

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

**ELSON NATANAEL MOREIRA SILVA**

**ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DO NÍVEL DE DISTORÇÃO  
HARMÔNICA TOTAL DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO  
SECUNDÁRIAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

São Luis - MA

2017

**ELSON NATANAEL MOREIRA SILVA**

**ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DO NÍVEL DE DISTORÇÃO  
HARMÔNICA TOTAL DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO  
SECUNDÁRIAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

Dissertação de mestrado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão – UFMA, como parte do requisito para obtenção do título de mestre em Engenharia de Elétrica.

Orientadores:

Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D.Sc.

Prof.<sup>a</sup> Maria da Guia da Silva, Ph.D.

São Luis - MA

2017

Silva, Elson.

Estimação Probabilística do Nível de Distorção Harmônica Total de Tensão em Redes de Distribuição Secundárias com Geração Distribuída Fotovoltaica / Elson Silva. - 2017.

125 f.

Coorientador(a): Maria da Guia da Silva.  
Orientador(a): Anselmo Rodrigues.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luis, 2017.

1. Distorção Harmônica. 2. Geração Distribuída Fotovoltaica. 3. Método de Estimação por Pontos. 4. Métodos Probabilísticos. 5. Redes de Distribuição de Energia. I. da Silva, Maria da Guia. II. Rodrigues, Anselmo. III. Título.

**ELSON NATANAEL MOREIRA SILVA**

**ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DO NÍVEL DE DISTORÇÃO  
HARMÔNICA TOTAL DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO  
SECUNDÁRIAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

Dissertação aprovada em / /

BANCA EXAMINADORA

---

**Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.**  
(Orientador – UFMA)

---

**Prof.<sup>a</sup> Maria da Guia da Silva, Ph. D.**  
(Orientadora – UFMA)

---

**Prof.<sup>a</sup> Fernanda C. Trindade Arioli, D. Sc.**  
(Examinadora)

---

**Prof. Helton do Nascimento Alves, D. Sc.**  
(Examinador)

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus por tudo o que Ele tem feito na minha vida.

Aos meus orientadores, o prof. Anselmo Barbosa Rodrigues e a prof.<sup>a</sup> Maria da Guia, por terem me orientado durante todo o período do mestrado.

A minha família pela dedicação e carinho, me apoiando e aconselhando.

A todos os integrantes do Laboratório de Confiabilidade e Qualidade.

E ao CNPq pelo suporte financeiro.

## RESUMO

Um problema de qualidade de energia elétrica que afeta os consumidores da rede de distribuição secundária são as distorções harmônicas. As distorções harmônicas são provenientes da presença das chamadas fontes de harmônicas que são equipamentos de características não-lineares, ou seja, equipamentos em que a forma de onda da tensão difere da de corrente. Tais equipamentos injetam correntes harmônicas na rede produzindo, portanto distorções na forma de onda da tensão. Nos dias atuais, a quantidade desses equipamentos na rede elétrica tem aumentado consideravelmente. Porém, o uso crescente desse tipo de equipamento ao longo da rede torna os sistemas mais vulneráveis e propensos a apresentarem problemas de qualidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Além disso, é importante destacar que no cenário atual, a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, conectada na rede de distribuição secundária, está aumentando rapidamente. Isso se deve principalmente devido a escassez e altos custos dos combustíveis fósseis. Neste contexto, a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), que utiliza o sol como fonte primária para geração de energia elétrica, é a principal tecnologia de geração renovável instalada na rede de distribuição no Brasil. Contudo, a GDFV é uma potencial fonte de harmônica, pois a interface da GDFV com a rede CA é realizada por um inversor CC/CA, que é um equipamento altamente não-linear. Desse modo, os problemas de qualidade de energia elétrica associados à distorção harmônica nas redes de distribuição tendem a aumentar e a serem bem frequentes nos consumidores da rede de distribuição secundárias. Um dos principais indicadores de distorção harmônica é a distorção harmônica total de tensão ( $THD_V$  do inglês “Total Harmonic Distortion of Voltage”) utilizada pelas concessionárias de energia elétrica para quantificar os níveis de distorção harmônica presentes na rede elétrica. Na literatura técnica existem várias técnicas determinísticas para estimar a  $THD_V$ . Essas técnicas possuem a desvantagem de não considerar as incertezas presentes na rede elétrica, tais como: mudança na configuração da rede, variação de carga e intermitência da potência injetada pela geração distribuída renovável. Portanto, a fim de fornecer uma avaliação mais precisa das distorções harmônicas, este trabalho tem como principal objetivo desenvolver uma metodologia probabilística para estimar o nível de  $THD_V$  em redes de distribuição secundária considerando as incertezas presentes na rede e na GDFV conectada ao longo da rede. A metodologia proposta nesta dissertação se baseia na combinação das seguintes técnicas: fluxo de potência harmônico trifásico em coordenadas de fase via método de soma de admitância, método de estimação por pontos e expansão em série de Gram-Charlier. Além disso, a

validação da metodologia foi realizada utilizando a Simulação Monte Carlo. A metodologia desenvolvida foi testada na rede de distribuição secundária europeia com 906 nós de 416 V. Os resultados foram obtidos realizando dois casos de estudos: sem a presença de GDFV e com a conexão de GDFV. Para ambos os casos de estudo as seguintes estatísticas do  $THD_V$  nodal foram estimadas: valor médio, desvio padrão e o percentil de 95%. Os resultados demonstraram que a estimação probabilística da  $THD_V$  é mais completa, pois mostra a variação da  $THD_V$  devido às incertezas associadas com as fontes de harmônicas e as da rede elétrica. Os resultados também mostram que a conexão da GDFV afeta significativamente os níveis de  $THD_V$  da rede elétrica.

**Palavras – chave:** Redes de Distribuição Secundárias, Distorção Harmônica, Qualidade de Energia Elétrica, Geração Distribuída Fotovoltaica, Método de Estimação por Pontos, Simulação Monte Carlo, Métodos Probabilísticos.

## ABSTRACT

A problem of electric power quality that always affects the consumers of the distribution network are the harmonic distortions. Harmonic distortions arise from the presence of so-called harmonic sources, which are nonlinear equipment, i.e., equipment in which the voltage waveform differs from the current. Such equipment injects harmonic currents in the network generating distortions in the voltage waveform. Nowadays, the number of these equipment in the electrical network has increased considerably. However, the increasing use of such equipment over the network makes systems more vulnerable and prone to quality problems in the supply of electricity to consumers. In addition, it is important to note that in the current scenario, the generation of electricity from renewable sources, connected in the secondary distribution network, is increasing rapidly. This is mainly due to shortage and high costs of fossil fuels. In this context, the Photovoltaic Distributed Generation (PVDG), that uses the sun as a primary source for electric energy generation, is the main technology of renewable generation installed in distribution network. However, the PVDG is a potential source of harmonics, because the interface of the PVDG with the CA network is carried out by a CC/CA inverter, that is a highly nonlinear equipment. Thus, the electrical power quality problems associated with harmonic distortion in distribution networks tend to increase and be very frequent. One of the main indicators of harmonic distortion is the total harmonic distortion of voltage ( $THD_V$ ) used by distribution utilities to limit the levels of harmonic distortion present in the electrical network. In the literature there are several deterministic techniques to estimate  $THD_V$ . These techniques have the disadvantage of not considering the uncertainties present in the electric network, such as: change in the network configuration, load variation, intermittence of the power injected by renewable distributed generation. Therefore, in order to provide a more accurate assessment of the harmonic distortions, this dissertation has as main objective to develop a probabilistic methodology to estimate the level of  $THD_V$  in secondary distribution networks considering the uncertainties present in the network and PVDG connected along the network. The methodology proposed in this dissertation is based on the combination of the following techniques: three-phase harmonic power flow in phase coordinate via method sum of admittance, point estimate method and series expansion of Gram-Charlier. The validation of the methodology was performed using the Monte Carlo Simulation. The methodology was tested in European secondary distribution network with 906 nodes of 416 V. The results were obtained by performing two case studies: without the presence of PVDG and with the PVDG connection. For the case studies, the

following statistics for nodal  $THD_V$  were estimated: mean value, standard deviation and the 95% percentile. The results showed that the probabilistic estimation of  $THD_V$  is more complete, since it shows the variation of  $THD_V$  due to the uncertainties associated with harmonic sources and electric network. In addition, they show that the connection of PV-DG in the electric network significantly affects the levels of  $THD_V$  of the electric network.

Keywords: Secondary Distribution Networks, Harmonic Distortion, Electrical Power Quality, Photovoltaic Distributed Generation, Point Estimate Method, Monte Carlo Simulation, Probabilistic Methods.

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.....	1
1.2	Qualidade da Energia Elétrica.....	5
1.3	Geração Distribuída.....	7
1.4	Revisão Bibliográfica.....	11
1.5	Motivação.....	14
1.6	Objetivos e Contribuições da Dissertação.....	15
1.7	Estrutura da dissertação.....	15
<b>2</b>	<b>DISTORÇÃO HARMÔNICA .....</b>	<b>17</b>
2.1	Aspectos Gerais.....	17
2.2	Indicadores de Distorção Harmônica .....	20
2.2.1	Índice de Distorção de Harmônica Total .....	20
2.2.2	Distorção Total de Demanda .....	21
2.2.3	Índice de Distorção de Harmônica Individual .....	22
2.3	Normas para Limitação de Harmônicas .....	22
2.3.1	Norma do IEEE.....	22
2.3.2	Norma do IEC.....	24
2.3.3	Norma da ANEEL .....	26
<b>3</b>	<b>REVISÃO - FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO .....</b>	<b>28</b>
3.1	Fluxo de Potência Harmônico via Método de Injeção de Corrente.....	29
3.2	Fluxo de Potência Harmônico via Método de Newton – Raphson .....	31
3.3	Fluxo de Potência Harmônico via Métodos de Varreduras Regressiva/Progressiva.....	34
3.3.1	Fluxo Harmônico via Soma de Correntes.....	35
3.3.2	Fluxo Harmônico via Soma de Admitância.....	36

<b>4</b>	<b>FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO TRIFÁSICO EM COORDENADAS DE FASE VIA MÉTODO DE SOMA DE ADMITÂNCIA .....</b>	<b>38</b>
4.1	Modelagem Harmônica das Linhas Aéreas e Subterrâneas da Rede de Baixa Tensão .....	38
4.2	Modelagem das Cargas Lineares na Frequência Harmônica .....	40
4.3	Modelagem das Cargas Não-Lineares na Frequência Harmônica.....	41
4.4	Modelagem do Aterramento.....	41
4.5	Modelagem do Transformador $\Delta - Y$ Aterrado na Frequência Harmônica.....	42
4.6	Técnica de Varreduras Regressivas/Progressivas .....	43
4.7	Algoritmo Conceitual do FPH- MSA.....	44
<b>5</b>	<b>ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DA DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DE TENSÃO .....</b>	<b>46</b>
5.1	Fluxo de Potência Harmônico Probabilístico.....	46
5.2	Método de Estimação por Pontos.....	50
5.2.1	Expansão em Série de Gram-Charlier.....	52
5.3	Algoritmo Conceitual para Estimação Probabilística da <i>THDV</i> .....	54
<b>6</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>56</b>
6.1	Sistema Fotovoltaico .....	56
6.1.1	Célula fotovoltaica.....	56
6.1.2	Módulo fotovoltaico .....	58
6.1.3	Arranjo fotovoltaico.....	60
6.1.4	Inversores FV.....	60
6.2	Modelagem da GDFV .....	61
6.3	Modelagem da Intensidade da Irradiância Solar .....	64
6.3.1	Gerador Aleatório de Distribuição Beta e Gama .....	66
6.4	Obtenção das Correntes Harmônicas da GDFV .....	67
6.4.1	Modelagem das injeções de corrente harmônicas Via Mistura Gaussiana .....	71

<b>7</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>73</b>
7.1	Sistema Teste.....	73
7.2	Correntes Harmônicas das Cargas Não-Lineares .....	74
7.3	Descrição dos Casos de Estudo .....	75
7.4	Resultados das Simulações.....	77
7.4.1	Valores médios da <b>THDV</b> nodal.....	77
7.4.2	Valores dos desvios padrão da <b>THDV</b> nodal.....	80
7.4.3	Valores dos percentis de 95% da <b>THDV</b> nodal .....	82
7.4.4	Validação da metodologia .....	85
<b>8</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>90</b>
8.1	Introdução.....	90
8.2	Principais Contribuições .....	90
8.3	Aplicações Práticas .....	91
8.4	Sugestões para Trabalhos Futuros.....	92
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>94</b>
	<b>ANEXO.....</b>	<b>102</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Configurações típicas de redes de distribuição primárias e secundárias .....	3
Figura 1.2 - Configuração em Anel .....	4
Figura 1.3 - Configuração Malhada.....	5
Figura 2.1 – Sistema Elétrico de Pequeno Porte. ....	17
Figura 2.2 – Sistema Elétrico Equivalente Harmônico. ....	18
Figura 4.1 - Condutores e imagens.....	39
Figura 4.2 - Esquema de Numeração e Ordenação dos Ramos.....	43
Figura 5.1 - Formação do FPHP.....	47
Figura 6.1 - Estrutura da célula fotovoltaica .....	57
Figura 6.2 - Circuito Elétrico Equivalente Ideal da Célula FV .....	57
Figura 6.3 - Curva Característica da célula solar.....	58
Figura 6.4 - Modelo do circuito elétrico do módulo FV com as resistências série e paralela equivalentes .....	59
Figura 6.5 - curva característica $I \times V$ do módulo FV.....	59
Figura 6.6 - Célula, módulo, string e arranjo FV .....	60
Figura 6.7 - Curva característica: (a) $I \times V$ e (b) $P \times V$ .....	62
Figura 6.8 - FDP da irradiância solar de maior intensidade. ....	65
Figura 6.9 - Diagrama de Blocos do Simulink Matlab da GDFV Conectada a Rede. ....	68
Figura 6.10 - FDP da Magnitude da corrente harmônica de quinta ordem. ....	70
Figura 6.11 - Misturas Gaussianas da FDPs da Magnitude da corrente harmônica de quinta ordem. ....	72
Figura 7.1 - Sistema teste europeu de baixa tensão - RDSE-906 (DSASC, n.d.). ....	73
Figura 7.2 - Configuração típica europeia (CIGRE, 2013). ....	74
Figura 7.3 - Localização das GDFVs no GIS do alimentador RDSE-906 (DSASC, n.d.).....	76
Figura 7.4 - Valor médio do $THDV$ da Fase A: (a) sem GDFV e (b) com GDFV.....	77

