficiência de inversores de GDFV, ela utiliza os coeficientes de ponderação da eficiência Europeia e CEC, que são baseadas em dados de radiação solar com características diferentes das que são encontradas no Brasil (PINTO; ZILLES; ALMEIDA, 2011). Neste sentido, (PINTO; ZILLES; ALMEIDA, 2011) propõe um novo cálculo de eficiência ponderada, a Eficiência Brasileira, na qual os coeficientes contemplam as características de radiação solares do Brasil, considerando a dependência do nível de carregamento do inversor, a magnitude da tensão fornecida pelo arranjo fotovoltaico e a eficiência do sistema de MPPT, de forma semelhante à eficiência PHOTON, cuja formulação é definida na equação (18):

$$\eta_{BR} = 0,02 \eta_{10\%} + 0,02 \eta_{20\%} + 0,04 \eta_{30\%} + 0,12 \eta_{50\%} + 0,32 \eta_{75\%} + 0,48 \eta_{100\%} \quad (18)$$

Outros padrões de eficiência mais precisos podem ser definidos de acordo com o padrão médio de irradiação na região de interesse. Para a formulação da Eficiência em determinado local, necessita-se da caracterização da eficiência do inversor sob os seguintes parâmetros.

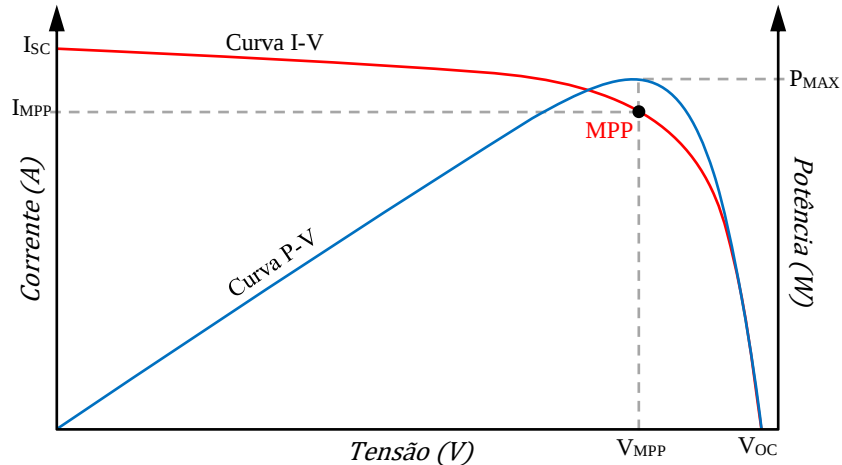
- Eficiência do seguimento do ponto de máxima potência;
- Eficiência da conversão CC/CA; e
- Eficiência global do inversor.

4.4.1 Eficiência no seguimento do ponto de máxima potência

Os módulos fotovoltaicos apresentam características elétricas não-lineares entre tensão e corrente as quais variam de acordo com o nível de radiação solar e de temperatura, apresentando apenas um ponto de máxima potência MPP. Como a transferência radiativa varia durante o dia, o ponto de máxima potência também varia conforme esta característica. Desse modo, é importante que o inversor tenha capacidade de rastrear constantemente o MPP e opere neste ponto o maior tempo possível, possibilitando que o conjunto de módulos fotovoltaicos estejam

sempre transferindo sua máxima potência elétrica instantânea. A Figura 64 ilustra o comportamento dinâmico da célula fotovoltaica, no gráfico de potência (P) e corrente (I) pela tensão (V).

Figura 64 – Curvas características de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de (YATIMI, 2015).

Onde:

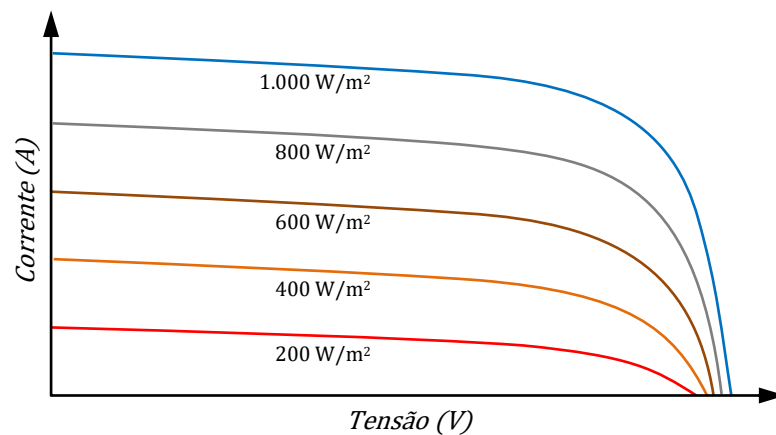
- V_{OC} : tensão de circuito aberto (*open circuit*);
- I_{SC} : corrente de curto-circuito (*short-circuit*);
- MPP: ponto operacional de máxima potência (*maximum power point*);
- V_{MPP} : tensão no ponto de máxima potência; e
- I_{MPP} : corrente no ponto de máxima potência.

A título de complementação, a tensão elétrica entre os terminais do módulo fotovoltaico, quando não há corrente, é denominada tensão de circuito aberto (V_{OC}). Realizando a conexão dos terminais de um módulo fotovoltaico, curto-circuitando o positivo com o negativo, circulará uma corrente máxima denominada corrente de curto-circuito (I_{SC}), e nessa situação, a tensão correspondente é nula. Visto a impossibilidade de operar o módulo fotovoltaico com valores de tensão de circuito aberto (V_{OC}) e corrente de curto-circuito (I_{SC}) de forma simultânea, o ponto de máxima potência é obtido por meio de um algoritmo de controle, basicamente buscando um valor de tensão (V_{MPP}) e de corrente (I_{MPP}) que resultem em um valor máximo de potência (MPP) extraída do arranjo.

O índice de irradiação incidente sobre um arranjo fotovoltaico depende de fatores como a localização geográfica, hora do dia, temperatura, humidade, ângulo de inclinação e a presença de obstáculos que possam causar sombreamento. Alterações na transferência radiativa têm

repercussões consideráveis na corrente gerada pelas células por meio do efeito fotovoltaico e, conseqüentemente, na corrente de curto-circuito. Na Figura 65 é possível observar que à medida em que a radiação solar diminui, a corrente de curto-circuito do módulo também diminui de forma proporcional, e que a tensão de circuito aberto do módulo é pouco alterada. Portanto, pode-se constatar que a corrente elétrica gerada pelo módulo fotovoltaico é fortemente dependente da intensidade de radiação solar que incide sobre o mesmo.

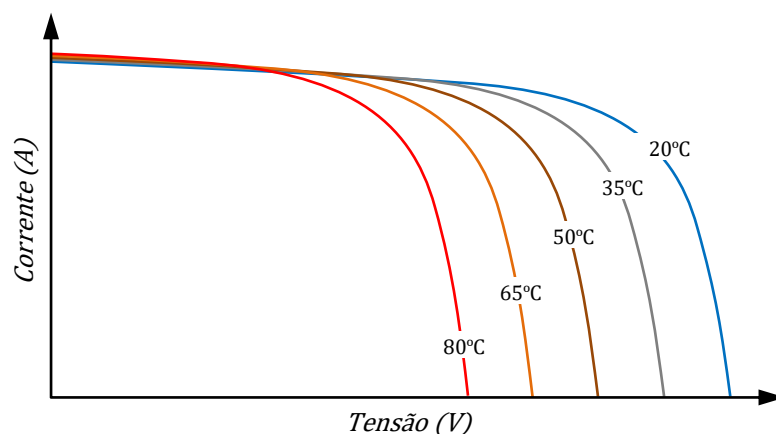
Figura 65 – Característica da célula fotovoltaica para diferentes valores de radiação solar.



Fonte: Adaptado de (YATIMI, 2015).

Por outro lado, a alteração na temperatura sobre as células de um módulo fotovoltaico impacta diretamente na tensão. Quando ocorre um aumento da temperatura, a tensão de circuito aberto diminui, enquanto que a corrente de curto-circuito permanece praticamente inalterada (ocorre um leve aumento). Na Figura 66 é representado o comportamento das curvas I-V de um módulo fotovoltaico para diferentes temperaturas e radiação constante (YATIMI, 2015).

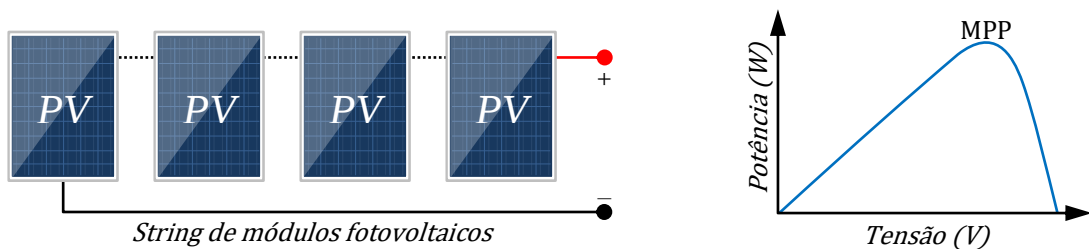
Figura 66 – Característica da célula fotovoltaica para diferentes valores temperatura.



Fonte: Adaptado de (YATIMI, 2015).

De maneira geral, quando a radiação solar é distribuída de forma uniforme entre os módulos fotovoltaicos de uma mesma *string*, considerando-os com as mesmas características elétricas, todos operam com a mesma corrente e o valor da tensão de saída resulta do somatório das tensões individuais de cada módulo. A Figura 67 ilustra esse cenário com a curva característica da potência do arranjo.

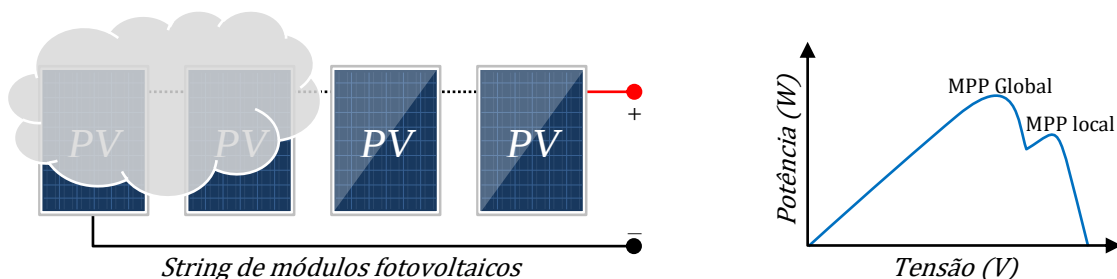
Figura 67 – Radiação solar uniformemente distribuída sobre *string* de módulos.



Fonte: Adaptado de (YATIMI, 2015).

Visualizando da Figura 67, pode-se constatar que existe apenas um único ponto onde a potência é máxima, tornando-se simples sua localização com a implementação de um algoritmo convencional de MPPT. No entanto, se a radiação incidente não for uniforme e algumas células fotovoltaicas ficarem sujeitas a sombreamentos, a curva característica do sistema é modificada e a potência disponível diminui de forma considerável, causando um forte impacto no rendimento total da instalação. O efeito do sombreamento trata-se de um fenômeno natural que pode ser causado por nuvens, prédios vizinhos, torres de comunicação, folhas de árvores ou até mesmo por poeira. Basicamente, pode ser provocado por qualquer obstáculo que impeça a passagem direta da luz solar sobre o arranjo fotovoltaico. A Figura 68 ilustra a curva de potência com diferentes valores de MPP devido à ocorrência de sombreamento causado por nuvens.

Figura 68 – Sombreamento parcial sobre *string* de módulos fotovoltaicos.

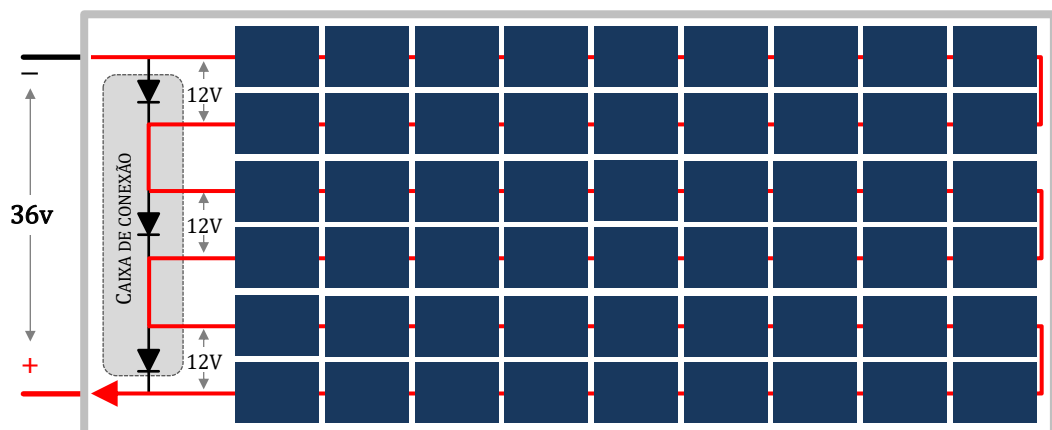


Fonte: Adaptado de (YATIMI, 2015).

É possível observar na Figura 68 uma mudança de comportamento no pico de potência do arranjo fotovoltaico, apresentando um ponto de máximo local e um ponto de máximo global devido à ocorrência de sombreamento parcial sobre o mesmo. Nesta situação, o arranjo tem seu rendimento comprometido por ficar limitado ao nível de corrente do módulo de pior desempenho, por tratar-se de uma topologia de conexão série. Nesta circunstância restritiva, observa-se que o ponto de melhor aproveitamento do sistema é o MPP global, porém, na maioria das vezes, os métodos de MPPT tradicionais não são capazes de contornar a ocorrência de um máximo local, ficando restrito a um ponto de menor potência por serem concebidos para determinar o ponto de máxima potência sob condições de radiação uniforme, onde a curva de potência apenas exhibe um MPP (BRITO, 2013).

Os módulos fotovoltaicos são formados por um determinado número de células (fotodiodos) associadas em série. Sob o efeito de sombreamento, cada célula sombreada fica polarizada de modo reverso, o que faz surgir uma tensão em seus terminais, e esta passa a se comportar como uma carga, consumindo parte da energia gerada pelas demais células e dissipando-a em forma de calor. Nesta situação, quando uma única célula é sombreada, a potência por ela dissipada pode ser determinada pela soma das tensões de polarização direta das outras células da associação série, multiplicada pela nova corrente do circuito, que é limitada pela célula sombreada devido ao grau de sombreamento incidente (BROOKSL, 2015). Para evitar a formação de pontos quentes (*hot-spots*), a corrente deve ser desviada das células por meio de um diodo de desvio (*by-pass*), conectado em antiparalelo a um conjunto de células. Quando as células fotovoltaicas estão sob incidência uniforme de radiação solar, o diodo de *by-pass* encontra-se reversamente polarizado, não permitindo que por ele circule corrente elétrica, conforme pode ser observado na Figura 69.

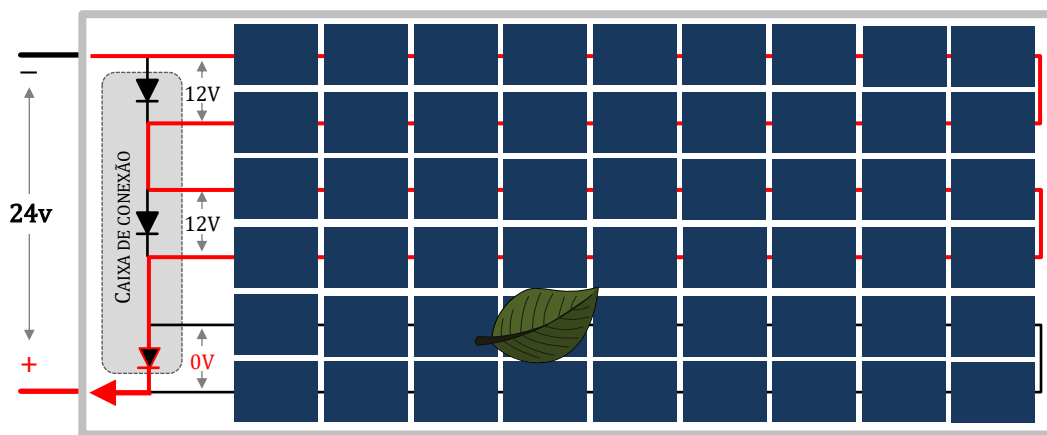
Figura 69 – Ligação de diodos de *by-pass* em módulos fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de (BROOKSL, 2015).

Caso uma única célula de um ramo fique sombreada, o diodo polariza diretamente, e as 18 células associadas deixam de produzir. O ponto quente ocorre quando o diodo de *by-pass* não é sensibilizado, ou o módulo fotovoltaico é construído sem esta proteção, produzindo uma grande dissipação de energia em uma pequena área, resultando em superaquecimento local e consequentes efeitos destrutivos, tais como rachaduras de células ou vidro, fusão de solda ou degradação da célula solar. A Figura 70 ilustra a atuação do diodo de *by-pass* devido ao sombreamento pontual causado por uma folha de árvore.

Figura 70 – Atuação do diodo de *by-pass* devido ao sombreamento parcial.



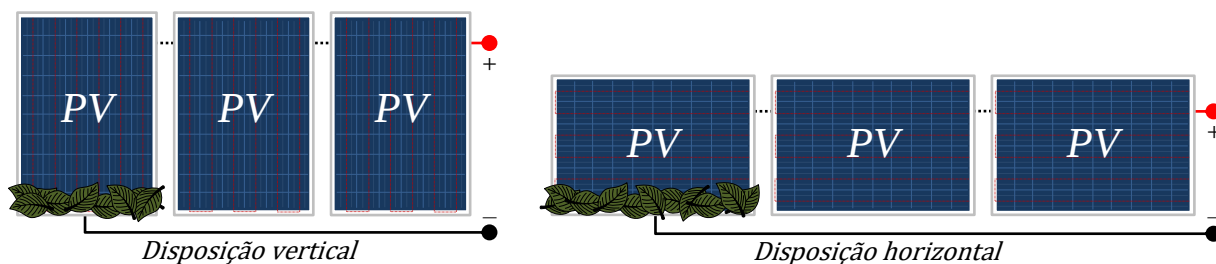
Fonte: Adaptado de (BROOKSL, 2015).

Analisando a Figura 70, observa-se que todas as células do módulo são conectadas em série, logo a corrente do circuito é a mesma de uma extremidade à outra. Na circunstância apresentada, o valor da corrente não sofre restrição pela célula sombreada, tendo em vista que este ramo associado teve o caminho desviado pelo diodo de *by-pass*, e a corrente do circuito é determinada pelas células irradiadas. Porém, nesta situação, o nível de tensão é reduzido em um terço (desconsiderando a queda de tensão no diodo).

Para minimizar os efeitos dos sombreamentos devido à deposição de sujidades sobre os módulos, como folhas de árvores, fuligem ou dejetos de pássaros, é essencial respeitar a inclinação mínima determinada no projeto para auxiliar na sua remoção natural, por meio das chuvas ou mesmo por gravidade, funcionando como mecanismo de autolimpeza, além de proporcionar maior produção energética. Por vezes, mesmo com certa inclinação, pode haver acúmulos de sujidades na parte inferior do arranjo e, dessa forma, a disposição dos módulos pode assumir um papel importante no que diz respeito à tentativa de minimização dos efeitos provocados pelo sombreamento (ALONSO, 2016). Assim sendo, a Figura 71 ilustra as duas

disposições possíveis de se proceder à instalação de módulos fotovoltaicos e seus impactos devido ao acúmulo de resíduos em sua base inferior.

Figura 71 – Efeito do sombreamento pela disposição dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de (ALONSO, 2016).

Por meio da Figura 71 é possível observar que instalação dos módulos na posição vertical torna-os suscetíveis aos efeitos do sombreamento em ambos os ramos de células. Nesta situação onde todos os ramos de um mesmo módulo fotovoltaico estão com pelo menos uma célula sombreada, todos os diodos de *by-pass* serão polarizados diretamente e sua injeção de potência é dispensada.

Em contrapartida, a instalação dos módulos na posição horizontal dificulta o sombreamento simultâneo dos ramos, possibilitando que o módulo ainda contribua na produção de energia por meio dos ramos não sombreados. Porém, caso não seja considerada a proteção do módulo com diodo de *by-pass*, a melhor solução é adotar a disposição vertical, onde uma menor quantidade de células é afetada. Quando o arranjo fotovoltaico opera sem os diodos de *by-pass*, seu comportamento se assemelha ao de um único módulo fotovoltaico, não ocorrendo anomalias na sua curva I-V em condições de sombreamento, facilitando assim o funcionamento dos algoritmos de MPPT. Porém, à medida que mais módulos entram em sombreamento, o nível de tensão de operação do arranjo é reduzido e a corrente é limitada pela célula com maior impacto de sombreamento, tendo como consequência grandes perdas energéticas e, sobretudo, operação da planta em modo de contingência.

A influência do sombreamento parcial de sistemas fotovoltaicos também está relacionada ao período do dia em que ele ocorre. Quando o sombreamento incide sobre o arranjo apenas nas primeiras horas da manhã ou no final da tarde, a perda de rendimento é menos significativa pelo fato de o módulo operar ainda distante de sua potência de pico (ZOMER, 2016).

Desmistificado os principais fatores que influenciam na geração de energia pelos módulos fotovoltaicos, entende-se a importância da implementação de um mecanismo de controle eletrônico capaz de observar continuamente as modificações na curva característica I-V e

extrair a máxima potência nas mais adversas situações operacionais do arranjo fotovoltaico. A operação do sistema no MPP tem a premissa de aumentar o rendimento energético da planta fotovoltaica, maximizando a produção de energia elétrica e, assim, reduzir o tempo de amortização do investimento de aquisição do sistema de GDFV. Logo, é importante que o arranjo fotovoltaico opere no MPP o maior tempo possível. Além do exposto, a utilização do recurso de MPPT é também justificada devido à baixa eficiência dos módulos fotovoltaicos atualmente comercializados, onde a capacidade de fotoconversão situa-se normalmente abaixo de 20%, cuja definição é dada pela equação (19).

$$\eta_{\text{Célula PV}} = \frac{\text{Energia elétrica fornecida pela célula/ módulo}}{\text{Energia contida na radiação solar incidente}} \quad (19)$$

O sistema de MPPT auxilia os módulos fotovoltaicos quanto à sua baixa eficiência energética, reduzindo a necessidade de aumentar a área ocupada com incremento de módulos para atingir o nível de potência da instalação. Se a área ocupada não é fator restritivo, existe o problema de custo devido ao aumento de uso do material fotossensível, bem como de toda a estrutura de suporte e conexão. Ndiaye (2013) afirma que entre as diversas técnicas de MPPT existentes, sua utilização em sistemas de GDFV pode aumentar a energia anual produzida em até 30%.

O sistema de MPPT funciona, fundamentalmente, como uma impedância variável na tentativa de igualar-se com a impedância do arranjo fotovoltaico. A energia transferida é máxima quando a impedância da carga e da fonte são as mesmas (teorema da máxima transferência de potência). Como a impedância da fonte varia conforme as condições climáticas, o conversor estático deve alterar seu ponto de operação de forma automática, ajustando o ciclo de trabalho (*duty cycle*) da modulação por largura de pulso (PWM), aplicado às chaves eletrônicas, cuja impedância vista pelo arranjo fotovoltaico é inversamente proporcional ao *duty cycle* gerado pelo sistema de controle.

Em termo de estrutura, o sistema de MPPT pode ser dividido em dois blocos: Uma seção de controle e uma seção de potência. No caso de inversores de dois estágios, a seção de potência do MPPT consiste em um conversor CC/CC em modo chaveado, que inevitavelmente reduz a eficiência global do inversor, na ordem de 2%, em função dos componentes adicionais. No entanto, sua utilização logo se justifica pela considerável elevação da energia anual produzida em virtude da máxima extração de potência do arranjo fotovoltaico. Os inversores *multi-string* possuem dois ou mais dispositivos de MPPT independentes, a fim de permitir a utilização de arranjos fotovoltaicos com características elétricas ou orientações diferentes. No caso do

inversor de único estágio, a seção de potência do MPPT é a própria ponte inversora (PENA, 2016).

Já o bloco de controle do MPPT é encarregado do ajuste da tensão de polarização do gerador fotovoltaico por meio de algoritmos, que atuam sobre o controle eletrônico (*driver*) dos dispositivos de chaveamento do conversor CC/CC ou da ponte inversora. Sua implementação pode ser feita de forma analógica ou, mais comumente, digital, utilizando microprocessadores ou processamento digital de sinais (PRIEB, 2011).

De forma geral, os diversos métodos e estruturas de MPPT disponíveis na literatura são basicamente diferenciados pela rapidez e precisão no rastreamento do MPP e sua eficiência na distinção de máximos globais e locais. A definição do método é determinada pela relação de custo-benefício, que está diretamente ligada à complexidade e capacidade de processamento.

A eficiência do sistema de MPPT é definida pela razão entre a potência elétrica efetivamente extraída pelo arranjo fotovoltaico e a sua potência elétrica realmente disponível (obtida com um MPPT ideal, com eficiência unitária), conforme equação (20):

$$\eta_{MPPT} = \frac{\text{Potência extraída do arranjo fotovoltaico}}{\text{Potência real disponível no arranjo fotovoltaico}} \quad (20)$$

Quando o MPP do arranjo permanece constante, a eficiência é praticamente constante, sendo denominada de eficiência de MPPT estática. Quando o MPP está em transição para outro ponto (devido à passagem de nuvens, por exemplo), o rastreamento leva algum tempo para convergir e, durante esse tempo, sua eficiência é reduzida e recebe o nome de dinâmica.

4.4.2 Eficiência de conversão

A eficiência da conversão do inversor é definida pela razão entre a energia elétrica em corrente alternada na saída do inversor, entregue à rede elétrica, e a energia em corrente contínua na entrada do inversor, efetivamente extraída pelo sistema de MPPT. Esta eficiência é caracterizada por parâmetros associados às diferentes perdas elétricas e térmicas que decorrem do processo de conversão, representada pela equação (21):

$$\eta_{CONV} = \frac{\text{Potência na saída do inversor}}{\text{Potência no barramento CC}} \quad (21)$$

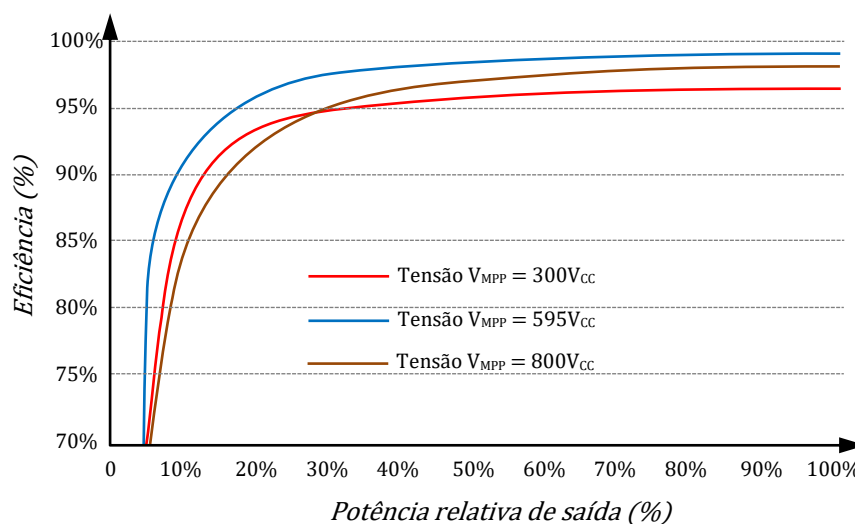
As perdas em inversores podem ser divididas em duas categorias principais: perdas por comutação e perdas por condução. Ambas são dependentes das características dos dispositivos semicondutores utilizados pelos inversores, como elementos de chaveamento, como também

da topologia do conversor e da frequência de operação. O desenvolvimento de dispositivos semicondutores com novos materiais e novas tecnologias de fabricação é um caminho promissor para a redução de perdas e aumento da eficiência dos inversores.

A eficiência de conversão dos inversores de GDFV não tem um valor constante, apresentando uma dependência direta sob o nível de carregamento, o qual flutua continuamente conforme as variações de irradiância e temperatura às quais o gerador fotovoltaico está submetido, como também, sofre influência de acordo com a magnitude da tensão de entrada fornecida pelo arranjo fotovoltaico, porém, esta última em menor grau. Considerar a influência da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão do inversor é de grande importância durante a etapa de dimensionamento das *strings* de uma instalação fotovoltaica. O inversor operando em um sistema com uma excelente eficiência máxima de conversão e trabalhando em uma faixa de tensão inapropriada, poderá ter uma produtividade inferior à que teria se empregasse um inversor de especificações mais modestas, porém bem adaptado à tensão do gerador fotovoltaico (PRIEB, 2011).

Os manuais dos inversores geralmente apresentam curvas de eficiência de conversão em função do carregamento para três tensões de entrada, uma para a eficiência máxima e outras duas nas tensões limites da faixa de operação do sistema MPPT. A Figura 72 ilustra a influência da tensão de entrada na eficiência de conversão dos inversores de GDFV em toda faixa de potência admissível.

Figura 72 – Curvas de eficiência global para diferentes tensões de MPP.



Fonte: Adaptado de (PRIEB, 2011).

Com objetivo de aumentar a densidade de potência dos conversores eletrônicos, utiliza-se o princípio de elevação do valor da frequência de comutação para reduzir o volume dos elementos reativos. No entanto, com o aumento da frequência, aumentam-se as perdas de potência nas chaves semicondutoras, principalmente na comutação, tornando necessário o aumento do volume dos dissipadores de calor. Esta medida reduz a possibilidade de compactação dos conversores, pois se alcança a redução no volume dos elementos indutivos do circuito, mas em contrapartida, aumenta-se o volume dos dissipadores de calor. Torna-se necessário, então, reduzir os esforços de tensão e/ou de corrente nos componentes dos conversores para que se possam reduzir as perdas. Neste sentido, utiliza-se como estratégia as técnicas para reduzir estas perdas na comutação dos semicondutores, conhecidas como técnicas de comutação ressonantes, que tornam as comutações dos interruptores não dissipativas. Estas técnicas são conhecidas na literatura como técnica de comutação sob tensão nula ZVS (*Zero-Voltage Switching*) e técnica de comutação sob corrente nula ZCS (*Zero-Current Switching*). As técnicas de comutação não dissipativas minimizam as perdas em comutação, possibilitando o aumento da frequência de operação dos semicondutores. No entanto, as perdas em condução ainda são observadas (BASCOPÉ, 2001).

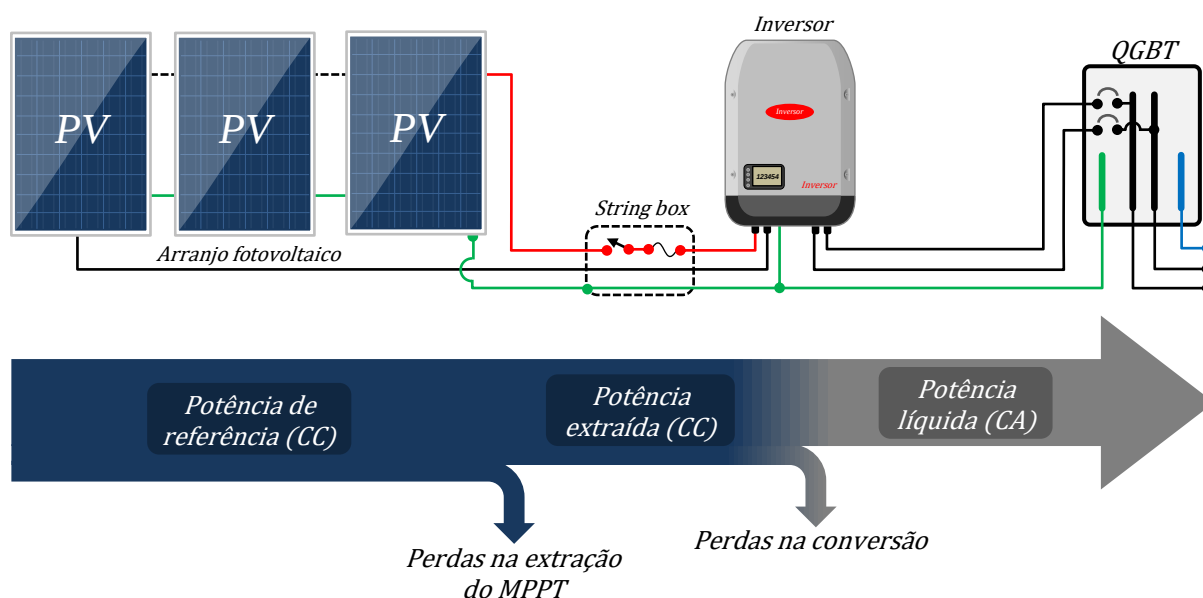
Apesar das perdas por chaveamento serem proporcionais à frequência (há um maior número de transições por unidade de tempo e, portanto, maior dissipação), há motivos para manter a frequência de chaveamento em valores razoavelmente elevados. O primeiro deles é o ruído acústico, provocado principalmente pela ação dos campos magnéticos pulsantes (produzidos pela corrente) sobre os componentes do inversor. Considerando os limites da audição humana, é costume manter a frequência de chaveamento acima dos 16kHz. Outra razão é que, para frequências mais altas, os valores nominais dos elementos de armazenamento de energia/filtragem (indutores e capacitores) podem ser reduzidos, minimizando os custos e perdas energéticas. O chaveamento eletrônico atua como mecanismo de transferência de energia. Durante cada ciclo de chaveamento, a energia é armazenada em um componente reativo e, em seguida, descarregada conforme a conveniência do sistema de controle. À medida que a frequência aumenta, o elemento reativo no qual a energia é armazenada pode ser menor, pois uma quantidade menor de energia precisa ser armazenada a cada ciclo, ocupando assim menor espaço na estrutura do inversor. A busca pelo aumento da eficiência de conversão através da otimização dos componentes, topologias e estratégias de funcionamento constitui um círculo virtuoso, contribuindo com a redução do peso e custo do inversor, assim como no aumento da confiabilidade e vida útil.

4.4.3 Eficiência global do inversor

A eficiência global do inversor é o resultado de todos os fatores que afetam o desempenho energético dos estágios que o constitui, como a eficiência estática e dinâmica do MPPT, nível de carregamento, magnitude da tensão de entrada e os efeitos decorrentes de altas temperaturas de operação, uma vez relacionadas em função das perdas produzidas no processo geral de conversão, que dependem do autoconsumo e do nível de carregamento.

As perdas por autoconsumo independem do nível de potência admissível (carregamento), sendo atribuídas aos dispositivos de controle do inversor, medidores e elementos indicadores, como também pelos dispositivos de segurança que operam constantemente. Já as perdas que dependem do nível de carregamento são imputadas às quedas de tensão nos diodos e nas chaves eletrônicas, bem como as perdas ôhmicas dissipativas. De maneira geral, as perdas globais dos inversores de GDFV podem ser representadas pela Figura 73.

Figura 73 – Representação das perdas globais em inversores de GDFV.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A característica de mérito nos projetos de inversores utilizados para conexão à rede elétrica sempre foi, durante todo o seu processo de evolução e até os dias de hoje, a eficiência global de conversão, que representa o desempenho alcançado no processamento da potência extraída do arranjo fotovoltaico em comparação com o mesmo sistema sem perdas, para as mesmas condições meteorológicas, indicando o quanto o sistema real se aproxima do sistema ideal. A eficiência total do inversor considera que o sistema de rastreamento do ponto de

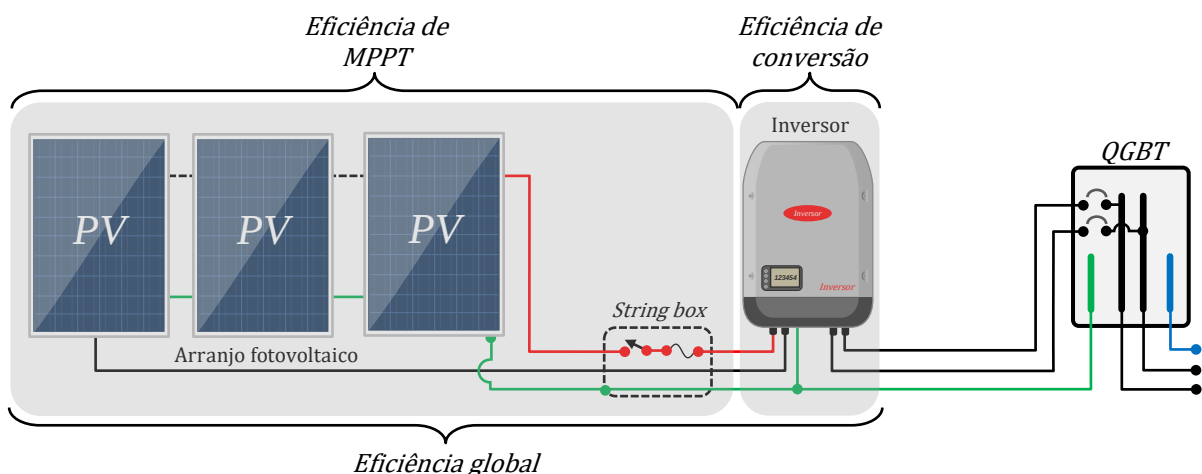
máxima potência é que determina o valor da tensão de entrada do conversor CC/CA, tensão esta que exerce influência sobre a própria eficiência de conversão. Assim, para a caracterização completa do inversor é necessário que sejam determinadas as eficiências η_{MPPT} e η_{CONV} simultaneamente para vários níveis de carregamento e, a partir do seu produto, calculada a eficiência total. O cálculo da eficiência total é representado pela equação (22):

$$\eta_{GLOBAL} = \eta_{CONV} \cdot \eta_{MPPT} = \frac{\text{Potência na saída do inversor}}{\text{Potência real disponível no arranjo fotovoltaico}} \quad (22)$$

Mensurar as eficiências individuais dos estágios dos inversores de GDFV é de difícil determinação, porém a tarefa fica muito mais facilitada com a utilização de um simulador de arranjos fotovoltaicos. A norma europeia EN 50530:2010 *Overall efficiency of photovoltaic inverters* prescreve que os testes de determinação de eficiência de inversores sejam realizados em laboratório, utilizando perfis variáveis de irradiância a serem programados no simulador de arranjos. Estes simuladores possuem as mesmas características de alimentação de um arranjo fotovoltaico real, ou seja, reproduzem seu comportamento nas diversas condições ambientais a que estão sujeitos, com elevada flexibilidade, permitindo testes repetidos em qualquer estação do ano, além de ser uma alternativa para minimizar tempo e custo.

Já a utilização dos métodos de campo, para determinação da eficiência individual dos estágios de inversores, tem limitações e imprecisões devido à impossibilidade de fixação de todos os demais parâmetros que influenciam a eficiência de cada estágio avaliado (PRIEB, 2011). A Figura 74 ilustra as áreas de referência para determinação das eficiências individuais e global dos inversores de GDFV.

Figura 74 – Áreas de referência na determinação das eficiências dos inversores.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.5 RECURSO DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

O recurso de anti-ilhamento é um importante recurso presente nos inversores de GDFV, exigido por normas que regem a conexão de sistemas conectados à rede, que o possibilita detectar a situação de falha no fornecimento de energia elétrica da concessionária, desconectando-o da rede por questão de segurança, para que “ilhas” de frações da rede não sejam mantidas energizadas, alimentando cargas de forma isolada do sistema elétrico.