Figura 7.5: Valor médio do <i>THDV</i> da Fase B: (a) sem GDFV e (b) com GDFV.....	78
Figura 7.6 - Valor médio do <i>THDV</i> da Fase C: (a) sem GDFV e (b) com GDFV.....	79
Figura 7.7 - Desvio padrão do <i>THDV</i> da fase A: (a) sem GDFV e (b) com GDFV. ....	80
Figura 7.8 - Desvio padrão do <i>THDV</i> da fase B : (a) sem GDFV e (b) com GDFV.....	81
Figura 7.9 - Desvio padrão do <i>THDV</i> da fase C: (a) sem GDFV e (b) com GDFV.....	82
Figura 7.10 – Valor nodal do <i>THDV</i> da fase A com GDFV: (a) percentil 95% (b) variação relativa do percentil em relação ao valor médio (%). ....	84
Figura 7.11 – Valor nodal do <i>THDV</i> da fase B com GDFV: (a) percentil 95% (b) variação relativa do percentil em relação ao valor médio (%). ....	84
Figura 7.12 – Valor nodal do <i>THDV</i> da fase C com GDFV: (a) percentil 95% (b) variação relativa do percentil em relação ao valor médio (%). ....	85
Figura 7.13 – Comparação das FDA da fase A no nó 34 estimado com a SMC e MEP para o caso de estudo com GDFV. ....	88
Figura 7.14 – Comparação das FDA da fase B no nó 47 estimado com a SMC e MEP para o caso de estudo com GDFV. ....	88
Figura 7.15 – Comparação das FDA da fase C no nó 34 estimado com a SMC e MEP para o caso de estudo com GDFV. ....	89
Figura A.1 - Histograma e misturas gaussianas da magnitude de corrente harmônica de ordem 3 .....	102
Figura A.2 - Histograma e misturas gaussianas do ângulo da corrente harmônica de ordem 3 .....	103
Figura A.3 - Histograma e misturas gaussianas da magnitude de corrente harmônica de ordem 5 .....	104
Figura A.4 - Histograma e misturas gaussianas do ângulo da corrente harmônica de ordem 5 .....	105
Figura A.5 - Histograma e misturas gaussianas da magnitude de corrente harmônica de ordem 7 .....	106
Figura A.6 - Histograma e misturas gaussianas do ângulo da corrente harmônica de ordem 7 .....	107

Figura A.7 - Histograma e misturas gaussianas da magnitude de corrente harmônica de ordem 9 ..... 108

Figura A.8 - Histograma e misturas gaussianas do ângulo da corrente harmônica de ordem 9 ..... 109

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Limites de tensão harmônica segundo norma IEEE 519-2014 .....	23
Tabela 2.2 - Limite de <i>TDD</i> os níveis de tensão de 120 V a 69 kV norma IEEE 519-2014....	23
Tabela 2.3 - Limites para tensão harmônica - IEC 61000-2-2 .....	24
Tabela 2.4 - Limites para tensão harmônica - IEC 61000-2-2 .....	25
Tabela 2.5 - Limites de harmônicas de corrente - IEC 61000-3-2 .....	26
Tabela 2.6 - Limites sistêmicos das distorções harmônicas totais segundo PRODIST .....	26
Tabela 2.7 - Limites sistêmicos inferiores para tensão.....	27
Tabela 2.8 - Limites individuais para tensão .....	27
Tabela 6.1 - Limites de harmônicas injetadas pelo inversor FV .....	61
Tabela 6.2 - Parâmetros da FDP da irradiância solar selecionada.....	66
Tabela 7.1 - Paramentos da configuração subterrânea .....	74
Tabela 7.2 - RMG calculados do alimentador RDSE -906 .....	74
Tabela 7.3: Dados de injeção de correntes harmônica .....	74
Tabela 7.4 - Nós para alocação das GDFVs.....	76
Tabela 7.5 - Dados da GDFV .....	76
Tabela 7.6 - Informações estatísticas dos valores médios nodais da <i>THDV</i> da fase A (%). ....	78
Tabela 7.7 - Informações estatísticas dos valores médios nodais da <i>THDV</i> da fase B (%) .....	78
Tabela 7.8 - Informações estatísticas dos valores médios nodais da <i>THDV</i> da fase C (%) .....	79
Tabela 7.9 - Informações estatísticas dos desvios padrão nodais da <i>THDV</i> na fase A (%) .....	80
Tabela 7.10 - Informações estatísticas dos desvios padrão nodais da <i>THDV</i> na fase B (%) ...	81
Tabela 7.11 - Informações estatísticas dos desvios padrão nodais da <i>THDV</i> na fase C (%) ...	82
Tabela 7.12 - Erros estatísticos dos momentos de primeira ordem na fase A – Caso base (%). .....	86
Tabela 7.13 - Erros estatísticos dos momentos de primeira ordem na fase B – Caso base (%). .....	86

Tabela 7.14 - Erros estatísticos dos momentos de primeira ordem na fase C – Caso base (%)	86
Tabela 7.15 - Erros estatísticos dos momentos de primeira ordem na fase A – Caso GDFV (%)	87
Tabela 7.16 - Erros estatísticos dos momentos de primeira ordem na fase B – Caso GDFV (%)	87
Tabela 7.17 - Erros estatísticos dos momentos de primeira ordem na fase C – Caso GDFV (%)	87
Tabela A.1 - Parâmetros da mistura gaussiana para magnitude de corrente harmônica de ordem 3	102
Tabela A.2 - Parâmetros da mistura gaussiana do ângulo da corrente harmônica de ordem 3	103
Tabela A.3 Parâmetros da mistura gaussiana para magnitude de corrente harmônica de ordem 5	104
Tabela A.4 - Parâmetros da mistura gaussiana do ângulo da corrente harmônica de ordem 5	105
Tabela A.5 - Parâmetros da mistura gaussiana para magnitude de corrente harmônica de ordem 7	106
Tabela A.6 - Parâmetros da mistura gaussiana do ângulo da corrente harmônica de ordem 7	107
Tabela A.7 - Parâmetros da mistura gaussiana para magnitude de corrente harmônica de ordem 9	108
Tabela A.8 - Parâmetros da mistura gaussiana do ângulo da corrente harmônica de ordem 9	109

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BT – Baixa Tensão

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

FDP – Função Densidade de Probabilidade

FPH-MSA – Fluxo de Potência Harmônico via Método de Soma de Admitâncias

FV – Painéis Fotovoltaicos

FPH – Fluxo de Potência Harmônico

FPHP – Fluxo de Potência Harmônico Probabilístico

FPH-NR – Fluxo de Potência Harmônico via Newton-Raphson

GD – Geração Distribuída

GDFV – Geração Distribuída Fotovoltaica

IEC – International Electrotechnical Commission

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

MEP – Método de Estimação por Pontos

PRODIST – Procedimentos de Distribuição

QEE – Qualidade de Energia Elétrica

RDSE-906 – Rede de Distribuição Secundária Europeia com 906 Nós

SMC – Simulação Monte Carlo

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

O sistema elétrico de potência é formado por vários componentes interligados entre si que têm como função fornecer energia elétrica de forma contínua com mínimo custo e níveis aceitáveis de qualidade aos seus consumidores. Basicamente, é dividido em três grandes zonas funcionais que são (Brown, 2009; Kagan et al., 2005):

**i) Geração:** que converte alguma forma de energia (térmica, hidráulica, solar, eólica, nuclear, etc.) em energia elétrica. É composta por usinas de geração e subestações de geração, que têm a finalidade de elevar a tensão para o nível de transmissão, geralmente, ficam bem distantes dos centros de consumo;

**ii) Transmissão:** responsável pelo transporte da energia elétrica dos centros de produção aos de consumo. Deve operar interligado, por várias razões, dentre elas para aumentar a confiabilidade e ter a possibilidade de intercâmbio entre áreas;

**iii) Distribuição:** que distribui a energia elétrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores.

Na última metade do século XX, o planejamento e a operação dos sistemas de geração e transmissão apresentaram muitos desafios para os engenheiros e pesquisadores que requeriam o desenvolvimento de novas técnicas e análise. As usinas de geração de energia elétrica tornaram-se maiores. As linhas de transmissão passaram a interconectar grandes redes. A partir da última década do século vinte, mudanças significativas vêm ocorrendo no sistema de distribuição (por exemplo, automação, inserção de geração distribuída renovável, conexão de veículos elétricos, etc.) que exigem o desenvolvimento de novas ferramentas para o planejamento e operação deste sistema. Deste modo, o estudo desenvolvido nesta dissertação se concentra no sistema de distribuição que fundamentalmente é formado por cinco subsistemas (Vieira, 2012):

**i) Sistema de subtransmissão ou Rede de distribuição de alta tensão:** Transporta a energia elétrica recebida nas subestações de transmissão até as subestações de distribuição e também fornece energia para consumidores de grande porte, tais como indústrias e estações de tratamento e bombeamento de água. Normalmente, os níveis de tensão de operação da rede de

subtransmissão são de 69 kV ou 138 kV com capacidades de 20 a 150 MW. Existem várias topologias na rede de subtransmissão que variam desde circuitos radiais simples até arranjos malhados com esquemas de proteção sofisticados.

**ii) Subestação de distribuição:** supridas pela rede de subtransmissão são transformadores abaixadores que reduzem a tensão para o nível de distribuição primária.

**iii) Rede de distribuição primária:** transporta a energia elétrica da subestação de distribuição para os transformadores de distribuição. A tensão normalmente varia de 4,16 kV a 34,5 kV sendo o mais comum a classe de 15 kV. Dentre os consumidores primários destacam-se indústrias de porte médio, conjuntos comerciais, instalações de iluminação pública, etc.

**iv) Transformadores de distribuição:** convertem as tensões de distribuição primária para tensão de utilização. Tipicamente, as capacidades destes transformadores variam de 5 kVA a 2.500 kVA.

**v) Rede de distribuição secundária:** transporta energia elétrica dos transformadores de distribuição até os pontos de conexão dos consumidores individuais tais como residências, pequenos comércios e indústrias. Geralmente, as redes de distribuição secundárias operam em níveis de tensão de 220V/127V, 380V/220V ou 220V/110V.

As configurações das redes de distribuição primária e secundária utilizadas para fornecer energia elétrica aos consumidores são:

**i) Radial Simples:** há somente um ponto de fornecimento de energia elétrica para os consumidores. Portanto, caso haja interrupção em algum ponto da rede, os consumidores que estão à jusante do ponto de fornecimento terão seu suprimento interrompido, e retornarão apenas quando o componente falhado for reparado. É a topologia mais barata e de menor confiabilidade. É bastante comum em áreas rurais de baixa densidade de carga (Vieira, 2012; Brown, 2009; Short, 2004).

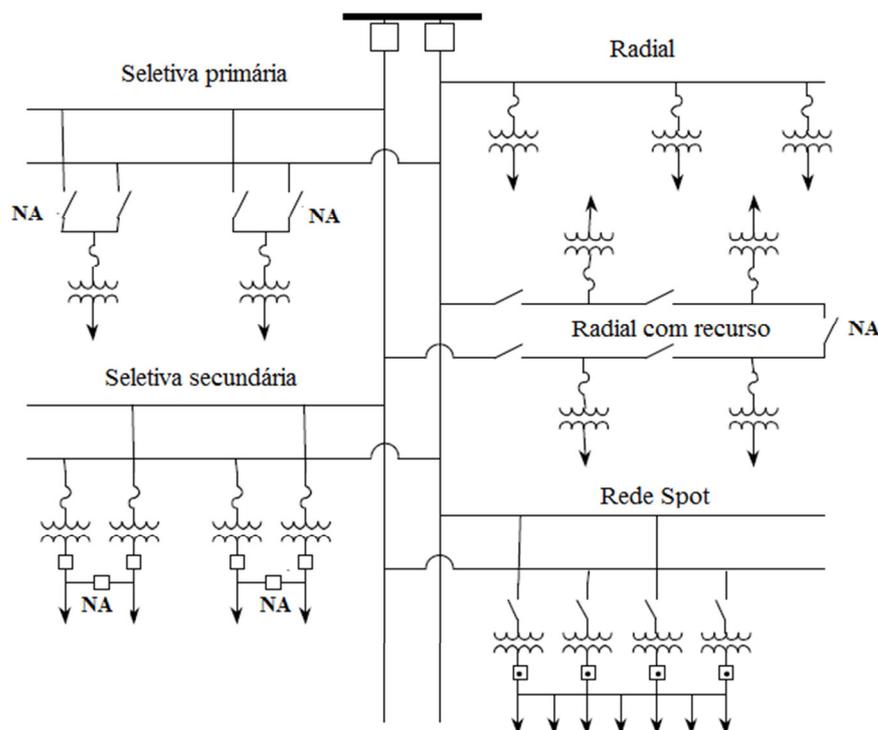
**ii) Configuração Radial com Recurso:** há uma ou mais interligação entre alimentadores diferentes através de dispositivos de chaveamento Normalmente Abertos (NA). Isso permite que o sistema opere normalmente de forma radial. Contudo, caso haja alguma falta, as cargas podem ser transferidas para o alimentador adjacente através do fechamento de chaves NA de interligação (Vieira, 2012; Brown, 2009).

**iii) Primário Seletivo:** os consumidores são conectados a dois alimentadores, um principal e outro alternativo, sendo o alternativo através de uma chave NA. Caso o alimentador principal, por algum motivo, fique desenergizado, uma chave desconecta a carga do alimentador principal e a chave do alimentador alternativo comuta para Normalmente Fechado (NF). Este tipo de configuração tem uma alta confiabilidade em relação à configuração que usa apenas um alimentador (Vieira, 2012; Brown, 2009).

**iv) Secundário Seletivo:** esta configuração opera de forma semelhante ao Primário Seletivo. Na rede secundária há uma chave NA que conecta um alimentador alternativo. Caso o alimentador principal fique desenergizado, a chave comuta para NF. É importante destacar, que para esta configuração os transformadores devem ser dimensionados de forma a suportar todas as cargas (Vieira, 2012; Brown, 2009).

**v) Rede Spot:** são usados por consumidores que exigem um alto grau de confiabilidade. Esta configuração conecta dois ou mais transformadores em paralelos a um barramento no lado secundário. Desta forma, esta configuração pode suportar uma ou mais falhas na rede primária sem que haja interrupção do fornecimento (Vieira, 2012; Brown, 2009).

As configurações citadas nos itens de (i) até (v) são mostradas na Figura 1.1.



**Figura 1.1 - Configurações típicas de redes de distribuição primárias e secundárias (Adaptada de Brown, 2009).**

**vi) Configuração em Anel (“Closed-Loop”):** esta configuração fornece uma alta confiabilidade. Os circuitos são conectados entre uma ou mais subestação através de chaves NF. Ela requer um número maior de equipamentos e um sistema de proteção complexo, semelhante ao que é usado nas redes de transmissão (Vieira, 2012; Short, 2004). A Figura 1.2 mostra o diagrama unifilar da configuração em anel.