Nestas condições, a desconexão do sistema de GDFV da rede da concessionária é importante para impedir que o mesmo tente alimentar a rede, o que provavelmente não teria capacidade, mas, principalmente, garantir a segurança de pessoas, equipamentos e instalações. Nas situações de manutenção em pontos da rede de distribuição com presença GDFV, a concessionária irá abrir o circuito de alimentação para que o técnico possa ter o acesso, e caso a unidade de GDFV não identifique o desligamento e permaneça conectado à rede, o técnico ficará exposto inadvertidamente a uma rede energizada. O mesmo se aplica às ocorrências de rompimento em condutores nas vias de distribuição e a concessionária isole eletricamente a área. Neste caso, a população corre risco de tocar em alguma linha rompida que ainda esteja energizada devido à potência fornecida pelo sistema de GDFV. Embora a probabilidade de ocorrência de ilhamento seja extremamente baixa, é fundamental que a tecnologia utilizada no inversor disponha de métodos eficazes quanto à detecção de ilhamentos (BRITO, 2013).

Na rede de distribuição simplificada, ilustrada na Figura 75, duas possíveis condições de ilhamento podem ser formadas com a atuação (abertura) dos religadores automáticos RL-01 ou RL-02.

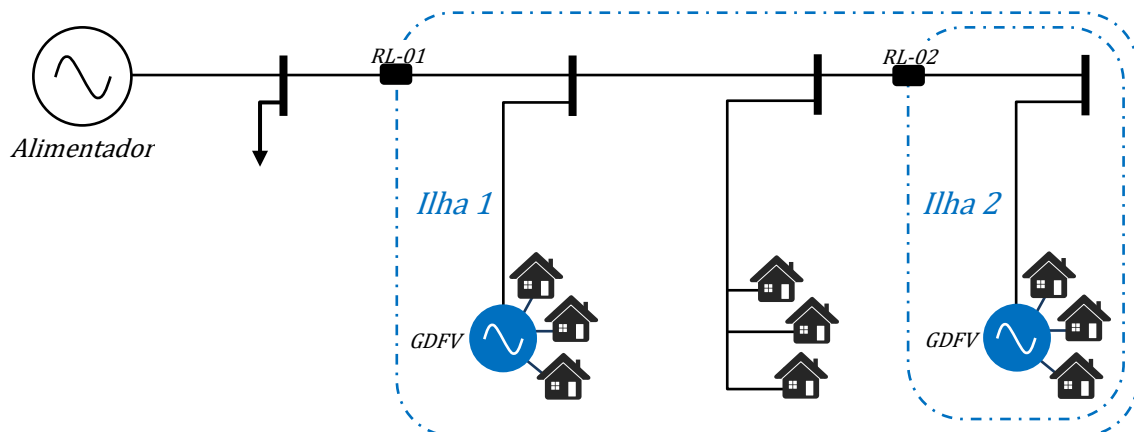


Figura 75 – Rede de distribuição com duas possíveis configurações de ilhamento.

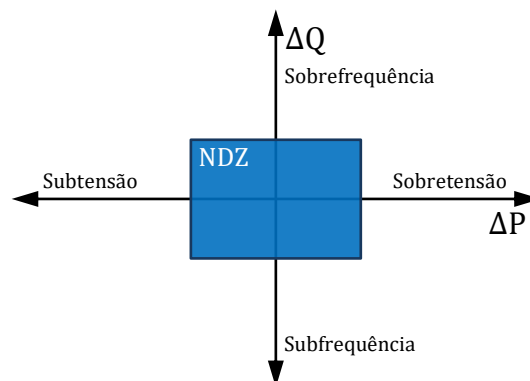
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tanto a permanência da GDFV em situação de ilhamento como o seu desligamento indevido podem trazer consequências negativas para o sistema elétrico. A desconexão indevida de unidades de GDFV, em um cenário de grande dependência destas fontes para rede, pode gerar problemas graves de instabilidade e redução da confiabilidade do sistema de distribuição.

De forma geral, os métodos anti-ilhamento têm sido amplamente estudados com o intuito de reduzir os efeitos da não detecção. Fundamentalmente, podem ser divididos entre os métodos passivos e métodos ativos, cuja conceituação é tratada a seguir.

- Métodos passivos: monitoram continuamente os parâmetros do sistema, tal como frequência e tensão no PAC. Esses parâmetros são alterados quando há deficiência na entrega de potência à rede. A partir de certos limites, devidamente especificados no relé de proteção do inversor, pode-se constatar que a rede está ausente e o inversor interrompe o fornecimento de energia. Os métodos de detecção passivos são mais viáveis economicamente, contudo, se a potência demandada pelas cargas é equivalente com a potência elétrica fornecida pelo sistema de GDFV, a interrupção no fornecimento de energia pela rede da concessionária não causará alterações relevantes na frequência, assim como na tensão no PAC, e com isto, o ilhamento não será detectado (BRITO, 2013). Todo método de detecção de ilhamento possui a chamada NDZ (*Non detection zones*) ou no português, zona de não detecção, que são as condições onde o inversor não detecta a ocorrência do fenômeno de ilhamento. Os métodos passivos possuem uma grande região de não detecção, conforme pode ser observado na Figura 76.

Figura 76 – Zona de não detecção para os métodos passivos.

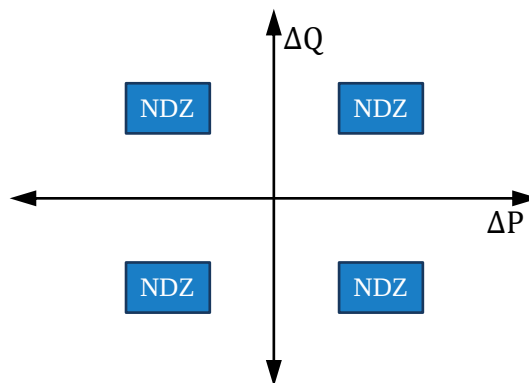


Fonte: Adaptado de (SAMPAIO, 2013).

- Métodos ativos: Estes métodos foram desenvolvidos com o objetivo de aprimorar a detecção do ilhamento por parte do inversor, conduzindo a NDZ para níveis toleráveis. Esta metodologia é notadamente mais rápida e eficiente, porém mais complexa. Sua

atuação consiste na injeção de um sinal de desestabilização (distúrbio), na tentativa de alterar algum parâmetro da rede de distribuição. Este distúrbio aplicado atua, discretamente, na alteração de alguma grandeza elétrica, seja na da amplitude da tensão, na frequência fundamental da rede, na inserção de conteúdo harmônico, na variação da potência ativa e reativa ou na verificação de alterações na impedância do sistema. Enquanto o sistema de GDFV está conectado à rede, a concessionária, que se comporta como um barramento infinito perante à GDFV, neutraliza esta tendência de desestabilização. Entretanto, na ocorrência de ilhamento, o parâmetro de atuação apresentará maior destaques, permitindo assim detectá-lo. A principal vantagem está associada à sua pequena região de não detecção, quando comparada aos métodos passivos. Contudo, métodos ativos injetam continuamente pequenos distúrbios na saída do inversor, degradando a qualidade de energia elétrica fornecida. Quanto mais rápido for a exigência de detecção por parte do inversor, maior será o distúrbio gerado pelo método (SAMPAIO, 2013). Nesta metodologia, a principal vantagem está associada à sua pequena NDZ quando comparada aos métodos passivos, posicionado de forma deslocada em relação à origem do gráfico $\Delta Q \times \Delta P$. Esta característica é representada pela Figura 77, de forma a ilustrar que a NDZ pode estar situada somente em um dos quatro quadrantes do gráfico plotado.

Figura 77 – Zona de não detecção para os métodos ativos.



Fonte: Adaptado de (SAMPAIO, 2013).

Durante a ocorrência de ilhamento não-intencional, a concessionária não consegue controlar a tensão e a frequência da rede ilhada, criando a possibilidade de danificar equipamentos dos consumidores alimentados pela GDFV. Logo, a qualidade da energia fornecida aos consumidores dentro da ilha energizada não pode ser garantida, embora a concessionária seja a responsável legal pela manutenção dos níveis de qualidade. Ainda, a

reconexão da rede durante um ilhamento pode danificar equipamentos, como religadores ou até mesmo o próprio inversor de GDFV, devido ao possível fechamento de circuito fora de fase, além de poder interferir no restabelecimento da rede (BRITO, 2013).

Normalmente, o tempo requerido para a detecção de ilhamento e desconexão do sistema de GDFV é inferior a 0,5 segundo (meio segundo), sendo que o limite normativo estabelece o tempo máximo de 2 segundos, conforme a norma internacional IEEE Std 1547/2003, bem como a norma nacional ABNT NBR 16.149/2013. Entre os fatores que determinam tempos tão curtos para a detecção de ilhamentos e desconexão dos geradores está o fato de que, em muitos casos, o religamento automático dos circuitos acontece em menos de 1 segundo, podendo haver conflito de parâmetros, e assim comprometer as cargas e equipamentos conectados. De forma geral, reduzir o tempo de ilhas energizadas é importante para que as consequências da falta de regulação sejam menores. Os inversores comercializados no Brasil devem satisfazer a norma ABNT NBR IEC 62116:2012, que trata dos procedimentos de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Os inversores operando de forma conectada à rede são controlados para injetar a máxima corrente possível (controle por corrente), por meio do sistema de MPPT, sem preocupar-se com a demanda da rede, ficando a cargo da concessionária manter o equilíbrio entre geração e consumo. Porém, nas situações de desligamentos da rede da concessionária, a tendência é que os inversores devam desconectar-se da rede para evitar ilhamento e operar em modo autônomo, alterando a referência do controle para o modo tensão, alimentando a edificação onde está instalado ou ainda como parte de uma microrede. Após o restabelecimento da rede, o inversor deve retornar para modo de controle por corrente, de forma que as transições das lógicas de controle sejam realizadas sem provocar interrupções ou transientes na rede. Entretanto, este modo operacional ainda não é previsto no normativo vigente (PENA, 2016).

4.6 COMPATIBILIDADE ENTRE ARRANJO E INVERSOR

O ajuste ótimo entre a potência do arranjo fotovoltaico e do inversor permite identificar qual a configuração que resulta na maior produtividade anual de energia pelo sistema de GDFV. Outro aspecto relevante está relacionado com o custo dos componentes do sistema, onde o dimensionamento acertado pode ser uma alternativa de redução de custos de investimento da planta e, conseqüentemente, da energia produzida (MACÊDO, 2004). O ajuste ideal entre as potências do arranjo fotovoltaico e do inversor depende basicamente do comportamento do

arranjo frente às características ambientais do local de instalação, e da curva de eficiência do inversor utilizado no projeto (RAMPINELLI, 2010).

É importante considerar que os módulos fotovoltaicos são geralmente identificados por sua potência elétrica de pico (W_p), porém essa característica elétrica é geralmente estimada sob condições de teste padrão (STC - *Standard Test Conditions*), definida com base na irradiação solar de 1.000 W/m^2 , distribuição espectral para massa de ar igual a 1,5 e temperatura de 25°C na célula. Como essa temperatura é raramente atingida em condições reais de operação, alguns fabricantes complementam as informações do desempenho elétrico informando também as características do módulo à temperatura nominal de operação da célula (NOCT - *Nominal Operation Cell Temperature*), para identificar a temperatura atingida pela célula em laboratório quando exposta, em circuito aberto, a um nível de irradiação na superfície do módulo de 800 W/m^2 , temperatura do ar a 20°C , velocidade do vento de 1m/s e distribuição espectral para massa de ar igual a 1,5. Nestas condições, o valor de temperatura NOCT, disponível na folha de dados técnicos dos módulos (*data sheet*), possui geralmente seu valor entre 40 e 50°C . Este item serve, por vezes, como critério de comparação entre módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes, diferenciando-os pela qualidade do material empregado na fabricação.

Portanto, como a potência nominal do arranjo fotovoltaico, em condições reais de operação, normalmente distancia-se do valor obtido nos ensaios na condição de teste padrão (STC – *Standard Test Condition*), torna-se conveniente o dimensionamento da potência do arranjo fotovoltaico superior à do inversor para a obtenção de um melhor rendimento. A relação entre a potência do inversor, corrente alternada, e a potência do arranjo fotovoltaico, na condição padrão, é denominada de Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), podendo ser analisada na equação (23) (PRIEB, 2011).

$$\text{FDI} = \frac{P_{NCA}}{P_{STD}} \quad (23)$$

Sendo:

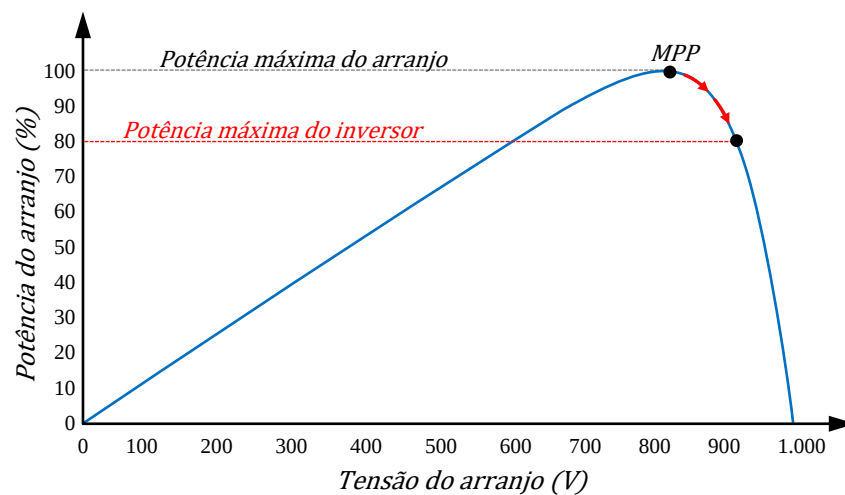
- FDI é o fator de dimensionamento de inversor;
- P_{NCA} é a potência nominal em corrente alternada do inversor;
- P_{STD} é a potência do arranjo fotovoltaico na condição padrão.

Um FDI de 0,8 indica que a capacidade do inversor é 80% da potência de pico (STC) do arranjo fotovoltaico. Intrinsecamente, esta relação indica o ponto de melhor custo/benefício da planta. O dimensionamento da potência do inversor inferior à potência do arranjo fotovoltaico, usualmente, conduz a um melhor aproveitamento do sistema, principalmente em climas com

pouca irradiação, nas quais a duração dos valores de pico da radiação solar é curta e, dessa forma, o limite máximo do inversor é pouco utilizado. Porém, nos momentos em que a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico ultrapassa a máxima potência de entrada do inversor, o ajuste do MPPT limita a potência de entrada, desprezando toda a potência acima deste limite.

Na Figura 78, observa-se que nos momentos em que o arranjo fotovoltaico oferece potência superior à capacidade nominal do inversor, o sistema de MPPT desloca o ponto de operação para outro local, afastando-se do MPP, para reduzir a potência elétrica disponibilizada pelo arranjo fotovoltaico e proteger a integridade física do inversor por questão de sobrecarga e consequente sobreaquecimento.

Figura 78 – Limitação de potência pelo sistema de MPPT do inversor.



Fonte: Adaptado de (ZILLES et al., 2012).

Por meio da Figura 78 é possível observar que o sistema de MPPT do inversor, operando em modo de limitação de potência, geralmente atua de forma a aumentar sua tensão CC para reduzir a potência de entrada. Pela inclinação da curva, o aumento da tensão produz maior agilidade no controle da potência quando comparado com a redução da sua magnitude (ZILLES et al., 2012).

O sobredimensionamento do arranjo fotovoltaico pode aumentar o rendimento anual do sistema de GDFV, forçando o inversor entregar energia de melhor qualidade, o que não ocorre para baixos níveis de potência. Por outro lado, o sobredimensionamento excessivo fatalmente submeterá o inversor a níveis prolongados de temperatura mais elevada, reduzindo a vida útil do equipamento.

O estudo realizado por Macêdo (2004), afirma que para algumas localidades da Europa têm-se proposto os seguintes índices de FDI: Na região Norte, aplica-se FDI de 0,65 a 0,8; na

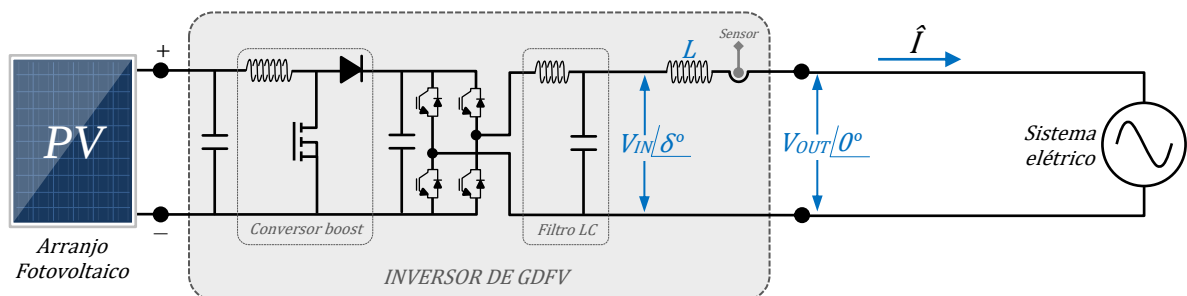
região central, aplica-se FDI de 0,75 a 0,9; na região Sul, aplica-se FDI de 0,85 a 1. Resultados experimentais para Portugal e Holanda indicam que o inversor pode ser subdimensionado em pelo menos 67% e 65% da potência de pico do arranjo fotovoltaico, respectivamente, sem qualquer perda significativa de produtividade anual. No Brasil obtêm-se índices de FDI inferiores a 0,9 para a região sul e sudeste, e FDI entre 0,9 e 1 para regiões de baixas latitudes. Como conclusão, o autor afirma que no tocante à produtividade anual, a escolha de bons equipamentos é mais relevante em termos energéticos do que a própria relação do FDI.

4.7 INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA E COMPENSAÇÃO REATIVA NA REDE

Diferentemente das máquinas síncronas, os inversores de GDFV não possuem um vínculo natural entre potência ativa e o ângulo de defasagem existente entre as tensões do gerador e da rede elétrica, nem entre a amplitude da tensão de saída e a demanda de potência reativa. Assim, para a conexão do inversor a uma barra infinita, é necessário que estes vínculos sejam criados pelo sistema de controle para manter a operação estável (ALBUQUERQUE, 2012).

A transferência de potência ativa do inversor de GDFV para a rede elétrica é controlada pelo adiantamento angular (δ) da tensão ($\hat{V}_{IN}$) do inversor em relação à tensão ($\hat{V}_{OUT}$) da rede, mantendo ambas com a mesma magnitude. Já a compensação de potência reativa, indutiva ou capacitiva, é controlada pela diferença de magnitude entre as tensões supracitadas. Esta análise é realizada por meio da Figura 79, que ilustra a topologia de circuito de um inversor VSI monofásico com filtro LC de saída.

Figura 79 – Princípio de controle da injeção de potência pelo inversor VSI.



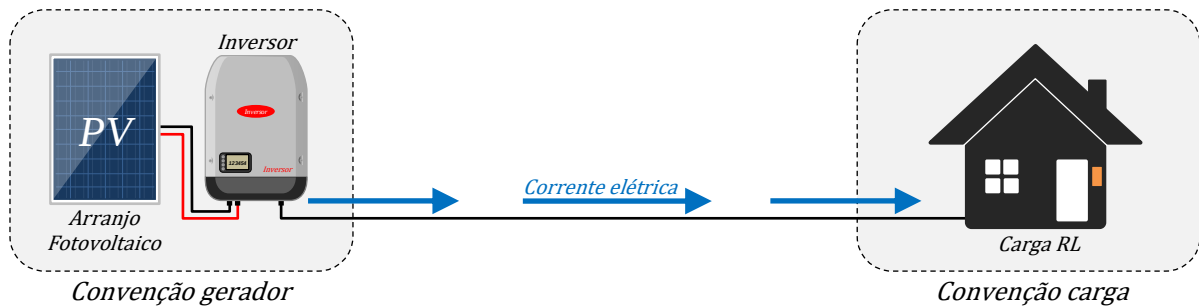
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O indutor de acoplamento (L), posicionado entre o filtro LC e o sistema elétrico, é necessário para identificar e permitir o controle do fluxo de potência injetado na rede, por meio do controle da corrente. O sensor posicionado na saída do inversor identifica a magnitude e o ângulo da tensão da rede elétrica ($\hat{V}_{OUT}$) e envia para o sistema de controle do inversor atuar na

tensão ($\hat{V}_{IN}$), ajustando o ângulo de potência e a magnitude da mesma para possibilitar a injeção de potência ativa e compensação reativa, respectivamente, conforme os parâmetros de operação pré-definidos. Uma vez que o inversor possui características que o faz funcionar de forma análoga a um gerador síncrono na rede, a convenção gerador será adotada em todas as análises fasoriais que este item contempla.

Porém, antes, é importante ressaltar que a convenção gerador, adotada especificamente nas análises fasoriais de geradores, funciona de forma equivalente à convenção carga sob todos os aspectos, exceto pelo fato de o sentido do fluxo de potência ser invertido, logo, o sentido de referência da corrente $\hat{I}$ será invertido de uma convenção para outra. Assim sendo, pode-se observar, por meio da Figura 80, que nas análises realizadas pela convenção gerador, a corrente elétrica está saindo da fonte e, na convenção carga, a corrente elétrica está entrando.

Figura 80 – Diferença analítica entre as convenções gerador e carga.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os elementos reativos (indutores e capacitores) não dissipam potência ativa devido a corrente e a tensão que por eles circulam estarem defasadas de 90° . A equação (24) refaz a formulação da potência ativa, evidenciando sua ausência (valor médio da potência ativa igual a zero) quando a tensão e a corrente estão em quadratura.

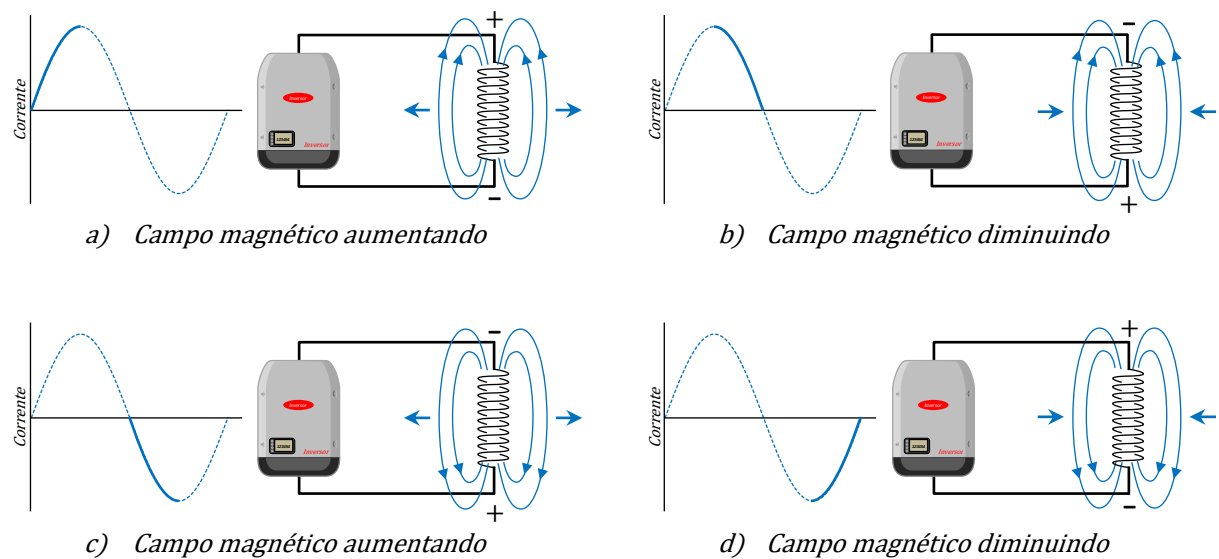
$$P = V \cdot I \cdot \cos(90) \rightarrow P = V \cdot I \cdot 0 \rightarrow P = 0 \text{ (zero)} \quad (24)$$

Dessa forma, como a natureza das cargas conectadas ao sistema elétrico tem comportamento tipicamente resistivo-indutivo (RL), a energia de ordem reativa demandada por estas cargas não realiza conversão líquida de energia, ou seja, não são capazes de realizar trabalho. O que ocorre é apenas transferência de energia reativa do gerador para a carga e depois da carga de volta para o gerador. Porém, esta circulação de energia reativa na rede ocupa espaço na seção do condutor de distribuição (que poderia ser utilizado para passagem de mais potência ativa), além de requerer transformadores de maior capacidade para trafegar o fluxo de potência

adicional. De maneira geral, pode-se afirmar que a potência reativa está presente em um circuito CA quando a corrente e a tensão não estão completamente em fase entre si, de modo que esta defasagem tem como objetivo estabelecer e sustentar os campos elétricos e magnéticos das cargas que possuem características capacitivas e indutivas, respectivamente.

Para elucidar o fenômeno da circulação da potência reativa sobre estas cargas indutivas, utiliza-se um ciclo de onda senoidal da corrente de alimentação e analisa-se as quatro etapas que envolvem o armazenamento e descarga de energia, conforme ilustrado na Figura 81.

Figura 81 – Etapas de armazenamento e descarga de um indutor em rede CA.



Fonte: Adaptado de (FOWLER, 2013).

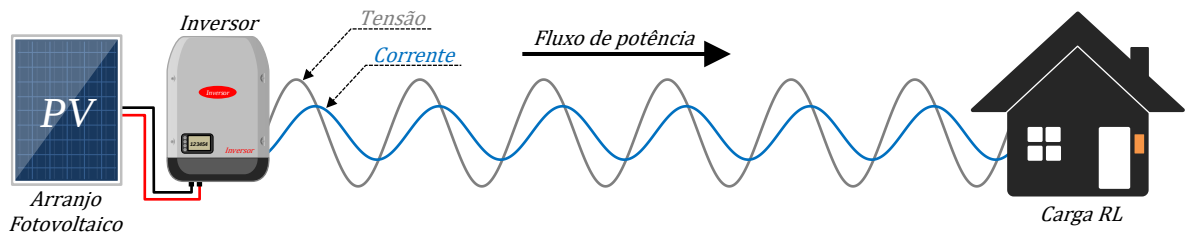
Durante o primeiro quarto de ciclo, ilustrado na Figura 81 (a), a energia é transferida do gerador para a carga e convertida em energia magnética, armazenada no campo da carga indutiva. Durante o segundo quarto de ciclo, ilustrado na Figura 81 (b), a corrente está decrescendo e o campo da carga indutiva começa a diminuir. Nesta situação, a energia armazenada na carga é convertida novamente em energia elétrica e retorna ao gerador, ou seja, a energia é devolvida à fonte. No terceiro quarto de ciclo, ilustrado na Figura 81 (c), a energia é novamente transferida do gerador para a carga e posteriormente retorna para o gerador no último quarto de ciclo, conforme ilustra a Figura 81 (d) (FOWLER, 2013).

Tendo isto posto, fica evidente a importância em identificar e diferenciar a análise de unidades geradoras de energia pela convenção gerador e a análise das cargas da rede pela convenção carga, uma vez que as características reativas desenvolvidas pelos geradores e pelas cargas se satisfazem pelo princípio da dualidade, complementando-se mutuamente.

- Na convenção gerador, a corrente atrasada em relação à tensão faz com que o efeito produzido pelo gerador seja reativo capacitivo;
- Na convenção carga, a corrente atrasada em relação à tensão indica o efeito indutivo da carga.

Por meio da Figura 82 é possível observar o fluxo de potência monofásico na rede, evidenciando o efeito do atraso da corrente em relação à tensão, por se tratar de uma carga RL. Ainda é possível realizar o confronto das convenções analíticas a pouco abordadas, ciente que a energia reativa necessita de um agente indutivo e outro capacitivo para as transferências de energia dentro do mesmo ciclo de onda senoidal.

Figura 82 – Suprimento de carga RL destacando a corrente atrasada em relação à tensão.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Feitas as considerações, pode-se realizar a análise fasorial da situação em que a tensão do inversor ($\hat{V}_{IN}$) tem magnitude superior à tensão da rede elétrica ($\hat{V}_{OUT}$). Nesta e nas análises subsequentes, a tensão da rede ($\hat{V}_{OUT}$) será mantida como referência, considerando-a somente em 60 Hz (fundamental). Mantendo as tensões completamente em fase entre si, o inversor fornece apenas potência reativa à rede, comportando-se como um capacitor puro, conforme pode ser observado no diagrama fasorial da Figura 83.

Figura 83 – Diagrama fasorial de compensação pura de potência reativa capacitiva

- $\varphi = 90^\circ$
- $\cos \varphi = 0$
- $\delta = 0^\circ$
- $P = 0$
- $Q > 0$
- $\hat{V}_{IN} > \hat{V}_{OUT}$



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

De outro modo, impondo a magnitude da tensão do inversor ($\hat{V}_{IN}$) menor que a tensão da rede elétrica ($\hat{V}_{OUT}$) e ainda considerando ambas as tensões completamente em fase entre si,

leva o inversor de potência a absorver potência reativa e comportar-se como um indutor puro quando visto pela rede. Neste caso, a corrente elétrica injetada pelo inversor está adiantada em 90° em relação a tensão da rede ($\hat{V}_{OUT}$), conforme pode ser observado no diagrama fasorial da Figura 84.

Figura 84 – Diagrama fasorial de compensação pura de potência reativa indutiva.

- $\varphi = -90^\circ$
- $\cos \varphi = 0$
- $\delta = 0^\circ$
- $P = 0$
- $Q > 0$
- $\hat{V}_{IN} < \hat{V}_{OUT}$

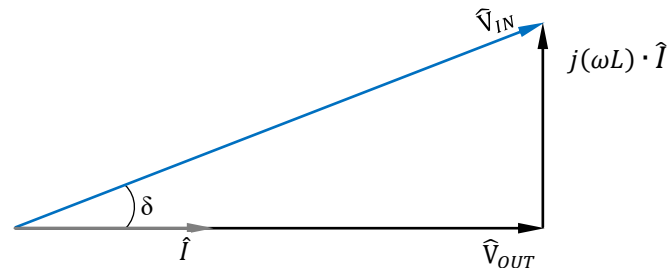


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Com relação à potência ativa, a injeção pode ser analisada com o auxílio do diagrama fasorial, ilustrado na Figura 85, observando que a projeção da tensão do inversor sobre o eixo das abscissas resulta nas tensões ($\hat{V}_{IN}$) e ($\hat{V}_{OUT}$) com a mesma magnitude. A projeção da tensão ($\hat{V}_{IN}$) sobre o eixo das ordenadas não resulta em potência líquida devido a defasagem de 90° com a corrente do circuito.

Figura 85 – Diagrama fasorial de injeção de potência ativa pelo inversor de GDFV.

- $\varphi = 0^\circ$
- $\cos \varphi = 1$
- $\delta > 0^\circ$
- $P > 0$
- $Q = 0$
- $\hat{V}_{IN} = \hat{V}_{OUT}$

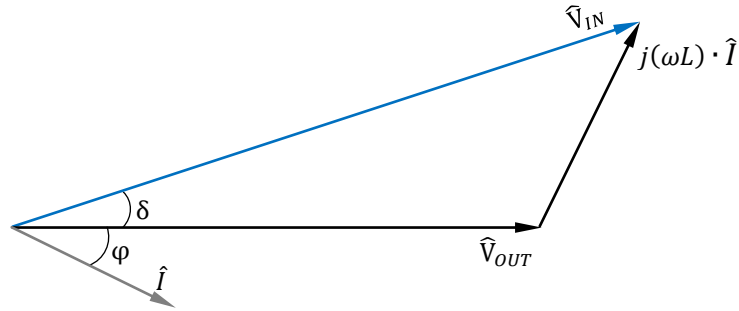


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Quando a tensão do inversor ($\hat{V}_{IN}$) tem magnitude superior e é posicionada de forma adiantada em relação à tensão elétrica ($\hat{V}_{OUT}$), o inversor injeta potência ativa e reativa capacitiva na rede elétrica. A injeção de potência ativa e reativa podem ser controladas de forma independente, e qualquer combinação de valores é possível desde que os parâmetros estejam em conformidade com a demanda operacional da rede. Este cenário pode ser analisado com auxílio do diagrama fasorial, ilustrado na Figura 86.

Figura 86 – Diagrama fasorial de injeção de potência ativa e reativa capacitiva.

- $\varphi < 0^\circ$
- $\cos \varphi > 0$
- $\delta > 0^\circ$
- $P > 0$
- $Q < 0$
- $\hat{V}_{IN} > \hat{V}_{OUT}$

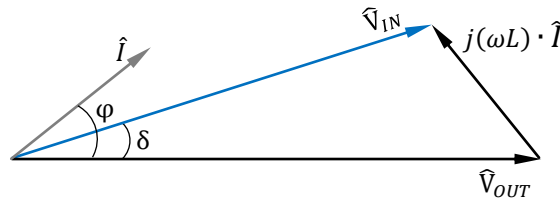


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Já na situação em que a tensão do inversor ($\hat{V}_{IN}$) tem magnitude inferior à tensão da rede elétrica ($\hat{V}_{OUT}$), e ainda considerando ($\hat{V}_{IN}$) posicionado de forma adiantada em relação a ($\hat{V}_{OUT}$), o inversor continua injetando potência ativa na rede, porém passa a absorver potência reativa indutiva, comportando-se como um indutor, conforme pode ser observado na Figura 87.

Figura 87 – Diagrama fasorial de injeção de potência ativa e reativa indutiva.

- $\varphi > 0^\circ$
- $\cos \varphi > 0$
- $\delta > 0^\circ$
- $P > 0$
- $Q > 0$
- $\hat{V}_{IN} < \hat{V}_{OUT}$



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Assim sendo, fica claro que a injeção de potência ativa na rede depende da diferença angular entre as tensões ($\hat{V}_{IN}$) e ($\hat{V}_{OUT}$) e a potência reativa depende da magnitude entre estas tensões, fluindo sempre da tensão de maior magnitude para a tensão menor, e assim, diferenciando-se entre indutiva e capacitiva. Como já abordado, a análise do inversor de GDFV é análoga ao estudo de um gerador síncrono conectado a um barramento infinito. No entanto, o inversor apresenta o comportamento dinâmico mais rápido em função da ausência da inércia presente no rotor do gerador, considerando as situações de rampa de subida da velocidade, como também na ausência de energia cinética armazenada no eixo para as situações onde é necessário de rampa de descida. Desta forma, o sistema de controle do inversor depende constantemente da realimentação do sinal de tensão da rede elétrica, usada como referência durante toda a operação. Evidentemente que a injeção de potência ativa só é possível nos momentos em que o arranjo fotovoltaico está em operação, disponibilizando ao inversor de GDFV o nível de tensão suficiente para possibilitar conexão à rede (ALBUQUERQUE, 2012).

Dessa forma, fica claro que a circulação de potência reativa pelo sistema elétrico reduz sua eficiência, ciente que esta energia não produz trabalho útil. Assim, é interessante que a compensação de reativos seja realizada próximo às cargas, podendo aproveitar a presença do inversor e unir as duas funcionalidades em um único dispositivo, realizando a injeção de potência ativa e melhoria dos parâmetros de qualidade de energia elétrica.

Apesar da flexibilidade operacional disponível nos inversores de GDFV, conforme abordagem anterior e ainda admitindo-se a possibilidade de operar como filtro ativo, deve ser enfatizado que tais funcionalidades operacionais ainda não são homologadas pelos órgãos regulamentadores. Resta, portanto, apenas sua funcionalidade como fonte de energia ativa, a qual é abordada nos itens subsequentes deste trabalho.

4.8 INJEÇÃO DE FREQUÊNCIAS HARMÔNICAS NA REDE

A tecnologia atual utilizada pelos inversores ainda apresenta limitações técnicas que dificulta a composição de um sinal com características perfeitamente senoidais durante o processo de conversão. Como os sistemas de GDFV necessitam da presença do inversor, a rede de distribuição pode ser impactada pelo nível de qualidade da energia proveniente destes equipamentos. Com relação às distorções harmônicas, estas são geradas pelos inversores sobre dois aspectos:

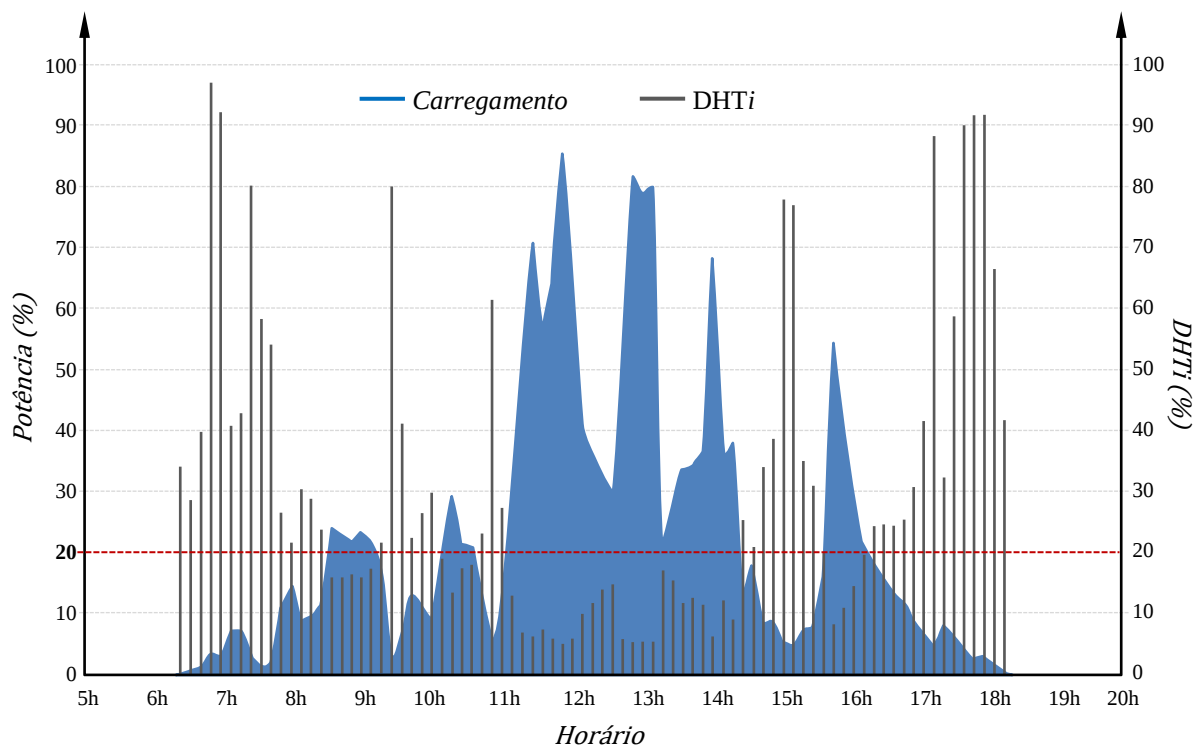
- O primeiro é inerente ao processo de chaveamento, realizado pelas chaves eletrônicas durante a composição da onda senoidal de saída. As harmônicas geradas no chaveamento são devido ao controle de modulação PWM necessitar de um tempo de sobreposição entre as ordens de comutação das chaves do conversor como fonte de corrente, a fim de assegurar um fluxo de Corrente Contínua (CC) no barramento. Esse tempo é equivalente ao tempo morto do conversor operando como fonte de tensão. No tempo morto nenhuma das chaves está em condução a fim de evitar o curto-circuito da fonte por meio das chaves semicondutoras. Correntes harmônicas de baixa ordem são produzidas a partir de deficiências na malha de controle e na ligação dos inversores em redes fracas ou com tensão já distorcida. A tensão distorcida da rede comporta-se como um distúrbio externo, resultando na injeção de corrente distorcida por parte do inversor devido a referência de tensão estar comprometida (MONTEIRO JÚNIOR et al., 2014).
- O segundo aspecto, sendo este o que traz mais impacto harmônico, é devido aos momentos onde a produção de energia entregue pelo inversor está muito abaixo da sua capacidade nominal, notadamente nos momentos de baixa insolação, que ocorrem com

maior intensidade no início da manhã, no final da tarde, bem como na presença de sombreamentos sobre todo ou parte do arranjo fotovoltaico.

A qualidade da energia fornecida pelo sistema de GDFV é regida por práticas e normas referentes à tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência, conforme abordado no item 2.5 deste trabalho. O desvio dos padrões estabelecidos por essas normas caracteriza uma condição anormal de operação, devendo o sistema de GDFV ser capaz de identificar esse desvio e cessar o fornecimento de energia à rede (ABNT, 2013).

De acordo com Chicco (2005) as contribuições para a distorções harmônicas são cada vez mais significativas quando o ponto de operação do inversor é inferior a 20% da sua potência nominal, devido a estratégia de controle da maioria dos inversores não conseguir encontrar ponto de operação eficiente para entregar uma onda senoidal na saída. Nos ensaios realizados por Fekete et al., (2012), as Distorções Harmônicas Totais de Corrente (*DHTi*) podem alcançar o valor de 95% nos períodos de crepúsculo, quando a potência está normalmente abaixo dos 20%, conforme pode ser analisado na Figura 88.

Figura 88 – Curva de geração diária e DHT de corrente sobre efeito de sombreamento.



Fonte: Adaptado de (FEKETE et al., 2012).

Por outro lado, para os diversos períodos de insolação do dia, Fekete et al., (2012) argumenta que as Distorções Harmônicas Totais de Tensão (*DHTv*) situam-se em torno de

2,5%, independentemente do valor de potência entregue pelo arranjo fotovoltaico, concluindo que a contribuição harmônica por inversores de GDFV é predominantemente na corrente. Assim sendo, a produção de corrente harmônica pelo inversor é fortemente dependente do nível de potência elétrica entregue pelo arranjo fotovoltaico, sendo esta relação inversamente proporcional.

No que diz respeito à regulação, o PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, da ANEEL, em seu módulo 8, trata da qualidade da energia elétrica, tendo como objetivo “Estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica – QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado”.

Alguns ensaios de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, realizados no laboratório de Eletrônica de Potência da Universidade Estadual Paulista – UNESP, Campus de Ilha Solteira, possibilitam avaliar com maior detalhe o espectro harmônico produzido por inversores comerciais, sob diferentes valores de potência. Os ensaios para limites de DHTi foram realizados com base nos níveis de referência da norma ABNT NBR 16.149/2013 e IEEE 1547/2018, cujo limite deve ser inferior a 5% da corrente fundamental em condições nominais de operação. A fim de evitar julgamentos comparativos entre marcas e modelos de inversores comerciais, utilizou-se a nomenclatura alfabética na representação dos equipamentos listados na Tabela 10.

Tabela 10 – Ensaio de limites de distorções harmônicas de inversores comerciais.

MODELO INVERSOR	POTÊNCIA (W)	NÚMERO DE FASES	CORRENTE NOMINAL (A)	DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DE CORRENTE (DHTi)					
				100% P	75% P	50% P	30% P	20% P	10% P
A	250	Monofásico	1,14	3,6	4,1	5,0	5,8	8,2	7,0
B	450	Monofásico	2,05	4,0	4,3	4,8	5,2	6,5	10,5
C	1.500	Monofásico	6,82	4,7	5,6	6,5	9,7	13,2	25,8
D	1.500	Monofásico	6,80	1,3	1,6	2,6	6,0	10,1	20,2
E	2.000	Monofásico	9,09	1,3	1,2	1,8	3,5	6,4	14,7
F	2.500	Monofásico	11,36	4,4	5,3	6,6	9,1	11,4	17,9
G	3.000	Monofásico	13,64	4,0	4,8	6,2	8,4	10,1	14,7
H	3.000	Monofásico	13,64	1,0	1,0	1,5	3,2	6,5	15,1
I	3.000	Monofásico	13,64	1,0	1,3	2,1	4,1	8,4	19,3
J	4.000	Monofásico	18,18	3,5	3,7	4,0	4,4	5,0	5,6
K	4.000	Monofásico	18,18	1,1	1,3	1,9	4,0	7,3	18,0
L	5.000	Monofásico	22,73	0,8	0,9	1,4	3,0	5,8	14,7
M	6.000	Monofásico	27,27	3,9	4,3	4,4	4,3	4,6	5,5

Fonte: (LABORATÓRIO DE ELETRÔNICA DE POTÊNCIA - FEIS-UNESP, 2018).

4.9 INJEÇÃO DE CORRENTE CONTÍNUA (CC) NA REDE

A ocorrência de falha de sincronismo nos tempos de condução e bloqueio das chaves semicondutoras dos inversores de GDFV faz com que a corrente de saída destes equipamentos tenha um pequeno desequilíbrio entre os semiciclos positivo e negativo, resultando na injeção de uma corrente com valor médio não nulo (NGNEGUEU et al. 2012). O deslocamento do valor médio da corrente para um determinado valor, diferente de zero, é a característica que define a presença de componente CC no sinal CA, podendo trazer grande prejuízo aos equipamentos conectados à rede, devido à sua sensibilidade ser restrita aos elementos resistivos do circuito.

A tabela 11 apresenta o resultado dos ensaios realizados em inversores de GDFV comerciais, com objetivo de avaliar com maior detalhe a injeção de corrente contínua na rede sob diferentes níveis de potência. Estes ensaios também foram realizados no laboratório de Eletrônica de Potência da UNESP, tendo como base nos níveis de referência da norma ABNT NBR 16.149/2013.

Tabela 11 – Ensaio de injeção de corrente CC por inversores de GDFV comerciais.

MODELO INVERSOR	POTÊNCIA (W)	NÚMERO DE FASES	CORRENTE NOMINAL (A)	CC A 33% DE CARGA		CC A 66% DE CARGA		CC A 100% DE CARGA	
				ICC (mA)	%I NOM.	ICC (mA)	%I NOM.	ICC (mA)	%I NOM.
A	250	Monofásico	1,14	1,17	0,10%	2,33	0,20%	1,41	0,12%
B	450	Monofásico	2,05	0,83	0,04%	1,21	0,06%	3,01	0,15%
C	1.500	Monofásico	6,82	20,87	0,31%	24,7	0,36%	29,88	0,44%
D	1.500	Monofásico	6,82	20	0,29%	22	0,32%	25	0,37%
E	2.000	Monofásico	9,09	32,42	0,36%	25,2	0,28%	24,2	0,27%
F	2.500	Monofásico	11,36	35,64	0,31%	37,5	0,33%	41,2	0,36%
G	3.000	Monofásico	13,64	23,92	0,18%	25,19	0,18%	39,7	0,29%
H	3.000	Monofásico	13,64	3,6	0,03%	8,3	0,06%	11,7	0,09%
I	3.000	Monofásico	13,64	21,23	0,16%	16,17	0,12%	25,5	0,19%
J	4.000	Monofásico	18,18	31,4	0,17%	39,4	0,22%	42,9	0,24%
K	4.000	Monofásico	18,18	5,3	0,03%	7,7	0,04%	10,2	0,06%
L	4.600	Monofásico	20,91	73,4	0,35%	71,8	0,34%	32,9	0,16%
M	6.000	Monofásico	27,27	1,1	0,00%	2,6	0,01%	16,5	0,06%

Fonte: (LABORATÓRIO DE ELETRÔNICA DE POTÊNCIA - FEIS-UNESP, 2018).

A normatização Brasileira, prescrita na norma ABNT NBR 16.149/2013, orienta que o sistema fotovoltaico deve interromper o fornecimento de energia à rede no prazo de 1 segundo

caso a injeção de componente CC na rede elétrica seja superior a 0,5% da corrente nominal do inversor. A norma ressalta que para sistemas fotovoltaicos com transformador em 60 Hz, seja interno a sua estrutura ou externamente, conectado diretamente aos seus terminais, não há necessidade de proteções adicionais para atender a este requisito (ABNT, 2013).

A definição quanto ao limite de injeção de componente CC na rede elétrica não é um parâmetro consensual no cenário internacional. A Tabela 12, a seguir, contempla as informações normativas e diretrizes seguidas por vários países, demonstrando os limites toleráveis de injeção de corrente contínua do sistema elétrico (PRIEB, 2011).

Tabela 12 – Limites de injeção de corrente contínua na rede de distribuição.

NORMA	PAÍS	LIMITE DE INJEÇÃO DE CC
DIN VDE 0126-1-1	Alemanha	1 A
AS 4777.2	Austrália	0,5% da corrente nominal ou 5 mA
IEEE 1547	USA	0,5% da corrente nominal
ER G83/1	Inglaterra	20 mA
IEC 61727	Internacional	1% da corrente nominal

Fonte: Adaptado de (PRIEB, 2011).

A injeção de componente CC pelo inversor de GDFV está diretamente relacionada à técnica utilizada no controle da modulação por largura de pulso (PWM) e ao conteúdo harmônico presente na tensão da rede, conforme anteriormente comentado. A modulação PWM necessita da extração de um sinal da tensão da rede para ser utilizado como parâmetro de referência da frequência e magnitude da tensão (também chamado de sinal de controle ou onda moduladora), abordado de forma detalhada no item 4.2 deste trabalho. Frequências harmônicas contidas na forma de onda de tensão da rede, como também qualquer imprecisão no sensor de captura desta tensão, pode comprometer a sintonia do processo de modulação PWM, projetando assimetria de semiciclo no controle de gatilho das chaves semicondutoras, tendo como consequência a injeção de conteúdo CC na corrente de saída do inversor (MOSCHAKIS, 2014).

Resultados experimentais desenvolvidos por Shertukde (2017) revelaram que a frequência de modulação PWM controla diretamente o nível de injeção de componente CC pelos inversores. O autor conclui que à medida em que a frequência da portadora aumenta, a injeção de componente CC na saída do inversor diminui.

5 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM REDES COM GDFV

Transformadores de potência são equipamentos de operação estática, utilizados em todos os estágios do sistema elétrico em corrente alternada, prioritariamente destinados à adequação dos níveis de tensão na rede. Como elevador de tensão, a mesma potência pode ser transmitida com uma corrente menor, diminuindo as perdas e as quedas de tensão. Por esta razão, os transformadores viabilizam a construção de grandes centrais geradoras de energia, normalmente instaladas longe dos centros de consumo a fim de possibilitar a exploração do potencial energético da fonte primária. Próximo aos centros de consumo, os transformadores de subtransmissão, bem como aqueles utilizados nas redes urbanas de distribuição, assumem a topologia de abaixadores de tensão, sendo estes últimos encarregados de reduzi-las para níveis compatíveis com os equipamentos elétricos das unidades consumidoras.

Ainda que sejam simples e robustos, os transformadores se mostram como elementos de circuitos que têm influência direta na qualidade da energia elétrica. A inserção de qualquer equipamento ou elemento ao sistema elétrico pode gerar impactos positivos e/ou negativos à rede, e consequentemente, influenciar a reação dos transformadores. Esse fato pode ser aplicado à inserção de geradores distribuídos, cujos impactos na rede são maiores quando o número de geradores cresce. Dentre os diversos impactos resultantes, destacam-se aqui a injeção de corrente contínua (CC) na rede, em regime permanente, e seus efeitos sobre os transformadores de potência.

A inserção de sistemas de GDFV nas redes elétricas de distribuição é incentivada por diversos fatores, conforme anteriormente abordado, e a tecnologia da eletrônica de potência, presente por meio dos inversores de potência, naturalmente contribui com a injeção de algum nível de componente contínua na rede, além do conteúdo harmônico característico. Estes níveis CC tendem a acumular-se a cada nova unidade de GDFV que ingressa no sistema de distribuição. De fato, a injeção de componente contínua na rede não é exclusividade dos inversores de potência. Nos sistemas de transmissão em corrente contínua (HVDC – do inglês *High Voltage Direct Current*) tem-se o retorno por terra, que pode constituir em fonte CC para os dispositivos elétricos aterrados na área de influência, como os transformadores de distribuição com topologia estrela aterrada (ROSSI, 1996). Conversores e compensadores estáticos chaveados, bem como os retificadores, são exemplos de cargas clássicas que apresentam componentes contínuas nas suas correntes de alimentação, sejam por operar em condições não ideais ou como característica inerente ao seu princípio de funcionamento

(OLIVEIRA, 1990). Porém, deve-se considerar que as contribuições com a corrente contínua nas redes de distribuição, pelos motivos levantados, eram, até então, distribuídas de forma pontual na rede, devido às seguintes razões:

1. Conversores e compensadores estáticos chaveados, como também os retificadores, são cargas disseminadas no sistema elétrico, porém aquelas que têm potência suficiente para produzir algum conteúdo CC relevante estão localizadas geralmente em ambientes industriais, em área periférica, podendo ainda ser considerada como contribuição pontual devido sua dispersão na rede.
2. O retorno por terra em linhas de transmissão em corrente contínua somente ocorre em linhas homopolares, que são raramente utilizadas, ou em linhas de transmissão bipolar, quando há necessidade de interrupção de um polo para manutenção ou por qualquer outra impossibilidade, passando a assumir a configuração homopolar, e consequente retorno por terra de forma momentânea (ROSSI, 1996). Assim como as linhas de HVDC, as correntes de baixa frequência no solo também podem ser originadas pelas tempestades geomagnéticas (*Geomagnetically Induced Currents* – GICs), que consiste de perturbações temporárias no campo magnético terrestre por uma onda de choque de vento solar, causando a variação do campo terrestre e induzindo tensão no solo em forma de gradiente, criando diferença de potencial entre os pontos aterrados nos sistemas elétricos de potência, permitindo a corrente elétrica em baixa frequência, normalmente entre 0,001 e 1 Hz, por meio dos terminais aterrados das conexões em estrela dos transformadores de potência. Como estes equipamentos operam na frequência de 60 Hz, as baixas frequências da GIC produzem o efeito de uma componente CC na corrente do enrolamento. Porém, a ocorrência deste fenômeno não é comum no território brasileiro.

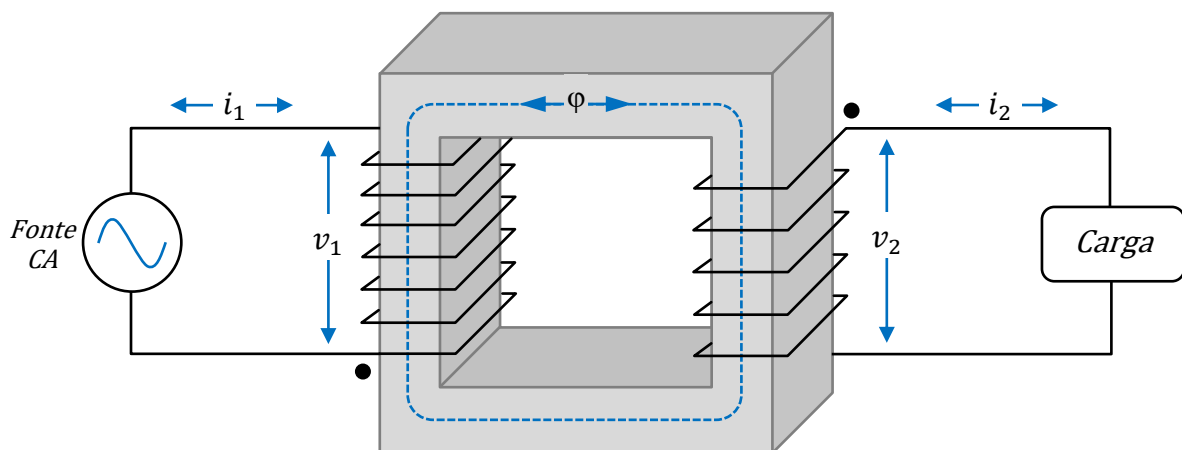
Por estas razões, a baixa incidência de componente contínua nas redes de distribuição brasileiras tem pouco motivado o desenvolvimento de pesquisas relacionadas com os impactos negativos sobre os diversos equipamentos conectados à rede. No entanto, a corrida pela inserção de fontes renováveis na matriz energética, incentivada por fatores como a luta contra o aquecimento global, estímulo ao desenvolvimento de tecnologia limpa, segurança energética, volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis, preocupação com o racionamento de energia devido à escassez de água, grande disponibilidade de recursos de radiação solar e, principalmente, pelas altas tarifas aplicadas à energia elétrica e a redução internacional dos preços de módulos fotovoltaicos, tem incentivado a instalação de sistemas de GDFV, principalmente por consumidores residenciais, contribuindo a cada nova instalação para tornar

perceptiva a presença de componentes contínuas nas redes de distribuição durante todo o período em que estes equipamentos permanecem conectados à rede, somando-se àquelas contribuições pontuais já relacionadas. Países que experimentam alta penetração de sistemas fotovoltaicos em suas redes elétricas têm criado legislação específica para impedir estes impactos negativos, obrigando a instalação de inversores com transformador interno (isolação galvânica) a fim de impedir a injeção de componente contínua na rede, diferentemente do que ocorre no Brasil, pelos motivos já levantados no item 4.2.2 deste trabalho.

5.1 PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DO CIRCUITO MAGNÉTICO

O princípio de funcionamento dos transformadores consiste, fundamentalmente, em dois ou mais enrolamentos eletricamente isolados, porém, acoplados magneticamente pela mútua indução. A fim de se obter um acoplamento mais próximo do unitário, os enrolamentos são inseridos em núcleos de material ferromagnético para oferecer um caminho favorável à circulação do fluxo magnético (ϕ) com baixa relutância, ou seja, alta permeabilidade, confinando o fluxo magnético aos caminhos delimitados pela estrutura do núcleo. Em essência, o transformador pode ser entendido como a máquina elementar baseada na lei de *Faraday* e *Lens*, na qual duas bobinas são interligadas magneticamente por um núcleo comum. Sob o ponto de vista de Circuitos Elétricos, o transformador é um quadripolo com tensão (v_1) e corrente (i_1) na entrada e, tensão (v_2) e corrente (i_2) na saída, alimentado por uma fonte de tensão alternada na entrada e no circuito de saída ligado a uma carga, conforme ilustrado na Figura 89. Idealmente, a relação entre as duas tensões é diretamente proporcional à quantidade de espiras dos enrolamentos, sendo que para a corrente, esta relação é inversamente proporcional.

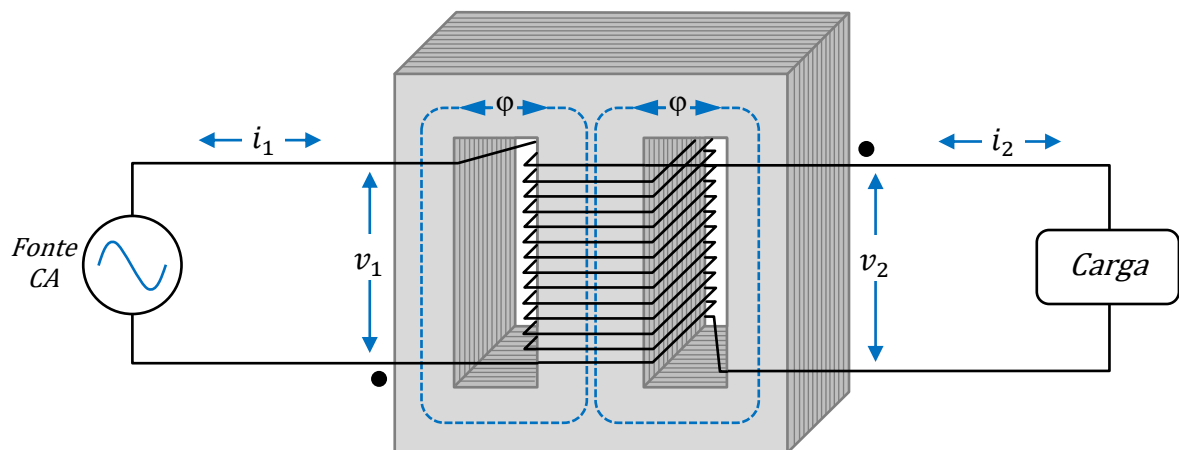
Figura 89 – Estrutura elementar de um transformador monofásico ideal.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A representação do transformador sob condições ideais tem a premissa de trazer maior clareza sobre suas características construtivas e seu princípio de funcionamento, porém esta topologia não considera as perdas inerentes do processo de transformação. No modelo real, a permeabilidade magnética do núcleo não é considerada infinita como anteriormente analisado, logo, como medida para minimizar as perdas por aquecimento devido aos efeitos das correntes parasitas (corrente de *Foucault*) e perdas por histerese magnética, o núcleo de transformadores de potência são geralmente construído de camadas de material ferromagnético, laminadas e isoladas entre si com uma base de esmalte isolante para impedir o contato entre as chapas. Outra característica construtiva para redução de perdas é a montagem dos enrolamentos de uma mesma fase de forma sobreposta (uma bobina dentro da outra), em uma mesma coluna, para minimizar os efeitos da dispersão do fluxo magnético. Como a tensão induzida no enrolamento secundário de um transformador é proporcional ao número de linhas magnéticas que transpassa suas espiras, a sobreposição dos enrolamentos primário e secundário reduz a dispersão das linhas de fluxo magnético, aumentando a eficiência do transformador. Embora os enrolamentos primário e secundário não estejam fisicamente conectados um ao outro, a potência no primário é acoplada no secundário pelo campo magnético que concatena os dois enrolamentos, como pode ser observado na topologia básica de transformador monofásico com núcleo envolvente (MELO, 2010), ilustrado na Figura 90.

Figura 90 – Estrutura elementar de um transformador monofásico real.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

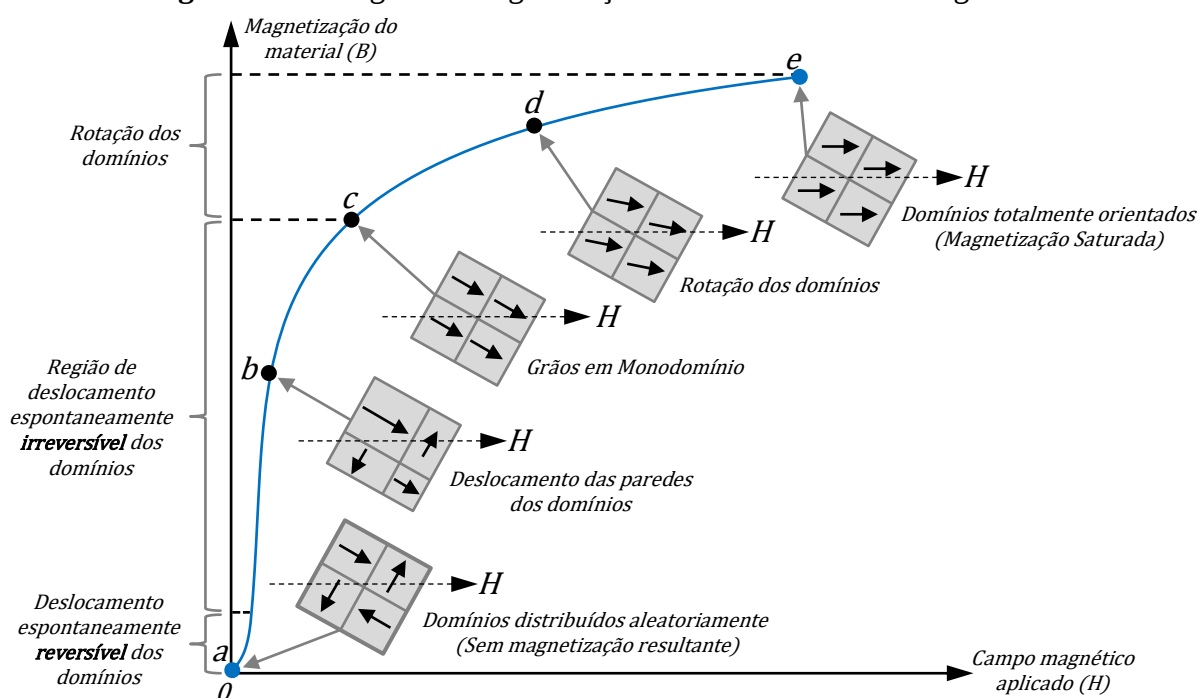
Nota-se na Figura 90 que as colunas externas do núcleo são mais finas que a coluna central para que a circulação do fluxo tenha caminhos equivalentes, visto que as colunas laterais recebem somente a metade do fluxo que circula na coluna central.

De forma geral, o princípio de funcionamento dos transformadores de potência é relativamente simples, porém quando em operação, fenômenos dos mais variados graus de complexidade ocorrem simultaneamente à transferência da energia elétrica. Assim, o entendimento sobre a dinâmica do transformador é importante para que os seus efeitos negativos sejam minimizados e o equipamento não cause prejuízos adicionais à rede quando submetido a condições operacionais que não estão em conformidade com as especificações de carga para as quais ele foi projetado.

5.1.1 Histerese magnética

A permeabilidade dos materiais ferromagnéticos utilizados no núcleo dos transformadores de distribuição não segue uma característica linear quando exposto a um campo magnético externo, como ocorre com a permeabilidade do vácuo. Porém a permeabilidade magnética destes materiais é até 6.000 vezes maior que a permeabilidade do vácuo, justificando assim sua utilização (MELO, 2010). O comportamento da permeabilidade magnética do núcleo dos transformadores pode ser observado ao excitar o enrolamento primário do transformador com uma corrente partindo de valor inicialmente nulo e lentamente subindo até a máxima corrente admissível. O gráfico do campo magnético aplicado versus a densidade de fluxo resultante é ilustrado na Figura 91, denominado curva de magnetização.

Figura 91 – Estágios de magnetização de um material ferromagnético.



Fonte: adaptado de (OLIVEIRA, 1990).

Por meio da Figura 91, observa-se que a partir do ponto (a) um pequeno incremento no campo aplicado (H) produz um grande incremento no fluxo resultante (B). Após um determinado ponto, novos incrementos na força magnetomotriz produzem incrementos relativamente menores no fluxo. No final, um aumento no campo aplicado produz quase nenhuma alteração. Assim, pode-se considerar que o núcleo magnético é dividido em duas regiões operacionais. Na primeira, tem-se a região linear de operação, onde prevalece uma relação de proporcionalidade entre o campo magnético aplicado (H) e a densidade de fluxo (B). Na segunda região, definida como região de saturação do núcleo, perde-se esta relação de linearidade. A região de transição entre a região não saturada e a região saturada é geralmente denominada de “joelho da curva” (CHAPMAN, 2013).

Analisando atonicamente, nota-se que a curva de magnetização inicia-se com o núcleo desmagnetizado e seus domínios orientados espontaneamente ao acaso, cuja resultante de seus efeitos magnéticos é nula (a). Quando um campo magnético externo é aplicado ao material ferromagnético, ocorrerá a reorganização da distribuição dos momentos magnéticos e movimentação das paredes dos domínios, que são regiões de transição entre as diferentes orientações dos dipolos. Esta ação resulta em um grande incremento no fluxo resultante, já que os domínios que estavam naturalmente alinhados no mesmo sentido do campo aplicado, crescem e aliam-se com esta força, que por sua vez, faz com que outros domínios em direção divergente sejam reorientados e aumentem ainda mais a força do campo magnético (b). Prosseguindo com o aumento do campo magnético aplicado, verifica-se a movimentação dos domínios e consequente acréscimo na quantidade de momentos magnéticos alinhados na direção do campo aplicado. A movimentação das paredes dos domínios termina quando os grãos atingem a condição de monodomínio, e nesta situação, a percepção de incremento no fluxo de magnetização do material ferromagnético é cada vez menor (c). Continuando com o aumento do campo aplicado, inicia-se o processo de rotação de domínios em direção ao total alinhamento com o campo aplicado (d). Estes movimentos de rotação ocorrem predominantes nas regiões que antecedem a saturação do material, que será atingida somente quando ocorrer o total alinhamento entre os domínios magnéticos do núcleo e o campo aplicado (H), identificado no ponto (e) da curva. Neste ponto, mesmo aumentado o campo magnético aplicado (H), não há incremento na densidade de fluxo (B) no núcleo devido ao total alinhamento dos domínios, permanecendo de forma constante. Quando todos os domínios encontram-se alinhados, os incrementos de energia fornecido pelo campo aplicado (H) deixa de ser útil e a densidade de fluxo (B) deixa de crescer, ocorrendo então a saturação do material.

A transição entre os domínios magnéticos com orientações diferentes não se dá de forma abrupta, pois esta orientação drástica envolveria uma quantidade de energia muito alta. Assim, a transição dos domínios com polarização divergentes ocorre gradualmente, em direção à orientação imposta pelo campo aplicado.

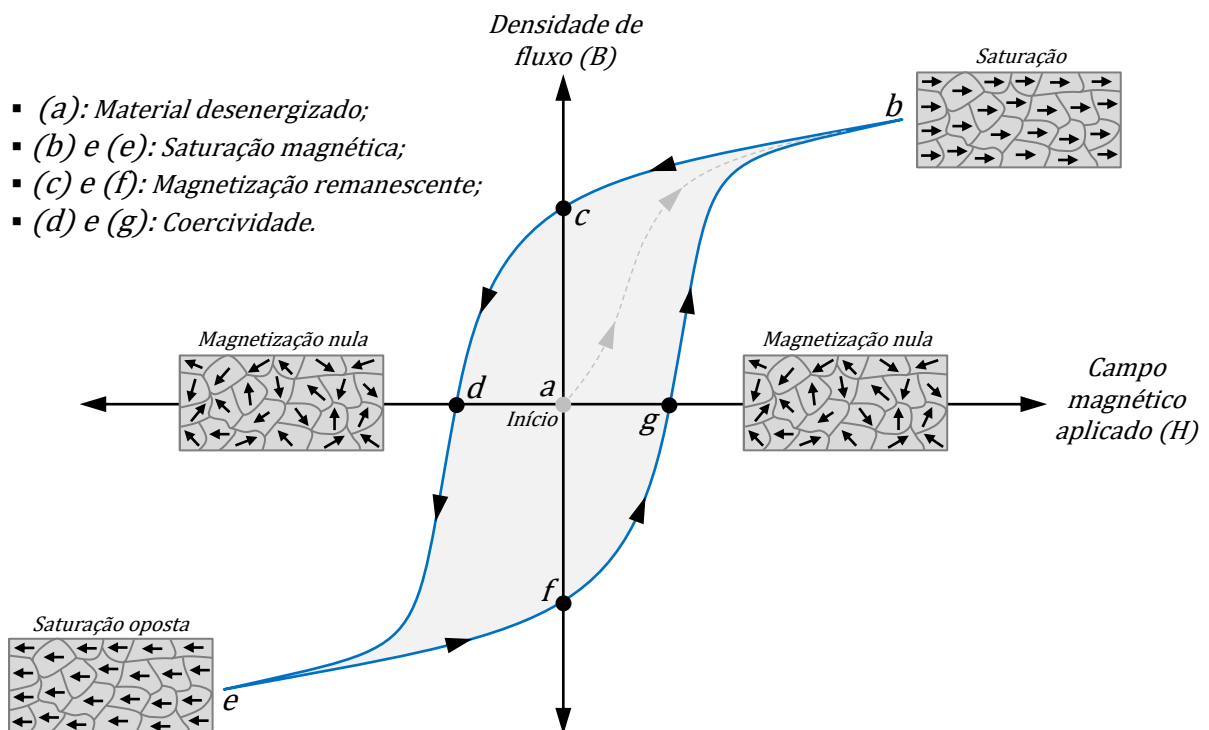
Ainda na Figura 91, a região de movimentação dos domínios é dividida entre trechos reversível e irreversível. A região inicial da curva é considerada reversível, pois se o campo aplicado for retirado, os domínios podem retornar novamente a condição inicial (*a*). Já na região irreversível, após a retirada do campo aplicado percebe-se a conservação de algum nível de magnetização remanescente no material ferromagnético, que não cessa espontaneamente devido à ausência de uma fonte capaz de fazer com que os domínios retornem a suas posições originais. Esta técnica é utilizada na produção de ímãs permanentes. Para que a magnetização remanescente do material retorne à condição inicial (*a*), é necessário fornecer energia ao material, aplicando um campo em sentido oposto àquele anteriormente adotado, denominada força coercitiva. Idealmente, os materiais utilizados em núcleos de transformadores devem magnetizar-se com valores baixos de campo magnético e possuir baixa histerese ou coercividade magnética, o que permite que alterem facilmente o seu sentido de magnetização, e consequentemente, tenham perdas reduzidas.

Técnicas especiais de laminação de ligas metálicas de ferro-silício, denominadas Grão Orientado (GO), apresentam excelentes propriedades magnéticas por manterem os domínios orientados bidirecionalmente ao longo da direção de magnetização do núcleo, eliminando o processo de rotação dos domínios. Tanto as perdas no núcleo quanto a permeabilidade variam sensivelmente, dependendo da direção do fluxo magnético em relação à direção na qual o material foi laminado. A qualidade magnética de uma chapa GO advém, não só da composição química do metal que a constitui, mas também dos processos de produção, particularmente pelo sistema de laminação e os tratamentos térmicos. Aplicando o processo de laminação a frio e um recozimento intermediário, acrescido de um recozimento final a alta temperatura, produz-se chapas com melhores propriedades magnéticas na direção de laminação em relação às chapas com laminação a quente. Esta melhora é devido a uma textura magneticamente favorável produzida por uma recristalização secundária durante o recozimento a alta temperatura. Como resultado, tem-se lâminas com direção cristalina definida, o que facilita a passagem do fluxo magnético por uma direção preferencial. As chapas GO podem operar com densidades mais elevadas em relação às chapas de grão não orientado (GNO), garantindo maior eficiência aos transformadores devido ao melhor condicionamento da microestrutura do material utilizado em seu circuito magnético. Sob certas condições, a diferença na magnitude da corrente de excitação

pode ser até 20 vezes menor em núcleos de transformadores produzidos com aço de grão orientado em comparação com aços convencionais de GNO (LANDGRAF, 1994). As características que definem a qualidade das chapas de aço são a indução magnética e a perda magnética. De forma geral, estudos têm sido direcionados no sentido da redução do consumo de energia por meio do aumento do rendimento energético. Neste sentido, o desenvolvimento tecnológico das ligas metálicas busca combinar alta indução com baixa perda magnética, assegurando eficiência, valor econômico e alto desempenho aos transformadores de potência, bem como aos demais equipamentos elétricos com princípio equivalente.

No funcionamento em regime permanente, os núcleos dos transformadores de distribuição são submetidos a um ciclo periódico de inversão do campo, característico da alimentação em corrente alternada, cujo traçado da curva de magnetização resultante é denominado ciclo ou laço de histerese, definido como o atraso causado na variação da indução magnética (B) devido à variação no campo magnético (H), ilustrado na Figura 92.

Figura 92 – Curva de magnetização do núcleo de transformadores (laço de histerese).



Fonte: adaptado de (FITZGERALD, 2014).

Assumindo que inicialmente o núcleo está desmagnetizado, assim indicado no ponto (a), a incidência de um campo externo aplicado faz com que o fluxo magnético no núcleo percorra o caminho conforme a linha tracejada da Figura 92, equivalente àquele ilustrado na Figura 91,

até atingir seu valor máximo (*b*), sendo esta primeira curva denominada curva de primeira magnetização. Entretanto, quando o campo externo começa a regredir sua magnitude, o fluxo magnético presente no núcleo segue um caminho diferente daquele que foi inicialmente percorrido, até atingir o ponto (*c*), onde o campo aplicado é nulo e o núcleo armazena uma magnetização remanescente. A partir deste ponto, quando o sentido do campo magnético é invertido por consequência da excitação em corrente alternada, o campo aplicado atua na redução da magnetização remanescente até torna-la nula, recebendo o nome de campo de desmagnetização ou campo coercitivo (*d*). O valor da histerese determina a dificuldade em desmagnetizar ou magnetizar o material durante o ciclo de inversão de campo, portanto, sua coercividade é proporcional ao valor da histerese. Continuando a aumentar negativamente o campo aplicado, a magnetização do núcleo cresce na direção oposta até atingir a saturação (*e*). Reduzindo a magnitude do campo aplicado à zero, o núcleo volta a condição de magnetização remanescente (*f*). Com a variação positiva do campo aplicado, o núcleo volta a perder a magnetização remanescente (*g*), completando o laço de histerese.

Quando o núcleo é excitado por uma corrente puramente senoidal, o laço de histerese apresenta uma simetria pontual em relação à origem. Transformadores de potência normalmente são projetados para operar até o “joelho” do laço de histerese, na região que oferece maior permeabilidade magnética incremental, por apresentar maior linearidade associadas às grandezas, entregando no secundário uma corrente com forma de onda dentro de limites aceitáveis de distorção harmônica.

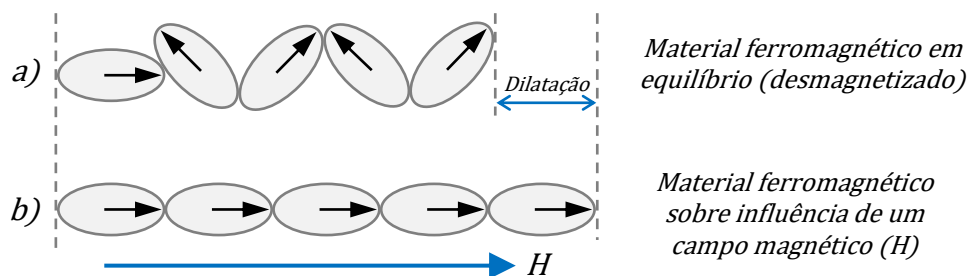
5.1.2 Ruído em transformadores de distribuição

▪ Efeito da Magnetostricção

Todo transformador em operação emite algum nível de ruído, sendo a causa principal atribuída a magnetostricção. Este fenômeno consiste na alteração das dimensões de materiais ferromagnéticos quando expostos a diferentes níveis de indução, expandindo e contraindo sua estrutura devido a forças de tração e repulsão magnéticas, com frequência correspondente a duas vezes a frequência da rede, como também por frequências harmônicas presentes, cujo movimento apresentado é independente do sentido do campo aplicado, ou seja, é unipolar e se manifesta com campos magnéticos em ambos os sentidos. Como o transformador emite ruído de forma contínua, sua presença prejudica a qualidade de vida de quem vive e trabalha em seu redor. Por este motivo, o ruído emitido tem-se revelado como item cada vez mais requisitado e complexo nos projetos de transformadores. A magnetostricção pode ser parcialmente controlada

na concepção do transformador, mas não totalmente eliminada. Atualmente o ruído acústico tornou-se um tipo de poluição sonora ambiental, na qual o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) estabelece os níveis de ruído prejudiciais à saúde pública, não podendo ultrapassar os valores regidos pela norma NBR 10151:2003. A Figura 93 ilustra o movimento de dilatação do material ferromagnético quando excitado pelo campo magnético aplicado (H).

Figura 93 – Dilatação de material ferromagnético sobre influência de campo magnético.



Fonte: adaptado de (JORGE, 2015).