**vii) Configuração Malhada (“Grid Network”):** utiliza dois ou mais alimentadores primários, que na maioria são radiais, para alimentar a rede secundária em múltiplas localizações. Desta forma, se um alimentador primário está fora de serviço, os alimentadores restantes podem alimentar os consumidores adequadamente. Consequentemente, o sistema de proteção da rede se torna mais complexo (Short, 2004). O diagrama unifilar de uma rede de distribuição com topologia malhada é mostrado na Figura 1.3.

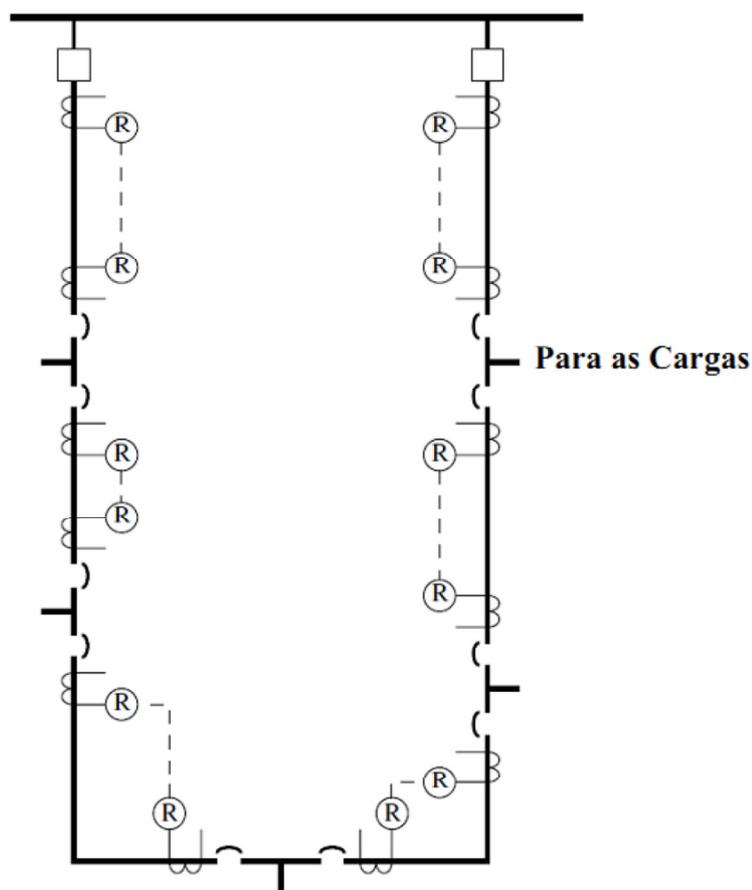


Figura 1.2 - Configuração em Anel (Adaptada de Short, 2004).

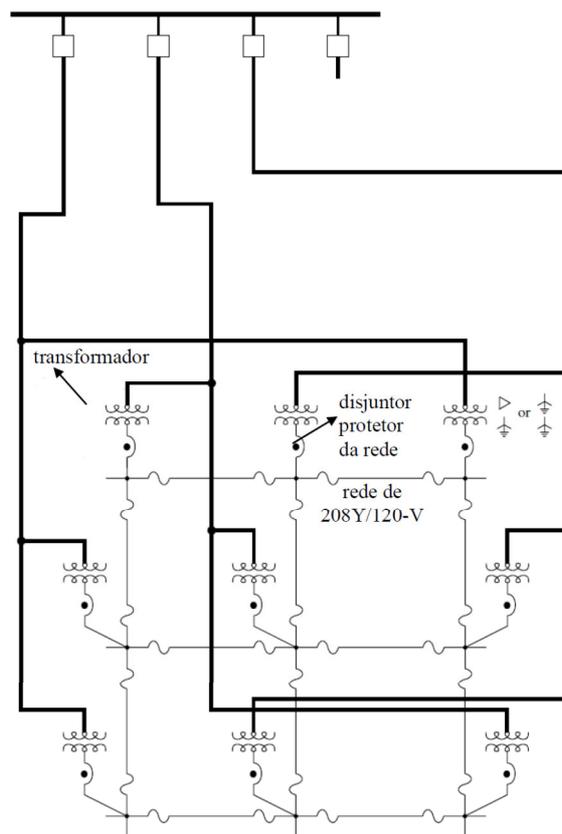


Figura 1.3 - Configuração Malhada (Adaptada Short, 2004).

## 1.2 Qualidade da Energia Elétrica

O sistema elétrico de potência tem a função de fornecer aos seus consumidores energia elétrica de forma contínua e adequada. Entretanto, devido a grande dimensão e complexidade na operação, manter a qualidade da energia elétrica se torna uma tarefa desafiadora. E no cenário atual tanto as concessionárias de energia elétrica quanto os consumidores estão preocupados com os problemas relacionados à Qualidade da Energia Elétrica (QEE). As principais razões que justificam tamanha preocupação são as seguintes (Dugan et al, 2002):

- i) Recentemente há diversos tipos de cargas que são baseados em controle de microprocessador e dispositivos de eletrônica. Devido a esta característica, essas cargas são mais sensíveis à variação da QEE.
- ii) A busca pelo aumento da eficiência energética tem levado ao aumento contínuo nas aplicações de dispositivos tais como controles de velocidade ajustável para motores. Estas aplicações resultarão no aumento do nível de harmônicos no sistema de energia.

iii) Os consumidores estão mais conscientizados sobre a qualidade de energia. Ou seja, eles estão mais informados sobre aspectos de QEE (interrupções, quedas de tensão, transitórios de chaveamento, etc.) e estão desafiando as concessionárias de energia elétrica a melhorar a qualidade da energia entregue.

iv) As redes elétricas estão interligadas. Logo, a falha de qualquer componente tem consequências muito maiores do que em sistemas isolados.

v) A reestruturação do setor elétrico na qual as empresas foram desverticalizadas, ou seja, foram separadas as funções de geração, transmissão e distribuição, e muitas empresas foram privatizadas principalmente as distribuidoras.

Do ponto de vista técnico, o problema da QEE é definida como deformações de curta ou longa duração da forma de onda da tensão que causa a falha ou má operação dos equipamentos dos consumidores. E com o objetivo de garantir que os consumidores sejam atendidos com uma tarifa justa e qualidade de energia elétrica adequada foi criada no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta agência regula e fiscaliza a qualidade do fornecimento de energia elétrica no setor elétrico nacional.

A ANEEL define que o fornecimento de energia elétrica deve ser de forma contínua e adequada, portanto, ela deve obedecer dois conceitos básicos, normalmente denominados de Qualidade do Serviço e Qualidade do Produto, estes conceitos são definidos abaixo (Kagan et al., 2009):

i) Qualidade do Serviço: o sistema elétrico está sujeito a interrupções provocadas por manutenção corretiva ou preventiva. Portanto, a qualidade de serviço está relacionada com a continuidade do suprimento, em outras palavras, com a confiabilidade de fornecimento de energia elétrica.

ii) Qualidade do Produto: é caracterizada basicamente pela forma de onda da tensão nos componentes de um sistema elétrico. Contempla principalmente os seguintes distúrbios:

- Variação de Frequência: o sistema de energia elétrica deve operar na frequência nominal, 60 Hz no Brasil, com uma tolerância de 0,1 HZ. Geralmente, este distúrbio ocorre devido a variações de grandes blocos carga. Contudo, a frequência é restaurada pelos controladores de velocidade dos geradores conectados no sistema;

- Variação de Tensão de Longa Duração: são subtensões ou sobretensões ou interrupções sustentadas em regime permanente com *duração maior* que 1 minuto. Estas variações na tensão são causadas por: variações nas cargas, inserção de geração distribuída e problemas de coordenação dos dispositivos de controle de tensão (bancos de capacitores e reguladores de tensão). No Brasil, este aspecto de QEE é conhecido como conformidade de tensão;
- Variação de Tensão de Curta Duração: são subtensões, ou sobretensões, ou interrupções momentâneas com *duração menor* que 1 minuto. Podem ser causadas por faltas ou energização de grandes cargas que necessitam de alta corrente de partida ou conexões irregulares na fiação de energia;
- Distorções Harmônicas: são distorções da forma de onda de tensão ou de corrente, geralmente são causadas por cargas não-lineares conectados no sistema, que produzem o surgimento de formas de ondas periódicas com frequência múltipla da fundamental do sistema;
- Desequilíbrio de Tensão e Corrente: é a diferença em módulo ou em ângulo entre as componentes de fase da tensão ou corrente. É um fenômeno de longa duração, ocorre em sistemas trifásicos devido a fatores, como o modo de ligação das cargas e a assimetria existente nas redes elétricas;
- Flutuações de Tensão: são oscilações na tensão provocadas por variações rápidas nas correntes das cargas. O principal efeito destas oscilações são cintilações em sistemas de iluminação, que provocam uma sensação desagradável em ambientes iluminados. Uma das causas das flutuações de tensão são os equipamentos baseados em arco elétrico, tais como fornos e máquinas de soldagem.

O estudo desenvolvido nesta dissertação está relacionado com as distorções harmônicas, pois é um dos distúrbios de QEE que continuamente mais afeta os consumidores das redes de distribuição.

### **1.3 Geração Distribuída**

A Geração Distribuída (GD) é definida como a produção de energia elétrica através de tecnologias de geração de pequeno porte conectada ao longo do sistema de distribuição, localizada próximo às cargas. No Brasil, a ANEEL define o tamanho da GD em duas

categorias (ANEEL, 2012): microgeração, com potência instalada menor ou igual a 100 kW, e minigeração, com potência superior a 100 kW e menor que 1MW.

Atualmente, os seguintes fatores têm contribuído para o aumento da inserção da GD no sistema de distribuição (Vieira, 2012):

- Recentes avanços tecnológicos na construção de turbinas que reduziram significativamente os custos de geração de energia;
- Incentivos fiscais para utilização de sistemas de geração de energia elétricas baseados em fontes de energia renováveis devido a restrições ambientais para emissão de gases causadores do efeito estufa;
- Livre acesso dos produtores independentes de energia às redes de transmissão e distribuição devido à desregulamentação do setor elétrico.

A inserção de GD próximas aos consumidores podem proporcionar benefícios ao sistema elétrico que podem ser classificados em técnicos e econômicos. Os principais benefícios técnicos resultantes da inserção de GD são:

- Redução das perdas na linha;
- Melhora do perfil de tensão;
- Redução de emissão de poluentes;
- Aumento da eficiência global do sistema;
- Aumento da confiabilidade e segurança do fornecimento de energia;
- Melhora dos índices de qualidade de energia;
- Alívio do congestionamento dos sistemas e transmissão e distribuição.

Por outro lado, os principais benefícios econômicos associados com a conexão da GD na rede de distribuição são:

- Adiamento de investimentos em melhorias e expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição;

- Algumas tecnologias de GD possuem custos reduzidos de operação e manutenção que aumentam a sua produtividade;
- Redução dos custos operacionais da rede elétrica devido à redução da potência que a concessionária fornece a carga;
- GD possuem tempo de implantação inferior ao de grandes centrais de geração;
- Aumento da diversidade da matriz energética;
- Maior segurança de fornecimento de cargas críticas.

Entretanto, o aumento no nível de inserção de GD pode alterar as características da rede de distribuição e resultar em violações em padrões de operação, tais como aqueles citados na referência (ANEEL, 2011). As principais características operacionais de redes de distribuição afetadas pela inserção da GD são:

- Aumento da complexidade de operação da rede de distribuição devido ao fluxo bidirecional de energia;
- Necessidades de alterar os procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes;
- Alteração do nível de curto-circuito das redes, em alguns casos;
- Aumento da distorção harmônica no caso de conversores para conexão das unidades geradoras, tais como painéis fotovoltaicos e células de combustível;
- Intermitência da geração e dificuldades para prever a disponibilidade de energia no caso das fontes renováveis (irradiância solar e velocidade do vento).

Algumas das tecnologias de produção de energia usadas na GD são (Júnior, 2014):

**i) Motores de combustão interna:** É uma tecnologia de GD bastante empregada devido ao seu baixo custo de instalação e operação com relação a outros tipos de GD, mas o seu custo de manutenção é elevado. Os motores de combustão interna podem ser projetados para funcionar com uma variedade de combustíveis, tais como, gasolina, querosene, propano, álcool e etc. No entanto, a sua emissão de poluentes é bastante elevada. Suas dimensões variam de 0,5 kW a 6,5 MW.

**ii) Microturbinas:** Este tipo de tecnologia utiliza como princípio de funcionamento o ciclo termodinâmico de Brayton, que utiliza gás natural e ar atmosférico para produzir potência girante. As principais vantagens deste tipo de tecnologia são as baixas emissões de poluentes e sua modularidade, isto é, a maioria das cargas pode ser atendida usando unidades de pequeno a médio porte. Apesar disso, as microturbinas têm como desvantagem os elevados custos de manutenção.

**iii) Células de combustíveis:** São dispositivos que combinam hidrogênio e oxigênio para produzir energia elétrica, sem necessidade de combustão. A principal vantagem desta tecnologia é que elas realmente têm emissão zero de poluentes. As células de combustíveis têm as seguintes desvantagens: custo elevado, baixa capacidade para acompanhar variações na carga e necessidade de uma nova infraestrutura para a distribuição do combustível.

**iv) Eólica:** Esta tecnologia aproveita a energia cinética do vento como mecanismo primário para movimentar lâminas da turbina e conseqüentemente um gerador elétrico. Tem um impacto ambiental mínimo, sendo o maior impacto na questão visual. Uma desvantagem é a total dependência da velocidade do vento, que prejudica a operação na velocidade nominal devido a sua intermitência.

**v) Fotovoltaica:** Converte a energia solar em energia elétrica, usando células fotovoltaicas. Uma grande vantagem desta tecnologia é o custo zero do combustível. Contudo, uma desvantagem em relação às demais é que a geração de energia ocorre somente quando há luz solar. Para sistemas isolados surge a necessidade de usar baterias para armazenar energia produzida e utiliza-la quando não há luz solar. Apesar do elevado custo, o preço do painel fotovoltaico tem caído nas últimas décadas, tornando-se uma alternativa bastante competitiva em relação a outras tecnologias de GD.

No Brasil, a tecnologia fotovoltaica ou Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), que está associada com o tema desta dissertação, tem sido estimulada por vários fatores como:

- Altos níveis de radiação solar devido às favoráveis condições geográficas;
- Reservas de silícios que podem ser usados na fabricação de painéis fotovoltaicos;
- Redução nos custos dos painéis fotovoltaicos devido à curva de aprendizagem da tecnologia fotovoltaica;
- Alto valor da tarifa de energia;

- Projetos P&D para definir acordos comerciais e técnicos para inserir a geração fotovoltaica na matriz energética;
- Criação de regras e normas para a conexão nas redes de distribuição;
- Descontos nos encargos de uso de redes de transmissão e distribuição para plantas solares.