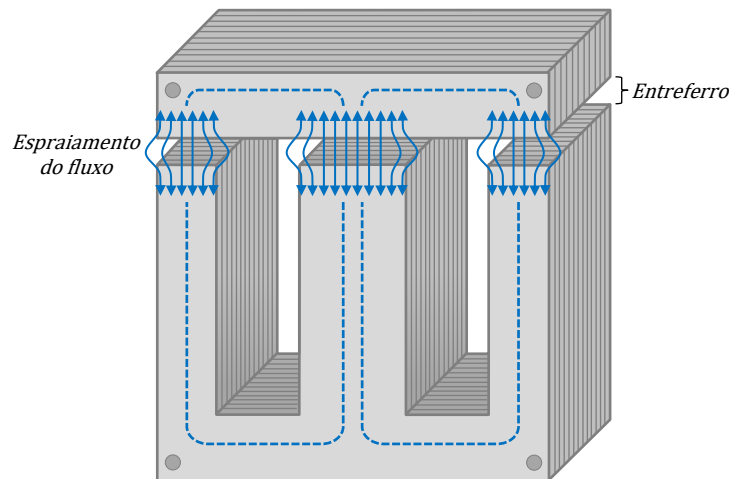
Por consequência das características construtivas dos transformadores, o movimento atômico do núcleo ferromagnético produz vibrações que se propagam a partir dos pontos de fixação com sua carcaça e sistemas auxiliares a ele fixados. Como o núcleo descansa sobre a base do transformador, a vibração gerada pelo núcleo se propaga desde a sua base até atingir toda a carcaça. No ambiente externo, estas vibrações produzem ondas acústicas que se propagam pelo ar e produzem ruído sensível aos ouvidos (FILIPPIN, 2003).

Em geral, os transformadores mais antigos apresentam um nível de ruído elevado. Já os transformadores mais modernos, aqueles que foram desenvolvidos para trabalhar com um nível de ruído relativamente baixo, geralmente com um custo inicial maior, são fabricados de forma a atender as exigências de ruído comunitário. Para isto, o núcleo é isolado mecanicamente da carcaça do transformador e esta, por sua vez, é enclausurada e revestida com material de isolamento acústico (FILIPPIN, 2003).

Como o núcleo dos transformadores de distribuição são construídos com chapas laminadas, o núcleo apresenta entreferros (espaço de ar entre duas porções magnéticas) nas junções das lâminas. A existência do entreferro torna necessária uma corrente magnetizante maior para a produção do fluxo e, portanto, seria interessante construir o núcleo laminado em uma única peça. Porém, como o enrolamento é construído separadamente, há necessidade de dividir o núcleo em partes para permitir sua posterior integração (MARTIGNONI, 1991).

Quando o comprimento do entreferro for muito menor do que as dimensões das faces adjacentes do núcleo, o fluxo magnético seguirá o caminho definido pelo núcleo e pelo entreferro. Por outro lado, quando o comprimento do entreferro torna-se excessivamente grande, o fluxo tende a dispersa-se pelos lados do entreferro, causando o fenômeno chamado de espraioamento, conforme pode ser visto da Figura 94.

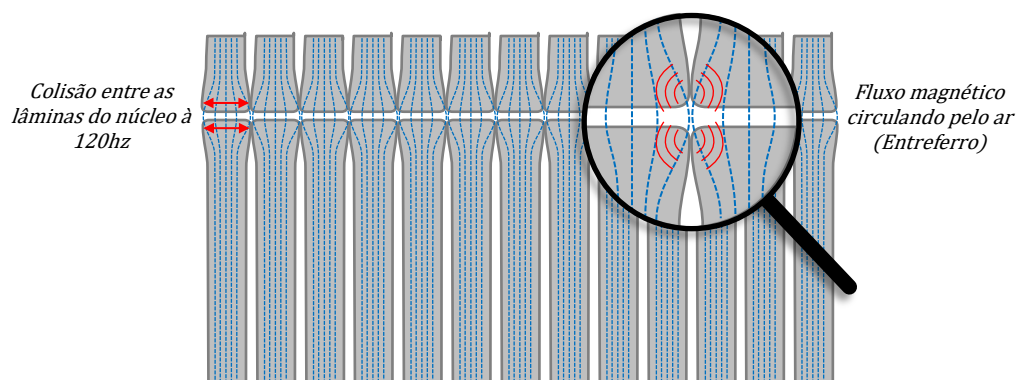
Figura 94 – Entreferro característico de núcleo de transformadores.



Fonte: adaptado de (FITZGERALD, 2006).

O espraioamento do fluxo magnético é caracterizado pelo deslocamento das linhas campo em sentido perpendicular ao fluxo orientado, devido ao entreferro, fazendo com que os grãos nesta região sejam orientados de forma coerente ao campo ortogonal incidente, causando o dilatamento da extremidade por onde o fluxo percorre e provocando a movimentação e colisão entre as lâminas justapostas. A Figura 95 ilustra este efeito, destacando as vibrações e consequente ruído ao ambiente externo (JORGE, 2015).

Figura 95 – Efeito do espraioamento do fluxo magnético na região do entreferro.

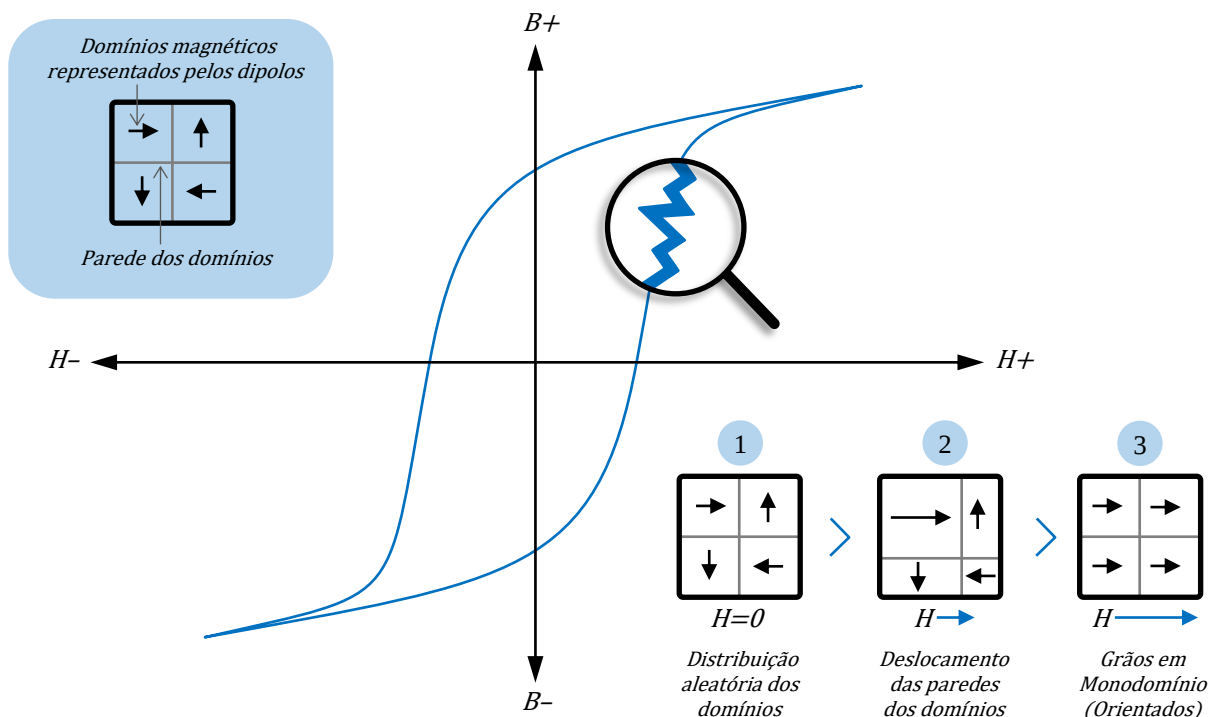


Fonte: adaptado de (JORGE, 2015).

▪ Efeito Barkhausen

O efeito Barkhausen, descoberto pelo físico alemão *Heinrich Barkhausen* em 1919, é um fenômeno físico que se manifesta no processo de magnetização em materiais ferromagnéticos durante o aumento contínuo no campo aplicado (H), provocando saltos na magnetização que são percebidos como sons distintos, geralmente capturados com o auxílio de um microfone. A magnetização do núcleo dos transformadores, em função do campo magnético aplicado, não é suave e contínua, ou seja, ela aumenta em pequenas etapas distintas (saltos). Essas etapas são visíveis na forma de um ruído audíveis (estalos) devido ao movimento brusco das paredes dos domínios. Estas paredes são regiões de transição entre as diferentes orientações dos dipolos, e quando um campo magnético é aplicado ou removido do material ferromagnético, as paredes do domínio se movem. Esta movimentação é interrompida na presença dos chamados pontos de ancoragem e, ao variar o campo magnético aplicado, as paredes de domínio “saltam” sobre os pontos de ancoragem, emitindo ruído. Fatores como intensidade do campo magnético, frequência de excitação, tensões mecânicas, deformações plásticas e microestrutura do material ferromagnético afetam o nível de emissão do ruído, conforme o tipo de amostra analisada. As variações abruptas da magnetização geram variações de fluxo magnético (ANTÔNIO, 2013). Estas descontinuidades podem ser amplificadas e reproduzidas em um osciloscópio, como ilustra a Figura 96.

Figura 96 – Descontinuidades no fluxo magnético devido ao efeito Barkhausen.



Fonte: adaptado de (ANTÔNIO, 2013).

5.1.3 Corrente transitória de energização (*inrush*)

Quando um transformador de potência, estando ele em operação, é levado ao desligamento (desenergização), o campo magnético aplicado segue o laço de histerese até sua completa extinção e a densidade de fluxo no núcleo segue para um valor residual de magnetização remanescente, conforme anteriormente abordado.

Na energização subsequente, o transformador é energizado a partir da aplicação de uma fonte de tensão em um de seus terminais, demandando uma corrente que é necessária para estabilizar seu campo magnético. Esta corrente de energização, também conhecida como corrente de *inrush*³, tem característica transitória e sua magnitude pode alcançar 20 vezes o valor da corrente nominal do transformador, dependendo da polaridade e amplitude da magnetização remanescente e da fase na qual a tensão se encontra no momento em que o transformador é energizado (EBNER, 2007). Esta corrente é caracterizada como sendo quase que totalmente unidirecional e cresce abruptamente, atingindo seu pico máximo no primeiro meio ciclo após a energização e, a partir deste ponto, decai ao longo de vários ciclos até tender para o fluxo normal da corrente de magnetização. A característica unidirecional pode causar um outro tipo de transitório, que é o aparecimento de harmônicas pares na corrente, principalmente as de 2ª e 4ª ordem. A razão da assimetria transitória de meia onda da corrente é devido ao efeito natural de energização do enrolamento do transformador, tendo como característica o deslocamento do valor médio da corrente para um valor diferente de zero durante o transitório de energização, sendo gradualmente amortecido pelo efeito resistivo do circuito. Entretanto, o fator que mais contribui com o surgimento da assimetria transitória é devido a saturação assimétrica do núcleo pela corrente *inrush*, fazendo com que o laço de histerese tenha composição desigual entre os semiciclos positivo e negativo (DECKMANN, 2012). A corrente *inrush* ocorre sempre que a polaridade e amplitude da magnetização remanescente no núcleo do transformador não coincidem com a polaridade e amplitude do valor instantâneo do fluxo aplicado durante o instante de energização (EBNER, 2007). Por ser de característica transitória, a corrente *inrush* não deve ser entendida pelo sistema de proteção do transformador como uma falta ou problema com o equipamento. Uma das principais preocupações acerca da corrente *inrush* está na possibilidade dessa corrente atingir magnitudes mais altas e sensibilizar os dispositivos de proteção de forma inesperada e não desejada, sendo confundida com uma corrente de falta (FITZGERALD, 2006).

³ O termo *inrush* significa “irrupção”, traduzido literalmente do inglês, o que dá ideia de referir-se a um evento que acontece rapidamente.

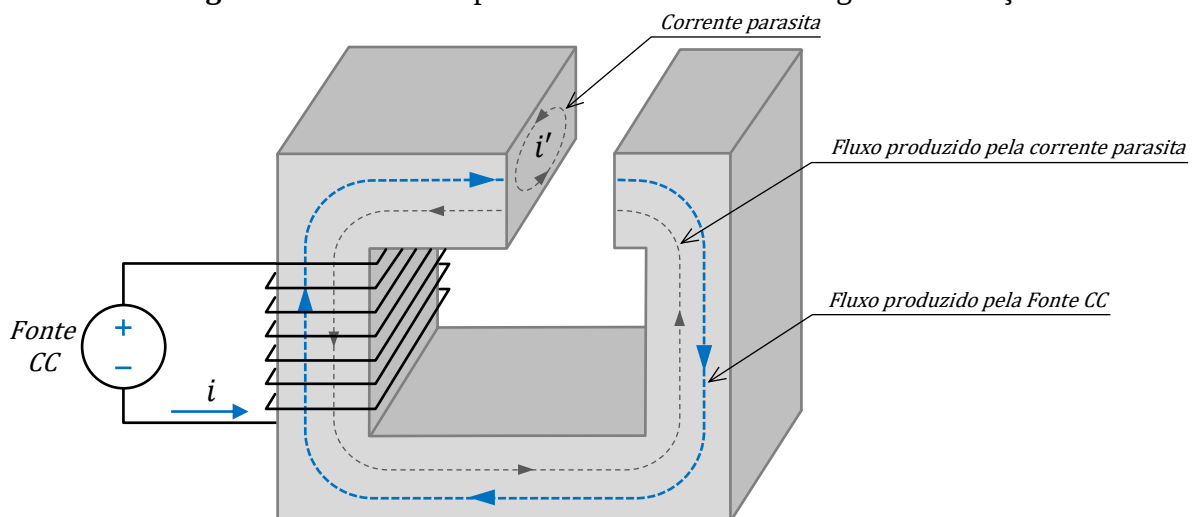
5.1.4 Perdas no circuito magnético

É definida como a energia consumida, na forma ativa, devido às perdas desenvolvidas no núcleo ferromagnético por efeito da dissipação de calor, consideradas como perdas constantes por não depender do nível de carregamento do transformador, sendo provocadas normalmente por correntes parasitas (ou correntes de *Foucault*) e por Histerese. Podem ser mensuradas nos ensaios a vazio, quando o transformador é alimentado por um de seus enrolamentos (normalmente o primário) e o outro enrolamento (secundário) aberto. Apesar de inevitáveis, devem ser minimizadas à medida que prejudicam o rendimento funcional do transformador, além de comprometer sua expectativa de vida útil.

▪ Perdas por correntes parasitas

A corrente alternada que circula pelo enrolamento primário do transformador induz uma indesejada tensão no núcleo, que por ser de material condutor, produz uma corrente elétrica denominada corrente parasita. Esta corrente flui em percurso circular na seção transversal do núcleo, em sentido perpendicular em relação ao fluxo magnético aplicado, e gera um fluxo magnético próprio que se opõe ao fluxo aplicado pelo enrolamento do transformador. O efeito da corrente parasita é a dissipação de energia em calor (efeito *Joule*), aquecendo o núcleo ferromagnético, reduzindo a eficiência do transformador. A Figura 97 exibe o fenômeno da corrente parasita utilizando uma fonte de corrente contínua para que seja possível visualizar seu efeito de forma estática, observando o sentido das correntes elétricas e seus respectivos fluxos magnéticos produzidos, sendo representados de forma unifilar.

Figura 97 – Correntes parasitas em núcleo ferromagnético maciço.



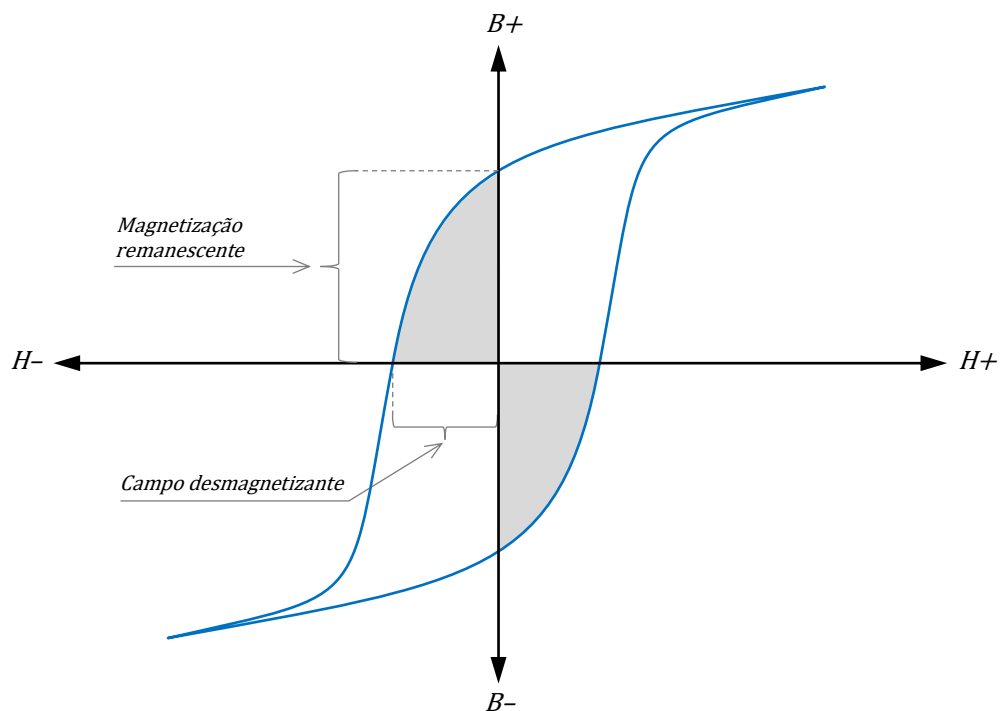
Fonte: adaptado de (FITZGERALD, 2014).

A aplicação de uma camada isolante entre as laminações sucessivas é a alternativa utilizada para reduzir a área de influência das forças eletromotrizes induzidas, aumentando a resistência do núcleo no plano por onde as correntes parasitas circulam, resultando em considerável redução das perdas elétricas. Esta técnica não elimina a presença de correntes parasitas, porém mantém-nas dentro de uma faixa aceitável de influência. Por outro lado, o processo de laminação e isolamento das chapas magnéticas aumenta a seção transversal do núcleo, reduzindo a proporção da área de metal útil em relação à da geometria do plano. Ao construir o núcleo, as chapas são pressionadas entre si de modo a minimizar espaços de ar e reduzir a dimensão do núcleo, embora seja uma medida que pode contribuir para o ruído durante a operação (JORGE, 2015).

▪ Perdas por histerese

As perdas por histerese procedem da energia utilizada na aplicação da força magnetomotriz coercitiva no núcleo ferromagnético do transformador, ou seja, é a energia necessária para produzir um fluxo magnético no núcleo, em sentido oposto a magnetização remanescente, levando o núcleo à desmagnetização a cada meio ciclo de corrente alternada, conforme ilustrado na Figura 98.

Figura 98 – Região do laço de histerese onde ocorrem as perdas elétricas por dissipação.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Quanto mais estreito for o laço de histerese, menores serão as perdas associadas. Em outras palavras, quanto menor a capacidade do material em reter a magnetização, menor será a quantidade de energia desprendida para desmagnetizá-lo a cada semiciclo de período. Portanto, os núcleos dos transformadores devem ser produzidos com materiais magneticamente “moles”, capazes de magnetizar e desmagnetizar com facilidade, desenvolvidos a partir de ligas metálicas de alta permeabilidade (FITZGERALD, 2014).

A perda por histerese é definida pela energia dissipada em forma de calor no núcleo devido ao atrito molecular gerado pelo constante alinhamento e realinhamento dos domínios magnéticos, característico da variação de campo magnético em sistemas de corrente alternada, cujas perdas são mais acentuadas em materiais que possuem baixa permeabilidade magnética. As perdas de energia associada a este fenômeno dependem do valor máximo do campo magnético aplicado, do material do núcleo, do tratamento térmico e mecânico dado à chapa, e da frequência de operação do transformador (LANDGRAF, 1994).

5.2 ANÁLISE DE FUNCIONAMENTO A VAZIO E CORRENTE DE EXCITAÇÃO

Ao energizar um transformador, a corrente transitória *inrush* é equivalente ao valor máximo da corrente de excitação, cujo tempo de duração do processo de magnetização inicial é geralmente inferior a 1 segundo, dependendo da polaridade e amplitude da magnetização remanescente do núcleo e da fase na qual a tensão se encontra no momento em que o transformador é energizado, conforme abordado no item 5.1.3.

Após o período de magnetização transitória, o transformador entra em regime permanente de operação, demandando constantemente uma corrente elétrica no enrolamento primário, mesmo quando o enrolamento secundário está em aberto, denominada corrente de excitação permanente. Esta corrente de excitação é composta por duas parcelas, sendo a primeira delas formada pela corrente de suprimento das perdas dissipativas, produzida corrente de histerese e corrente parasita, e a segunda, pela corrente de magnetização, necessária para produzir o fluxo magnético ordenado no núcleo. A corrente de magnetização, de natureza reativa, é responsável por produzir fluxo mútuo entre as bobinas (acoplamento magnético), para possibilitar o surgimento de uma tensão elétrica nos terminais do enrolamento secundário, com as características da relação de transformação, mesmo quando não há carga conectada ao transformador. A equação (25) expressa devidamente a corrente de excitação.

$$\vec{I}_{(e)} = I_{(h+p)} + jI_{(m)} \quad (25)$$

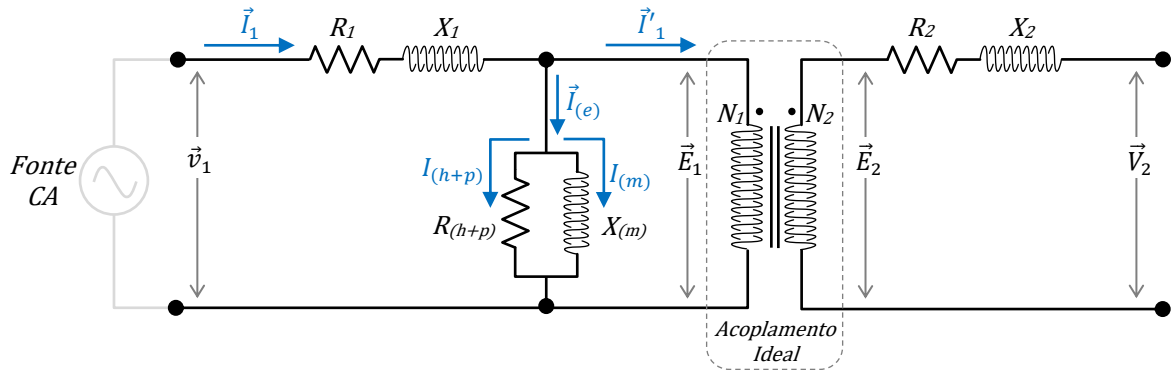
Onde:

- $\vec{I}_{(e)}$ é a corrente de excitação do transformador, em regime permanente;
- $I_{(h+p)}$ é a corrente de suprimento das perdas por histerese e parasita, vetorialmente em fase com a tensão aplicada no primário e sua magnitude depende das perdas a vazio do transformador;
- $I_{(m)}$ é a corrente de magnetização do núcleo, atrasada de 90° em relação a tensão aplicada no primário e sua magnitude depende do número de espiras do enrolamento primário.

Devido às propriedades magnéticas não-lineares do núcleo, a forma de onda da corrente de excitação difere da forma de onda do fluxo. Assim, uma forma de onda de fluxo senoidal produzirá uma corrente de excitação não-senoidal. Entretanto, como a magnitude da corrente de excitação fica normalmente compreendida entre 1% e 2% da corrente nominal do transformador, seus efeitos são encobertos pela forma de onda da corrente de carga fornecida aos outros elementos do circuito, tornando pouco perceptível seu impacto na forma de onda resultante. Se a corrente de excitação for decomposta por meio da série de Fourier, verifica-se que é constituída de uma soma de harmônicas ímpares, além da componente fundamental. A principal harmônica da corrente de magnetização é a terceira. Ela representa cerca de 40% da corrente de excitação, em transformadores de potência típicos (FITZGERALD, 2014).

A abordagem utilizando o circuito equivalente oferece uma excelente metodologia de análise dos conceitos físicos envolvidos no funcionamento do transformador, em um único circuito, levando em consideração suas características reais. O modelo equivalente leva em consideração as perdas ôhmicas nos enrolamentos, perdas por fluxos de dispersão, perdas magnéticas e excitação, considerando a permeabilidade magnética do núcleo como finita, bem como o impacto devido à presença do efeito pelicular e efeito de proximidade sobre os enrolamentos, e eventualmente, a considera-se a presença das capacitâncias parasitas. No entanto, a representação do transformador por meio de componentes lineares (resistores, indutores e capacitores) não consegue imprimir com precisão seu comportamento real integral, mais precisamente no que diz respeito ao efeito não-linear histerético do núcleo ferromagnético.

Contudo, como os transformadores são normalmente projetados para operar abaixo do “joelho” do laço de histerese, na região operacional considerada como linear, o modelo equivalente do transformador pode responder com grande fidelidade (CHAPMAN, 2013). A Figura 99 ilustra o circuito equivalente resultante do transformador.

Figura 99 – Circuito equivalente monofásico do transformador real.

Fonte: adaptado de (FITZGERALD, 2014).

Os parâmetros do circuito equivalente são:

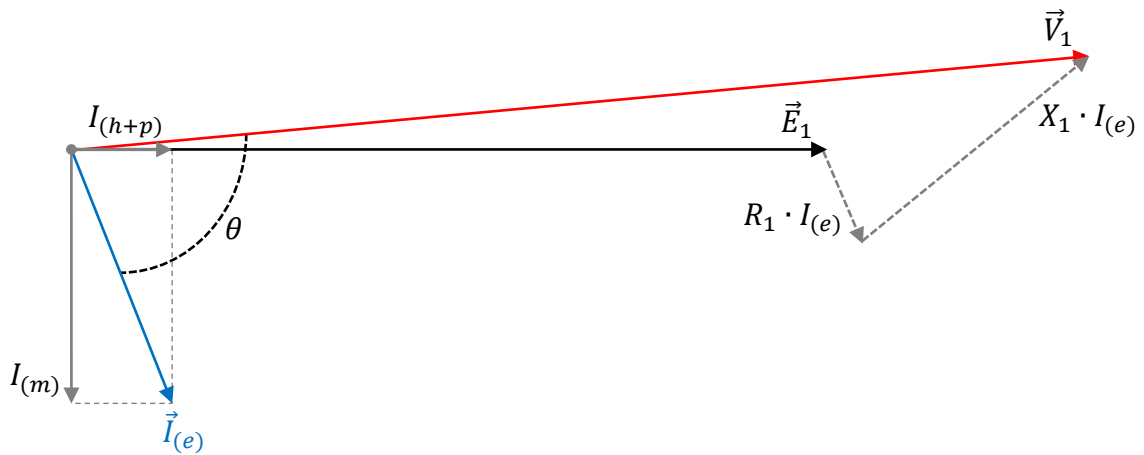
- R_1 e R_2 : Resistências que representam as perdas ôhmicas nos enrolamentos;
- X_1 e X_2 : Reatâncias que representam as dispersões de fluxo nos enrolamentos;
- N_1 e N_2 : Relação de transformação pelo número de espiras dos enrolamentos;
- $R_{(h+p)}$ e $X_{(m)}$: Resistência de perdas e reatância de magnetização, respectivamente;
- $I_{(h+p)}$ e $I_{(m)}$: Corrente de perdas e corrente magnetização, respectivamente;
- $\vec{I}_1$: Corrente do transformador a vazio, equivalente a própria corrente de excitação $\vec{I}_{(e)}$;
- $\vec{I}'_1$: Corrente de carga. (tem valor nulo, pois o secundário está aberto).

No funcionamento real do transformador a vazio, a indutância do enrolamento primário é muito grande, mas não é infinita. Ao ser alimentado com uma tensão alternada, permite uma pequena corrente $\vec{I}_{(e)}$, necessária para produzir o fluxo magnético no núcleo. Assim, para simular os efeitos da corrente de excitação do transformador, representa-se por meio de um ramo de excitação, disposto em paralelo no circuito primário, uma reatância $X_{(M)}$, por onde só circula a corrente de magnetização $I_{(m)}$, e uma resistência de perdas $R_{(h+p)}$ que ao ser percorrida pela corrente $I_{(h+p)}$ produz as perdas de histerese e parasita no núcleo. Os resistores R_1 e R_2 referem-se às perdas ôhmicas nos enrolamentos, como também aos efeitos pelicular e proximidade, referidos ao primário e ao secundário, respectivamente. Já os indutores X_1 e X_2 representam os efeitos de dispersão do fluxo magnético, referidas ao primário e ao secundário, respectivamente.

A energia reativa utilizada na magnetização do núcleo dos transformadores é praticamente a mesma quando opera a vazio ou a plena carga. Entretanto o mesmo não ocorre com a energia ativa, que é diretamente proporcional ao nível de carregamento. Assim, nos momentos de operação a vazio, ou mesmo em algumas situações de carga leve, a relação entre

as energias ativa e reativa geralmente impõe uma condição operacional de baixo fator de potência para os transformadores. Esta situação pode ser observada no diagrama da Figura 100, onde a corrente de excitação $\vec{I}_{(e)}$ é obtida pela soma fasorial da corrente de perdas no núcleo $I_{(h+p)}$ com a corrente de magnetização $I_{(m)}$, resultando no defasamento angular θ entre a tensão de alimentação $\vec{V}_1$ e a corrente de excitação $\vec{I}_{(e)}$, tomando como referência suas componentes fundamentais em 60Hz.

Figura 100 – Diagrama fasorial do circuito equivalente do transformador.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Em alguns casos, a capacitância existente entre os diferentes enrolamentos, como também a capacitância entre as espiras de um mesmo enrolamento ou a capacitância entre o enrolamento e a terra, têm efeitos importantes, notadamente em problemas que envolvam o comportamento do transformador em altas frequências harmônicas (acima das frequências de áudio, cerca de 20 kHz), ou durante condições transitórias, com variações muito rápidas na tensão, resultantes de descargas atmosféricas ou transitórios de chaveamento (FITZGERALD, 2014). Entretanto, este cenário está além do escopo desta abordagem e, por essa razão, os efeitos capacitivos não serão considerados.

5.2.1 Efeito da saturação na corrente de magnetização

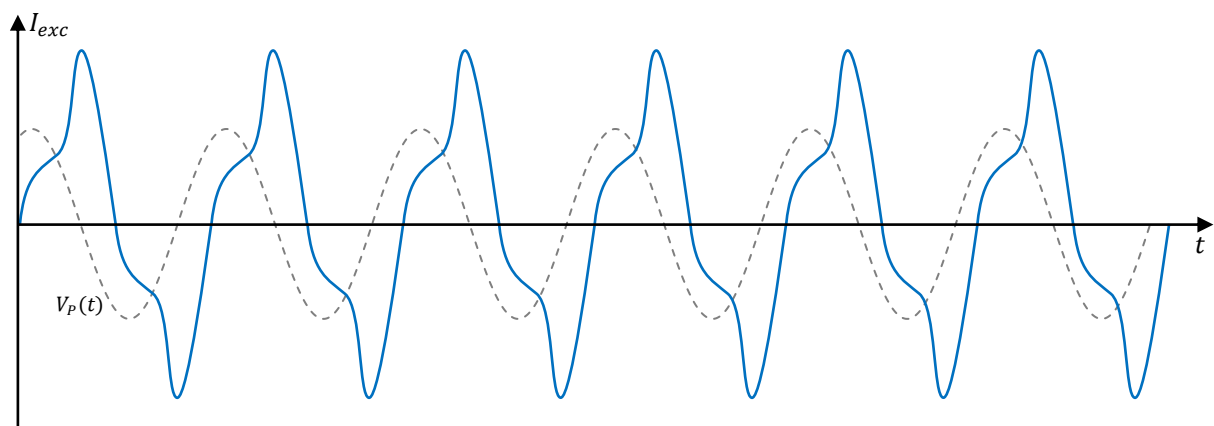
A constante variação no carregamento da rede impõe ao transformador operar por alguns momentos acima do joelho da curva de saturação. Como nesta região a relação entre o campo magnético aplicado pelo enrolamento primário e a densidade de fluxo produzido no núcleo ferromagnético não é linear, a aplicação da tensão da fonte V_1 sobre o enrolamento primário produz uma corrente de excitação composta predominantemente por uma componente

fundamental superposta pela componente harmônica de terceira ordem, conforme anteriormente abordado. Esta análise é realizada de forma a pôr em evidência as forças que criam a forma final da corrente de excitação do transformador de potência. As demais frequências harmônicas de menor significância serão desconsideradas a bem da simplicidade, porém, havendo necessidade de uma análise mais precisa, os comportamentos destas frequências são equivalentes aos efeitos produzidos pela harmônica de terceira ordem.

Assim sendo, considere que a forma de onda da tensão V_1 aplicada ao enrolamento primário do transformador é suposta como sendo puramente senoidal, unicamente na frequência fundamental. Consequentemente, esta fonte de alimentação contribui somente com a componente fundamental para a composição da corrente de excitação do transformador. Desse modo, a tensão da fonte V_1 aplicada ao enrolamento primário induz uma tensão E_1 neste mesmo enrolamento, igual e oposta à tensão aplicada V_1 que a criou (TORO, 1999). A tensão E_1 é normalmente chamada de força contra eletromotriz (FCEM), definida como a tensão induzida em um enrolamento devido ao seu próprio campo magnético.

Da mesma forma, a componente harmônica de terceira ordem também induz uma tensão na bobina do primário. Mas esta tensão induzida de terceira ordem não encontra uma componente igual e oposta na tensão do primário, devido à tensão da fonte de alimentação ser esta uma grandeza puramente senoidal. Como resultado, a tensão harmônica de terceira ordem gerada no enrolamento, fica livre para atuar no circuito primário e produzir uma corrente harmônica de terceira ordem, manifestando-se com amplitude oposta a fundamental (TORO, 1999). Logo, a corrente de excitação resultante é a superposição destas duas componentes. O resultado é uma forma de onda para a corrente de excitação que tem picos característicos como ilustrado na Figura 101.

Figura 101 – Composição da forma de onda da corrente de excitação do transformador.

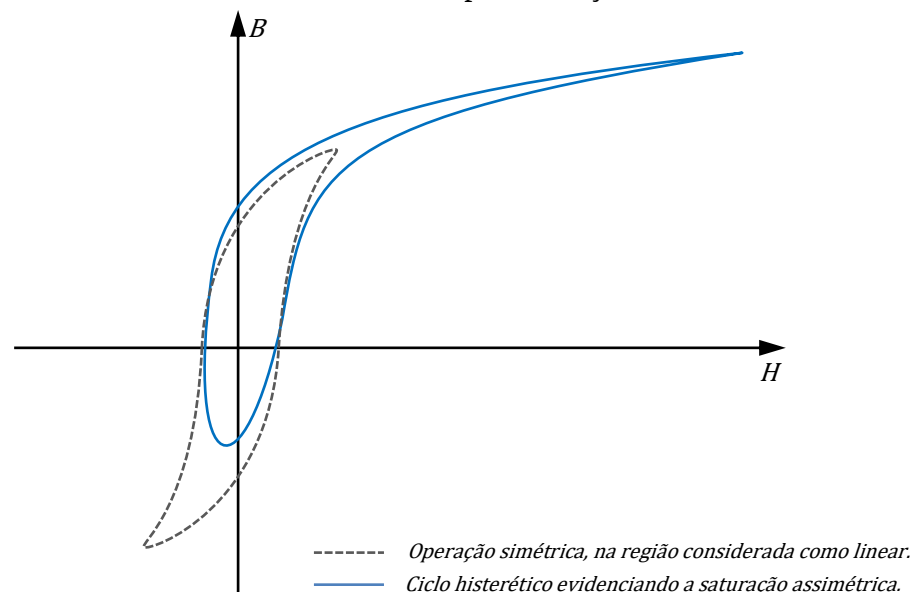


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5.3 MAGNETIZAÇÃO ASSIMÉTRICA DE TRANSFORMADORES

A forma de onda não senoidal da corrente de excitação CA dos transformadores de potência, operando em regime permanente, é consequência das características magnéticas não-lineares impostas pelo material ferromagnético do núcleo do transformador, como também das perdas dissipativas de histerese e parasitas. Quando alimentado por uma tensão ausente de componente CC, mesmo que a forma de onda não seja perfeitamente senoidal, o laço de histerese do núcleo do transformador é simétrico em relação à origem do sistema de coordenadas $(B-H)$. O trabalho desenvolvido por OLIVEIRA (1990) mostra que a presença de uma componente CC no campo magnético aplicado (H) induz no núcleo um fluxo eletromagnético com média diferente de zero e consequente formação do laço de histerese com formato assimétrico, fortemente saturado no primeiro ou terceiro quadrante do sistema de coordenadas $(B-H)$, dependendo unicamente do sentido da polarização CC. A presença do fluxo com valor médio não nulo é consequência da excitação dos enrolamentos secundários dos transformadores com correntes de valores médios diferentes de zero, que produzem um desbalanceamento do fluxo magnético no núcleo, levando-o a saturação de meio ciclo, tornando assimétrico o laço de histerese, conforme pode ser observado na Figura 102.

Figura 102 – Ciclo de histerese devido à dupla excitação CA/CC no núcleo.

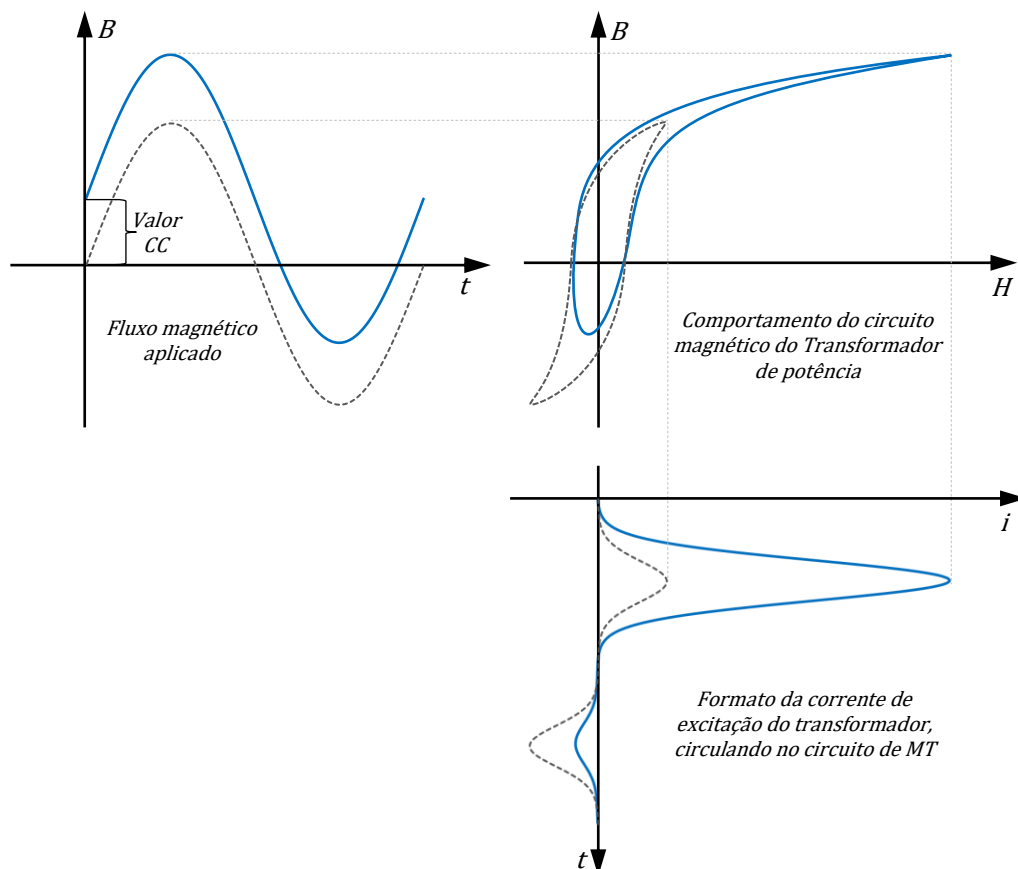


Fonte: adaptado de (OLIVEIRA, 1990).