#### **1.4 Revisão Bibliográfica**

O primeiro passo para estimar o nível de distorção harmônica da rede é estimar o estado harmônico. Na literatura, várias técnicas determinísticas para estimar o estado harmônico têm sido propostas (Torquato et al., 2014; Alves, 2016). Herraiz et al. (2003) apresenta uma revisão destas técnicas conhecidas como Fluxo de Potência Harmônico (FPH). Entretanto, existem incertezas que afetam o planejamento e a operação do sistema elétrico de potência (Zhang e Li, 2009) e, conseqüentemente, também afetam o estado harmônico. Logo, a fim de obter resultados mais realísticos técnicas de modelagem de incertezas devem ser combinados com os FPH. Deste modo, as incertezas presente nas redes elétricas podem ser levadas em conta na estimação do nível de distorção harmônica presente na rede.

A princípio deve-se destacar que existem dois tipos de incertezas presentes no planejamento e na operação das redes elétricas que são (Zhu, 2009):

- i) Incertezas matemáticas: que é a diferença entre o valor estimado e o valor verdadeiro, incluindo erros de observação ou cálculo.
- ii) Outras fontes de incertezas: que são capacidade de transmissão, disponibilidade de geração, variação de carga, falhas de equipamento, regras de mercado, preço de energia, etc.

As principais técnicas para modelagem de incertezas são os Métodos Probabilísticos e os Conjuntos Fuzzy (Zhu, 2009). A função dessas técnicas é refletir as incertezas dos parâmetros de entrada nos parâmetros de saída de um sistema. A principal diferença entre eles é como as incertezas são caracterizadas. Os métodos probabilísticos utiliza a Função Densidade de Probabilidade (FDP), enquanto o método Fuzzy usa Funções de Pertinência para representar as incertezas.

Segundo Chen et al. (2008), os métodos probabilísticos têm uma sólida base matemática e têm sido bastante aplicados a sistemas de energia em diferentes áreas. Devido a

isto, os métodos probabilísticos são uma ótima ferramenta para modelar incertezas e avaliar a propagação das harmônicas e o nível de distorção harmônica na rede. Os métodos probabilísticos assumem que as FDPs das variáveis de entrada são conhecidas e, a partir destas, as FDPs de saída são geradas. Vários métodos têm sido introduzidos na literatura para realizar a análise probabilística. Estes métodos podem ser caracterizados em dois grupos: Métodos de Simulação Estocástica e os Analíticos.

A Simulação Monte Carlo (SMC) é o método de simulação estocástica mais comum e o mais preciso. Geralmente, ela é usada quando o problema é altamente não-linear (Billinton e Allan, 1992). Basicamente, a SMC se baseia no sorteio aleatório de amostras das FDP de entrada para determinar a solução de um sistema. Há uma versão linear da SMC, conhecida como SMC-Linear bastante aplicada em sistemas lineares ou em sistemas não-lineares em que a linearização seja tolerada (Carpinelli et al., 2015).

O outro grupo dos métodos probabilísticos são os métodos analíticos que analisam o sistema através de expressões matemáticas das FDPs das variáveis de entrada. Consequentemente, os resultados também serão dados em termos das expressões matemáticas das FDPs.

Os Métodos analíticos são divididos em dois grupos: os baseados em linearização, tais como os Métodos de Convolução e dos Cumulantes, e os baseados em aproximações da FDP, como o Método de Estimação por Pontos (MEP).

Nos Métodos de Convolução, técnicas de convolução são realizadas pra determinar as FDPs das variáveis de saída. A desvantagem deste método é a grande quantidade de armazenamento e de tempo computacional exigido para grandes sistemas. Allan et al. (1981) combina Transformada de Fourier Discreta com as técnicas de convolução a fim de reduzir o esforço computacional.

Os Métodos dos Cumulantes utiliza um tipo de característica estatística chamado cumulante que é estimado a partir dos momentos das FDPs das variáveis de entrada. Em seguida, os cumulantes das variáveis de saídas são calculados através de fórmulas analíticas. As FDPs das variáveis de saída podem ser estimas a partir dos Cumulantes utilizando aproximações da FDPs através de expansões em série, como por exemplo, a série de Gram-Charlier (Wang et al., 2008).

O MEP é um método analítico baseado na aproximação da FDP. Basicamente, ele gera os momentos das FDP das variáveis de saída de um sistema utilizando apenas alguns pontos das FDPs das variáveis de entrada do sistema (Su, 2005). A vantagem deste método em relação aos demais citados acima é o baixo custo computacional. Além disso, ele tem a mesma simplicidade da SMC, pois as equações que regem o comportamento de um sistema não necessitam de simplificações. Em outras palavras, o sistema não precisa ser linearizado, como é feito nos métodos baseados em linearização.

Existem diversas aplicações dos métodos probabilísticos associadas com as distorções harmônicas relatadas na literatura.

Abdelrahman et al. (2014) desenvolveram uma metodologia usando o software DigSILENT PowerFactory e a SMC para avaliar o impacto no índice  $THD_V$  das incertezas na geração de harmônicas em diferentes tipos de GDs, conectadas ao longo de um rede de distribuição e nas cargas não-lineares. Além disso, as incertezas na localização das cargas não-lineares foram consideradas. A referência assumiu que todas as injeções de correntes harmônicas variam aleatoriamente com FDP uniforme. Uma das conclusões do artigo é que as incertezas aumentam a variação do nível de  $THD_V$  da rede.

Au e Milanovic (2006) combinam o FPH via método de Zbus com a SMC para realizar uma avaliação probabilística do nível  $THD_V$  em uma rede de distribuição de média tensão durante os períodos de baixa e alta demanda para um conjunto de cargas agregadas. Neste estudo, as informações probabilísticas sobre as FDPs das correntes harmônicas foram obtidas a partir de amostras de correntes harmônicas coletadas por medidores conectados a um conjunto de cargas agregadas. As correntes harmônicas foram modeladas como FDPs normais.

Caramia et al. (2003) utilizou o FPH via Newton Raphson para avaliar a precisão e o desempenho das técnicas probabilísticas de SMC linear, convolução e distribuição de Pearson em relação a SMC não-linear na estimação das FDPs das tensões e correntes harmônicas. Neste artigo, constatou-se que os métodos baseados em linearizações não são muito adequados para estimação do estado harmônico. Porém, apresentam precisão aceitável dentro do intervalo de variação das variáveis aleatórias de entrada.

Mohammadi (2015) propõe uma metodologia para estimar os indicadores de distorção harmônica de tensão e corrente combinando o FPH via método de Newton Raphson com uma

versão rápida do MEP. A metodologia proposta é comparada com o método probabilístico MEP convencional e validada usando a SMC. Todas as variáveis aleatórias são modeladas como distribuição normal e os ângulos das injeções harmônicas foram desprezados. A metodologia proposta por Mohammadi (2015) apresentou altos níveis de precisão.

Yu e Li (2016) propõe uma metodologia baseada no FPH via injeção de corrente, resolvido de forma iterativa, e no MEP para estimar as FDP das tensões harmônicas em redes de distribuição com GDs renováveis. Nesta metodologia foi assumido que cada injeção de corrente harmônica é independente e com distribuição normal. Adicionalmente, a fase foi desprezada na metodologia. A SMC foi utilizada na validação da metodologia proposta por Yu e Li (2016).

A revisão bibliográfica sobre o assunto mostrou que a maioria das técnicas usadas em estudos envolvendo harmônicas se baseia na SMC, principalmente para a validação e aferição da precisão de outros métodos. Atualmente, o MEP tem sido bastante utilizado nas metodologias probabilísticas para estudos de harmônicos. Os FPH mais utilizados se baseiam no de Newton-Raphson e Injeção de correntes. Além disso, estudos considerando GDs renováveis se tornaram frequentes devido à tendência no aumento da conexão desse tipo de tecnologia nas redes de distribuição. E também, pelo fato de que algumas GDs renováveis utilizam o inversor, que é um equipamento altamente não-linear que faz a interface entre a rede e a GD. Adicionalmente, muitos trabalhos desprezam os ângulos das correntes harmônicas para simplificar o problema. Contudo, isso pode gerar resultados imprecisos, pois os ângulos afetam diretamente o estado harmônico da rede.

## **1.5 Motivação**

Atualmente, a utilização de cargas ou equipamentos de natureza não-linear no sistema de distribuição tem aumentado consideravelmente. O uso crescente desse tipo de equipamento ao longo da rede torna os sistemas mais vulneráveis e propensos a apresentarem problemas de qualidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores, devido o fato de que as cargas não-lineares injetam correntes harmônicas na rede afetando a forma de onda da tensão. Uma potencial fonte de correntes harmônicas que está cada vez mais presente nos sistemas de distribuição é a tecnologia de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), que possui como um dos seus principais componentes o inversor, equipamento não-linear, que faz a interface da GDFV com a rede elétrica. Além do mais, existem incertezas que afetam a operação do

sistema, tal como a variação de carga e a própria variabilidade da potência da GDFV devido à intermitência de sua fonte primária. Essas incertezas também afetam os níveis de distorção harmônica da rede. Desta forma, é de significativa importância desenvolver metodologias probabilísticas para estimar o nível de distorção harmônica presente nas redes elétricas.

## 1.6 Objetivos e Contribuições da Dissertação

Esta dissertação tem como principal objetivo desenvolver uma metodologia probabilística para estimar o nível de Distorção Harmônica Total de Tensão em redes de distribuição secundárias considerando as incertezas presentes na rede e na GDFV conectada ao longo da rede.

Os objetivos específicos da dissertação são:

- i) Modelar rede de distribuição em coordenadas de fase para cada ordem harmônica;
- ii) Modelar a GDFV utilizando coordenadas de fase;
- iii) Desenvolver um FPH em coordenadas de fase.
- iv) Desenvolver uma metodologia probabilística para estimar a FDP da distorção harmônica total de tensão nodal combinando as técnicas citadas acima com o Método de Estimação por Pontos (MEP), para modelar as incertezas, e a técnica de Gran-Charlier para gerar as FDP do estado harmônico.

## 1.7 Estrutura da dissertação

Esta dissertação é dividida em 8 capítulos:

**Capítulo 1:** Contém uma introdução geral, sobre os sistemas de distribuição radiais e uma breve abordagem sobre a geração distribuída e a qualidade de energia elétrica. Além, de apresentar a motivação e os objetivos desta dissertação.

**Capítulo 2:** Apresenta uma visão geral do distúrbio de distorção harmônica como definição, causas e efeitos. E também são apresentados os principais indicadores de distorção harmônica e as normas técnicas que limitam os níveis de distorção harmônica.

**Capítulo 3:** Aborda uma revisão dos principais FPH utilizados na literatura.

**Capítulo 4:** Apresenta a modelagem dos componentes da rede de distribuição em coordenadas de fase estendidos a modelos de quatro condutores para cada ordem harmônica e a formulação do FPH via Método de Varredura regressiva/progressiva de Soma de Admitâncias com os modelos de coordenadas de fase

**Capítulo 5:** Define o FPH probabilístico e a técnica probabilística de MEP utilizada para modelagem das incertezas. Além disso, uma metodologia para estimar probabilisticamente a distorção harmônica de tensão é formulada.

**Capítulo 6:** Este capítulo apresenta os seguintes aspectos relacionados com a GDFV: princípio de funcionamento, principais configurações e modelagem no fluxo de potência.

**Capítulo 7:** São apresentados os resultados dos testes com a metodologia desenvolvida.

**Capítulo 8:** Relata as conclusões da dissertação obtidas com os resultados dos testes.

## 2 DISTORÇÃO HARMÔNICA

### 2.1 Aspectos Gerais

A distorção harmônica tem como principal característica deformar, distorcer ou remover a conformidade senoidal da tensão e/ou corrente. Este distúrbio é o resultado de uma superposição de uma série de ondas senoidais que possuem uma componente fundamental e outras múltiplas da fundamental que são conhecidas como harmônicas.

A principal causa das distorções harmônicas são as chamadas fontes de harmônicas que são cargas (dispositivos) que possuem características não-lineares, tais como: equipamentos de informática, pontes retificadoras, variadores de velocidade, fornos a arco, iluminação fluorescente com reator eletrônico, inversores, etc. A utilização de cargas não-lineares provoca o aparecimento de correntes harmônicas que são injetadas ou extraídas no sistema elétrico.

Um efeito deste distúrbio pode ser visto considerando o sistema da Figura 2.1 onde as perdas do sistema são analisadas. O sistema é composto por um gerador  $G$  com impedância interna de  $R_G + jX_G$  que alimenta uma carga linear e uma carga não-linear através de uma linha com impedância  $R_S + jX_S$ .

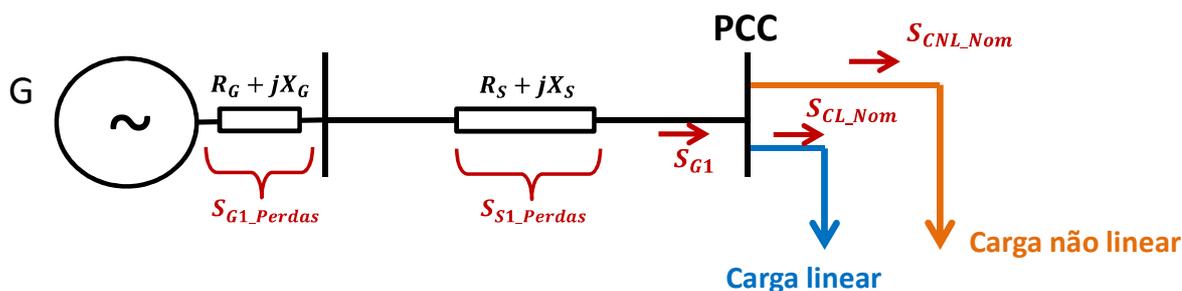


Figura 2.1 – Sistema Elétrico de Pequeno Porte.

Quando o gerador fornece uma potência aparente  $S_{G1}$  no Ponto Comum de Conexão (PCC), de modo que as potências nominais da carga linear ( $S_{CL\_Nom}$ ) e não-linear ( $S_{CNL\_Nom}$ ) sejam atendidas, as perdas necessárias na frequência fundamental na linha e na geração são  $S_{S1\_Perdas}$  e  $S_{G1\_Perdas}$ , respectivamente.

Uma grande quantidade de potência aparente  $S_{G1}$  fornecida no PCC é consumida pelo conjunto de cargas. Porém, uma pequena potência aparente  $S_{CNL\_Nom}$ , destinada à carga não-

linear, não é aproveitada pela carga, pois é convertida em diferentes frequências harmônicas presentes neste tipo de carga. Essa potência total convertida em diferentes frequências harmônicas será denominada de potência aparente total  $S_{Total}^{(h)}$ . A potência aparente total  $S_{Total}^{(h)}$  surge no sistema, porque a carga não-linear injeta correntes harmônicas no sistema gerando fluxo de potência harmônico.

Para entender o impacto dos harmônicos, o sistema da Figura 2.2 é usado para analisar o fluxo de potência harmônico. Como a tensão interna do gerador é perfeitamente senoidal, o gerador fornece apenas potência na frequência fundamental. Portanto, nas frequências harmônicas a força eletromotriz do gerador é curto-circuitada. Logo, a linha e o gerador são representados por suas impedâncias harmônicas  $R_S^{(h)} + jX_S^{(h)}$  e  $R_G^{(h)} + jX_G^{(h)}$ , respectivamente. E a carga linear é modelada como uma impedância harmônica enquanto que a não-linear, neste exemplo, é modelada como uma fonte de corrente.

A carga não-linear injetará correntes harmônicas no PCC que irão se propagar pela rede e uma pequena parcela será absorvida pela carga linear. A circulação de correntes harmônicas irá provocar o aparecimento de fluxo de potência que será consumido sem nenhuma utilidade pelas impedâncias da linha, ( $S_S^{(h)}$ ), e interna do gerador, ( $S_G^{(h)}$ ), e na carga linear, ( $S_{CL}^{(h)}$ ).

Assim a perda total de potência do sistema consiste da componente da frequência fundamental do gerador,  $S_{G1\_Perdas}$ , e da linha,  $S_{S1\_Perdas}$ , mais as potências harmônicas ( $S_S^{(h)} + S_G^{(h)} + S_{CL}^{(h)}$ ) causadas pela injeção de correntes harmônicas da carga não-linear. Note que devido a isso a magnitude de perdas do sistema aumenta.

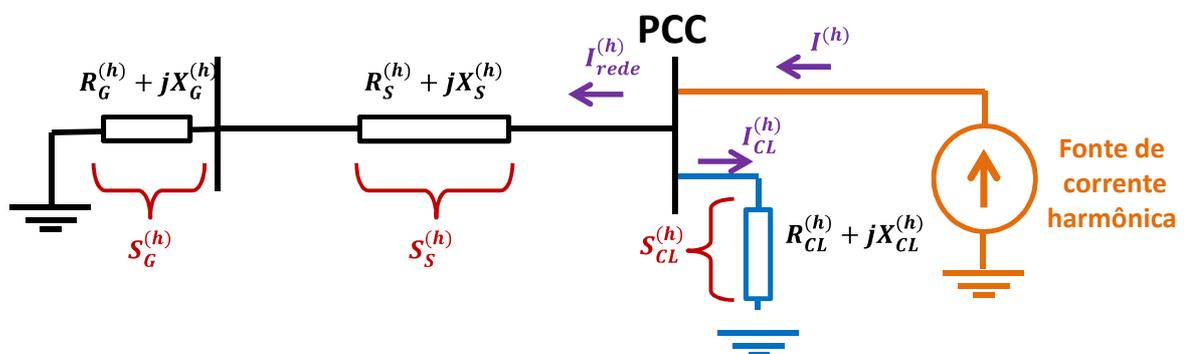


Figura 2.2 – Sistema Elétrico Equivalente Harmônico.

Outra análise que pode ser feita é em relação à distorção da queda de tensão. Na Figura 2.1, quando a fonte de tensão senoidal é aplicada a carga não-linear, a corrente resultante não é perfeitamente senoidal. Quando correntes distorcidas fluem através da impedância entre a fonte e o PCC a queda de tensão  $\Delta V_z$  é distorcida. Isto altera a conformidade senoidal da tensão no PCC, pois a tensão é dada por (2.1). Note que mesmo a carga linear não sendo uma fonte de harmônica, a tensão fornecida a ela também será distorcida.

$$V_{PCC} = V - \Delta V_z \quad (2.1)$$

Onde:

$V_{PCC}$  é a tensão no PCC;

$V$  é a tensão no gerador;

$\Delta V_z$  é a queda de tensão entre o gerador e a o PCC.

Resumidamente, os efeitos causados pela presença de componentes harmônicos podem ser (Leão et al., 2014; Das, 2002):

- Baixo fator de potência;
- Correntes no neutro podem igualar ao exceder as correntes de fase;
- Sobreaquecimento de transformadores e motores;
- Atuação intempestiva de dispositivos de proteção (disjuntores, chaves seccionadores) sem causa detectável;
- Aumento de tensões neutro-terra;
- Aumento da temperatura nos condutores, devido ao aumento da corrente eficaz;
- Estresse térmico, devido ao fluxo de correntes harmônicas;
- Estresse no isolamento, devido à ação de tensões harmônicas;
- Mudança no fator de crista;
- Aumento de vibrações;
- Interferência na capacidade de ruptura de disjuntores;
- Influência nas reatâncias indutivas e capacitivas;

- Dispositivos de medição exibem diferentes respostas a sinais não-lineares;
- Interferência nos sistemas telefônicos e de comunicação;
- Flutuações das imagens de vídeos;
- Falhas de bancos de capacitores por causa de ressonância e amplificação de harmônicos.

Em geral as harmônicas causam aumentos de perdas, como mostrado anteriormente, e diminuição da vida útil de equipamentos. Sendo que equipamentos sensíveis podem sofrer operação indevida ou falha em seus componentes.

Desta forma, o uso crescente de cargas não-lineares ao longo das redes de distribuição torna os sistemas mais vulneráveis e propensos a apresentarem problemas de qualidade no fornecimento de energia aos seus consumidores (Tostes, 2003).

Portanto, a fim de garantir que os consumidores da rede de distribuição sejam atendidos com QEE adequada, existem normas técnicas, que limitam o nível de distorção harmônica permissível na rede. Logo, as concessionárias de energia elétrica devem avaliar o nível de distorção harmônica nos nós das redes de distribuição, com a intenção de mantê-los dentro dos limites permissíveis. A técnica mais comumente usada pelas concessionárias de energia para mitigar os níveis de distorção harmônica é a utilização de filtros, que reduz a amplitude de tensões e correntes harmônicas de uma ou mais frequências harmônicas (Pires, 2010).

## **2.2 Indicadores de Distorção Harmônica**

Nesta seção são apresentados os principais indicadores de distorção harmônica usados pelas concessionárias de energia elétrica e também pelos fabricantes de equipamentos eletrônicos para quantificar os níveis de distorção harmônica presente na rede elétrica.

### **2.2.1 Índice de Distorção de Harmônica Total**

O índice de Distorção de Harmônica Total, *THD* do inglês “Total Harmonic Distortion”, é uma medida do valor eficaz das componentes harmônicas de uma forma de onda distorcida. É um importante índice bastante utilizado nos sistemas de transmissão e

distribuição para quantificar a presença de harmônicas no sistema. Ele considera a contribuição de cada componente harmônica presente no sinal. É definido para os sinais de tensão ( $THD_V$ ) e corrente ( $THD_I$ ), respectivamente, conforme as equações abaixo.

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \times 100\% \quad (2.2)$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \times 100\% \quad (2.3)$$

Onde:

$V_h$  ( $I_h$ ) é a componente harmônica de ordem  $h$  da tensão (corrente);

$V_1$  ( $I_1$ ) é o valor da tensão (corrente) na frequência fundamental.

Para sistemas trifásicos equilibrados a quatro fios, a tensão linha-neutro é usada para o cálculo do  $THD_V$ . Quando o sistema é trifásico trifilar, o  $THD_V$  é calculado entre fases, em condições de desequilíbrio, há uma  $THD_V$  para cada fase (Leão et al., 2014). Basicamente, os  $THD_V$  e  $THD_I$  fornecem uma boa ideia do efeito térmico (dissipação de calor) quando uma tensão distorcida é aplicada através de uma resistência linear. Da mesma forma, estes índices podem indicar as perdas adicionais causadas pelas correntes harmônicas fluindo através de um condutor (Dugan et al., 2002).

### 2.2.2 Distorção Total de Demanda

Os níveis de distorção na corrente podem ser estimados usando o  $THD_I$ , como descrito anteriormente. Porém estes resultados podem ocasionar uma má interpretação dos níveis de distorção harmônica, pois uma pequena corrente pode resultar em um alto nível de  $THD_I$ . Entretanto isso não implica em sérios problemas para a rede, uma vez que a magnitude da corrente harmônica é pequena.

A fim de resolver esse problema, o índice Distorção Total de Demanda,  $TDD$  do inglês “Total Demand Distortion”, definido na equação (2.4), é uma forma alternativa para avaliar o nível de distorção harmônica da corrente. Este índice é bem parecido com o  $THD_I$ .

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \times 100\% \quad (2.4)$$

Onde:

$I_L$  é a demanda de pico ou máxima da corrente da carga na frequência fundamental;

$I_h$  é magnitude da corrente harmônica de ordem  $h$ .

Em instalações novas, a demanda de corrente pode não ser conhecida. Neste caso, o índice  $TDD$  pode ser estimado pela corrente de plena carga do transformador como aproximação da corrente de demanda máxima ou pode ser estimado com base em um modelo de previsão de carga (Leão et al., 2014; Dugan et al., 2002).

### 2.2.3 Índice de Distorção de Harmônica Individual

O Índice de Distorção de Harmônica Individual,  $IHD$  do inglês “Individual Harmonic Distortion”, quantifica a distorção harmônica individual de tensão ( $IHD_V$ ) e corrente ( $IHD_I$ ). Ele ajuda na identificação de ordens harmônicas significativas e, conseqüentemente, na dimensão de filtros harmônicos.

$$IHD_V = \frac{V_h}{V_1} \times 100\% \quad (2.5)$$

$$IHD_I = \frac{I_h}{I_1} \times 100\% \quad (2.6)$$

Onde:

$V_h$  ( $I_h$ ) é a componente harmônica de ordem  $h$  da tensão (corrente);

$V_1$  ( $I_1$ ) é o valor da tensão (corrente) na frequência fundamental.

## 2.3 Normas para Limitação de Harmônicas

Nesta seção serão apresentadas as principais normas relacionadas com as harmônicas, destacando-se os limites permissíveis na rede elétrica.

### 2.3.1 Norma do IEEE

A norma do Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) que trata de limites de harmônicas é proposta no documento IEEE Std 519-2014, *Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems* (IEEE, 2014). Esta norma apresenta uma abordagem conjunta entre concessionária e cliente para limitar o impacto das injeções de correntes harmônicas das cargas não-lineares definindo níveis aceitáveis de harmônicas de tensão e corrente para o ponto de fornecimento de energia pela concessionária ou PCC (Leão et al, 2014).

É importante destacar, que a norma IEEE 519-2014 define limites probabilísticos para distorções harmônicas a fim de levar em consideração as incertezas presentes na rede. Para os limites de tensão harmônica a norma define o seguinte:

- O percentil diário de 99% deve ser inferior a 150% dos valores da Tabela 2.1.
- O percentil semanal de 95% deve ser inferior aos valores da Tabela 2.1.

**Tabela 2.1 - Limites de tensão harmônica segundo norma IEEE 519-2014 (IEEE, 2014).**

Tensão entre fase-neutro ( $V^{\phi n}$ ) na barra	$IHD_V(\%)$	Máximo $THD_V(\%)$
$V^{\phi n} \leq 1,0$ kV	5,0	8,0
$1,0$ kV $< V^{\phi n} \leq 69$ kV	3,0	5,0
$69$ kV $< V^{\phi n} \leq 161$ kV	1,5	2,5
$V^{\phi n} > 161$ kV	1,0	1,5

Já em relação à distorção harmônica de corrente, a norma IEEE 519-2014 classifica os limites com base no nível de tensão nominal e de curto circuito no PCC. Os limites são definidos em relação a corrente de máxima demanda. Deste modo, para os níveis de tensão das redes de distribuição, de 120 V a 69 kV, a norma define o seguinte:

- O percentil diário de 99% da corrente harmônica medido durante um período muito curto deve ser inferior ou igual a 200% dos valores da Tabela 2.2.
- O percentil diário de 99% da corrente harmônica medido durante um período curto deve ser inferior ou igual a 150% dos valores da Tabela 2.2.
- O percentil semanal de 95% da corrente harmônica medido durante um período curto deve ser inferior ou igual aos valores da Tabela 2.2.

**Tabela 2.2 - Limite de  $TDD$  os níveis de tensão de 120 V a 69 kV norma IEEE 519-2014 (IEEE, 2014).**

$I_{cc}/I_L$ (%)	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	$TDD$
$< 20$	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
$20 < 50$	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
$50 < 100$	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
$100 < 1000$	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
$> 1000$	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Harmônicas pares são limitada em 25% dos limites das harmônicas ímpares;  $I_{cc}$  é a corrente de curto circuito no PCC;  $I_L$  é a corrente de máxima demanda.

### 2.3.2 Norma do IEC

O International Electrotechnical Commission (IEC) fornece várias normas para limites de harmônicas, separadas em partes, contidas nas publicações da IEC 61000. A fim de levar em conta os aspectos probabilísticos, estas normas limitam os níveis de distorção harmônica com base no nível de compatibilidade. O nível de compatibilidade é selecionado de modo que haja apenas uma pequena probabilidade de que o limite seja violado. Geralmente, o nível de probabilidade é de 95%, ou seja, o percentil de 95% é definido como o nível de compatibilidade.

Resumidamente, algumas destas normas relacionadas às harmônicas são:

i) Norma IEC 61000-2-2 (IEC, 2002): define níveis de compatibilidade para tensões harmônicas para sistemas de distribuição públicos de baixa tensão, com tensão nominal até 420 V monofásico ou 690 V trifásico e uma frequência nominal de 50 ou 60 Hz. Os limites são dados na Tabela 2.3.

**Tabela 2.3 - Limites para tensão harmônica - IEC 61000-2-2 (IEC, 2002).**

Harmônica ímpares não múltiplas de 3		Harmônica ímpares múltiplas de 3		Harmônicas pares	
Ordem $h$	$IHD_V(\%)$	Ordem $h$	$IHD_V(\%)$	Ordem $h$	$IHD_V(\%)$
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,4	6	0,5
13	3	21	0,3	8	0,5
$17 \leq h \leq 49$	$2,27 \times \frac{17}{h} - 0,27$	$21 \leq h \leq 45$	0,2	$10 \leq h \leq 50$	$0,25 \times \frac{10}{h} + 0,25$
A $THD_V$ para os níveis de compatibilidade deve ser inferior a 8%.					

ii) Norma IEC 61000-3-6 (IEC, 2008): recomenda limites de emissão de harmônicas em redes de MV, HV e EHV. Esta norma fornece orientação para a coordenação das tensões harmônicas entre os diferentes níveis de tensão, a fim de atender aos níveis de compatibilidade no nível de utilização e evitar efeitos adversos em equipamentos sensíveis do consumidor. Os limites são dados na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Limites para tensão harmônica - IEC 61000-2-2 (IEC, 2008).