O comportamento simétrico do ciclo de histerese implica que a forma de onda da corrente de excitação CA é composta exclusivamente por harmônicas de ordem ímpar, cujas razões

foram devidamente abordadas no item 3.4 deste trabalho. Por outro lado, a presença de componente CC no campo magnético aplicado (H) resultará na distorção geométrica do laço de histerese, provocando sua assimetria e estimulando o surgimento de ordens harmônicas pares na forma de onda da corrente de excitação. Além do mais, a presença de componente CC no transformador de potência amplifica a corrente de excitação e, devido ao aumento da corrente elétrica no circuito interno, aumenta a reação do mesmo com relação aos efeitos de dissipação térmica, vibração, som audível (ruído) e o aumento da demanda de reativos, além de possíveis ressonâncias paralelas com banco de capacitores devido à presença de frequências harmônicas que até então eram ausentes (OLIVEIRA, 1990). A Figura 103 ilustra a reação do transformador de potência quando excitado somente por corrente alternada, exposto na linha cor cinza tracejada, bem como duplamente excitado, com teor de 3% de componente CC em relação a sua potência nominal, na linha de cor azul, evidenciando o efeito de amplificação da corrente de excitação no circuito e sua assimetria entre os semiciclos.

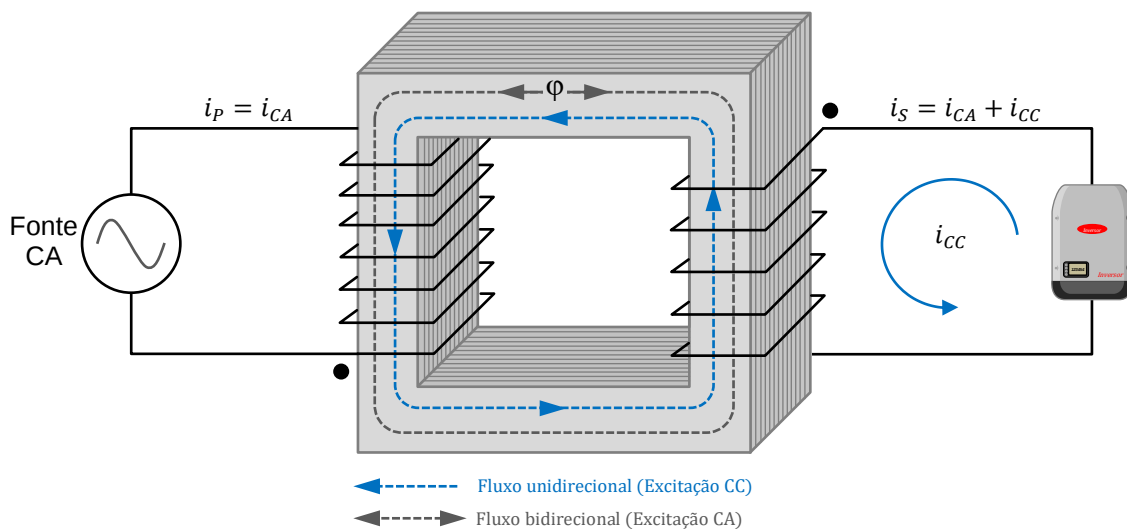
Figura 103 – Efeito da saturação assimétrica na corrente de excitação do transformador.



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA, 1990).

Neste trabalho, considera-se que a injeção de corrente contínua na rede elétrica é realizada por inversores de potência, em um barramento de baixa tensão com alta penetração de unidades de GDFV. As unidades de GDFV, em particular aquelas não despacháveis, estão cada vez mais presentes nas redes elétricas de distribuição, requeridas para funcionar como uma fonte de corrente alternada no sistema. Como o inversor de GDFV ainda apresenta grande dificuldade em oferecer um sinal puramente senoidal na corrente de saída, alguns equipamentos conectados à rede CA podem apresentar problemas operacionais em decorrência desta questão, conforme anteriormente abordado, sendo que aqui será analisado somente os reflexos da injeção de componente CC. Figura 104 ilustra o transformador de potência duplamente excitado.

Figura 104 – Transformador de potência monofásico duplamente excitado.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

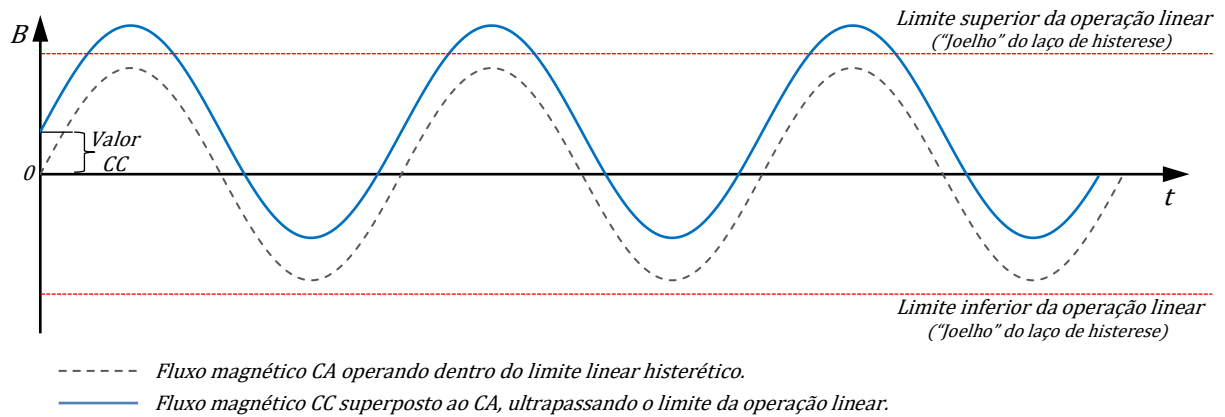
Nestas condições, o transformador de distribuição à montante do sistema de GDFV, utilizado para adequar o nível de tensão ao atendimento dos consumidores em baixa tensão, experimenta um determinado nível de corrente CC no lado secundário do transformador, estabelecendo-se um fluxo unidirecional no núcleo. Esse fluxo acompanha o fluxo bidirecional, que é criado como resultado da corrente alternada demandada pelas cargas (ROSSI, 1996).

Como a impedância do enrolamento do transformador é extremamente baixa em comparação com outras cargas do barramento, a maior parte da corrente CC injetada pelo inversor de GDFV circula prioritariamente pelo transformador, sem ser refletida para o lado primário, permanecendo assim confinada no circuito de baixa tensão.

Nas situações onde o transformador encontra-se operando na região próxima ao “joelho” da curva de saturação, ou seja, próximo ao seu limite nominal de operação, a presença de uma

componente de fluxo CC adicional pode deslocar o ponto operacional do transformador para a região de saturação em somente um dos semiplanos, resultando na saturação do núcleo de forma assimétrica. Esta tendência é mostrada na Figura 105, onde o deslocamento do fluxo magnético para a região de saturação é evidente.

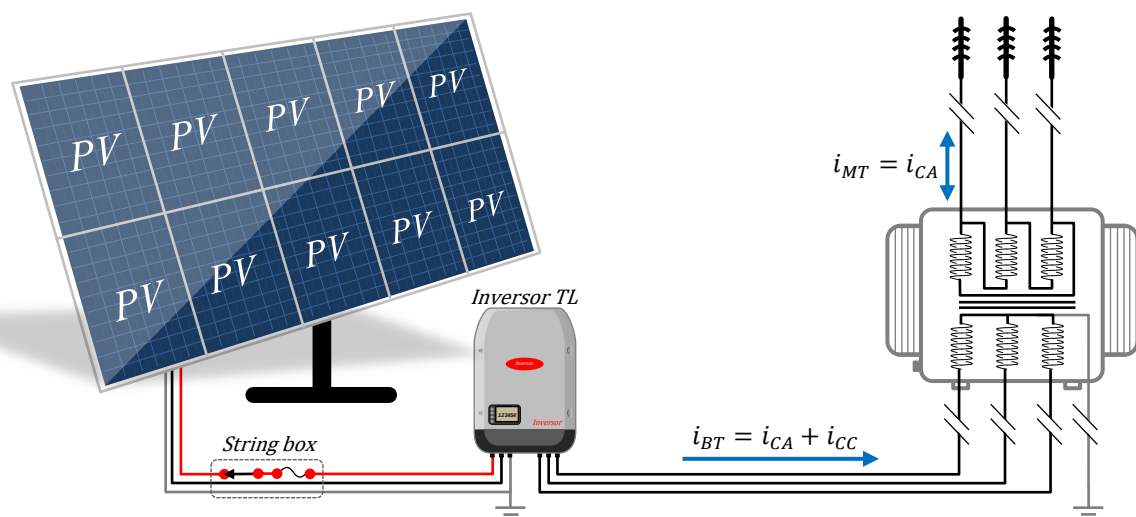
Figura 105 – Deslocamento do fluxo magnético por presença de componente CC.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Uma vez que a corrente contínua injetada na rede pelo inversor é bloqueada pelo transformador devido sua impossibilidade física em transferir sinais contínuos do secundário para o primário, como ilustra as correntes da Figura 106, supõe-se que possa ser utilizado como instrumento para evitar a propagação de corrente contínua de um circuito para outro.

Figura 106 – Característica das correntes nos circuitos de BT e MT do transformador.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

No entanto, esta situação resulta na alteração do ponto de operação natural e eficiente do circuito magnético do transformador, trazendo prejuízo não só a sua vida útil como também na sua funcionalidade na rede devido à geração e propagação de harmônicas no sistema alimentador, afetando negativamente o sistema elétrico.

5.4 MODELAGEM MATEMÁTICA DO TRANSFORMADOR

A definição do modelo matemático do transformador viabiliza o estudo analítico em ambiente de simulação digital, possibilitando compreender adequadamente o comportamento dinâmico dos fenômenos físicos envolvidos em seu funcionamento, prevendo sua reação quando estimulado por diferentes condições operacionais. O modelo matemático auxilia a investigação do comportamento quantitativo e qualitativo das correntes de excitação, fluxos magnéticos e tensões induzidas nos transformadores de potência, fornecendo subsídios para análises comparativas com relação aos resultados obtidos por meio de ensaios experimentais.

A relação não-linear entre o fluxo magnético que se estabelece no núcleo do transformador (B) e a respectiva intensidade de campo magnético aplicado (H), determina a característica normal de magnetização do núcleo, representada pelo laço de histerese, conforme anteriormente abordado. Como se sabe, as relações entre a tensão de alimentação dos transformadores e a respectiva densidade de fluxo são interdependentes e governadas por parâmetros geométricos e estruturais do núcleo. Desta forma, desprezando-se as quedas de tensão, que na operação vazio são determinadas apenas pela corrente de magnetização, é possível representar com boa aproximação a citada relação a partir da Lei da Indução de Faraday, expressa na equação (26) (OLIVEIRA, 1990).

$$V_P \cong N_P \frac{d\varphi}{dt} \quad (26)$$

Nesta equação clássica, tem-se que à tensão instantânea induzida no lado primário do transformador (V_P) é proporcional a variação do fluxo magnético (φ) que circula pelo núcleo, no tempo (t), e atravessa perpendicularmente o número de espiras (N_P) deste mesmo enrolamento primário.

A partir da equação (26), e admitindo-se uma tensão de alimentação com característica senoidal, a derivada do fluxo no núcleo pode ser obtida por meio das equações (27) e (28).

$$N_P \frac{d\varphi}{dt} = V_P \cdot \cos(\omega t + \theta) \quad (27)$$

$$\frac{d\varphi}{dt} = \frac{V_p}{N_p} \cos(\omega t + \theta) \quad (28)$$

Nestas condições, de forma genérica, a densidade de fluxo magnético no núcleo é dada pela equação (29).

$$B = b_0 + \frac{V_p}{\omega \cdot S \cdot N_p} \sin(\omega t + \theta) \quad (29)$$

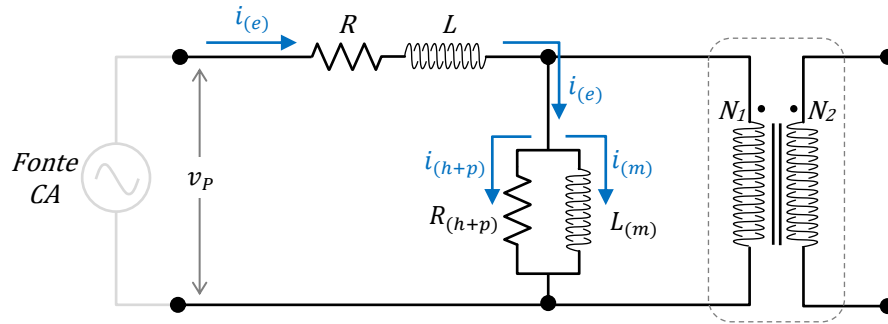
Onde:

- b_0 – densidade de fluxo médio no núcleo (componente CC);
- V_p – Tensão no enrolamento primário do transformador;
- ω – frequência angular;
- S – área da seção transversal do núcleo;
- N_p – número de espiras do enrolamento primário;
- θ – ângulo de fase da tensão de alimentação.

Conforme anteriormente abordado, a corrente de excitação consiste em uma componente fundamental e uma série de harmônicas ímpares. A componente fundamental pode ser decomposta em duas componentes: uma em fase e a outra atrasada 90° em relação à tensão V_p . A componente em fase fornece a potência absorvida no núcleo pelas perdas por histerese e por correntes parasitas. Quando esta componente de perdas no núcleo é subtraída da corrente total de excitação, o resultado é denominado corrente de magnetização, que compreende uma componente fundamental atrasada 90° em relação à V_p , junto com todas as harmônicas. Esta parcela é responsável pela magnetização do núcleo, sendo fundamental para produzir o fluxo magnético ordenado e possibilitar o surgimento de uma tensão elétrica nos terminais do enrolamento secundário (FITZGERALD, 2014).

A magnitude das duas parcelas da corrente de excitação do transformador não depende diretamente do nível de carregamento do transformador, ou seja, seus valores são praticamente os mesmos quando o transformador opera a vazio ou a plena carga. Para dispositivos eletromagnéticos com núcleos compostos por materiais ferromagnéticos, esta característica é não-linear e, portanto, a parcela de corrente associada apresenta distorções harmônicas.

A representação analítica da corrente de excitação pode ser obtida a partir do circuito equivalente do transformador operando a vazio. Neste circuito, o ramo magnetizante é composto por uma resistência e uma indutância em paralelo, conforme pode ser observado na Figura 107, considerando o modelo analítico das grandezas no domínio do tempo.

Figura 107 – Circuito equivalente monofásico do transformador real operando a vazio.

Fonte: adaptado de (FITZGERALD, 2014).

A resistência de perdas $R_{(h+p)}$ representa o efeito resistivo do núcleo magnético que produz as perdas dissipativas de histerese e parasita devido a corrente $I_{(h+p)}$ no enrolamento do transformador que está conectado a fonte. Esta corrente, de característica linear, é uma parcela constituinte da corrente de excitação $i_{(e)}$, determinada a partir da equação (30).

$$i_{(h+p)} = \frac{V_p}{R_{(h+p)}} \cos(\omega t + \theta) \quad (30)$$

De outro modo, a indutância em paralelo $L_{(m)}$ está associada a parcela magnetizante da corrente de excitação e, como destacado anteriormente, possui característica não-linear. Para determina-la é necessário, portanto, a definição de um modelo matemático que represente analiticamente a não-linearidade entre a força magnetomotriz (H) e a densidade de fluxo (B). Para tanto, foi adotado a modelagem proposta por Oliveira (1990), onde se considera a representação da curva normal de magnetização descrita matematicamente por meio de uma função contínua de natureza hiperbólica. Esta função apresenta grande precisão no equacionamento matemático do ciclo de histerese por conseguir modelar e descrever de forma satisfatória o comportamento dos materiais magnéticos expostos a campos magnéticos variáveis, contemplando as propriedades reversíveis e irreversíveis do ciclo.

Nestas condições, primeiramente, relaciona-se a dependência da força magnetomotriz total aplicada ao circuito magnético do transformador com a intensidade da corrente de magnetização $i_{(m)}$, como indicado na equação (31).

$$H = \frac{N_p \cdot i_{(m)}}{l} \quad (31)$$

Já a equação (32) descreve a função hiperbólica, relacionando a força magnetomotriz aplicada (H) e a densidade de fluxo no núcleo (B).

$$H = \alpha \cdot \sinh(\beta \cdot B) \quad (32)$$

sendo:

- H – intensidade de campo magnético aplicado;
- l – comprimento do circuito magnético.
- B – densidade de fluxo magnético;
- α, β – coeficiente de ajuste.

As constantes α e β podem ser obtidas por meio de um processo de ajuste iterativo da função hiperbólica à característica da curva normal de magnetização, que por sua vez, foi obtida por meio de ensaio experimental do material magnético empregado. A corrente de magnetização pode ainda ser representada pela equação (33), onde são explicitadas as parcelas senoidais e constante obtidas por meio da sua decomposição em série de Fourier.

$$i_{(m)} = \sum i_{(mh)} + I_{(m0)} \quad (33)$$

sendo:

- $i_{(mh)}$ – ordem fundamental e componentes harmônicas da corrente de magnetização;
- $I_{(m0)}$ – componente média da corrente de magnetização.

Admitindo-se a corrente de magnetização dada por meio da equação (33) e substituindo-se na equação (31), obtém-se a equação (34).

$$N_P \cdot \left(\sum i_{(mh)} + I_{(m0)} \right) = H \cdot l \quad (34)$$

Substituindo a equação (32) na equação (34), tem-se a equação (35).

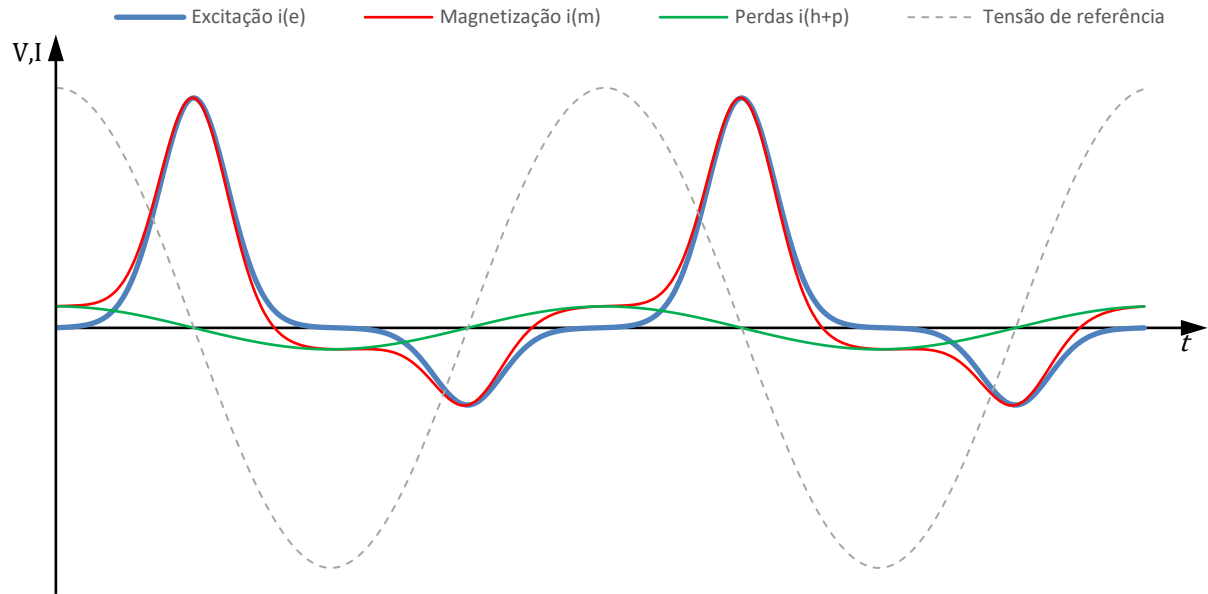
$$N_P \cdot \left(\sum i_{(mh)} + I_{(m0)} \right) = \alpha l \cdot \sinh(\beta \cdot B) \quad (35)$$

Compondo-se as equações (29) e (35) obtém-se finalmente a equação (36), que relaciona a corrente de excitação primária com a densidade de fluxo magnético no núcleo.

$$\left(\sum i_{(mh)} + I_{(m0)} \right) = \frac{\alpha l}{N_P} \sinh \left[\beta \left(b_0 + \frac{V_P}{\omega S N_P} \sin(\omega t + \theta) \right) \right] \quad (36)$$

A corrente total de excitação pode então ser obtida pela composição da parcela de corrente associadas as perdas dissipativas e a da parcela correspondente à magnetização, conforme apresentado na equação (37), bem como ilustrado na Figura 108.

$$i_{(e)} = i_{(h+p)} + i_{(m)} \quad (37)$$

Figura 108 – Corrente de magnetização e perdas compondo a corrente de excitação.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A equação (37) ainda pode ser demonstrada na forma detalhada, reunindo os desenvolvimentos matemáticos detalhados nas equações (30) e (36), resultando na equação (38), que considera o modelo matemático completo da corrente de excitação do transformador.

$$i_{(e)} = \frac{V_P}{R_{(h+p)}} \cos(\omega t + \beta) + \frac{\alpha l}{N_P} \sinh \left[\beta \left(b_0 + \frac{V_P}{\omega S N_P} \sin(\omega t + \theta) \right) \right] \quad (38)$$

A partir da equação (38), conhecendo-se as constantes de ajuste α, β , a resistência de perdas $R_{(h+p)}$ determinada em ensaios experimentais, os parâmetros geométricos do transformador N_P, l, S , e a possível injeção de componente contínua b_0 , é possível determinar a corrente de excitação $i_{(e)}$ do transformador.

Uma vez obtida a corrente $i_{(e)}$ no domínio do tempo, discretizada em intervalos de tempo Δt , a determinação das suas componentes harmônicas pode ser realizada por meio da série de Fourier discreta, como apresentado nas equações (39) e (40).

$$A_h = \frac{2}{T} \sum_{n=1}^N F(t) \cdot \cos(h\omega t) \Delta t \quad (39)$$

$$B_h = \frac{2}{T} \sum_{n=1}^N F(t) \cdot \sin(h\omega t) \Delta t \quad (40)$$

A amplitude e respectivo ângulo de fase da componente harmônica de ordem h do sinal são dadas pelas equações (41) e (42).

$$F_h = \sqrt{A_h^2 + B_h^2} \quad (41)$$

$$\varphi_h = \tan^{-1}\left(\frac{B_h}{A_h}\right) \quad (42)$$

Desta forma, o sinal original pode ser recuperado a partir da equação (43).

$$F(t) = \sum_{n=1}^N F_n \cdot \sin(h\omega t + \varphi_h) \quad (43)$$

5.5 SATURAÇÃO ASSIMÉTRICA NA CONFIGURAÇÃO TRIFÁSICA

Ao considerar uma unidade transformadora trifásica qualquer, admite-se que a mesma possa ser concebida sob diferentes arranjos magnéticos. Nestas condições, enquadram-se principalmente os transformadores constituídos por núcleos magnéticos independentes para cada fase (banco de transformadores monofásicos), e aqueles constituídos por um único núcleo de três ou de cinco colunas (núcleo envolvido ou núcleo envolvente, respectivamente).

A forte interação entre os fluxos magnéticos nos transformadores trifásicos com núcleo de três colunas faz com que os mesmos tenham comportamento distinto com relação aos bancos de transformadores monofásicos, sobretudo quando estão sujeitos a magnetização assimétrica. Por outro lado, nos transformadores trifásicos com núcleos de cinco colunas, as colunas externas tendem a oferecer um caminho magnético que cria condições operativas, em muitos casos, semelhantes às aquelas apresentadas pelos bancos de monofásicos.

Conforme amplamente discutido em Rossi (1996), para a conexão em estrela aterrada no lado da carga, em princípio qualquer padrão de distribuição de níveis de corrente contínuas entre as três fases pode ser fisicamente possível. Para estes casos de dupla excitação, os transformadores constituídos por banco de monofásicos e aqueles derivados de núcleos trifásicos de três colunas, apresentam comportamentos substancialmente diferentes quanto à forma de saturação assimétrica e suas consequências sobre o conteúdo harmônico das correntes de excitação.

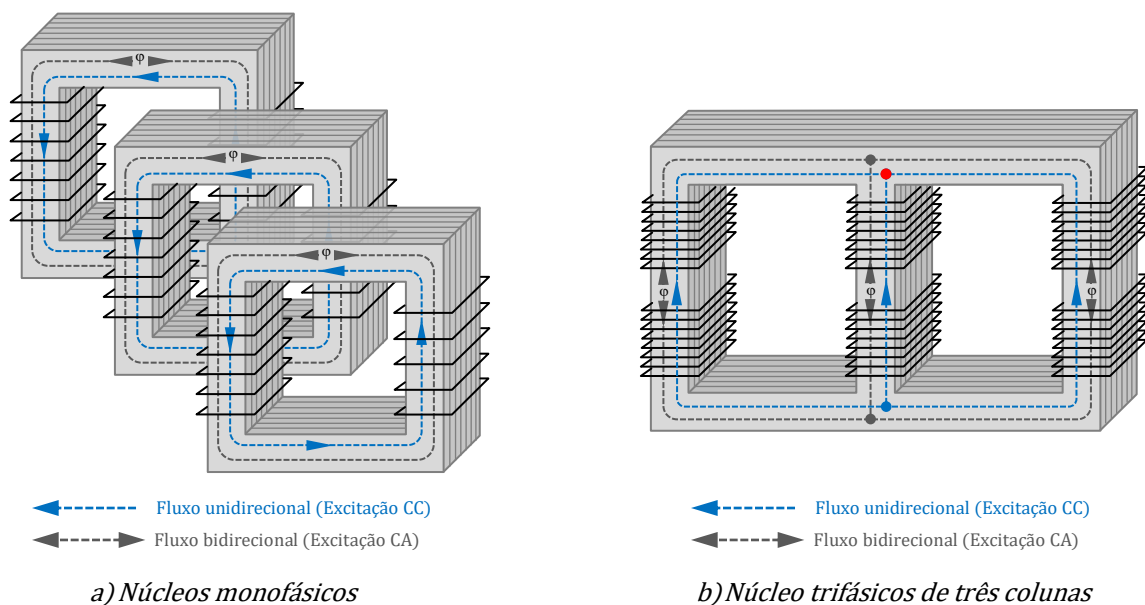
Particularmente, quando as excitações CC são idênticas nas três fases, qualquer que seja a conexão empregada no lado da fonte, constata-se que as unidades constituintes do banco de monofásicos se comportam de forma semelhantes quanto às amplitudes e ordens harmônicas

geradas na corrente de excitação. Admitindo-se que estas unidades possuem núcleos magnéticos idênticos, o processo de saturação assimétrica é rigorosamente o mesmo para cada unidade e as diferenças entre os espectros harmônicos das correntes de excitação primárias seguem os padrões impostos apenas pelo tipo de conexão empregada neste lado, seja triângulo ou estrela, ilustrado na Figura 109 (a).

Entretanto, em se tratando de um transformador constituído por um único núcleo trifásico de três colunas, o comportamento magnético combinado evita a ocorrência de saturação assimétrica provocada por componentes CC idênticas. Os fluxos magnéticos produzidos pelas componentes contínuas são iguais nas três fases e se compensam mutuamente no núcleo magnético, uma vez que o caminho magnético alternativo pelo ar apresenta uma alta relutância. Desta forma, pode-se concluir que os transformadores com núcleo de três colunas são praticamente imunes aos efeitos deste tipo de excitação CC, ilustrado na Figura 109 (b), e as alterações no conteúdo harmônico das correntes de excitação são substancialmente menores quando comparadas aos transformadores constituídos por banco de monofásicos.

Naturalmente é pouco provável que ocorra uma distribuição idêntica das componentes CC nas três fases pelo fato de que grande parte dos inversores de GDFV residenciais tem conexão bifásica com a rede elétrica, o que impõe algum grau de desequilíbrio de injeção CC entre as fases. Entretanto, baseado nas considerações apresentadas é possível concluir que, de um modo geral, os efeitos da dupla excitação em transformadores trifásicos de três colunas podem ser substancialmente atenuados.

Figura 109 – Influência da componente CC em diferentes arranjos magnéticos.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

6 ANÁLISE DA PROPAGAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

As distorções nas formas de onda de corrente e/ou tensão estão entre os principais problemas associados à qualidade da energia elétrica, razão pela qual recomenda-se a elaboração de estudos específicos no sentido não só de identificar as fontes geradoras de harmônicas, mas também investigar os mecanismos de propagação pelas redes elétricas. Estudos desta natureza podem auxiliar na solução ou predição de problema potenciais relacionados à propagação de harmônicas, mitigando-o e permitindo que o sistema, os equipamentos e os processos operem sem perda de desempenho e/ou redução considerável da estimativa de vida útil.

As modelagens disponíveis na literatura para análise de propagação de harmônicas podem ser divididas em dois grupos: modelagens no domínio do tempo e modelagens no domínio da frequência. A solução no domínio do tempo é realizada por meio de processos de integração em tempo discretizado, cuja estabilidade e precisão numérica dependem do tempo de cálculo adotado. Como os erros são cumulativos neste processo, a solução pode divergir caso o tempo de cálculo escolhido seja inapropriado. Já a solução no domínio da frequência é por natureza mais robusta, pois o processo resolutivo determina a resposta para cada frequência contida no sinal amostrado, de forma individual, utilizando-se técnicas fasoriais. As fontes não-lineares são representadas por meio de fontes de corrente harmônicas e os resultados finais são compostos com base no princípio da superposição de efeitos. Esta técnica requer menor tempo de solução e os erros não são cumulativos.

Neste trabalho, para investigar a propagação das componentes harmônicas na área de influência das instalações fotovoltaicas, foi utilizado um procedimento misto que agrega as funcionalidades dos simuladores no domínio do tempo com o auxílio de técnicas no domínio da frequência. Neste sentido, as harmônicas do sistema avaliado foram representadas como fontes de correntes, identificadas individualmente por cada frequência harmônica contida no sinal original, obtido durante a campanha real de medição, e a análise da propagação destas componentes pela rede elétrica foi avaliada no domínio do tempo. É neste contexto que foi conduzido o processo de simulação digital, considerando como principais propósitos: a determinação das componentes harmônicas das tensões nas barras de interesse, o fluxo de correntes harmônicas pelos principais trechos da rede CA e a identificação de possíveis ressonâncias série e/ou paralelas na área de influência das instalações fotovoltaicas.

6.1 PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO DIGITAL

O recurso analítico do sistema elétrico utilizando a plataforma de simulação digital no domínio do tempo é a metodologia mais realista para o estudo comportamental dinâmico da rede, devido a consideração acerca de todas as não-linearidades inerentes, sensível às variações de caráter transitório e regime permanente. Entretanto, análises no domínio do tempo solicitam grande esforço computacional e tempo de simulação consideravelmente longo com relação ao detalhamento requerido.

Assim, para a análise investigativa do sistema elétrico, os estudos foram conduzidos em um contexto teórico-experimental utilizando-se a plataforma computacional PSIM® (*Power Simulator*) para a realização das simulações no domínio do tempo. O PSIM é um software de simulação digital amplamente utilizado em processos de modelagem de sistemas elétricos por sua reconhecida capacidade em representar o comportamento do SEP com características idênticas às reais. E como tal, o PSIM utiliza um modelo lógico-matemático no qual são conduzidos os experimentos, permitindo fazer inferências sobre o sistema examinado e utilizar estas informações para prever comportamentos futuros da rede.

De forma complementar ao PSIM, foram desenvolvidas planilhas eletrônicas específicas, com o objetivo de detalhar as análises em regime permanente, no domínio da frequência, particularmente com respeito à composição das fontes harmônicas e determinação da distribuição sequencial das componentes harmônicas obtidas na simulação digital.

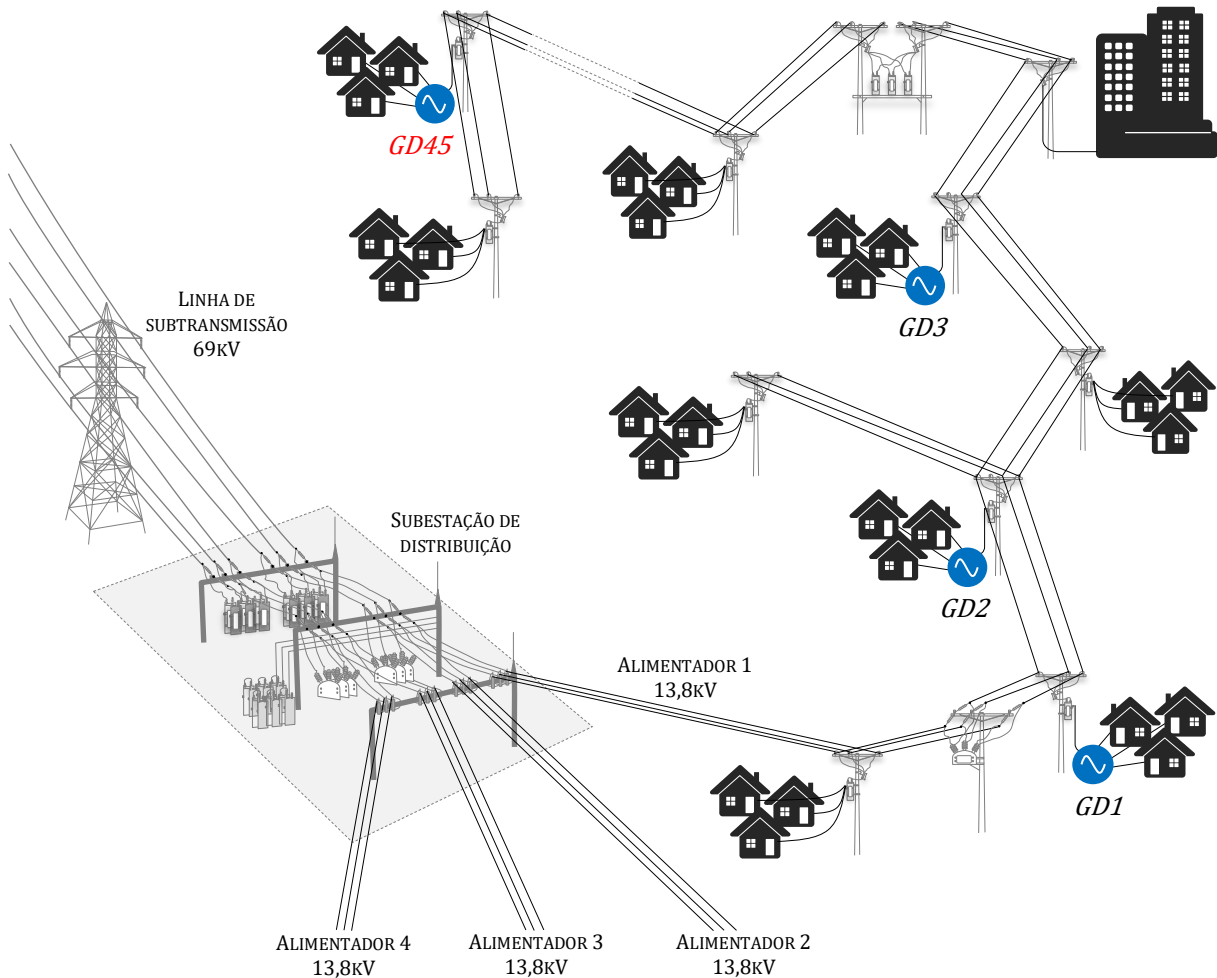
6.2 SISTEMA ELÉTRICO DE REFERÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DIGITAL

Para efeito de simulação digital, foi considerada uma estrutura de rede elétrica composta por uma subestação de distribuição com tensão de subtransmissão em 69kV na entrada, alimentando uma rede de distribuição em 13,8kV por meio de 4 circuitos alimentadores. O estudo analítico realizado neste trabalho é específico para o alimentador 1, conforme ilustrado na figura a seguir, sendo composto basicamente por 90 transformadores de diferentes potências padronizadas. Entre eles, adotou-se que a metade dos transformadores de potência alimentam instalações fotovoltaicas (50% de penetração de GDFV), cujo pico de produção energética destas plantas é equivalente a 80% da potência nominal dos transformadores.

Por questão de simplificação, admitiu-se que este conjunto de transformadores de potência instalados no alimentador 1 é composto apenas por unidades de 45kVA com o objetivo de utilizar apenas um ajuste hiperbólico para a curva de magnetização dos núcleos dos transformadores, uma vez que trata-se de uma avaliação preliminar de uma rede elétrica de

natureza genérica. A Figura 110 ilustra de forma simplificada o cenário do sistema elétrico há pouco descrito, adotado como referência na simulação digital.

Figura 110 – Sistema elétrico adotado como referência para simulação digital.



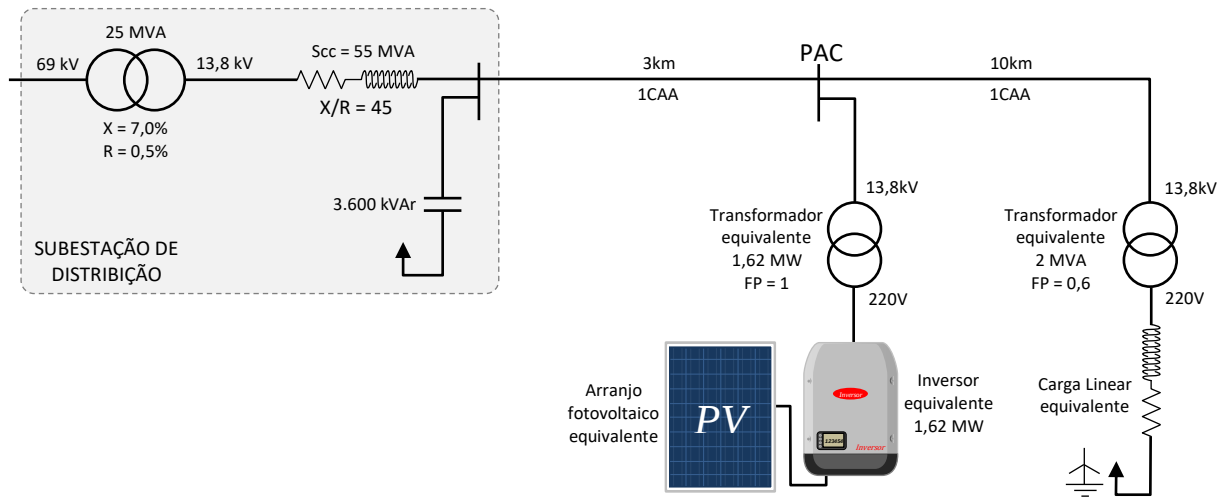
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O sistema implementado na plataforma de simulação digital foi reduzido a basicamente dois pontos de concentração de cargas. O primeiro representa o agrupamento de 45 transformadores de potência, dedicados a alimentação de cargas lineares conectadas à rede elétrica, totalizando aproximadamente 2MVA, com fator de potência médio de 0,6 indutivo. O outro agrupamento é composto por 45 transformadores de potência que atendem os sistemas de GDFV, totalizando 1,62 MW de potência-pico, que corresponde ao percentual de 80% da demanda dos transformadores associados a instalações fotovoltaicas.

Considerou-se ainda a instalação de 2 bancos de capacitores em derivação “shunt” de 1.800 kVAr cada, instalados no circuito de 13,8kV junto à subestação, cuja finalidade é prover

o suporte de reativos e auxiliar na regulação de tensão da rede de distribuição, sobretudo para aumentar a capacidade de fornecimento da subestação. A Figura 111 ilustra o circuito equivalente unifilar implementado no ambiente de simulação digital, indicando os respectivos parâmetros característicos do sistema analisado.

Figura 111 – Diagrama unifilar do sistema elétrico referência para simulação.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

6.2.1 Modelo representativo do inversor como fonte harmônica

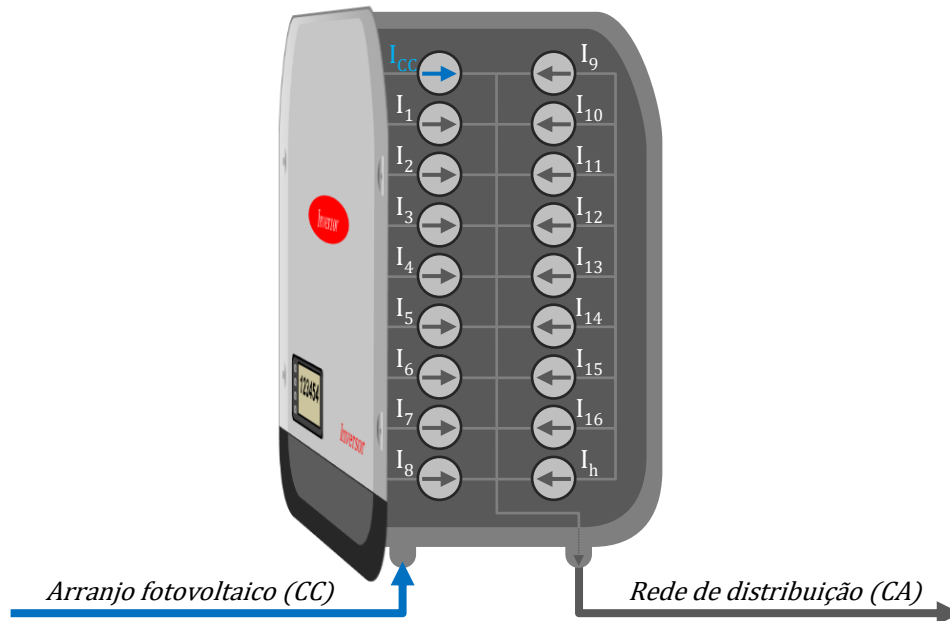
No que se refere exclusivamente à modelagem do inversor como fonte de frequências harmônicas, pode-se utilizar a metodologia de representação da sua não-linearidade por meio da reprodução do modelo do circuito original do equipamento ou por meio de fontes de corrente em paralelo. A utilização pelo modelo do circuito original do inversor exige uma descrição detalhada do circuito da carga que, normalmente, não é fornecida pelos fabricantes, por serem informações patenteadas e/ou de propriedade intelectual dos mesmos. Por outro lado, mesmo que estes dados fossem disponibilizados, a representação destas cargas por meio de modelos individualizados demandaria um grande esforço computacional nos estudos de propagação e impacto harmônico (OLIVEIRA, 2009).

No entanto, a representação da não-linearidade do inversor utilizando o modelo por fontes de corrente, ainda que simplificada, permite atender fielmente aos critérios de confiabilidade e qualidade dos resultados, possibilitando ainda um melhor desempenho nas simulações.

A Figura 112 faz a representação simbólica do inversor de GDFV por meio de fontes de corrente em paralelo, conforme o modelo de simulação, de forma que cada frequência

harmônica contida no sinal de saída é representada por uma fonte de corrente específica, além da componente CC.

Figura 112 – Representação do inversor de GDFV por fonte de corrente.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

No entanto, como se é de esperar, esta estratégia representativa tem como limitação a ausência de dinamismo do conteúdo harmônico produzido pelo inversor, uma vez que os valores de magnitude e frequência definidos em cada fonte de corrente são estáticos até o fim da simulação. Como se sabe, o conteúdo harmônico do inversor é sensível às variações da potência disponibilizada pelo arranjo fotovoltaico, como também pela alteração do conteúdo harmônico da tensão da rede de distribuição. A forma de onda da tensão elétrica pode ser alterada pela entrada/saída de uma carga perturbadora ou mesmo pela conexão/interação do próprio inversor com a rede. Este fato altera o parâmetro do sinal de amostragem do controle PWM (moduladora), demandando um processo iterativo de convergência e estabilização das grandezas elétricas, colocando o inversor em outra situação operacional. Neste contexto, outros estudos relacionados à penetração de harmônicas sinalizam que dentro de limites de distorções harmônicas inferiores a 10%, caso em que se verifica nesta aplicação, as variações no conteúdo harmônico são pouco significativas (IEEE 519/2014).

Adicionalmente, tem-se ainda que o espectro harmônico produzido pelos inversores fotovoltaicos comerciais diferencia-se conforme o modelo e o fabricante, como também pode ser impactado pelo critério de dimensionamento do inversor em relação ao arranjo fotovoltaico (Fator de Dimensionamento do Inversor – FDI), abordado no item 4.6 deste trabalho.

Assim, para que o cenário proposto seja coerente e realista, a simulação digital assumirá valores coletados a partir de medições e parâmetros reais de rede, na qual a presença dos sistemas de GDFV e os indicadores da rede encontram-se estáveis, em condição de regime permanente. De fato, o conteúdo harmônico injetado pelos inversores e os efeitos de sua propagação no sistema elétrico serão considerados dentro de uma janela de tempo, assim como o nível de carregamento da rede, que varia conforme a curva diária de carga. Por outro lado, como o enfoque desta análise é sobre a injeção de nível CC pelo inversor, deve-se ressaltar que a injeção desta componente sofre pouca alteração durante o seu funcionamento, validando esta metodologia analítica durante todo o ciclo operacional do inversor e para qualquer condição de carregamento da rede.

Assim sendo, a análise do sistema proposto é realizada de modo que a injeção de componentes harmônicas pelo sistema de GDFV não excede os limites estabelecidos pela norma ABNT NBR 16.149/2013, ciente que esses limites são frequentemente ultrapassados quando o inversor opera distante de sua potência nominal, conforme anteriormente abordado.

Para simplificar o processo de análise, considera-se o sistema elétrico com perfil trifásico equilibrado entre fases com intuito de concentrar o estudo somente em função do impacto harmônico e evitar os efeitos distintos produzidos pelo desequilíbrio. Dessa forma, apresenta-se na Tabela 13 os valores RMS por fase do conteúdo harmônico produzido pelos inversores de GDFV, com destaque para a injeção de componente CC no circuito de baixa tensão e seu correspondente limite normativo.

Tabela 13 – Conteúdo harmônico total por fase produzido pelos inversores de GDFV.

ORDEM HARMÔNICA	FREQUÊNCIA	CORRENTE RMS NA BAIXA TENSÃO	% EM RELAÇÃO À FUNDAMENTAL	LIMITE NORMATIVO (ABNT 16.149/2013)
CC	0	21,25 A	0,5%	0,5%
FUNDAMENTAL	60 Hz	4.251,14 A	100 %	–
3ª ORDEM	180 Hz	49,74 A	1,17 %	4,0%
5ª ORDEM	300 Hz	136,05 A	3,2 %	4,0%
7ª ORDEM	420 Hz	127,55 A	3 %	4,0%
11ª ORDEM	660 Hz	46,76 A	1,1 %	2,0%
13ª ORDEM	780 Hz	38,27 A	0,9 %	2,0%
17ª ORDEM	1.020 Hz	17,01 A	0,4 %	1,5%
19ª ORDEM	1.140 Hz	4,25 A	0,1 %	1,5%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

6.2.2 Modelo representativo do transformador sob saturação assimétrica

Com o objetivo de avaliar quantitativamente o efeito da saturação assimétrica do transformador de potência, considerou-se nesta análise um transformador trifásico padrão de referência, com potência nominal de 45kVA. A maioria dos transformadores utilizados em redes de distribuição possuem núcleos magnéticos trifásicos de três colunas. Como destacado no item 5.5 deste trabalho, neste arranjo magnético os efeitos da saturação assimétrica são atenuados, sobretudo quando as injeções CC são equilibradas entre fases. Considerando, pois, tais evidências, adotou-se como premissa simplificadora, o uso de unidades transformadoras trifásicas com núcleo envolvente (ou de cinco colunas), cujo comportamento se assemelha àquele observado para as unidades monofásicas, no sentido de evidenciar a relevância deste fenômeno no contexto deste trabalho.

Dessa forma, para subsidiar o modelo matemático proposto no Capítulo 5, adotou-se sob o ponto de vista quantitativo, os parâmetros elétricos obtidos por meio de ensaios experimentais, apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Parâmetros elétricos reais do transformador de potência analisado.

PARÂMETROS ELÉTRICOS DO TRANSFORMADOR	
POTÊNCIA NOMINAL	45 kVA
CONEXÃO DAS BOBINAS MT/BT	Delta/estrela
TENSÃO MT/BT	13.800/220 V
CORRENTE NOMINAL POR FASE NA MT/BT	1,09 A/ 118,09 A
LÂMINA MAGNÉTICA (AÇO ELÉTRICO)	Aço silício GO de 0,27mm
NÚMERO DE ESPIRAS MT/BT	4997 / 46
COMPR. MAGNÉTICO/SEÇÃO EFETIVA	926mm/ 63,65 cm ²
MASSA	107,7 kg
INDUÇÃO	1,629 T
PERDAS NO NÚCLEO	208,94 W
CORRENTE DE EXCITAÇÃO	2,31 %

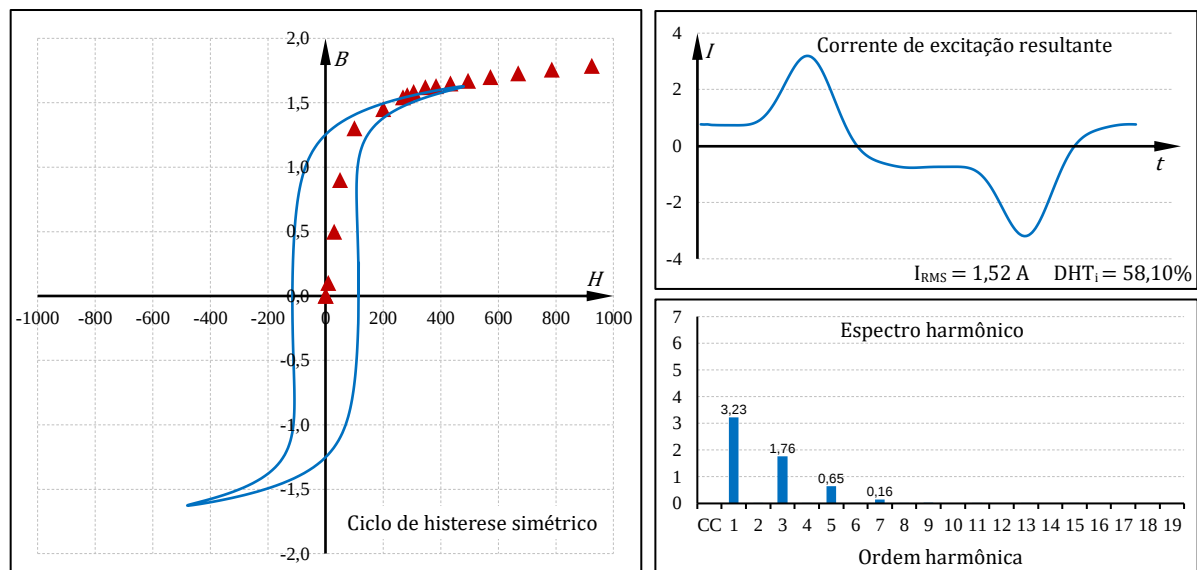
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A modelagem do efeito da saturação assimétrica sob o ponto de vista da geração de componentes harmônicas no transformador foi abordada de forma detalha no item 5.4 deste trabalho. Assim, baseado na metodologia proposta e nos resultados dos ensaios experimentais do transformador, realizados sem excitação CC, obteve-se os parâmetros elétricos para a

aplicação do modelo matemático, assim como a obtenção dos pontos da curva normal de magnetização para definição dos coeficientes de ajuste hiperbólico, fixados com valor de $\alpha = 0,28$ e $\beta = 5$, conforme estabelecido na modelagem matemática do transformador. Nestas condições, a representação analítica do laço de histerese é dada pela composição da corrente de excitação, também definida na modelagem matemática.

A Figura 113 ilustra os pontos colhidos nos ensaios experimentais a vazio (triângulos vermelhos) e o respectivo ajuste hiperbólico para composição da curva de histerese do transformador de potência considerado. A corrente de excitação associada a esta curva de histerese e o seu respectivo espectro harmônico são ilustrados de forma agrupada na mesma figura para uma melhor identificação do conteúdo harmônico produzido.

Figura 113 – Composição do ciclo de histerese pelo ajuste hiperbólico.



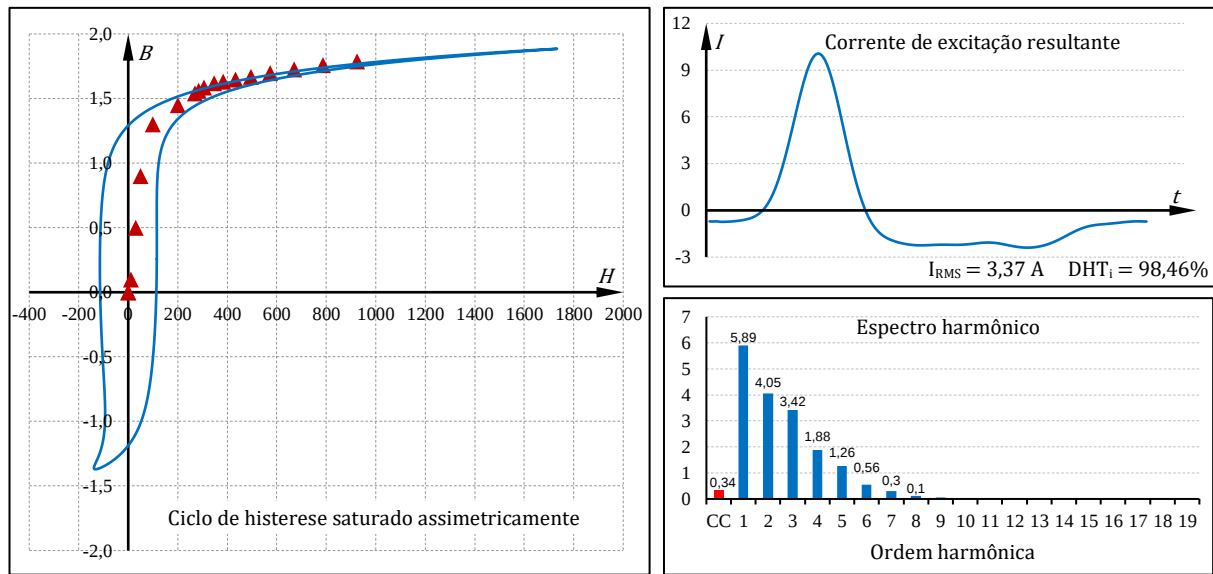
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Visando o processo de simulação, foi adotado um nível de injeção CC compatível com a expectativa limite prevista na norma ABNT NBR 16.149/2013, cujo valor máximo previsto é de apenas 0,5% da corrente nominal do inversor. Assim, aplicando os parâmetros resultantes do ensaio experimental do transformador de referência, representado pelos pontos triangulares em vermelho, tem-se a orientação comportamental do laço de histerese, obtido pelo ajuste hiperbólico.

Nestas condições, observa-se na Figura 114 o comportamento característico da corrente de excitação quando o núcleo está saturado assimetricamente, como também o seu respectivo espectro harmônico.

Comparando-se os dois cenários, é possível observar a amplificação do conteúdo harmônico produzido pelo núcleo assimetricamente saturado, além do agravante surgimento de ordens harmônicas pares, não características na rede elétrica, em decorrência da assimetria de meia onda na corrente.

Figura 114 – Composição ciclo de histerese saturado pelo ajuste hiperbólico.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Sob o ponto de vista trifásico, vale destacar que uma vez definido o arranjo magnético com núcleo de cinco colunas, o único fator relevante para compor das correntes magnetizantes na linha é apenas a forma de conexão elétrica das bobinas primárias. No caso em questão, admitiu-se a conexão convencional para redes de distribuição, notadamente, triângulo no primário e estrela aterrada no secundário.

Feitas as ponderações pertinentes a respeito do modelo analisado, assim como identificado o conteúdo harmônico produzido pelo transformador a vazio e o efeito gerado pela saturação assimétrica do núcleo, retoma-se à análise do sistema proposto, com carga, de forma que o conteúdo harmônico da corrente de excitação, avaliado há pouco, será incrementado à corrente elétrica demandada pelas cargas lineares e pela corrente injetada pelo sistema de GDFV, de forma a compor a corrente efetiva que circula pelo circuito de média tensão.

A Tabela 15 ilustra o espectro harmônico da corrente de excitação do transformador de 45kVA, quando excitado por uma corrente elétrica CC equilibrada entre fases correspondente a 0,5% da sua corrente de carga, destacando as ordens harmônicas pares por sua característica incomum nas redes elétricas.

Tabela 15 – Conteúdo harmônico na corrente na linha produzido pelos transformadores.

ORDEM HARMÔNICA	FREQUÊNCIA	CORRENTE RMS NA MÉDIA TENSÃO	% EM RELAÇÃO À FUNDAMENTAL
1	60	5,89	100%
2	120	4,05	69,07%
4	240	1,88	32,17%
5	300	1,26	21,49%
7	420	0,30	5,17%
8	480	0,11	1,88%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

6.3 RESSONÂNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

O aumento da eficiência da rede pode ser alcançado com a instalação de banco de capacitores para compensação da potência reativa e manutenção dos níveis de tensão no circuito distante da subestação. Nesta situação, a interação mútua do banco de capacitores com as indutâncias associadas da rede de distribuição define a frequência natural do sistema, sendo determinada pela frequência ao qual as reatâncias indutivas e capacitivas se igualam. Este ponto de cruzamento igualitário é denominado frequência de ressonância (f_R), basicamente definida na equação (44):

$$X_L = X_C \rightarrow \omega L = \frac{1}{\omega C} \rightarrow 2\pi f L = \frac{1}{2\pi f C} \rightarrow f_R = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (44)$$

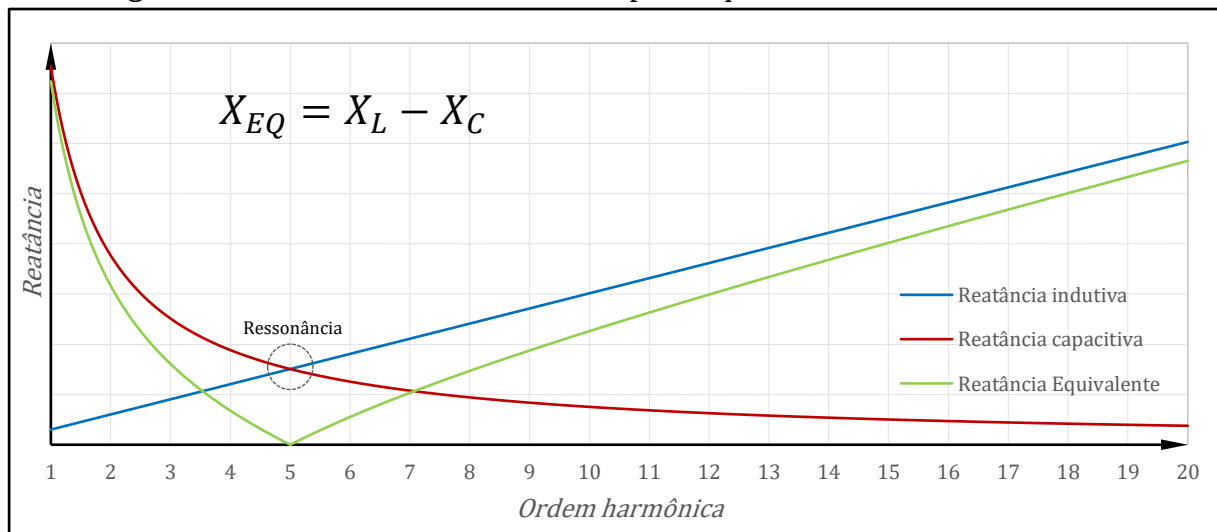
A excitação do sistema com a injeção de correntes harmônicas próximas ou igual à frequência de ressonância pode gerar altos níveis de tensões e/ou correntes ao longo do sistema de distribuição, sobrecarregando os ramos do circuito e impondo uma condição danosa de operação às cargas e aos equipamentos da rede, principalmente ao banco de capacitores. A instalação de bancos de capacitores na presença de harmônicas, por si só, já é uma preocupação constante, pois como a reatância capacitiva diminui com o aumento da frequência, o capacitor oferece um caminho de baixa impedância para correntes harmônicas, resultando em sobreaquecimento do banco, redução da expectativa de vida útil ou até mesmo a inutilização definitiva.

Esse efeito compensatório de energia entre as reatâncias indutiva e capacitiva resulta em um valor de impedância equivalente muito baixo, para o caso de ressonância série, ou assumir

valor muito elevado, para o caso de ressonância paralela. Na ressonância série, a impedância vista pela fonte é praticamente nula, tornando o circuito puramente resistivo para esta frequência.

Na prática, muitas vezes este fenômeno é explorado no sentido de constituir elementos de filtragem para determinadas componentes harmônicas do sinal. São os denominados filtros ressonantes os quais constituem uma das principais técnicas de mitigação de harmônicas nas redes elétricas. A Figura 115 tem compromisso de ilustrar o fenômeno da ressonância série, de forma ideal, como uma simples contribuição elucidativa.

Figura 115 – Ressonância série excitada por frequência harmônica de 5ª ordem.



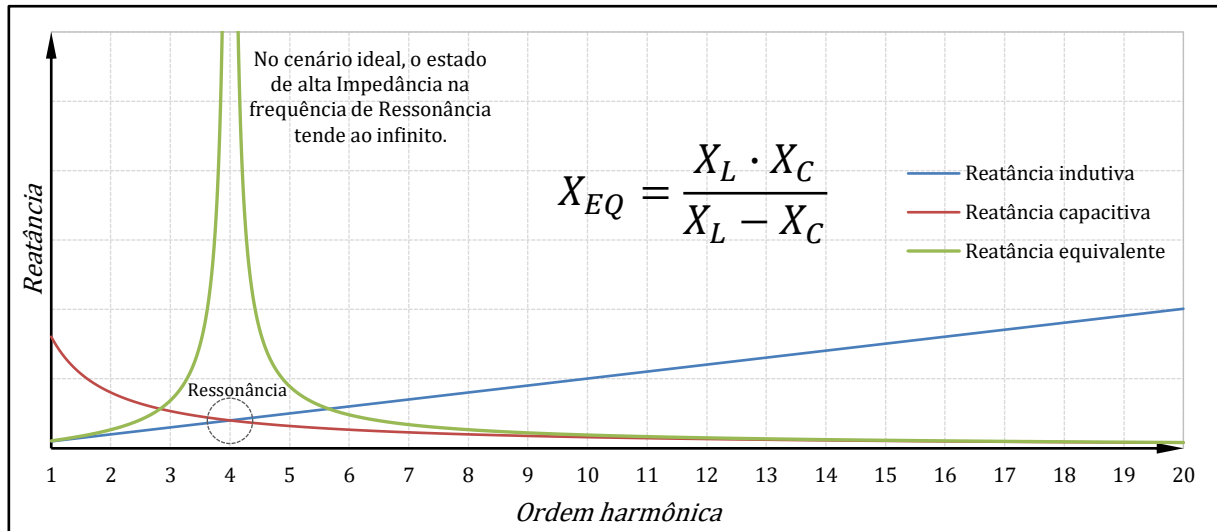
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Como o banco de capacitores é normalmente constituído por um conjunto de unidades capacitivas, o eventual comprometimento de qualquer uma destas unidades modifica o valor da impedância equivalente do banco, e conseqüentemente, altera a frequência natural da rede. Este deslocamento da frequência natural pode excitar a condição de ressonância em um cenário possivelmente não previsto no projeto de comissionamento do banco, caso a frequência harmônica de excitação esteja presente no circuito.

Já na ressonância paralela, as reatâncias indutiva e capacitiva estão em paralelo com a fonte não-linear. Neste caso, a formação do estado de alta impedância no circuito pode resultar na amplificação da corrente harmônica no circuito tanque e altos níveis de tensão no PAC, caso o circuito seja excitado por uma frequência produzida pelo sistema de GDFV ou por outra carga não-linear adjacente.

A Figura 116 ilustra o efeito da ressonância paralela de forma ideal, com destaque para o fenômeno de alta impedância na frequência de ressonância.

Figura 116 – Ressonância paralela excitada por frequência harmônica de 4ª ordem.



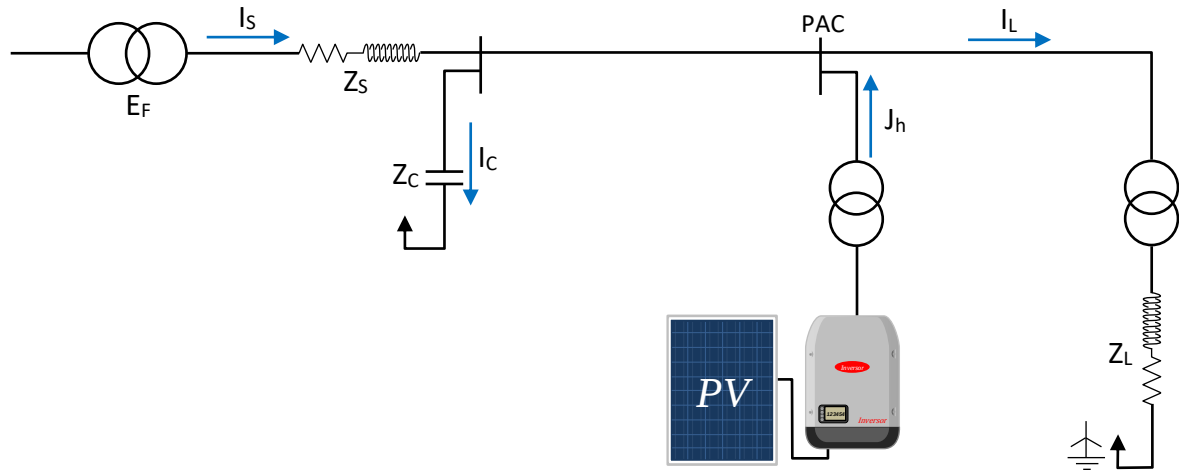
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na ressonância, a componente resistiva do circuito torna-se muito importante por atuar como agente limitador da corrente harmônica, amortecendo e minimizando os efeitos da sobrecorrente, tomando como exemplo a queima de fusíveis, desarme de disjuntores, comprometimento de capacitores, operação inadequada dos sistemas de proteção e sobreaquecimento de equipamentos elétricos e máquinas girantes.

6.3.1 Metodologia de apoio para identificação de ressonâncias

A identificação da ressonância no sistema proposto pode ser realizada por meio do método das transmitâncias e suas respectivas respostas em frequência. Este princípio está fundamentado na teoria da superposição de efeitos, possibilitando que seja investigada a influência de cada uma das frequências harmônicas produzidas pelo inversor de GDFV em função de algumas grandezas de interesse do sistema. Neste contexto, as relações de influência podem ser representadas mediante quatro transmitâncias, aqui denominadas Z, A, B e Y, calculadas para cada frequência harmônica em seu respectivo circuito equivalente.

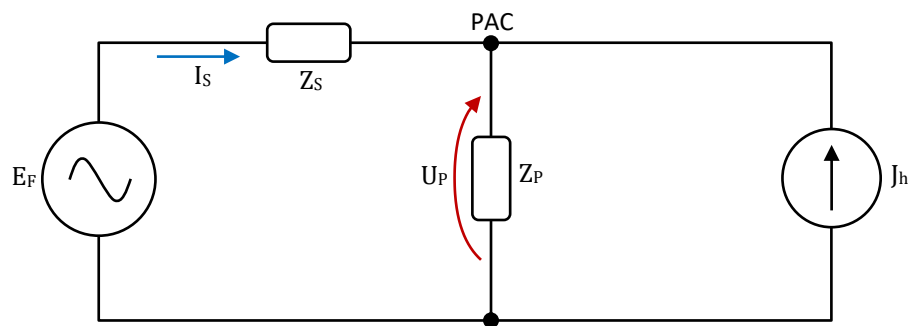
Para o cálculo das transmitâncias, considerou-se o circuito equivalente unifilar do sistema proposto, ilustrado na Figura 117, identificando as impedâncias e as correntes elétricas essenciais em cada ramal do alimentador (OLIVEIRA, 2009).

Figura 117 – Circuito equivalente unifilar do sistema elétrico proposto.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para a aplicação teórica do princípio da superposição, o efeito da não-linearidade produzida pelo inversor é representado por meio de fontes de correntes em paralelo, conforme anteriormente esclarecido, onde cada fonte representa uma frequência harmônica com valor de amplitude proporcional ao espectro gerado em condições reais de operação.

A Figura 118 ilustra o circuito unifilar da Figura 117, com sobreposição do modelo por fontes de corrente, considerando a impedância equivalente (Z_P) como o resultante paralelo das impedâncias do banco de capacitores (Z_C) e das cargas (Z_L), ambas com característica linear.

Figura 118 – Circuito simplificado equivalente do sistema elétrico simulado.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Inicialmente, realiza-se o equacionamento da corrente do sistema (I_S) e da tensão no PAC (U_P), cuja composição de ambas dependem simultaneamente da participação da corrente produzida pelo inversor (J_h) e da tensão de alimentação do sistema (E_F), conforme equações (45) e (46), formadas a partir do somatório da frequência fundamental e das contribuições individuais de cada parcela de excitação harmônica.

$$I_S = I_{S(J_h)} + I_{S(E_F)} \quad (45)$$

$$U_P = U_{P(J_h)} + U_{P(E_F)} \quad (46)$$

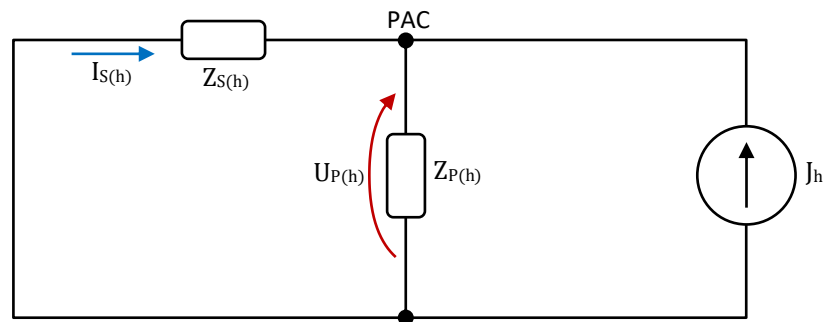
Sendo, respectivamente:

- $I_{S(J_h)}, U_{P(J_h)}$ – contribuições da fonte de corrente (J_h) na corrente (I_S) e na tensão (U_P);
- $I_{S(E_F)}, U_{P(E_F)}$ – contribuições da fonte de tensão (E_F) na corrente (I_S) e na tensão (U_P);
- h – Ordem harmônica ($f_h = h \cdot 60$).

Porém, como o objetivo é determinar o impacto harmônico produzido pelo inversor em relação às demais grandezas do sistema, a influência da fonte de tensão (E_F) contribui apenas com a componente fundamental, em 60 Hz, sendo considerada, dessa forma, uma fonte perfeitamente senoidal.

Os impactos da corrente harmônica (J_h) produzida pelo inversor sobre a tensão no ponto de acoplamento (U_P) e sobre a corrente do sistema (I_S) são relacionados na forma das transmitâncias Z e A , respectivamente, definidas em função dos valores das impedâncias do sistema (Z_S) e da resultante entre o banco de capacitores e as cargas (Z_P). Baseado no princípio da superposição, apenas o efeito da fonte de corrente (J_h) é considerada, anulando-se a fonte de tensão (E_F), conforme analisado na Figura 119.

Figura 119 – Análise de transmitâncias considerando apenas o efeito da fonte de corrente.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O equacionamento das transmitâncias no domínio da frequência é determinado de forma genérica pelas equações (47) e (48).

$$\frac{U_{P(jh)}}{J_h} = Z \text{ (transmitância } Z) \quad (47)$$

$$\frac{I_{S(jh)}}{J_h} = A \text{ (transmitância } A) \quad (48)$$

Sendo:

- Z : Influência da corrente (J_h) sobre a tensão (U_P), com unidade em ohms (Ω);
- A : Influência da corrente (J_h) sobre a corrente (I_S), com unidade adimensional.

Logo, para a determinação da transmitância Z , utiliza-se a relação entre (U_P) e (J_h), conforme equação (47), tendo como resultado desta relação entre tensão e corrente, uma impedância que corresponde ao equivalente da Figura 119, definido na equação (49).

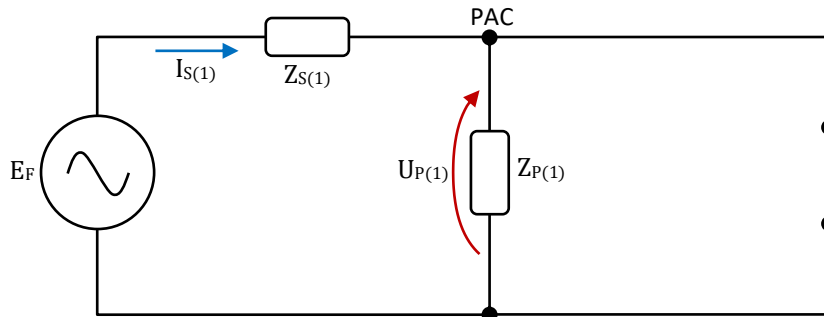
$$\frac{U_{P(jh)}}{J_h} = \frac{Z_P \cdot Z_S}{Z_P + Z_S} = Z \quad (49)$$

Para a determinação da transmitância A , utiliza-se a regra do divisor de corrente no circuito da Figura 119, tendo como resultado da relação entre duas correntes, um termo adimensional, conforme definido na equação (50).

$$I_{S(jh)} = \frac{J_h}{Z_S} \cdot \frac{Z_P \cdot Z_S}{Z_P + Z_S} \rightarrow \frac{I_{S(jh)}}{J_h} = \frac{Z_P}{Z_P + Z_S} = A \quad (50)$$

Os efeitos da tensão da fonte (E_F) sobre a tensão no PAC (U_P) e sobre a corrente do sistema (I_S) são relacionados na forma das transmitâncias B e Y , respectivamente, definidas em função dos valores das impedâncias do sistema (Z_S) e da impedância (Z_P). Baseado no princípio da superposição de efeitos, com base no circuito da Figura 118, apenas o efeito da fonte de tensão (E_F) será considerado, anulando-se o efeito da fonte de corrente (J_h), conforme ilustrado na Figura 120.

Figura 120 – Análise de transmitâncias considerando apenas o efeito da fonte de tensão.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O equacionamento das transmitâncias no domínio da frequência é determinado de forma genérica pelas equações (51) e (52).

$$\frac{U_{P(1)}}{E_F} = B \text{ (transmitância B)} \quad (51)$$

$$\frac{I_{S(1)}}{E_F} = Y \text{ (transmitância Y)} \quad (52)$$

Sendo:

- B: Influência da tensão (E_F) sobre a tensão (U_P), com unidade adimensional.
- Y: Influência da tensão (E_F) sobre a corrente (I_S), com unidade em ohms (Ω^{-1}).

Logo, para a determinação da transmitância B, utiliza-se a regra do divisor de tensão no circuito da Figura 120, tendo como resultado da relação entre duas tensões, um termo adimensional, definido na equação (53).

$$U_{P(1)} = \frac{Z_P}{Z_P + Z_S} V_{RMS} E_F \rightarrow \frac{U_{P(1)}}{E_F} = \frac{Z_P}{Z_P + Z_S} = B \quad (53)$$

Para a determinação da transmitância Y, utiliza-se a relação entre (I_S) e (E_F), conforme equação (52), tendo como resultado da relação entre corrente e tensão, uma admitância que correspondente ao equivalente da Figura 120, conforme definido na equação (54).

$$\frac{I_{S(1)}}{E_F} = \frac{1}{Z_P + Z_S} = Y \quad (54)$$

Observa-se que as transmitâncias A e B são idênticas, porém apresentam diferentes significados físicos. A transmitância A reflete o efeito da corrente (I_h), produzida pelo inversor, como uma parcela da corrente do sistema (I_S), enquanto que a transmitância B reflete somente o efeito da componente fundamental da tensão da fonte (E_F) sobre a tensão do ponto de acoplamento (U_P). As demais transmitâncias, Y e Z, refletem, respectivamente, o efeito da tensão da fonte (E_F) sobre a corrente do sistema (I_S), e da corrente (I_h) do inversor sobre a tensão no PAC (U_P) (RAVAGNANI, 2008).

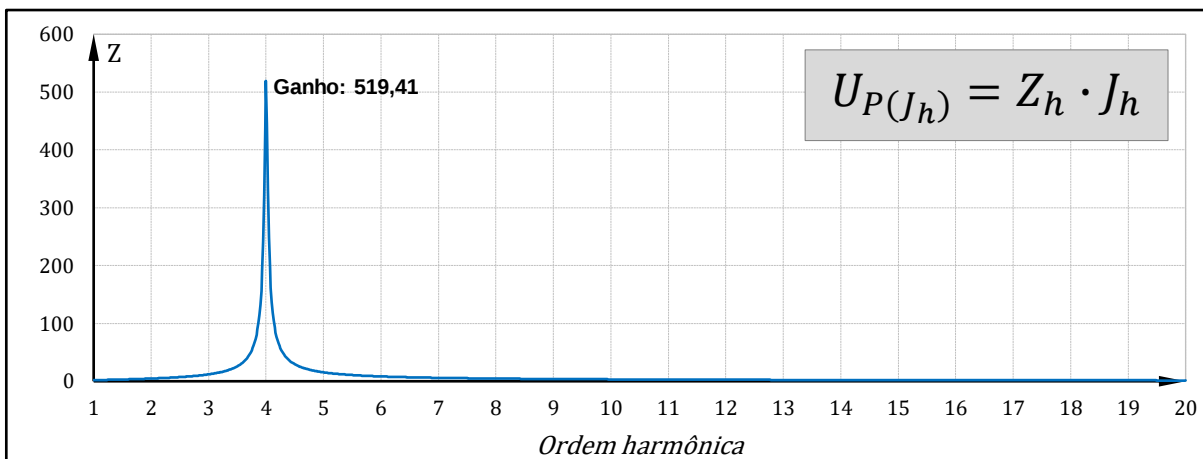
Por outro lado, verifica-se que todas as transmitâncias apresentam um denominador comum, dado pela soma das impedâncias do sistema (Z_S) com a impedância resultante entre o banco de capacitores e as cargas (Z_P). Em situações de ressonância, a reatância equivalente desta associação é nula e o denominador de todas as transmitâncias resume-se apenas à

resistência equivalente total, cujo valor é relativamente baixo. Nestas condições, as magnitudes de todas as transmitâncias podem ser bastante elevadas (OLIVEIRA, 2009).