Harmônica ímpares não multiplica de 3			Harmônica ímpares multiplica de 3			Harmônicas pares		
Ordem $h$	$IHD_V(\%)$		Ordem $h$	$IHD_V(\%)$		Ordem $h$	$IHD_V(\%)$	
	MV	HV/ EHV		MV	HV/ EHV		MV	HV/ EHV
5	5	2	3	4	2	2	1,8	1,4
7	4	2	9	1,2	1	4	1	0,8
11	3	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,4
13	2,5	1,5	21	0,2	0,2	8	0,5	0,4
$17 \leq h \leq 49$	$f_1$	$f_2$	$21 \leq h \leq 45$	0,2	0,2	$10 \leq h \leq 50$	$f_3$	$f_4$
A $THD_V$ para os níveis de compatibilidade deve ser inferior a 6.5% para MV e 3% para HV e EHV								

Onde:  $f_1 = 1,9 \times \frac{17}{h} - 0,2$ ;  $f_2 = 1,2 \times \frac{17}{h}$ ;  $f_3 = 0,25 \times \frac{10}{h} + 0,22$ ;  $f_4 = 0,19 \times \frac{10}{h} + 0,16$

iii) Norma IEC 61000-3-2 (IEC, 2014): avalia e define limites para as componentes harmônicas de corrente para equipamentos com corrente nominal de entrada menor ou igual a 16 A por fase que correspondem a equipamentos conectados a sistemas de distribuição públicos de baixa tensão em 220/380 V, 230/400 V e 240/415 V, operando em 50 ou 60 Hz. Os limites são dados na Tabela 2.5.

Nesta norma os equipamentos são classificados em 4 classes (IEC, 2014; (Leão et al, 2014):

- Classe A: i) equipamentos com alimentação trifásica equilibrada; ii) aparelhos de uso doméstico, excluindo os da classe D; iii) ferramentas, exceto as portáteis; iv) dimmers para lâmpadas incandescentes; v) equipamentos de áudio; vi) todos os demais não incluídos nas classes seguintes.
- Classe B: ferramentas portáteis e equipamento de solda a arco que não seja profissional.
- Classe C: Dispositivos de iluminação.
- Classe D: Computadores pessoais, monitores de vídeo e aparelhos de televisão.

**Tabela 2.5 - Limites de harmônicas de corrente - IEC 61000-3-2 (IEC, 2014).**

Ordem $h$	Classe A (A)	Classe B (A)	Classe C (% da fund) $P > 25W$	Classe C (mA/W) $P \leq 25W$	Classe D (mA/W)	Classe D (A)
Harmônicas ímpares						
3	2,30	3,45	$30 \times fp$	3,40	3,40	2,30
5	1,14	1,71	10	1,90	1,90	1,14
7	0,77	1,16	7	1,00	1,00	0,77
9	0,40	0,60	5	0,50	0,50	0,40
11	0,33	0,50	3	0,35	0,35	0,33
13	0,21	0,312	3	3,85/h	3,85/h	Ver classe A
$15 \leq h \leq 39$	$0,15 \times 15/h$	$0,23 \times 15/h$	3	3,85/h	3,85/h	
Harmônicas pares						
2	1,08	1,62	2	-	-	-
4	0,43	0,65		-	-	-
6	0,30	0,45	-	-	-	-
$8 \leq h \leq 40$	$0,23 \times 8/h$	$0,35 \times 8/h$	-	-	-	-

### 2.3.3 Norma da ANEEL

A ANEEL estabelece limites para distorção harmônica por meio de duas normas e apenas para as tensões. A primeira norma é o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) que define os limites de desempenho sistêmicos e individual para a distorção de tensão (ANEEL, 2017). A Tabela 2.6, apresenta limites globais desta norma. É importante destacar que esta norma não relaciona os aspectos probabilísticos com seus limites de distorção harmônica.

A outra norma é o Submódulo 2.8 do Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes (ONS, 2011). Esta norma considera as incertezas presentes no sistema. A Tabela 2.7 e a Tabela 2.8 mostram os limites sistêmicos inferiores e individuais, respectivamente, para o percentil de 95%.

**Tabela 2.6 - Limites sistêmicos das distorções harmônicas totais segundo PRODIST (ANEEL, 2017).**

Nível de tensão	Máximo $THD_V$ (%)
$\leq 1$ kV	10,0
1 kV a 13,8 kV	8,0
13,8 kV a 69 kV	6,0
69 kV a 230 kV	3,0

**Tabela 2.7 - Limites sistêmicos inferiores para tensão (ONS, 2011).**

Nível de tensão menor que 69 kV				Nível de tensão maior que 69 kV			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem	$IHD_V$ (%)	Ordem	$IHD_V$ (%)	Ordem	$IHD_V$ (%)	Ordem	$IHD_V$ (%)
3, 5, 7	5%	2, 4, 6	2%	3, 5, 7	2%	2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%	≥8	1%	9, 11, 13	1,5%	≥8	0,5%
15 a 25	2%	-	-	15 a 25	1%	-	-
≥27	1%	-	-	≥27	0,5%	-	-
$THD_V = 6\%$				$THD_V = 3\%$			
*Os limites sistêmicos superiores são determinados multiplicando os valores desta tabela por 4/3.							

**Tabela 2.8 - Limites individuais para tensão (ONS, 2011).**

$13,8 \text{ kV} \leq V < 69 \text{ kV}$				$V \geq 69 \text{ kV}$			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem	$IHD_V$ (%)	Ordem	$IHD_V$ (%)	Ordem	$IHD_V$ (%)	Ordem	$IHD_V$ (%)
3 a 25	1,5%	Todas	0,6%	3 a 25	0,6%	Todas	0,3%
≥27	0,7%	-	-	≥27	0,4%	-	-
$THD_V = 3\%$				$THD_V = 1,5\%$			

### 3 REVISÃO - FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO

Um passo importante no processo de mitigação das distorções harmônicas é a identificação dos pontos da rede elétrica que possuem excesso de correntes harmônicas e níveis significativos de tensões harmônicas. Para tal identificação, existem diversos métodos chamados de análise de harmônicas que permitem analisar e investigar a geração e propagação dos harmônicos no sistema elétrico. Essencialmente, estes métodos podem ser classificados em dois grupos (Herraiz et al., 2003): métodos no domínio do tempo e no domínio da frequência.

A análise no domínio do tempo se baseia na solução de um conjunto de equações diferenciais que representam o comportamento dinâmico dos componentes do sistema. Os dois métodos mais usados são variáveis de estado e análise nodal, o último usa equivalentes de Norton para representar os componentes dinâmicos (Arrillaga e Watson, 2003). O método nodal é o mais eficiente e se tornou popular nas simulações de transitórios eletromagnéticos. No entanto, a grande desvantagem da análise no domínio do tempo é o alto custo computacional mesmo para sistemas pequenos, pois a obtenção das informações harmônicas para um dado sistema consiste de dois passos que são alcançar o estado de regime permanente e, logo em seguida, aplicar a Transformada Rápida de Fourier (Arrillaga e Watson, 2003).

Os métodos no domínio da frequência basicamente são uma reformulação do problema de fluxo de potência convencional em que as fontes de harmônicas são modeladas como fontes de correntes ou fontes de tensão, sendo que é mais adequado tratar fontes harmônicas como simples fontes de correntes harmônicas (Dugan et al, 2002). E os parâmetros da rede são modelados em função das frequências harmônicas. Em virtude disso, são também conhecidos como Fluxos de Potência Harmônico (FPH). Estes métodos são mais eficientes do que os métodos no domínio do tempo, devido à redução no custo computacional. Portanto, o FPH é a melhor escolha para analisar grandes sistemas.

Diversos fluxos de potência convencionais têm sido adaptados e propostos para avaliar a propagação dos harmônicos na rede elétrica. Como por exemplo, Xia e Heydt (1982), com base no balanço de potência e as correntes harmônicas, reformularam o fluxo de potência de Newton-Rapshon convencional para que além do estado fundamental, também fosse determinado o estado harmônico da rede. Já a Task Force (1996) propõe o método de injeção de correntes para realizar análise da propagação dos harmônicos. Este método além de determinar o estado harmônico da rede permite avaliar a resposta em frequência da rede vista

em um determinado barramento ou nó, mostrando em quais frequências ocorrem ressonâncias série e paralelo. Os fluxos de potência baseados em varreduras progressiva/regressiva, bastante aplicados em redes de distribuição radiais, também podem ser adaptados para determinar os estados harmônicos da rede (Teng e Chang, 2007; Tostes, 2003).

Nas próximas seções os principais FPHs são detalhados.

### 3.1 Fluxo de Potência Harmônico via Método de Injeção de Corrente

Este é o método mais simples para obter o estado harmônico. Consiste basicamente em montar a matriz  $\bar{Y}^{(h)}$ , no qual as cargas lineares são incluídas usando sua impedância equivalente calculada na ordem harmônica de interesse, e montar o vetor de correntes harmônicas  $\bar{I}^{(h)}$ . Em seguida, resolve-se o sistema linear (3.1). Este método pode ser direto ou iterativo.

$$\bar{I}^{(h)} = \bar{Y}^{(h)} \bar{V}^{(h)} \quad (3.1)$$

No método direto assume-se que não existe nenhuma interação entre a rede elétrica e as fontes de harmônicas, ou seja, considera-se que as tensões harmônicas não influenciam no comportamento das fontes de harmônicas. Em consequência disso, as correntes harmônicas são mantidas constantes durante todo o processo de solução. Ou seja, a não-linearidade é representada por fontes de corrente harmônicas constantes. Desta forma, é possível obter uma solução direta para (3.1), ou seja, não é necessário realizar um processo iterativo (Arrillaga e Watson, 2003; Variz, 2006). Neste caso, os valores das correntes harmônicas podem ser determinados através de duas maneiras. O primeiro é a partir de uma condição base dado pela solução de um fluxo de potência convencional usando o modelo analítico dado em (3.2) (Herraiz et al., 2003).

$$I_k^h = d_k^{(h)}(V_k^{(1)}, \beta_k^1, \dots, \beta_k^j) \quad (3.2)$$

Onde:

$I_k^h$  é a corrente harmônica complexa de ordem  $h$  injetada pela fonte harmônica na barra  $k$ ;

$d_k^{(h)}(\cdot)$  é a função que determina o valor da corrente harmônica na barra  $k$ ;

$V_k^{(1)}$  é a tensão na frequência fundamental da barra  $k$ ;

$\beta_k^1, \dots, \beta_k^j$  são parâmetros da fonte de harmônica.

A outra maneira muito usada para determinar os valores das injeções harmônicas é através do espectro harmônico de medidas realizadas, nas barras das fontes de harmônicas, da forma de onda da corrente não senoidal. A equação abaixo mostra como é obtida a corrente harmônica utilizando o espectro harmônico (Task Force, 1996).

$$I_k^h = I_{load} \frac{I_{h-espectro}}{I_{1-espectro}} \quad (3.3)$$

No qual:

$I_k^h$  é a corrente harmônica de ordem  $h$ ;

$I_{load}$  é a corrente de carga determinada pela solução de um fluxo de potência convencional;

$I_{h-espectro}$  é o valor da  $h$ -ésima corrente harmônica fornecida pelo espectro harmônico;

$I_{1-espectro}$  é o valor da corrente fundamental fornecido pelo espectro harmônico.

As literaturas técnicas recomendam que em sistemas elétricos contendo apenas uma fonte harmônica o ângulo da corrente harmônica pode ser desprezado. Entretanto, para sistemas em que há múltiplas fontes de harmônicas os ângulos destes não podem ser ignorados visto que os ângulos afetam consideravelmente a análise de harmônicas (Das, 2002; Task Force, 1996). No caso dos ângulos serem obtidos a partir do espectro harmônico a seguinte correção deve ser feita em função dos ângulos da tensão fornecida (Das, 2002; Task Force, 1996):

$$\theta_k^{(h)} = \theta_k^{(h,espectro)} + h(\theta_k^{(1)} - \theta_k^{(1,espectro)}) \quad (3.4)$$

Em que:

$\theta_k^{(1)}$  é o ângulo da tensão fundamental da barra  $k$  obtido a partir da solução do fluxo de potência convencional;

$\theta_k^{(1,espectro)}$  é o ângulo da corrente fundamental da fonte harmônica da barra  $k$  obtida no espectro harmônico;

$\theta_k^{(h,espectro)}$  é o ângulo da  $h$ -ésima corrente harmônica da fonte de harmônica da barra  $k$  obtida no espectro harmônico.

No método iterativo, o método de injeção de corrente considera a interação entre a rede e as fontes de harmônicas. Neste caso as fontes de harmônicas são modeladas como dependentes da tensão harmônica como mostra a equação abaixo:

$$I_k^h = d\left(V_k^{(1)}, V_k^{(h_1)}, \dots, V_k^{(h_{max})}, \beta_k^1, \dots, \beta_k^j\right) \quad (3.5)$$

Onde:

$d(\cdot)$  é a função que caracteriza a injeção de corrente harmônica da fonte de harmônica;

$V_k^{(1)}$  é a tensão fundamental na barra  $k$ ;

$V_k^{(h_1)}, \dots, V_k^{(h_{max})}$  são as tensões harmônicas de ordem  $h_1$  até a de ordem  $h_{max}$ ;

$\beta_k^1, \dots, \beta_k^j$  são parâmetros da fonte de harmônica.

O processo de solução que antes era direto agora passa a ser iterativo. A fim de reduzir o custo computacional, Herraiz et al., (2003) propõe realizar uma análise de harmônica iterativa pra um sistema reduzido formado somente pelas barras das fontes de harmônicas. Ao final do processo iterativo, as correntes harmônicas em (3.5) são atualizadas. E usando as correntes atualizadas o sistema linear (3.1) é resolvido usando-se métodos diretos, tais como a eliminação de Gauss ou a decomposição LU.

### 3.2 Fluxo de Potência Harmônico via Método de Newton – Raphson

O Fluxo de Potência Harmônico via Newton-Raphson (FPH-NR) é basicamente uma reformulação do fluxo de potência de Newton-Raphson convencional que inclui as cargas não-lineares (Das, 2015). É um método iterativo baseado no balanço de potência ativa e reativa das frequências fundamental e harmônicas. Sendo a melhor opção para determinar o estado fundamental e harmônico da rede quando as cargas lineares e não-lineares são representadas em termos de potência.