6.3.2 Aplicativo computacional para identificação de ressonâncias

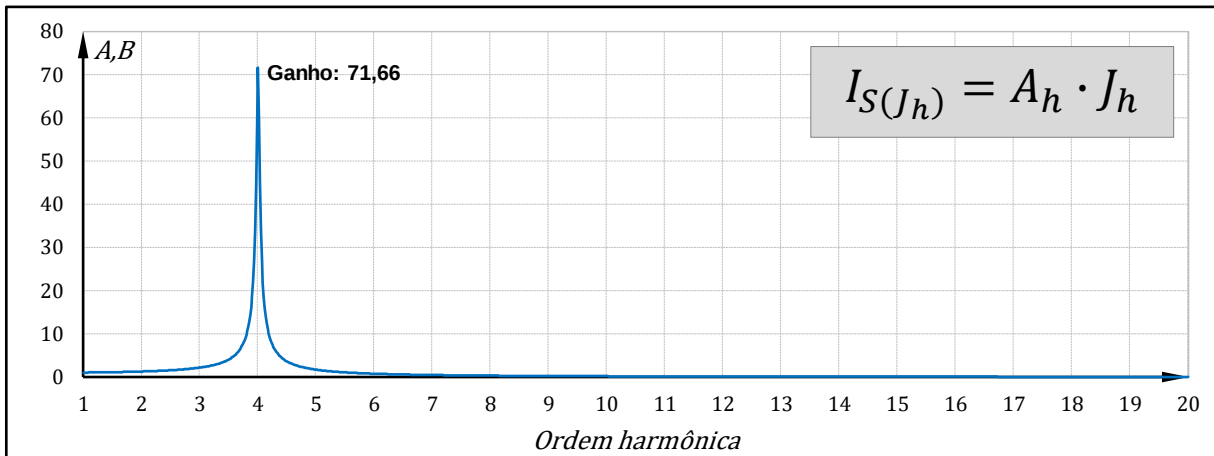
Para a aplicação do método das transmitâncias, utilizou-se um aplicativo computacional desenvolvido na plataforma Microsoft Excel, onde são realizadas as operações matemáticas necessárias para identificação das ressonâncias, conforme os dados e características do sistema proposto. O aplicativo computacional contribui para uma interação rápida, sistemática e elucidativa, por tratar-se de uma análise no domínio da frequência. Os resultados obtidos pelo método das transmitâncias são apresentados na Figura 121, cuja resposta em frequência do método aponta a ocorrência da ressonância paralela na frequência de 240 Hz, podendo ser excitado pela harmônica de 4ª ordem. Nessa condição, a tensão de 4ª ordem harmônica terá seu valor determinado por um ganho de 519 vezes o valor da corrente injetada.

Figura 121 – Efeito da ressonância paralela na tensão do banco de capacitores.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

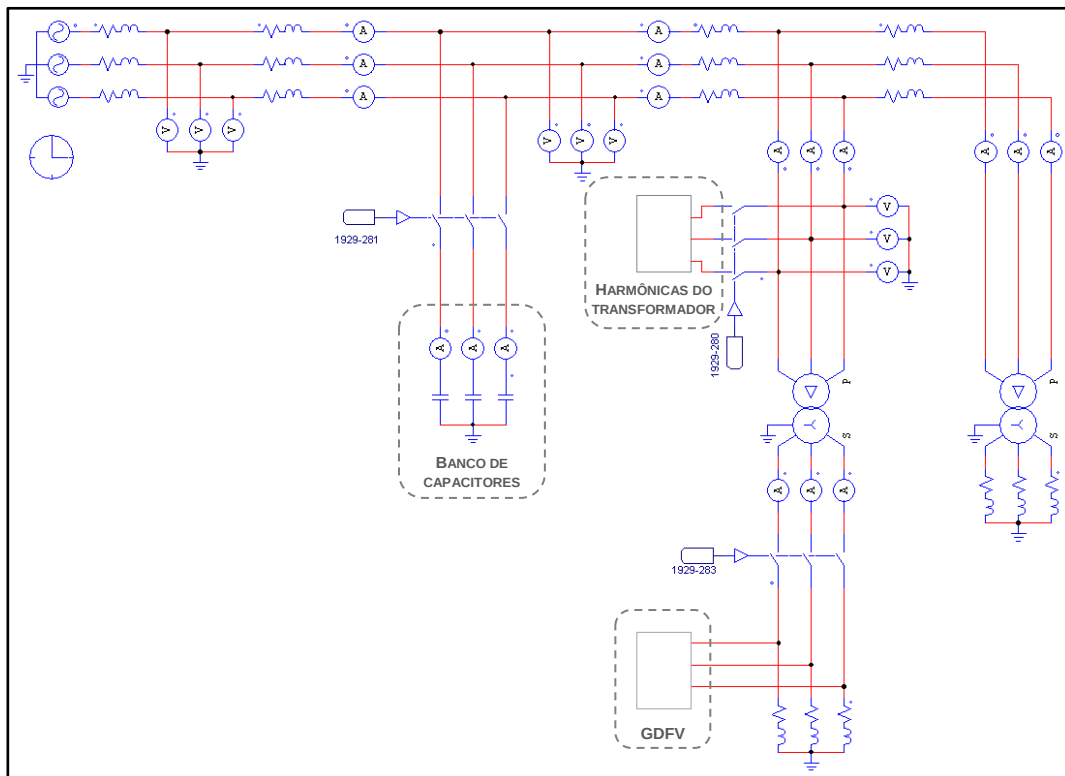
Já na resposta em frequência das transmitâncias para a corrente do sistema, apresentado na Figura 122, a seguir, tem-se como resultado a amplificação da corrente (I_s) motivada pela ocorrência de ressonância paralela. A frequência harmônica de 4ª ordem, que circula pelo circuito ressonante, possui fator de amplificação desta frequência em 71 vezes quando comparada com a frequência harmônica de 4ª ordem (frequência de excitação da ressonância) injetada pelo transformador saturado assimetricamente. Nesta figura também pode ser observado que as frequências harmônicas adjacentes à frequência de ressonância também sofrem alguma amplificação, porém em uma proporção muito menor.

Figura 122 – Efeito da ressonância paralela na corrente do sistema.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

6.4 IMPLEMENTAÇÃO DA REDE NA PLATAFORMA PSIM E SIMULAÇÕES

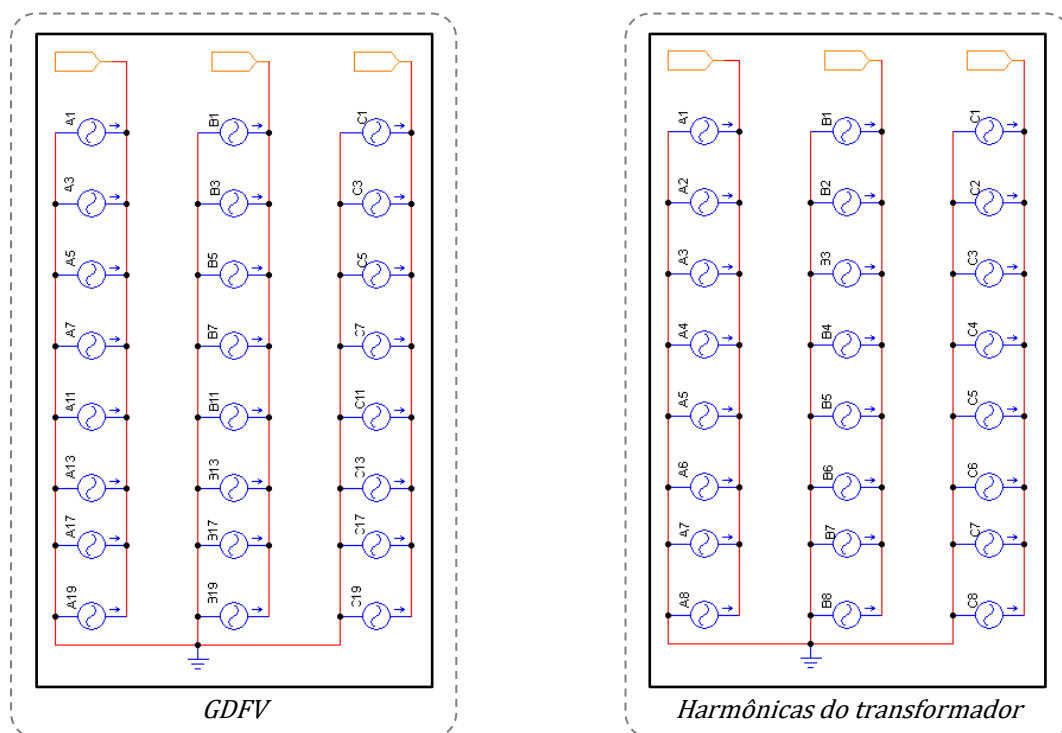
Para a realização dos estudos de propagação harmônica foram utilizados os modelos de componentes de rede disponíveis na biblioteca do aplicativo PSIM. A Figura 123, ilustra simplificada a forma de representação para os inversores, ou conjunto de inversores, do sistema de GDFV.

Figura 123 – Circuito equivalente implementado no *software* PSIM.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Como medida de compatibilização e organização de espaço no ambiente de simulação, as fontes harmônicas do transformador e do sistema de GDFV foram anexadas em forma de subcircuitos, como apresentado na Figura 124. Em cada subcircuito trifásico é possível identificar a ordem harmônica imposta à fonte de corrente, tomadas com base nos resultados obtidos nas campanhas de medição e ensaios experimentais, sendo posteriormente tratadas matematicamente pela técnica de Fourier no sentido de identificar não somente as suas amplitudes como também seus respectivos ângulos de fase.

Figura 124 – Alocação das fontes harmônicas em subcircuito no *software* PSIM.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O ponto de acoplamento do banco de capacitores no sistema elétrico é um fator importante na determinação da frequência natural da rede. Assim, para o processo de cálculo da frequência de ressonância, o banco de capacitores é colocado como referência para determinação de impedâncias a montante e a jusante do mesmo. Então, tem-se que a distância entre o banco de capacitores e a subestação é parâmetro de relevância devido sua contribuição direta na impedância de curto-circuito. Por outro lado, a distância entre o banco de capacitores e o sistema de GDFV não exerce grande influência para o cálculo da frequência de ressonância, mas sim em sua contribuição na geração e propagação de harmônicas no barramento.

A configuração de rede proposta pode ser comparada a um ramal convencional do sistema elétrico de distribuição, cujos principais parâmetros dos diferentes componentes são apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 – Principais parâmetros da rede de distribuição analisada.

PARÂMETROS DE REDE	VALOR
TENSÃO NOMINAL NO LADO PRIMÁRIO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	13.8kV
TENSÃO NOMINAL NO LADO SECUNDÁRIO DO SISTEMA DE GDFV	220V
CONEXÃO DOS ENROLAMENTOS DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA (MT/BT)	Delta/estrela aterrada
POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO DA SUBESTAÇÃO	55MVA
POTÊNCIA NOMINAL DO SISTEMA DE GDFV	2,025MW _p
ÍNDICE DE PENETRAÇÃO DE GDFV CONSIDERADA NA SIMULAÇÃO	50%
CARREGAMENTO LINEAR CONSIDERADO	2,025MVA
FATOR DE POTÊNCIA MÉDIO DAS CARGAS LINEARES	0,6
POTÊNCIA DO BANCO DE CAPACITORES	3.600kVAr
FREQUÊNCIA NATURAL DO ALIMENTADOR (RESSONÂNCIA)	240Hz (4ª ordem)
CABEAMENTO DO CIRCUITO DE DISTRIBUIÇÃO	1 CAA
DISTÂNCIA ENTRE A SUBESTAÇÃO E O PAC	3 km
COMPRIMENTO TOTAL DO CIRCUITO ALIMENTADOR	13 km

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Definido o modelo de análise e a base conceitual acerca do fenômeno da dupla excitação em transformadores de potência, apresenta-se a seguir a simulação digital do sistema proposto e a análise dos resultados em regime permanente de operação.

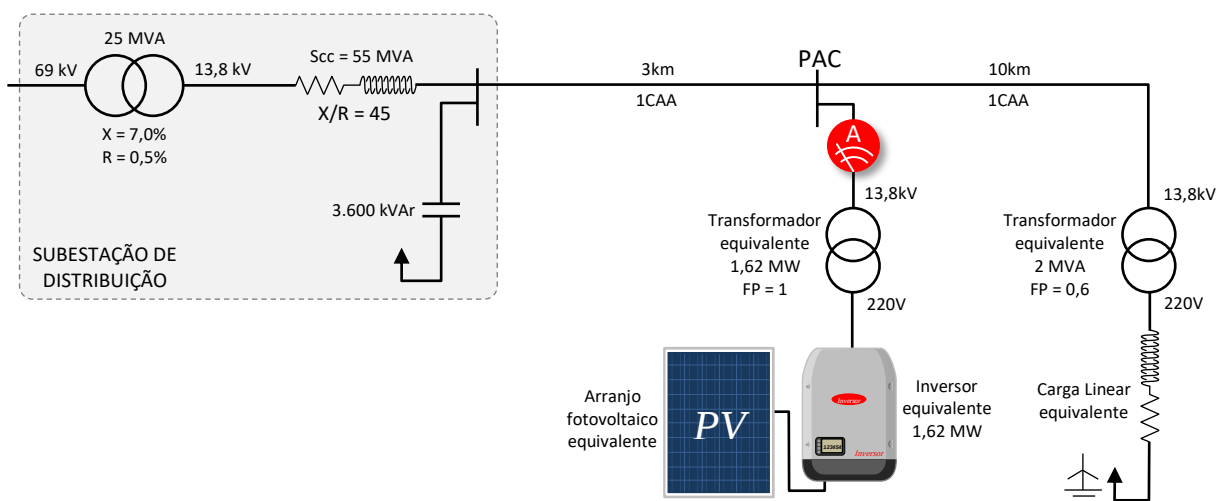
6.5 SIMULAÇÃO DIGITAL E ANÁLISE DOS RESULTADOS

O procedimento de análise é conduzido de forma a ilustrar as formas de onda e respectivo espectro de frequências, relacionados às tensões e correntes, avaliadas em cada ponto de interesse no sistema. Por considerar a rede elétrica como equilibrada entre fases, a apresentação dos resultados será realizada em somente uma das fases, considerando inicialmente a ausência de excitação CC pelos inversores de GDFV e, na sequência, a análise considerando a injeção de corrente CC, com valor de 0,5% da corrente nominal do inversor, com intuito de obter uma base comparativa mais consistente, assim como uma melhor percepção dos efeitos produzidos.

6.5.1 Análise da corrente do transformador e do sistema de GDFV

A Figura 125 recupera o circuito equivalente unifilar do sistema de distribuição proposto, destacando o ponto de medição e coleta de dados, como forma de obter o melhor mapeamento do processo analítico. Sendo assim, a análise inicia-se com a avaliação da corrente no circuito do transformador e do sistema de GDFV, em média tensão, devidamente ilustrado a seguir.

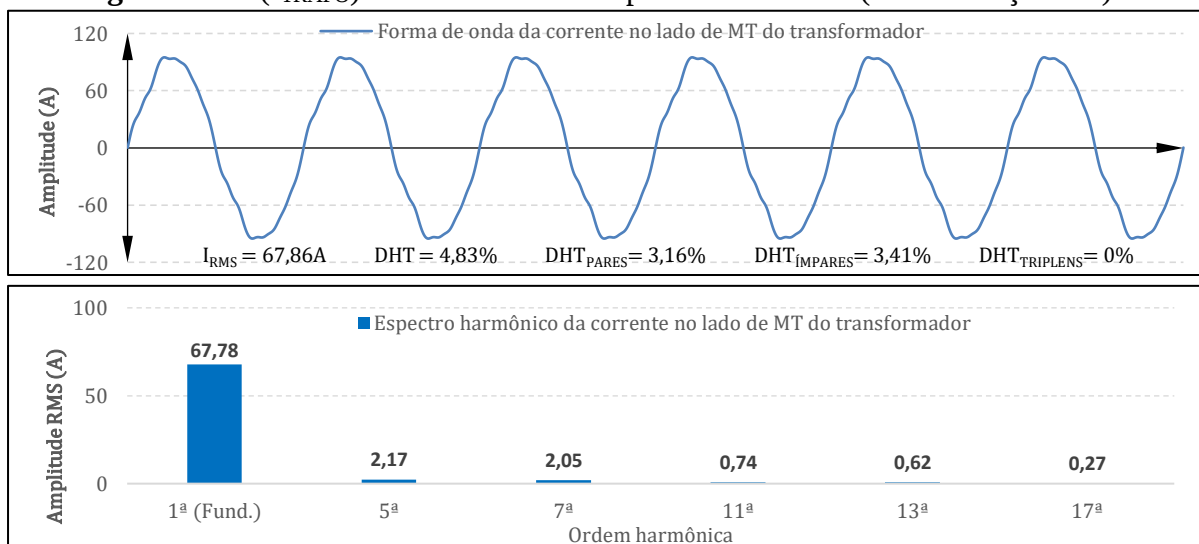
Figura 125 – (I_{TRAFO}): Ponto de medição e coleta de dados.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 126 ilustra a forma de onda e o espectro harmônico da corrente elétrica no lado de MT do transformador de potência, acoplado ao sistema de GDFV, considerando a ausência de excitação CC pelo inversor fotovoltaico.

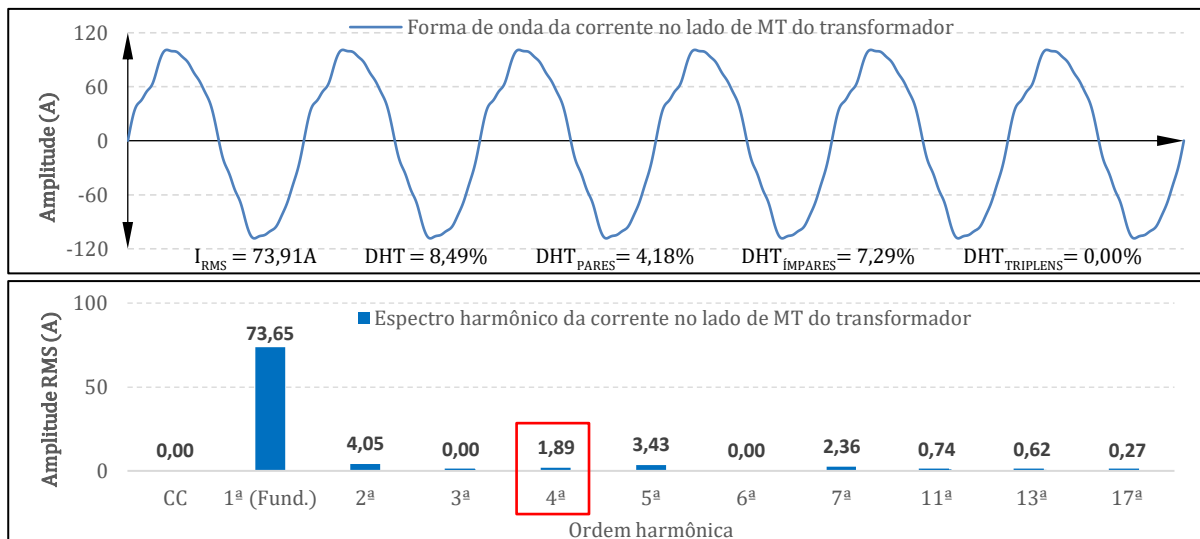
Figura 126 – (I_{TRAFO}): Forma de onda e espectro harmônico (sem excitação CC).



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 127 apresenta a forma de onda e o espectro harmônico da corrente elétrica observada no mesmo ponto da medição, porém, considerando a injeção de componente CC pelo inversor. Esta análise contribui para registrar o conteúdo harmônico integral injetado na rede.

Figura 127 – (I_{TRAFO}): Forma de onda e espectro harmônico (com excitação CC).



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A análise comparativa entre os dois cenários revela o surgimento de ordens harmônicas pares no espectro harmônico da rede de MT, por consequência da injeção de corrente CC no lado de BT do transformador, com destaque para a harmônica de 4ª ordem, responsável pela ignição dos efeitos da ressonância paralela no circuito.

Também é possível constatar a característica do transformador em impedir a transferência de sinais que não variam no tempo (conteúdo CC) para o circuito de MT, mantendo-os confinados no circuito de baixa tensão.

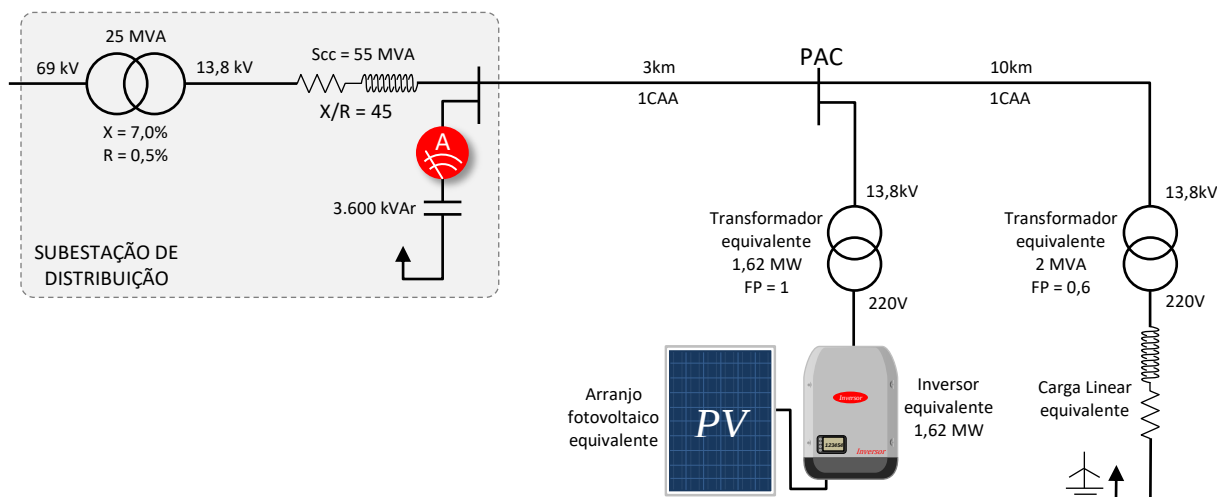
Observa-se também que as componentes harmônicas “triplens” (3ª e 6ª ordens) tem seus valores nulos por consequência da conexão dos enrolamentos do transformador (delta-estrela aterrada). Com o sistema equilibrado, as componentes de sequência zero, que possuem a mesma fase, direção e sentido, ficam confinadas na malha do enrolamento delta do transformador, no circuito de média tensão, não oferecendo um circuito alternativo para estas frequências harmônicas (OLIVEIRA, 2014).

Por último, verifica-se o aumento da componente fundamental e das demais ordens harmônicas comuns devido ao efeito de amplificação da corrente de excitação.

6.5.2 Análise da corrente no banco de capacitores

Seguindo a metodologia proposta, a Figura 128 reposiciona o ponto de medição e coleta de dados para avaliar a corrente elétrica do circuito do banco de capacitores, localizado na área limítrofe da subestação de distribuição.

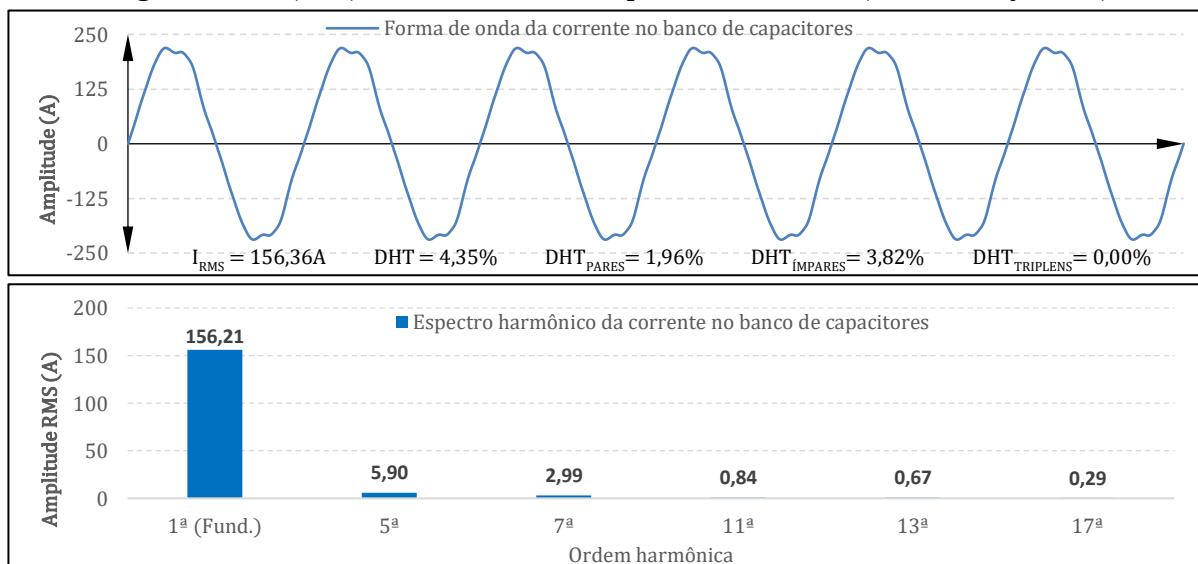
Figura 128 – (I_{CAP}): Ponto de medição e coleta de dados.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Dando seguimento, a Figura 129 retrata a forma de onda e o espectro harmônico da corrente elétrica no banco de capacitores, considerando nesta oportunidade a ausência de excitação CC no transformador pelo inversor, porém, respeitando a injeção de conteúdo harmônico característico da operação do inversor e do transformador.

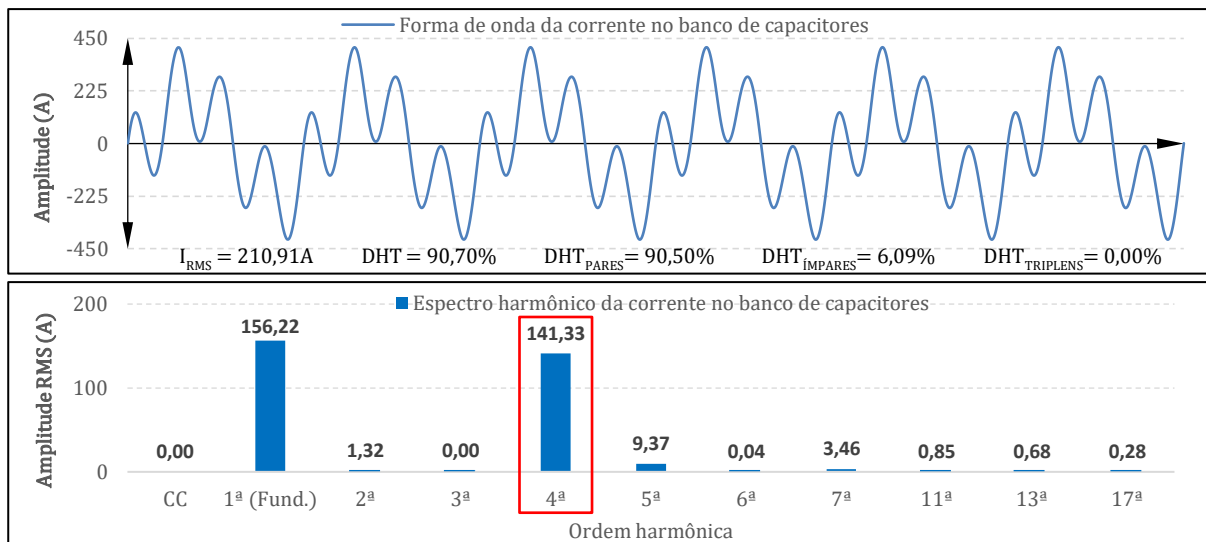
Figura 129 – (I_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sem excitação CC).



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 130 apresenta a forma onda e o espectro harmônico da corrente elétrica observada no mesmo ponto da análise anterior, porém, considerando a injeção de componente CC pelo inversor de GDFV. Observa-se, neste cenário, que a corrente drenada pelo banco de capacitores tem seu valor RMS substancialmente aumentado em decorrência da amplificação da frequência harmônica de 4ª ordem, como resultado da formação do estado de ressonância paralela no circuito.

Figura 130 – (I_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (com excitação CC).



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Conforme a norma internacional IEEE Std 18/2012 (*Standard for Shunt Power Capacitors*), que especifica os limites de sobrecarga para os capacitores de potência em derivação e conectados no sistema de distribuição, o valor RMS da corrente nominal, incluindo a frequência fundamental e as demais ordens harmônicas, não pode ultrapassar 135% da sua corrente nominal de operação. A determinação da corrente nominal do banco de capacitores é realizada com base em seus valores de potência e tensões nominais de operação, conforme calculado pela equação (55).

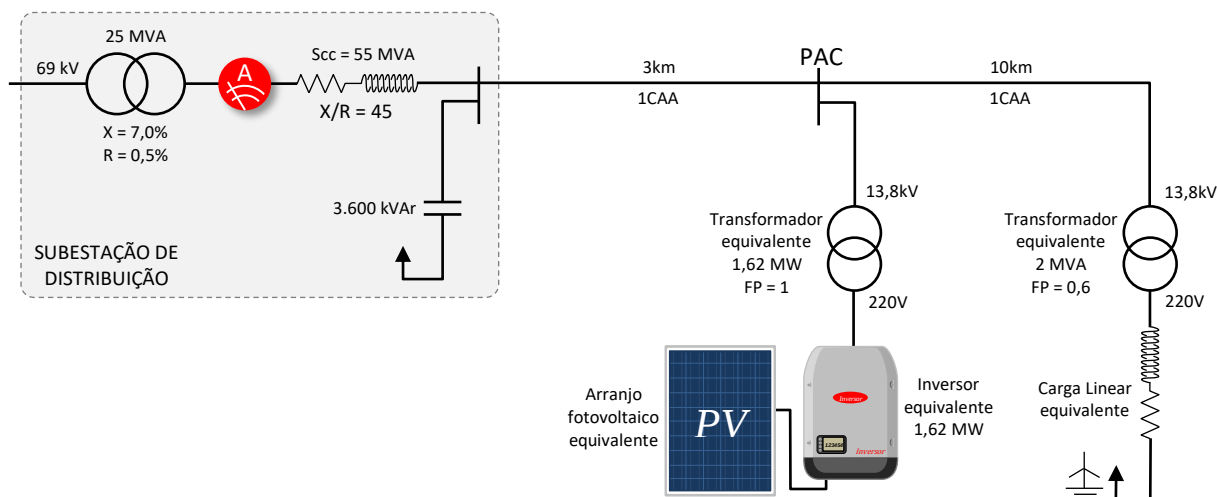
$$I = \frac{Q \text{ (kVar)}}{V \text{ (Volts)}} \rightarrow I = \frac{3.600}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 150,61 \text{ A} \quad (55)$$

Para o caso proposto, a corrente RMS no circuito do banco de capacitores chegou ao ápice de 210,91A, equivalente a 140% de sua corrente nominal. Caso a proteção não atue devidamente, o banco de capacitores fica sujeito a uma sobrecorrente que, no mínimo, pode acelerar o envelhecimento do mesmo devido à elevação da temperatura de operação.

6.5.3 Análise da corrente no alimentador

A Figura 131 ilustra o novo reposicionamento do ponto de medição e coleta de dados para avaliar as condições da corrente elétrica no circuito alimentador, a montante do banco de capacitores, no interior da subestação de distribuição.

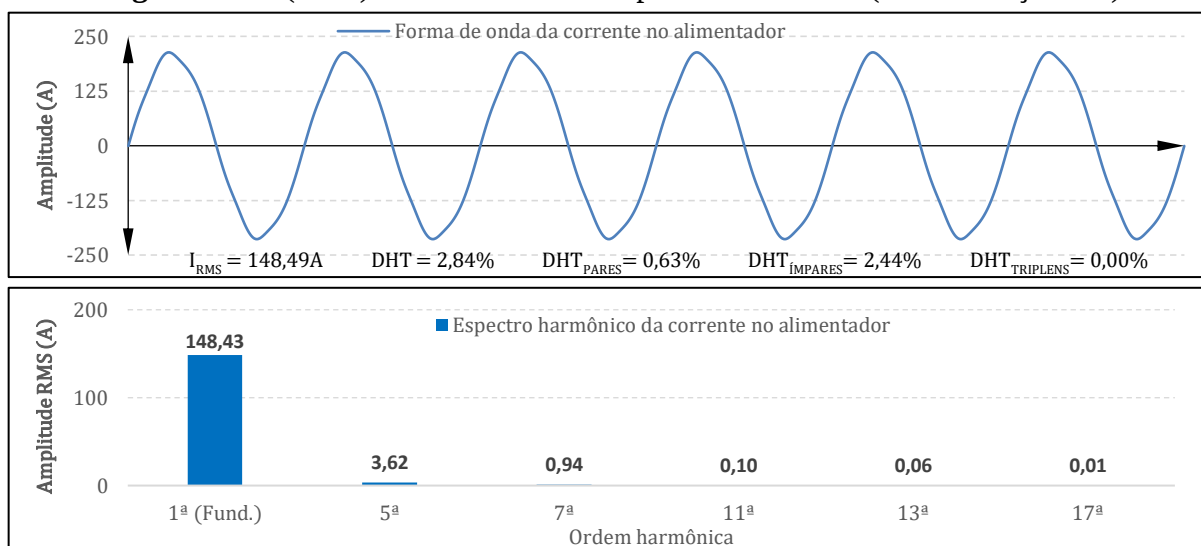
Figura 131 – (I_{ALIM}): Ponto de medição e coleta de dados.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na sequência, a Figura 132 demonstra a forma de onda e o espectro harmônico da corrente elétrica no circuito alimentador, considerando a ausência de excitação CC pelo inversor, entretanto, com a presença do conteúdo harmônico característico da operação conjunta do inversor e do transformador de potência, evidenciando a condição normal de operação da rede.

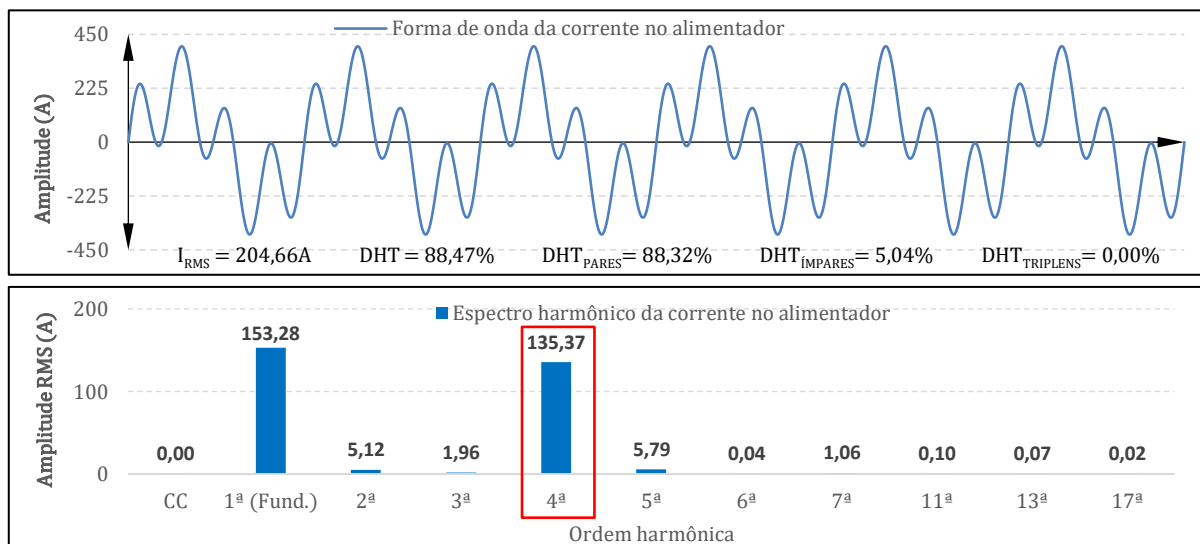
Figura 132 – (I_{ALIM}): Forma de onda e espectro harmônico (sem excitação CC).



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 133 exibe a forma de onda e o espectro harmônico da corrente elétrica observada na saída do circuito alimentador, considerando, além do conteúdo harmônico, a injeção de componente CC no transformador pelo inversor de GDFV.

Figura 133 – (I_{ALIM}): Forma de onda e espectro harmônico (com excitação CC).

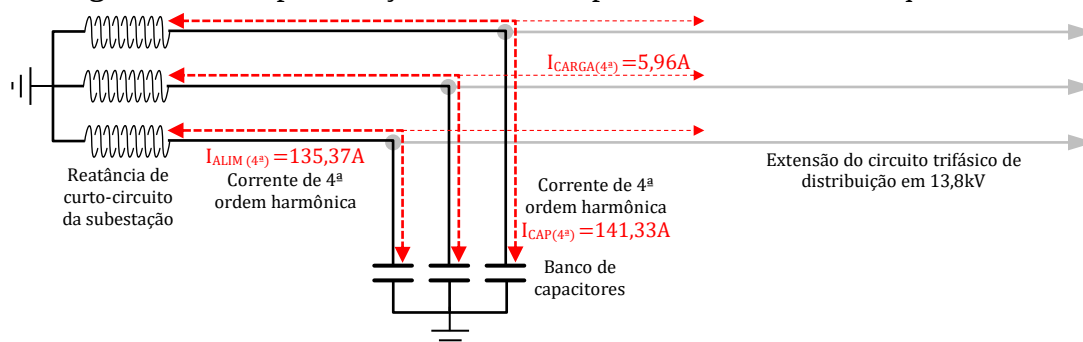


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nesta análise, os reflexos produzidos pela injeção de componente CC no transformador pelo inversor são bastante nítidos. A frequência harmônica de 4ª ordem, injetada na rede pelo transformador saturado assimetricamente, realiza a ignição do estado de alta impedância na rede, que resulta na amplificação da harmônica de 4ª ordem no circuito tanque ressonante.

No sistema proposto, o circuito tanque ressonante está a montante do banco de capacitores, no interior da subestação de distribuição, sendo formado pelo próprio banco de capacitores, pelos elementos indutivos que constituem a reatância de curto-circuito da subestação e pelo circuito trifásico que os interligam, conforme demonstra a Figura 134.

Figura 134 – Representação trifásica simplificada do circuito tanque ressonante.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A diferença entre as parcelas das correntes I_{ALIM} e I_{CAP} , de 4ª ordem harmônica, ilustradas na figura anterior, é exatamente a corrente elétrica que o banco de capacitores troca com as demais reatâncias indutivas conectadas a jusante do mesmo, por fazerem parte da composição da impedância equivalente do sistema, porém, fora do circuito tanque ressonante.

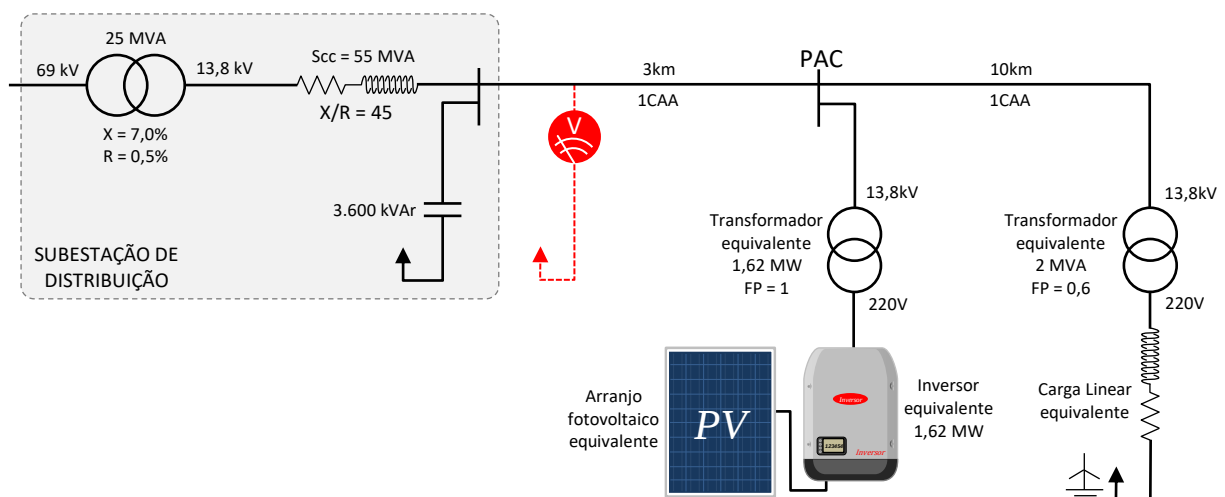
O resultado da análise demonstra que na condição de ressonância, o banco de capacitores e a reatância de curto-circuito da subestação trocam grandes blocos de energia entre si, essencialmente composta pela corrente elétrica de 4ª ordem. Esta corrente harmônica se manifesta no circuito tanque ressonante em decorrência da tensão elétrica de mesma ordem aplicada ao circuito, sendo que esta foi originalmente gerada pela queda de tensão causada pela presença da harmônica de 4ª ordem, injetada pelo transformador assimetricamente saturado, sobre a impedância equivalente do sistema. Esta abordagem também foi tratada, com maior riqueza de detalhes, no item 2.4.6 deste trabalho.