Em um sistema no qual os balanços de potência ativa e reativa são conhecidos em cada barra, as equações das partes reais e imaginárias das fontes de harmônicas são definidas conforme mostra a equação (3.6). No FPH-NR, o vetor de variáveis é definido de acordo com (3.7).

$$\begin{aligned} Real(I_k^{(h)}) &= g_{r,k}^{(h)} \left( V_k^{(1)}, V_k^{(h_1)}, \dots, V_k^{(h_{max})}, \beta_k^1, \dots, \beta_k^j \right) \\ Imag(I_k^{(h)}) &= g_{i,k}^{(h)} \left( V_k^{(1)}, V_k^{(h_1)}, \dots, V_k^{(h_{max})}, \beta_k^1, \dots, \beta_k^j \right) \end{aligned} \quad (3.6)$$

Onde:

$g_{r,k}^{(h)}$  ( $g_{i,k}^{(h)}$ ) é a função da parte real (imaginária) da fonte de harmônica conectada na barra  $k$ ;

$V_k^{(1)}$  é a tensão na frequência fundamental na barra  $k$ ;

$V_k^{(h_l)}$  é a tensão na frequência harmônica de ordem  $h_l$ , sendo que  $h_l$  varia de  $h_1$  a  $h_{max}$  na barra  $k$ ;

$\beta_k^1, \dots, \beta_k^j$  são os parâmetros da fonte de harmônica conectadas na barra  $k$ .

$$\mathbf{U} = [\delta_k^{(1)}, V_k^{(1)}, \dots, \delta_k^{(h_1)}, V_k^{(h_1)}, \dots, \delta_k^{(h_{max})}, V_k^{(h_{max})}, \beta_k^1, \dots, \beta_k^j] \text{ para } k \in M \quad (3.7)$$

Onde:

$M$  é conjunto de todas as barras do sistema;

$\delta_k^{(1)}$  e  $V_k^{(1)}$  são a fase e o módulo, respectivamente, da tensão fundamental na barra  $k$ .

$\delta_k^{(h_l)}$  e  $V_k^{(h_l)}$  são a fase e o módulo, respectivamente, da tensão na frequência harmônica de ordem  $h_l$ , sendo que  $h_l$  varia de  $h_1$  a  $h_{max}$ , na barra  $k$ ;

Com base no vetor dado em (3.7), nota-se que o número de variáveis é maior do que o de equações. Sendo assim, três relações adicionais devem ser usadas para obter um sistema não-linear determinado que são (Fuchs e Masoum, 2008):

**1º - Balanço de correntes na frequência fundamental nas barras não-lineares:** o balanço de corrente na frequência fundamental em todas as barras não-lineares (barras em que há fontes de harmônicas), definido em (3.8), deve ser satisfeito. Ou seja, a corrente de linha injetada na barra deve ser igual à que a barra consome.

$$[\mathbf{I}_M^{(1)}] = -[\mathbf{G}_M^{(1)}] \quad (3.8)$$

Em que:

$\mathbf{I}_M^{(1)}$  é o vetor das correntes de linha reais e imaginárias na frequência fundamental no conjunto de barras não-lineares  $M$ .

$\mathbf{G}_M^{(1)}$  é o vetor das correntes reais e imaginárias na frequência fundamental no conjunto de barras não-lineares  $M$ , dados por (3.6) para  $h$  igual a 1.

**2º - Balanço de correntes harmônicas em todas as barras:** conforme mostra (3.9), nas barras lineares as injeções de correntes harmônicas devem ser nulas, como é de se esperar. Já nas barras não-lineares a corrente harmônica é dada pela função que caracteriza a corrente harmônica.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_N^{(h_l)} \\ \mathbf{I}_M^{(h_l)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_N \\ \mathbf{G}_M^{(h_l)} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Onde:

$h_l$  são todas as frequências harmônicas variando de  $h_1$  a  $h_{max}$ ;

$\mathbf{I}_N^{(h_l)}$  é o vetor das correntes harmônicas de linha reais e imaginárias, de ordem  $h_l$ , do conjunto de barras lineares  $N$ .

$\mathbf{0}_N$  é o vetor nulo associado ao conjunto de barras lineares  $N$ , para todas as frequências harmônicas;

$\mathbf{I}_M^{(h_l)}$  é o vetor das correntes harmônicas de linha reais e imaginárias, de ordem  $h_l$ , no conjunto de barras não-lineares  $M$ .

$\mathbf{G}_M^{(h_l)}$  é o vetor das correntes harmônicas reais e imaginárias, de ordem  $h_l$ , do conjunto de barras não-lineares  $M$ , dados por (3.6).

**3º - Balanço de potência aparente nas barras não-lineares:** conforme mostra (3.10).

$$S^2 = (P^t)^2 + (Q^t)^2 + D^2 \quad (3.10)$$

Onde:

$P^t$  e  $Q^t$  são, respectivamente, as potências ativas e reativas totais nas barras de cargas não-lineares;

$D$  é potência de distorção.

Portanto, o vetor de resíduos para o FPH-NR é definido como:

$$\Delta \mathbf{M} = [\Delta \mathbf{W}, \Delta \mathbf{I}^{(h_1)}, \dots, \Delta \mathbf{I}^{(h_{max})}, \Delta \mathbf{I}^{(1)}]^t \quad (3.11)$$

No qual:

$\Delta \mathbf{W}$  é resíduo de potência;

$\Delta \mathbf{I}^{(1)}$  é o resíduo da corrente fundamental, definida para as barras não-lineares;

$\Delta \mathbf{I}^{(h_1)}, \dots, \Delta \mathbf{I}^{(h_{max})}$  são os resíduos das correntes harmônicas definida para as barras lineares e não-lineares incluído a slack.

Portanto, a equação final para o FPH-NR é dada de forma matricial (3.12).

$$\Delta \mathbf{M} = \mathbf{J} \Delta \mathbf{U} \quad (3.12)$$

Onde:

$\Delta \mathbf{M}$  é o vetor de resíduos;

$\Delta \mathbf{U}$  é o vetor de variação das incógnitas

$\mathbf{J}$  é a matriz Jacobiana dada em (3.13).

$$J = \begin{bmatrix} J^{(1)} & J^{(2)} & J^{(3)} & \dots & J^{(L)} & 0 \\ YG^{(2,1)} & YG^{(2,2)} & YG^{(2,3)} & \dots & YG^{(2,L)} & H^{(2)} \\ YG^{(3,1)} & YG^{(3,2)} & YG^{(3,3)} & \dots & YG^{(3,L)} & H^{(3)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ YG^{(L,1)} & YG^{(L,2)} & YG^{(L,3)} & \dots & YG^{(L,L)} & H^{(L)} \\ YG^{(1,1)} & YG^{(1,2)} & YG^{(1,3)} & \dots & YG^{(1,L)} & H^{(1)} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Das (2015) e Fuchs e Masoum (2008) mostram com detalhes como obter os elementos da matriz jacobiana para o FPH-NR.

Portanto, o estado harmônico pode ser encontrado de forma iterativa partindo de um valor inicial para o vetor  $U$ , definido em (3.7), e corrigindo-o através de (3.12) a cada iteração até que um critério de parada seja satisfeito.

### 3.3 Fluxo de Potência Harmônico via Métodos de Varreduras Regressiva/Progressiva

Para sistemas de distribuição os métodos de Injeção de Correntes e de Newton-Rapson não são uma boa alternativa para encontrar o estado harmônico, pois nestes métodos o custo computacional aumenta à medida que o número de barras também aumenta. E como se sabe o sistema de distribuição possui um número muito grande de barras. Além disso, esses métodos tem a desvantagem de não considerar a topologia da radial das redes de distribuição.

Dentre os métodos convencionais de fluxo de potência, os métodos de varreduras Regressiva/Progressiva são ferramentas bastante utilizadas para obter as tensões nodais de uma rede de distribuição, principalmente para redes de baixa tensão, pois eles têm a vantagem de considerar a topologia radial do sistema, através de técnicas de navegação em grafos em árvore, para determinar o estado do sistema. Além disso, o custo computacional é muito menor do que os outros métodos convencionais.

Neste método as fontes de harmônicas são modeladas como fontes de correntes harmônicas constantes, ou seja, a interação entre a rede e as fontes de harmônicas é desprezada. Deste modo, entre os métodos de varreduras regressiva/progressiva que podem ser modificados para determinar o estado harmônico, o método de soma de correntes é o mais comum (Teng e Chang, 2007). Outro método que pode ser adaptado para determinar o estado harmônico é o método de soma de admitâncias. Nas próximas subseções estes dois FPH são detalhados.

### 3.3.1 Fluxo Harmônico via Soma de Correntes

Este FPH é baseado em uma varredura regressiva para calcular as correntes harmônicas acumuladas nos ramos do alimentador e uma varredura progressiva para calcular as tensões harmônicas nas barras do alimentador. É um método de solução direta. Entretanto, para sistemas de distribuição em que há bancos de capacitores instalados ou a corrente harmônica extraída por cargas lineares são consideradas este método deixa de ser direto e passa a ser iterativo. A explicação para isto é o desconhecimento das correntes harmônicas absorvidas pelos bancos de capacitores e pelas cargas lineares (Teng e Chang, 2007), pois a corrente é dependente da tensão e esta não é conhecida a priori. Por exemplo, considerando  $Z_i^{(h)}$  a impedância harmônica equivalente de ordem  $h$  de um dado equipamento linear na barra  $i$ , a corrente harmônica absorvida para a  $n$ -ésima iteração é expressada por (3.14).

$$I_i^{(h),n} = \frac{V_i^{(h),n}}{Z_i^{(h)}} \quad (3.14)$$

O método para estimação das tensões harmônicas é semelhante ao método de soma de correntes convencional (Shirmohammadi et al., 1988). A única diferença é que as impedâncias do sistema devem ser calculadas para cada ordem harmônica. Este FPH é descrito, resumidamente, nos seguintes passos:

- i) Para harmônica de ordem  $h$  repetir os passos (ii) até (iii) até que um critério de parada seja satisfeito.
- ii) Calcular as correntes harmônicas nos ramos, através de uma varredura regressiva:

$$B_{ij}^{(h)} = \sum_{km \in L_{ij}} B_{km}^{(h)} - I_j^{(h)} \quad (3.15)$$

No qual:

$L_{ij}$  é um conjunto de todos os ramos à jusante ao ramo  $ij$ ;

$km$  é uma notação que indica os nós inicial ( $k$ ) e final ( $m$ ) de um ramo pertencente ao conjunto  $L_{ij}$ ;

$I_j^{(h)}$  é a corrente harmônica de ordem  $h$  injetada na rede no final do ramo  $ij$ ;

$B_{ij}^{(h)}$  é a corrente harmônica de ordem  $h$  no ramo  $ij$ .

- iii) Calcular as tensões harmônicas, através de uma varredura progressiva:

$$V_j^{(h)} = V_i^{(h)} - B_{ij}^{(h)} Z_{ij}^{(h)} \quad (3.16)$$

Onde:

$Z_{ij}^{(h)}$  é a impedância harmônica de ordem  $h$  do ramo na  $ij$ ;

$B_{ij}^{(h)}$  é a corrente no ramo  $ij$ .

$V_i^{(h)}$  é a tensão harmônica de ordem  $h$  na inicio do ramo  $ij$ .

$V_j^{(h)}$  é a tensão harmônica de ordem  $h$  na final do ramo  $ij$ .

### 3.3.2 Fluxo Harmônico via Soma de Admitância

Este método é semelhante ao método de soma de admitância convencional (Todorovski e Rajjicic, 2003; Bordalo et al., 2006). O estado harmônico é obtido para cada ordem harmônica individualmente modelando todos os componentes do sistema na ordem da harmônica de interesse e através da varredura regressiva calculam-se as correntes e impedâncias harmônicas equivalentes nas barras da rede. Em seguida, calculam-se as tensões por meio de uma varredura progressiva. A vantagem deste método é que ele fornece uma solução direta independente da presença de capacitores, filtros ou cargas lineares. Ou seja, é necessária apenas uma varredura regressiva e progressiva para determinar o estado harmônico. Em outras palavras, o método não é iterativo. Este FPH é descrito, resumidamente, nos seguintes passos:

- i) Para harmônica de ordem  $h$  repetir os passos (ii) até (iii).
- ii) Calcular as correntes e admitâncias harmônicas equivalentes nas barras do alimentado, utilizando uma varredura regressiva, conforme mostram as equações (3.17) e (3.18).

$$I_{i\_eq}^{(h)} = I_i^{(h)} + \sum_{km \in T_{ij}} D_{km}^{(h)} I_{m\_eq}^{(h)} \quad (3.17)$$

$$Y_{i\_eq}^{(h)} = Y_i^{(h)} + \sum_{km \in T_{ij}} D_{km}^{(h)} Y_{m\_eq}^{(h)} \quad (3.18)$$

Onde:

$T_{ij}$  é um conjunto de ramos formado pelo ramo  $ij$  e todos os ramos à jusante a ele;

$km$  é um ramo pertencente ao conjunto  $T_{ij}$ ;

$Y_i^{(h)}$  é a impedância harmônica de ordem  $h$  do elemento conectado na barra  $i$ ;

$I_i^{(h)}$  é a corrente harmônica de ordem  $h$  injetada na barra  $i$ ;

$Y_{m\_eq}^{(h)}$  é a impedância harmônica equivalente de ordem  $h$  calculado na barra  $m$ ;

$I_{m\_eq}^{(h)}$  é a corrente harmônica equivalente de ordem  $h$  calculado na barra  $m$ ;

$$D_{km}^{(h)} = \left(1 + Z_{km}^{(h)} Y_{m\_eq}^{(h)}\right)^{-1}.$$

iii) Calcular as tensões harmônicas, através de uma varredura progressiva, conforme a equação abaixo.

$$V_j^{(h)} = D_{ij}^{(h)} \left[ V_i^{(h)} - Z_{ij}^{(h)} I_{j\_eq}^{(h)} \right] \quad (3.19)$$

Onde:

$V_i^{(h)}$  é a tensão harmônica de ordem  $h$  na início do ramo  $ij$ ;

$V_j^{(h)}$  é a tensão harmônica de ordem  $h$  na final do ramo  $ij$ ;

$$D_{ij}^{(h)} = \left(1 + Z_{ij}^{(h)} Y_{j\_eq}^{(h)}\right)^{-1}.$$

## **4 FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO TRIFÁSICO EM COORDENADAS DE FASE VIA MÉTODO DE SOMA DE ADMITÂNCIA**

Para rede de distribuição de baixa tensão (BT), o estado harmônico deve ser calculado considerando as características intrínsecas da rede de distribuição como a topologia radial, o desequilíbrio natural da rede, a presença de laterais monofásicas e bifásicas e barras com neutro aterrado. Desde modo, entre os métodos de FPH citados no Capítulo 3, o mais eficiente para sistemas radiais de BT é o FPH via Método de Varreduras Regressiva/Progressiva de Soma de Admitância. Esta opção é devida as cargas lineares e não-lineares serem modeladas como admitância e correntes constantes, respectivamente. Desta forma, o estado harmônico é determinado de forma direta sem a necessidade de um processo iterativo. Este FPH pode ser combinado com modelos de coordenadas de fase de cada componente da rede a fim de considerar todas as características intrínsecas da rede de BT.