Assim, fora do circuito tanque ressonante, a corrente elétrica que circula pela extensão do alimentador não é impactada pela condição de ressonância, cuja forma de onda apresenta as mesmas características daquela apresentada na Figura 132.

6.5.4 Análise da tensão no banco de capacitores

A Figura 135 mostra o reposicionamento do ponto de medição e coleta de dados para avaliar as condições da tensão elétrica no banco de capacitores, na relação fase-terra.

Figura 135 – (V_{CAP}): Ponto de medição e coleta de dados.

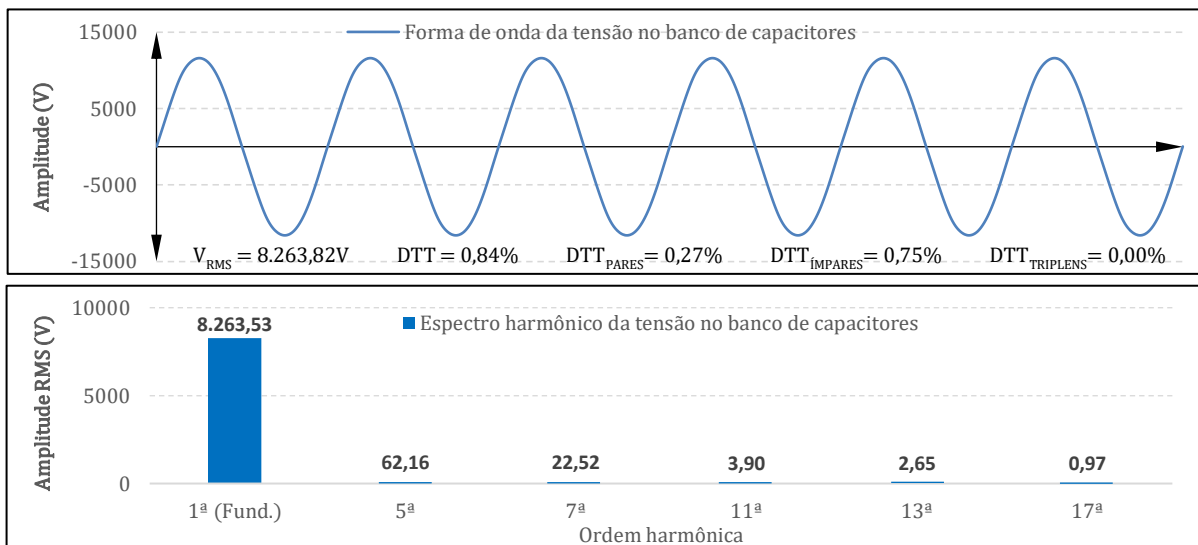


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Seguindo a mesma linha, a Figura 136 expõe a forma de onda e o espectro harmônico da tensão elétrica no banco de capacitores, inicialmente considerando a ausência de excitação CC

pelo inversor, porém, contando com o conteúdo harmônico naturalmente produzido pelo inversor e pelo transformador de potência.

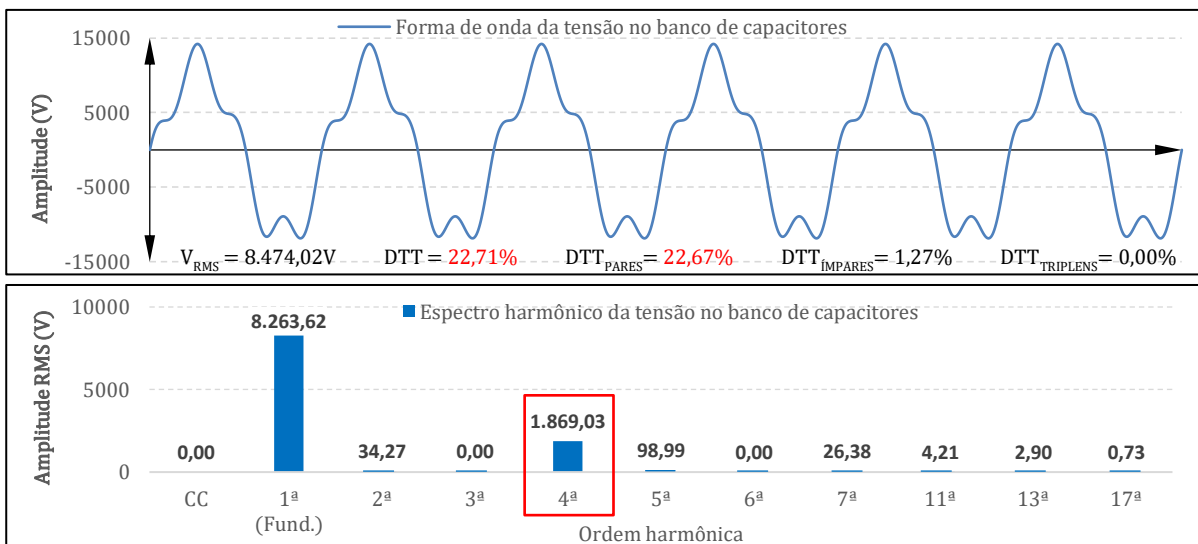
Figura 136 – (V_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sem excitação CC).



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por fim, a Figura 137 exibe a de forma onda e o espectro harmônico da tensão elétrica observada no alimentador, próximo ao banco de capacitores, considerando a injeção de componente CC pelo inversor de GDFV, além do conteúdo harmônico naturalmente produzido pelo inversor e pelo transformador de potência.

Figura 137 – (V_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (com excitação CC).



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na Figura 137 pode-se observar que a forma de onda da tensão no banco de capacitores é fortemente impactada no estado de ressonância, alcançando o nível de Distorção Total de Tensão DTT = 22,71%, assim como o nível de distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3, DTT_{PARES} = 22,67%, excedendo criticamente o limite normativo de 8% e 2%, respectivamente (ANEEL, 2018).

A norma IEEE Std 18/2012 estabelece recomendações e medidas mitigadoras a serem consideradas na operação dos bancos de capacitores em derivação, conectados à rede de distribuição de energia elétrica, além de especificar as condições nominais de operação e fixar os limites toleráveis de sobrenível destes equipamentos.

Apresenta-se na Tabela 17, o confronto dos resultados obtidos na simulação digital com os respectivos limites admissíveis com o objetivo de avaliar as condições operacionais diante da condição vigente de ressonância paralela.

Tabela 17 – Avaliação dos parâmetros elétricos do banco de capacitores na ressonância.

GRANDEZA ELÉTRICA	VALOR NOMINAL	LIMITE ADMISSÍVEL	LIMIARES	VALOR REAL MEDIDO	CONDIÇÃO
TENSÃO RMS (V)	7.967,43 (13.800/ $\sqrt{3}$)	110%	8.764,18 ($V_{RMS} * 1,10$)	8.474,02	OK
TENSÃO PICO (V)	11.267,65 ($V_{RMS} * \sqrt{2}$)	120%	13.521,18 ($V_{PICO} * 1,20$)	14.196,19	EXCEDIDO
CORRENTE RMS (A)	150,61 (3.600/(13.800 * $\sqrt{3}$))	135%	203,33 ($I_{RMS} * 1,35$)	210,91	EXCEDIDO
POTÊNCIA (kVAR)	3.600 ($V_{RMS} * I_{RMS} * 3$)	135%	4.860 ($P_{NOMINAL} * 1,35$)	5.361,77	EXCEDIDO

Fonte: IEEE Std 18/2012 (Standard for Shunt Power Capacitors)

A presença de harmônicas no sistema elétrico pode representar alteração nos valores de pico e eficaz da tensão de alimentação, sujeitando os bancos de capacitores a esforços dielétricos e térmicos acima das condições previstas em projeto. Observa-se na tabela 17 que três dos quatro parâmetros elétricos do capacitor tiveram seus limites operacionais superados por esta razão.

Para a tensão aplicada está previsto o limite de 110% do valor eficaz da tensão nominal (V_{RMS}), considerando que o valor de pico da tensão ($V_{RMS} \cdot \sqrt{2}$) não exceda a margem de 120%, incluindo a presença de harmônicas. Observa-se que o limite normativo para tensão de pico é superior ao limite estipulada para a tensão RMS, de modo que algum nível de distorção harmônica na forma de onda é esperado. Entretanto, essa condição depende fundamentalmente

das ordens harmônicas presentes ou predominantes na forma de onda da tensão elétrica, uma vez que harmônicas de baixa ordem contribuem, normalmente, para condições operacionais mais críticas, o contrário ocorrendo para harmônicas de ordem elevada.

Como se sabe, os principais fatores que contribuem para a redução da vida útil do banco de capacitores é o sobrenível de estresses elétrico e térmico sobre o equipamento. O nível de estresse está associado ao valor de pico e RMS da tensão de alimentação imposta ao banco de capacitores, de forma que o sobrenível destes parâmetros atua como acelerador da degradação do sistema de isolamento (dielétrico) entre as placas das unidades capacitivas.

Já a temperatura é influenciada pelo nível de corrente RMS que circula no banco de capacitores, sendo agravada pela ação do conteúdo harmônico, devido ao aumento causado no valor RMS da corrente, elevando a temperatura do mesmo e, conseqüentemente, acelerando a degradação do dielétrico e reduzindo o tempo estimado de vida útil. A robustez construtiva do capacitor considera o limite de 135% do valor eficaz da corrente nominal (I_{RMS}), conforme especificação normativa, já prevendo a eventual presença de frequências harmônicas na rede.

Com relação à potência reativa em regime contínuo de operação, a norma IEEE 18/2012 especifica que o banco de capacitores não deve superar o limite de 135% de sua potência nominal. Este parâmetro contempla os efeitos combinados da corrente e tensão elétrica, cujos valores individuais possam ser inferiores ao especificado, porém, quando associados, poderiam superar o limite de suportabilidade do equipamento. Apesar de serem construídos para suportar tensões e correntes com algum sobrenível em relação às suas especificações nominais, a análise demonstra que na condição de ressonância, a tensão no banco de capacitores excede com folga o limite de sobrenível admissível, podendo resultar na provável atuação de suas proteções, ou na falha desta, à degradação precoce ou comprometimento total de uma ou mais unidades capacitivas por consequência do estresse adicional imposto ao dielétrico.

Em suma, os parâmetros nominais do banco de capacitores, especificados pelo fabricante, devem ser equivalentes àqueles ao qual está submetido efetivamente no sistema elétrico, levando-se em conta a influência do próprio capacitor na rede. O fato é que em alguns sistemas pode existir uma considerável diferença entre os parâmetros nominais e os efetivos da rede, submetendo o banco de capacitores a grandes esforços, dielétricos e/ou térmicos, podendo alterar a composição química e as propriedades físicas do sistema de isolamento, comprometendo o dielétrico de forma irreversível. Esta condição compulsória implica diretamente em falhas operacionais e redução significativa na expectativa de vida útil do banco de capacitores, além de impactar negativamente no nível de qualidade da energia e confiabilidade da rede elétrica da qual o banco de capacitores faz parte.

7 CONCLUSÕES GERAIS E TRABALHOS FUTUROS

7.1 CONCLUSÕES GERAIS

A manutenção dos índices de qualidade da energia elétrica tem se tornado um tema de ampla discussão no meio técnico-científico devido aos novos conceitos e tecnologias trazidas pelas fontes de energias alternativas e renováveis ao sistema elétrico. Deste modo, os sistemas de GDFV têm fomentado várias linhas de pesquisa acerca dos possíveis impactos trazidos pela conexão das “fontes eletrônicas”, principalmente nos casos em que atingem considerável participação na produção energética. Neste aspecto, o desafio está em como lidar e contornar os efeitos negativos que acompanham os sistemas de GDFV em larga escala, conscientes de que sua presença é necessária e benéfica tanto para o sistema elétrico como para a sociedade, uma vez que a pluralidade das fontes de energia contribui para aumentar o nível da segurança energética do país.

No estudo que precedeu este trabalho, desenvolvido em ambiente de mestrado acadêmico, abordou-se pontualmente o impacto gerado pelas ordens harmônicas presentes na corrente elétrica injetada pelos inversores de GDFV no sistema elétrico, sem considerar o conteúdo integral e real da corrente elétrica entregue por estes conversores. Observa-se que vários trabalhos de pesquisa têm abordado de forma idêntica, ressaltando a importância em caracterizar as frequências harmônicas produzidas por inversores fotovoltaicos, mensurando principalmente o impacto de sua penetração no desempenho das redes de distribuição e os mecanismos eficientes de mitigação, porém, negligenciando a injeção de nível CC e seus reflexos na rede.

Conforme mencionado, em Fortes (2016) é possível observar que o conteúdo harmônico produzido pelos inversores de GDFV possui relação inversa com o nível de incidência solar, produzindo maior nível harmônico nos momentos em que o sistema opera em baixas potências, mais precisamente no início da manhã, no final da tarde, bem como em momentos em que a incidência solar é prejudicada devido a sombreamentos sobre o arranjo fotovoltaico. Se o conteúdo harmônico é relevante somente nas situações onde o inversor opera em baixas potências, necessariamente a corrente distorcida tem baixa magnitude e, conseqüentemente, baixa representatividade na rede. Logo, os efeitos produzidos pelo conteúdo harmônico no sistema elétrico teriam, teoricamente, menor capacidade de impacto.

Por outro lado, a produção de nível CC pelos inversores é geralmente maior nos momentos em que o equipamento opera com potências mais elevadas. Assim, considerando

este aspecto, este trabalho procurou evidenciar que o nível CC injetado pelos inversores de GDFV altera as características operacionais dos transformadores de distribuição, induzindo-os a produzir frequências harmônicas não peculiares ao seu princípio operacional, por consequência da saturação assimétrica do núcleo ferromagnético.

Desta maneira, fica claro que o conteúdo harmônico injetado na rede por unidades de GDFV não se resume aos momentos em que o inversor opera distante de sua potência nominal, como aborda a maior parte das pesquisas. Os resultados demonstram que os inversores continuam a contribuir indiretamente com a injeção harmônica na rede, principalmente quando operam próximo à sua potência nominal, uma vez que nesta situação operacional ocorrem os maiores níveis de injeção de componente CC na rede. Evidentemente que o nível CC presente na corrente injetada pelos inversores, assim como o conteúdo harmônico, depende diretamente da tecnologia utilizada em sua construção, da qualidade da matéria prima dos componentes, da técnica de modulação e controle, do método de comutação das chaves semicondutoras e da existência de transformador em sua topologia. Legislações internacionais ou específicas de cada país impõem um limite máximo para a injeção de componente CC para cada inversor conectado à rede, conforme visto anteriormente. No entanto, esses regulamentos não abordam o efeito cumulativo de vários inversores conectados à rede e os impactos negativos sobre equipamentos sensíveis à dupla excitação CC-CA presentes no sistema elétrico.

Dessa forma, este trabalho se faz importante para ressaltar o impacto gerado pela injeção de componente CC pelo inversor de GDFV, mesmo com magnitude dentro do previsto pelo limite normativo, cujo reflexo sobre a rede de distribuição de energia se traduz em amplificação harmônica em decorrência do cenário de ressonância paralela. Os resultados das análises demonstram que esta situação operacional altera a característica dos parâmetros essenciais da rede, impondo uma condição danosa de operação às cargas e aos equipamentos por ela alimentados, principalmente com relação aos bancos de capacitores. O cenário de ressonância paralela excitado pela frequência harmônica de 4ª ordem causou a violação dos valores de pico e eficaz da tensão de alimentação, sujeitando os bancos capacitores a esforços dielétricos e térmicos acima de seus limites nominais. Os resultados demonstraram que três dos quatro parâmetros elétricos do capacitor tiveram seus limites operacionais superados por consequência desta condição operacional crítica.

Por esta razão, destaca-se a necessidade da execução de medição e análise na rede antes da instalação de bancos de capacitores, a fim de determinar sua frequência natural e confirmar a ausência de ordens harmônicas ignitoras de ressonâncias, como forma de garantir os benefícios técnicos e investimentos financeiros relativos à aplicação da compensação reativa.

Outra medida de grande importância está na aplicação do Relatório de Impacto no Sistema Elétrico (RISE) em instalações de sistemas de GDFV, o qual determina o grau de influência que esta unidade geradora de energia irá produzir no sistema elétrico. Este relatório deve sugerir, caso necessário, medidas de mitigação de harmônicas para que os níveis normativos não sejam violados, além de prevenir a excitação de ressonâncias devido à injeção de frequências harmônicas não previstas durante o comissionamento dos bancos de capacitores já instalados na rede.

De forma geral, fica claro que os benefícios que justificam o investimento nos sistemas de GDFV sobrepõe-se aos possíveis impactos negativos que esta tecnologia pode trazer ao sistema elétrico. No entanto, é de fundamental importância identificar e elucidar tais efeitos negativos que acompanham os sistemas de GDFV em larga escala, de forma a antever eventuais falhas ou problemas relacionados à QEE. Destaca-se que, embora os efeitos da dupla excitação em transformadores já tenham sido avaliados em trabalhos anteriores, sua extensão com o advento da GDFV é uma contribuição original desta tese, sobretudo com relação aos efeitos da saturação assimétrica dos transformadores e consequente propagação de harmônicas adicionais no sistema alimentador em um cenário de ressonância paralela.

7.2 PROPOSTA DE CONTINUIDADE

Diante das constatações teóricas e práticas, bem como das limitações técnicas observadas durante as abordagens realizadas neste trabalho, apresenta-se a seguir algumas sugestões para continuidade deste tema em trabalhos futuros:

- Desenvolvimento de um modelo a ser implementado diretamente no ambiente de simulação PSIM para representar a operação assimétrica de unidades transformadoras sob o ponto de vista da geração de componentes harmônicas;
- Aperfeiçoamento da modelagem da dupla excitação para transformadores no sentido de incorporar também arranjos magnéticos com três colunas (núcleo envolvido);
- Investigação das influências da dupla excitação nos transformadores diante de ressonâncias série/paralela, objetivando a avaliação dos impactos sobre o próprio transformador no tocante às perdas técnicas no cobre e no ferro, localização de pontos quentes e envelhecimento precoce.

REFERÊNCIAS

ABINEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELETRO ELETRÔNICA. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira.** 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 24 nov. 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico Nacional – PRODIST:** módulo 3, acesso ao sistema de distribuição. Brasília: ANEEL, 2016. Revisão 7. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Acesso em: 16 nov. 2016.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST:** módulo 8, qualidade da energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2018. Revisão 10. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 05 fev. 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº482, de 17 de abril de 2012.** Brasília, ANEEL, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 2 mar. 2015.

ANEEL – A GÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº687, de 24 de novembro de 2015.** Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 8 jan. 2016.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de informações de geração – BIG.** Brasília: ANEEL, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 jan. 2018.

ALBUQUERQUE, Fabio Lima de. **Sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica operando como gerador de potência ativa e compensador de potência reativa.** 2012. 197 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2012. Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14295>>. Acesso em: 27 mar. 2018.

ALONSO, Rafael Herrero. **Posicionamento eficiente de módulos fotovoltaicos em plantas solares no ambiente urbano.** 2016. 217 f. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Sistemas Eletrônicos. São Paulo. Disponível em: < <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3142/tde-26082016-151946/> >. Acesso em: 15 maio 2017.

ANTÔNIO, Pedro Paulo de Carvalho; CAMPOS, Marcos Flávio de; DIAS, Fábio Moreira da Silva; PADOVESE, Linilson, Ruído magnético de Barkhausen em aços alta resistência baixa liga, IF ao titânio e C-Mn levemente deformados plasticamente. In: Congresso Brasileiro de Engenharia de Fabricação – COBEF, 7., Itatiaia, 2013. **Anais...** Itatiaia, RJ: [S.n.], 2013. Disponível em: <<http://www.swge.inf.br/siteCOBEF2013/anais/PDFS/COBEF2013-0432.PDF>>. Acesso em: 28 maio 2018.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – NBR **16.149/2013**: sistemas fotovoltaicos (FV): características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2014.

BASCOPE, Grover Victor Torrico. **Nova família de conversores CC-CC PWM não isolados utilizando células de comutação de três estados**. 2001. 305 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001. Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/79604>>. Acesso em: 22 jun. 2017.

BONATTO, Benedito Donizeti; MERTENS, Ernesto Alberto; FERNANDES, Francisco Alfredo. Diagnóstico da qualidade de energia elétrica em clientes industriais. In: SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE A QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – SBQEE, 3, Brasília, 1999. **Anais...** Brasília, DF: [S.n.], 1999.

BOTELHO, Frederico Kós; DUTENKEFER, Raphael; MELLO, João Carlos; MENDES, Renato. Utilização de baterias na distribuição com a inserção da geração fotovoltaica distribuída – Avaliação do impacto. In: XXIV SNTPEE – Seminário Nacional De Produção e Transmissão De Energia Elétrica, 24, 2017, Curitiba. **Seminário...** Curitiba: [S.n.], 2017. Disponível em: <<http://gesel.ie.ufrj.br/index.php/Posts/index/496>>. Acesso em: 08 jan. 2018.

BRITO, Moacyr Aureliano Gomes de. **Inversores integrados monofásicos e trifásicos para aplicações fotovoltaicas**: técnicas para obtenção de MPPT, detecção e proteção de ilhamento, sincronização e paralelismo com a rede de distribuição de energia elétrica. 2013. 220 f. Tese (Doutorado em Automação) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/handle/11449/100343>>. Acesso em: 21 jun. 2017.

BRONZEADO, Herivelto De Souza; RAMOS, Álvaro José Pessoa; OLIVEIRA, José Carlos de; ABREU, José Policarpo Gonçalves de; ARRUDA, Antônio Augusto Chaves. Uma proposta de nomenclatura nacional de termos e definições associados à qualidade da energia elétrica. In: SEMINÁRIO BRASILEIRO DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA - SBQEE, 2, 1997, São Lourenço. **Seminário...** São Lourenço: [S.n.], 1997. Disponível em: <<http://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20081215143558-T207.PDF>>. Acesso em: 20 jun. 2017.

BROOKSL, Adria; CORMODEL, Daniel; CRONIN, Alexander; KAM-LUM, Elsa. PV system power loss and module damage due to partial shade and bypass diode failure depend on cell behavior in reverse bias. In: CONFERENCE PHOTOVOLTAIC SPECIALIST, PVSC, 42, 2015, New Orleans. **Proceedings of the...** New Orleans: IEEE, 2015. 6 p.

CASTRO, Nivalde de; CÂMARA, Lorrane. **Os desafios associados à difusão da geração distribuída de pequeno porte**. 2017. Brasil Energia. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/15_castro171.pdf>. Acesso em: 23 nov. 2017.

CASTRO, Nivalde de; DANTAS, Guilherme; BRANDÃO, Roberto; MOSZKOWICZ, Mauricio; ROSENTAL, Rubens. **Perspectivas e desafios da difusão da micro e da mini geração solar fotovoltaica no Brasil**. 2016. Rio de Janeiro: Publit, 2016. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/12_TDSE67.pdf>. Acesso em: 16 jan. 2018.

CHAPMAN, Stephen. **Fundamentos de máquinas elétricas**. 5. ed. Porto Alegre: McGraw-Hill, 2013.

CHAVES, Francisco David Moya. **Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos**. 2009. 146 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/263814>>. Acesso em: 17 nov. 2015.

CHICCO, Gianfranco; SCHLABBACH, Jurgen; SPERDINO, Fillipo. Characterisation and assessment of the harmonic emission of grid-connected photovoltaic systems, **Power Tech**, Petersburg, p. 1-7, jun. 2005.

DE PAULA, Helder. **Uma nova metodologia para a determinação dos fenômenos de alta frequência em sistemas de acionamento de motores de indução através de inversores PWM**. 2015. 202 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia – UFU, Uberlândia, 2005. Disponível em: <<http://livros01.livrosgratis.com.br/cp009031.pdf>>. Acesso em: 06 jan. 2017.

DECKMANN, Sigmar Maurer; POMILIO, José Antenor. **Avaliação da qualidade da energia elétrica, IT-012**. Campinas: UNICAMP/FEEC/DSE, 2012. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/qualidade/a6.pdf>>. Acesso em: 22 set. 2017.

DHERE, Neelkanth; HADAGALI, Vinaykumar; JANSEN, Kai. Performance degradation analysis of high voltage biased thin-film PV modules in hot and humid conditions. In: PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE AND EXHIBITION, 31, 2005, Orlando, **Proceedings...** Orlando: IEEE, 2005. p. 507-510.

EBNER, Andreas. **Transient transformer inrush currents due to closing time-and residual flux measurement-deviations if controlled switching is used**. ETH Zurich, Switzerland: High Voltage Laboratory, 2007.

FALCÃO, Djalma Mosqueira. **Impacto da mini e microgeração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica**. IEEE. 2013. Disponível em: <www.ieee.org.br/wp-content/uploads/2014/05/EspacoIEEE_set2013.pdf>. Acesso em: 21 nov. 2017.

FEKETE, Kresimir; KLAIC, Zvonimir; MAJDANDZIC, Ljubomir. Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid. **Renewable Energy Journal**, Paris, v. 43, p. 140-148, 2012.

FILIPPIN, C. G.; BAVASTRI, C. A.; KULEVICZ, D. A. L.; BORRELLI, A. Q.; DOS SANTOS H. L. V.; AUERSVALD, R.C. Medição e controle de vibração e ruído em transformadores de subestações. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA, 2, 2003, Salvador. **Anais...** Salvador: ANEL, 2003. p.1106-1112. Disponível em: <<http://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20090427153847-Medicao%20e%20Controle%20de%20Vibricao%20e%20Ruido%20em.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2018.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, Charles. **Máquinas elétricas**: com introdução à eletrônica de potência. 6. ed. Porto Alegre. Bookman, 2006. 648 p.

FITZGERALD, A. E; KINGSLEY, Charles. **Máquinas elétricas**. 7. ed. Porto Alegre: McGraw-Hill, 2014. 724 p.

FORTES, Rárisson Roberto Acácio. **Distorções harmônicas produzidas por inversores de geração distribuída fotovoltaica em condição de ressonância paralela**. 2016. 124 f. Dissertação (Mestrado em Automação) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2016. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/handle/11449/138262>>. Acesso em: 20 fev. 2017.

FOWLER, Richard. **Fundamentos de eletricidade**: corrente alternada e instrumentos de medição. 7. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.

GALOTTO JUNIOR, Luigi. **Inversores integrados monofásicos aplicados em sistemas fotovoltaicos com conexão à rede de distribuição de energia elétrica**. 2011. 152 f. Tese (Doutorado em Automação) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2016. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/handle/11449/100317>>. Acesso em: 05 mai. 2017.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS – IEEE, **Recommended practice for monitoring electric power quality**. New York: IEEE, 2009. (IEEE Standard 1159).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS – IEEE, **Interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces**. New York: IEEE, 2018. (IEEE Standard 1547).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS – IEEE, **Standard for shunt power capacitors**. New York: IEEE, 2012. (IEEE Standard 18).

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS – IEEE, **Recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems**. New York: IEEE, 2014. (IEEE Standard 519).

JORGE, Pedro Miguel Branco da Silva. **Estudo sobre o ruído originado pela magnetostrição em transformadores de potência**. 2015. 120 f. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2015. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10216/80446>>. Acesso em: 08 jun. 2017.

KEREKES, T.; TEODORESCU, R.; LISERRE, M. Common mode voltage in case of transformerless PV inverters connected to the grid. In: IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON INDUSTRIAL ELECTRONICS – ISIE, 2008, Cambridge. **Proceedings...** Cambridge: IEEE, 2008. p. 1-6.

LANDGRAF, Fernando José Gomes; SCOZ, L. C. A separação de perdas elétricas como critério de avaliação de processamento de aços elétricos. In: SEMINÁRIO SOBRE MATERIAIS MAGNÉTICOS, 1994, São Paulo. **Anais...** São Paulo: [S.n], 1994. p. 99-110.

LIMA, Rogério Lúcio; MOTTER, Daniel; VIEIRA JÚNIOR, José Carlos de Melo; MONARO, Renato Machado. Análise de estratégias aplicadas ao ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 20, 2014, Belo Horizonte. **Anais...** Belo Horizonte: Sba/IFAC, 2014. p. 4264-4269. Disponível em: <<https://docplayer.com.br/3107894-Analise-de-estrategias-aplicadas-ao-ilhamento-intencional-de-geradores-sincronos-distribuidos.html>>. Acesso em: 20 jun. 2018.

LIU, Silas Yunghwa. **Estudo dos harmônicos e interharmônicos em sistemas de conversão de energia eólica com gerador de indução duplamente alimentado**. 2017. 227 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017. Disponível em: <<https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/183D.PDF>>. Acesso em: 01 mar. 2018.

MACÊDO, Wilson Negrão; ZILLES, R.. Conexão à rede de baixa tensão com SFCR; discussão de aspectos para regulamentação no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 4, 2004, Itajubá. **Anais...** Itajubá: [S.n.], 2004. p. 1-9.

MARTIGNONI, A. **Transformadores**. 8ª Edição, Editora Globo, São Paulo-SP, Brasil, 1991.

MATOS, D. M. B.; CATALÃO, J. P. da Silva; Geração distribuída e os seus impactes no funcionamento da rede elétrica: parte 1, In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENGINEERING, ICEUBI. 2013, Covilhã. **Conference...** Covilhã: [s.n.], 2013. Disponível em: <http://webx.ubi.pt/~catalao/ICEUBI_Diogo_1.pdf>. Acesso em: 19 jun. 2017.

MELO, Élice Fernando de. **Desenvolvimento e implementação de um sistema dedicado para diagnóstico de falhas em transformadores de distribuição**. 2010. 119 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2010. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/1843/BUOS-8CKHMX>>. Acesso em: 20 jul. 2017.

MONTEIRO JÚNIOR, A.; GONZALEZ, M. L.; SILVA, S. R. Simulação computacional de distorções harmônicas geradas por inversores em usinas fotovoltaicas no Matlab/Simulink. In: CONFERÊNCIA DE ESTUDOS EM ENGENHARIA ELÉTRICA – CEEL, 12, 2014, Uberlândia. **Conferência...** Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia, 2014. Disponível em: <http://www.ceel.eletrica.ufu.br/artigos2014/ceel2014_artigo073_r01.pdf>. Acesso em: 12 abr. 2017.

MORENO, Hilton. **Harmônicas nas instalações elétricas: causas, efeitos e soluções**. São Paulo: Instituto Brasileiro do Cobre – Procobre, 2001. Disponível em: <<http://procobre.org/pt/>>. Acesso em: 03 nov. 2017.

MOSCHAKIS, Marios N. A research on dc voltage offsets generated by pwm-controlled inverters. **International Journal of Industrial and Manufacturing Engineering**, New York, v. 8, n. 7, p. 1093-1097, 2014. Disponível em: <scholar.waset.org/1307-6892/9998759>. Acesso em: 07 mar. 2018.

NDIAYE, Mamour Sop. **Operação de conversores back-to-back para aproveitamento de energia fotovoltaica**. 2013. 164 f. Tese (Doutorado) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <<http://www.pee.ufrj.br/index.php/pt/producao-academica/teses-de-doutorado/2013/2013031301-2013031301>>. Acesso em: 26 maio 2017.

NGNEGUEU, T; MARKETOS F.; DEVAUX, F.; XU, T.; BARDSLEY, R.; BARKER, S.; BALDAUF, J.; OLIVEIRA, J. Behaviour of Transformers Under DC/GIC Excitation: Phenomenon, Impact on Design/Design Evaluation Process and Modelling Aspects in Support of Design. **International council on large electric systems (CIGRE)**. Session 2012, Paris, August 2012.

OLIVEIRA, Luís Carlos Origa de; RAVAGNANI, Lídia Luciana; SOUZA, Júlio Borges; OLIVEIRA, José Carlos; BELCHIOR, Fernando Nunes. Método das transmitâncias sequenciais na avaliação de sistemas de filtragem harmônica. In: CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA – CBQEE, 8., 2009, Blumenau. **Conferência...** Blumenau: [S.n.], 2009. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/267850292_Metodo_das_transmitancias_sequenciais_na_avaliacao_de_sistemas_de_filtragem_harmonica>. Acesso em: 7 nov. 2015.

OLIVEIRA, Luís Carlos Origa de. **Transformadores de potência sob dupla excitação CC/CA**, 1990. 203 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1990. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/261014>>. Acesso em: 28 maio 2016.

OLIVEIRA, Jose Carlos; OLIVEIRA, Luís Origa; BELCHIOR, Fernando; Oliveira, Rodrigo Nunes; BARBOSA, João Areis. 2014. Frequency domain model for zero-sequence electromagnetic harmonic filter performance analysis. **International Transactions on Electrical Energy Systems**. Vol. 25, 10 ed., out. 2015, pag. 2325-2339

PENA, José Carlos Ugaz. **Controle robusto de inversores VSI com filtro LCL aplicados a geração distribuída, com controle da injeção de potências ativa e reativa na rede de distribuição em baixa tensão e capacidade de operação ilhada em ambiente de microrredes**. 2016. 138 f. Tese (Doutorado em Automação) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2016. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/handle/11449/139503>>. Acesso em: 03 jun. 2017.

PEPITONE, André. **Potencial para gerar energia solar ainda é pouco explorado no Brasil**. Brasília: Revista Digital Agência Brasil EBC: tecnologia, 2017. Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/pesquisa-e-inovacao/noticia/2017-06/energia-solar-e-preferida-entre-consumidores-que-geram-propria>>. Acesso em: 15 jan. 2018.

PETEAN, Daniel. **Metodologia para avaliação da influência de geradores distribuídos nos níveis de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia**. 2014. 145 f. Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014. Disponível em: < <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-05082015-105752/publico/Daniel.pdf>>. Acesso em: 20 fev. 2017.

PHOTON LABORATORY. Eficiência photon. **Photon, La revista de fotovoltaica**, n. 9, p. 129–130, set 2010.

PINTO, A.; ZILLES, R.; ALMEIDA, M. Eficiência brasileira de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **ASADES em Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 15, 2011. ISSN 0329-5184.

POMILIO, José Antenor. **Eletrônica de potência para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. Campinas: Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação/Unicamp, 2002. Disponível em: < <http://www.fee.unicamp.br/dse/antenor> >. Acesso em: 04 dez. 2015.

PRIEB, César Wilhelm Massen. **Determinação da eficiência de seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição**. 2011. 141 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011. Disponível em: <<ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/prieb2.pdf>>. Acesso em: 21 set. 2015.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2010. 285 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010. Disponível em: <<ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/rampinelli2.pdf>>. Acesso em: 16 out. 2015.

RAVAGNANI, Lúcia Luciana. **Sistemas híbridos para mitigação de harmônicos: modelagem e estudos experimentais**. 2008. 146 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008. Disponível em: <http://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/100312/ravagnani_ll_dr_ilha.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2015.

ROSSI, José Carlos. **Saturação assimétrica em transformadores trifásicos**. 1996. 141 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1996. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/260955>>. Acesso em: 29 maio 2016.

SAMPAIO, Leonardo Poltronieri. **Controle da injeção de potências ativa e reativa em inversor de geração distribuída conectado à rede de distribuição em corrente alternada em baixa tensão, empregando LMIs com realimentação de estados e critérios de D-estabilidade**. 2013. 209 f. Tese (Doutorado em Automação) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/handle/11449/100342>>. Acesso em: 21 jun. 2017.

SAUAIA, Rodrigo. **Energia solar fotovoltaica: um caminho ensolarado**. 2016. Disponível em: <<https://brasilamericaeconomia.com.br/artigos/energia-solar-fotovoltaica-um-caminho-ensolarado>>. Acesso em: 25 jun. 2018.

SILVA, Daniel Leandro; COLORADO, Patry Johana; GRILO, Ahda Pionkoski. Estudo do Uso de Sistemas de Armazenamento Para Minimizar Problemas Relacionados à Tensão Devido à Integração Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição. In: LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION – CLAGTEE, 12, 2017, Mar del Plata. **Proceedings of the...** Mar Del Plata: IEEE, 2017. Disponível em: <<http://www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/articles/12-019.pdf>>. Acesso em: 08 jan. 2018.

SHAYANI, Rafael Amaral. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. 2010. 161 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2010. Disponível em: <<http://repositorio.unb.br/>>. Acesso em: 17 abr. 2017.

SHERTUKDE, Hemchandra Madhusudan. **Distributed photovoltaic grid transformers**. [S.l.]: CRC Press, 2017. Cap. 8, p. 78-79.

TEIXEIRA, Mateus D.; PENICHE, Rodrigo A.; PAULILLO, Gilson; AOKI, Alexandre R.; BIAZON, Rodolfo B.; PEREIRA, Osvaldo O. Análise da vida útil de bancos de capacitores submetidos a tensões não senoidais. In: CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA - CBQEE, 7, 2007, Santos. **Anais...** Santos: ANEL, 2007. Disponível em: <<http://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/01/Ana%CC%81lise-da-Vida-U%CC%81til-de-Bancos-de-Capacitores-Submetidos-a-Tenso%CC%83es-Na%CC%83o-Senoidais.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2018

TORO, Vincent Del. **Fundamentos de máquinas elétricas**. Rio de Janeiro: LTC. 1999. 541 p.

VARGHESE, Anjali; KARPAGAM, M; ALWARSAMY, T. Analysis of Leakage Current and DC Injection in Transformerless PV Inverter Topologies. **International Journal of Engineering and Technology**, Tamil Nadu, v. 6. p. 453-459. 2014.

WHEELER, H. A. Formulas for the skin effect. **Journal IEEE RFID**, v. 30, n. 9, p. 412-424, 1942, 1942. Doi: 10.1109 / JRPROC.1942.232015. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1694542&tag=1>. Acesso em: 8 out. 2017.

WINNISCHOFER, Godofredo. **Contribuição das configurações de sistemas de acionamento e de seus componentes naturais no controle de interferências eletromagnéticas**. 2014. 180 f. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-19032015-164538>>. Acesso em: 25 abr. 2017.

YATIMI, Hanane; AROUDAM, El Hassan. A detailed study and modeling of photovoltaic module under real climatic conditions. **International Journal of Electronics and Electrical Engineering**, Qatar, v. 3, n. 3, p. 171-176, June 2015.

ZILLES, Roberto; MACEDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos André Barros; de Oliveira, Sérgio Henrique Ferreira. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

ZOMER, Clarissa Debiazi. **método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações**. 2014. 258 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/128929>>. Acesso em: 25 jun. 2018.