Portanto, o estado harmônico estimado na metodologia proposta nesta dissertação se baseia na combinação do FPH via Método de Varreduras Regressiva/Progressiva de Soma de Admitância com os modelos de coordenadas de fase dos elementos da rede estendidos a quatro condutores (três fases e o neutro). Daqui em diante, este FPH será abreviado para FPH-MSA (Fluxo de Potência Harmônico via Método de Soma de Admitâncias).

Nas próximas seções serão apresentados os modelos dos principais componentes da rede de distribuição em coordenadas de fase. Em seguida será mostrado como estes modelos são combinados com técnicas de varredura progressiva/regressiva de grafos em árvore para obter o algoritmo do FPH-MSA.

### **4.1 Modelagem Harmônica das Linhas Aéreas e Subterrâneas da Rede de Baixa Tensão**

A modelagem harmônica das linhas aéreas e subterrâneas é realizada obtendo a matriz de impedância harmônica  $Z_{abcn}^{(h)}$  com dimensão  $4 \times 4$ , como mostra (4.1), na qual é considerado o condutor neutro. Esta matriz pode ser gerada através da aplicação das equações modificadas de Carson que geram uma matriz denominada de matriz primitiva de dimensão  $n \times n$ , sendo  $n$  o número de condutores (Kersting, 2007).

$$Z_{abcn}^{(h)} = \begin{bmatrix} Z_{aa}^{(h)} & Z_{ab}^{(h)} & Z_{ac}^{(h)} & Z_{an}^{(h)} \\ Z_{ba}^{(h)} & Z_{bb}^{(h)} & Z_{bc}^{(h)} & Z_{bn}^{(h)} \\ Z_{ca}^{(h)} & Z_{cb}^{(h)} & Z_{cc}^{(h)} & Z_{cn}^{(h)} \\ Z_{na}^{(h)} & Z_{nb}^{(h)} & Z_{nc}^{(h)} & Z_{nn}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Tais equações assumem que a terra é um sólido uniforme e infinito com uma superfície superior plana e com uma resistividade constante. Carson usa os condutores imagem, isto é, todo condutor numa dada distância acima do solo tem um condutor imagem na mesma distância abaixo do solo (Kersting, 2007), como mostra a Figura 4.1.

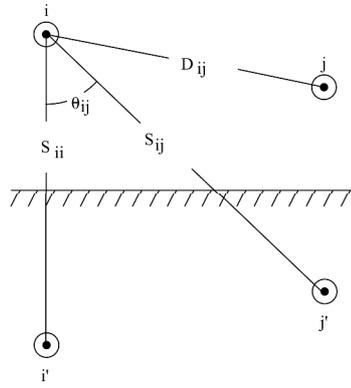


Figura 4.1 - Condutores e imagens (Kersting, 2007).

Com base na Figura 4.1, as impedâncias harmônicas próprias e mútuas, para uma dada geometria de condutores, são definidas de acordo com as equações (4.2) e (4.3) (Kersting, 2007).

- Impedância harmônica própria do condutor  $i$ :

$$Z_{ii}^{(h)} = r_i + 0,00158836f + j0,00202237f \left( \ln \frac{1}{RMG_i} + 7,6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \frac{\Omega}{milha} \quad (4.2)$$

- Impedância harmônica mútua entre o condutor  $i$  e  $j$ :

$$Z_{ij}^{(h)} = 0,00158836f + j0,00202237f \left( \ln \frac{1}{D_{ij}} + 7,6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \frac{\Omega}{milha} \quad (4.3)$$

Onde:

$Z_{ii}^{(h)}$  é a impedância harmônica própria do condutor  $i$  em  $\Omega/milha$ .

$Z_{ij}^{(h)}$  é a impedância harmônica mútua entre o condutor  $i$  e  $j$  em  $\Omega/milha$ .

$r_i$  é a resistência do condutor  $i$  em  $\Omega/milha$ .

$RMG_i$  é o raio médio geométrico do condutor  $i$  em pés.

$D_{ij}$  é a distância entre os condutores  $i$  e  $j$  em pés.

$f$  é a frequência harmônica de ordem  $h$

$\rho$  é a resistividade do solo.

As equações de Carson podem ser aplicadas para circuitos com vários condutores. Contudo, para circuitos com mais de quatro condutores, a matriz primitiva deve ser reduzida para dimensão 4x4 através da aplicação da técnica de redução de Kron a fim de obter a matriz de impedância harmônica (Kersting, 2007).

## 4.2 Modelagem das Cargas Lineares na Frequência Harmônica

Na formulação convencional do método de Soma de Admitância na frequência fundamental as cargas do sistema são representadas por admitâncias shunts e fontes de correntes equivalentes cujos valores são determinados a partir da composição da carga com relação ao modelo ZIP (Bordalo et al., 2006). Entretanto, na formulação do FPH-MSA as cargas lineares são modeladas apenas como admitâncias constantes na ordem harmônica de interesse (Fuchs e Masoum, 2008). A equação (4.4) mostra como é calculada a admitância na  $h$ -ésima harmônica de uma carga linear conectada na barra  $k$ .

$$Y_k^{\phi(h)} = \frac{P_{o_k}^{\phi}}{|V_k^{\phi n(1)}|^2} - j \frac{Q_{o_k}^{\phi}}{h |V_k^{\phi n(1)}|^2} \quad (4.4)$$

Onde:

$P_{o_k}^{\phi}$  ( $Q_{o_k}^{\phi}$ ) é a potência nominal ativa (reativa) conectada na fase  $\phi$  da barra  $k$ .

$V_k^{\phi n(1)}$  é a tensão na frequência fundamental na barra  $k$  entre a fase  $\phi$  e o neutro.

Sendo assim, no modelo de coordenadas de fase a quatro fios as cargas lineares são representadas pela matriz de admitância harmônica nodal  $YL_k^{abcn}$ , de acordo com (4.5).

$$YL_k^{abcn(h)} = \begin{bmatrix} Y_k^{a(h)} & 0 & 0 & -Y_k^{a(h)} \\ 0 & Y_k^{b(h)} & 0 & -Y_k^{b(h)} \\ 0 & 0 & Y_k^{c(h)} & -Y_k^{c(h)} \\ -Y_k^{a(h)} & -Y_k^{b(h)} & -Y_k^{c(h)} & Y_k^{a(h)} + Y_k^{b(h)} + Y_k^{c(h)} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Onde:

$Y_k^{a(h)}$ ,  $Y_k^{b(h)}$  e  $Y_k^{c(h)}$  são as admitância da carga linear na  $h$ -ésima ordem harmônica das fases A, B e C, respectivamente.

### 4.3 Modelagem das Cargas Não-Lineares na Frequência Harmônica

As cargas não-lineares ou outro tipo de dispositivo não-linear são modelados como injeção de correntes harmônicas através de fontes de correntes constantes para cada ordem harmônica. Os valores da magnitude e ângulo das correntes harmônicas são determinados a partir do espectro harmônico.

Assim sendo, no modelo de coordenadas de fase a quatro fios o vetor  $J_k^{abcn^{(h)}}$  de dimensão 4x1, dado em (4.6), é utilizado para representar as injeções nodais de correntes harmônicas equivalentes em uma barra no FPH-MSA.

$$J_k^{abcn^{(h)}} = \begin{bmatrix} I_k^{a^{(h)}} \\ I_k^{b^{(h)}} \\ I_k^{c^{(h)}} \\ I_k^{n^{(h)}} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Onde:

$I_k^{a^{(h)}}$ ,  $I_k^{b^{(h)}}$  e  $I_k^{c^{(h)}}$  são as correntes harmônicas injetadas nas fases A, B e C, respectivamente, da barra  $k$ .

$I_k^{n^{(h)}}$  é a corrente harmônica de ordem  $h$  que o neutro da barra  $k$  absorve. Seu valor é calculado da seguinte forma:  $I_k^{n^{(h)}} = -\left(I_k^{a^{(h)}} + I_k^{b^{(h)}} + I_k^{c^{(h)}}\right)$ .

### 4.4 Modelagem do Aterramento

No modelo a quatro fios, as barras com neutro aterrado são incluídas no FPH-MSA adicionando-se à matriz de admitância harmônica nodal  $(YL_k^{abcn^{(h)}})$  a matriz de admitância de aterramento do neutro definida em (4.7).

$$YG_k = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & y_k \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Onde:  $y_k$  é a impedância de aterramento na barra  $k$ .  $y_k$  é formado apenas por uma resistência, desde modo, independente da ordem harmônica seu valor não se altera.

#### 4.5 Modelagem do Transformador $\Delta - Y$ Aterrado na Frequência Harmônica

Na formulação convencional do método de Soma de Admitância na frequência fundamental, o transformador é modelado através da matriz de admitância nodal,  $Y_t$ , que geralmente é particionada em submatrizes  $Y_{pp}$ ,  $Y_{ps}$ ,  $Y_{sp}$  e  $Y_{ss}$ , como mostra (4.8). Os valores dessas submatrizes dependem do tipo de conexão do transformador. Baptista (2015) apresenta com detalhes como obter as submatrizes nodais de  $Y_t$ , na modelagem a quatro condutores para um transformador  $\Delta - Y$  com o lado secundário em  $Y$  aterrado, na frequência fundamental.

$$Y_t = \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{ps} \\ Y_{sp} & Y_{ss} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Na formulação do FPH-MSA, a matriz de admitância nodal do transformador é calculada para cada ordem harmônica, considerando apenas o valor da impedância de curto-circuito harmônica do transformador para uma ordem de harmônica de interesse. A partir desta impedância, calculam-se as submatrizes  $Y_{pp}$ ,  $Y_{ps}$ ,  $Y_{sp}$  e  $Y_{ss}$ . Portanto, os valores destas submatrizes para cada ordem harmônica são dados em (4.9), (4.10), (4.11) e (4.12).

$$Y_{pp}^{(h)} = \begin{bmatrix} 2\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t^{(h)} & -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t^{(h)} & -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t^{(h)} & 0 \\ -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t^{(h)} & -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t^{(h)} & -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t^{(h)} & 0 \\ -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t^{(h)} & -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t^{(h)} & -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t^{(h)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$Y_{ss}^{(h)} = \begin{bmatrix} y_t^{(h)} & 0 & 0 & -y_t^{(h)} \\ 0 & y_t^{(h)} & 0 & -y_t^{(h)} \\ 0 & 0 & y_t^{(h)} & -y_t^{(h)} \\ -y_t^{(h)} & -y_t^{(h)} & -y_t^{(h)} & 3y_t^{(h)} + y_{tg} \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

$$Y_{ps}^{(h)} = \begin{bmatrix} -\left(\frac{n_1}{n_2}\right) y_t^{(h)} & 0 & \left(\frac{n_1}{n_2}\right) y_t^{(h)} & 0 \\ \left(\frac{n_1}{n_2}\right) y_t^{(h)} & -\left(\frac{n_1}{n_2}\right) y_t^{(h)} & 0 & 0 \\ 0 & \left(\frac{n_1}{n_2}\right) y_t^{(h)} & -\left(\frac{n_1}{n_2}\right) y_t^{(h)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

$$Y_{sp}^{(h)} = Y_{ps}^{(h)} \quad (4.12)$$

Onde:

$y_t^{(h)} = y_t/h$ . Sendo  $y_t$  a é admitância de curto-circuito do transformador na frequência fundamental;

$y_{tg}$  é a impedância de aterramento do transformador.

#### 4.6 Técnica de Varreduras Regressivas/Progressivas

A formulação do FPH-MSA consiste em estimar as tensões harmônicas nodais trifásicas em um sistema de distribuição, tomando como vantagem a topologia radial para determinar as correntes e admitâncias harmônicas equivalentes nas barras e as tensões nodais através da realização de varreduras progressivas e regressivas. O primeiro passo é gerar uma estrutura em navegação que permite varrer o sistema de distribuição nos sentidos da fonte para as cargas e das cargas para a fonte. Esta estrutura é construída por meio da classificação dos ramos em ordem crescente de camada (Shirmohammadi et al.,1988), como mostra a Figura 4.2. A camada de um ramo é um número de ramos que estão entre o seu nó final e o nó fonte, ou seja, a subestação (Shirmohammadi et al.,1988). A estrutura de navegação desenvolvida para realizar a varredura se baseia em uma busca em profundidade utilizando o algoritmo *Depth-First Downstream Search* (Brown, 2009).

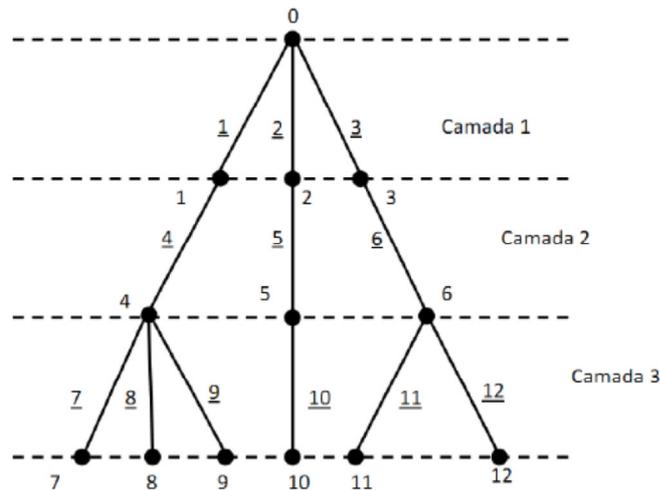


Figura 4.2 - Esquema de Numeração e Ordenação dos Ramos (Vieira, 2012).

Após os ramos terem sido ordenados de acordo com as camadas, a lista de ramos ordenada é varrida regressivamente, ou seja, do último para o primeiro elemento. E em seguida, é varrida progressivamente, ou seja, do primeiro para o último elemento.

#### 4.7 Algoritmo Conceitual do FPH- MSA

Com base em uma lista ordenada dos ramos, o FPH-MSA é baseado em duas varreduras, a primeira é a regressiva onde as admitância e correntes harmônicas são acumuladas nas barras da rede. A segunda varredura é a progressiva que calcula as tensões harmônicas. Deste modo, o seguinte o algoritmo para o FPH-MSA é apresentado:

- i) Para uma dada ordem harmônica  $h$ .
- ii) Inicializar as tensões harmônicas nas fases e no neutro com valores nulos.
- iii) Para  $ibus = ibus^{max}, \dots, 1$ , onde  $bus^{max}$  é a quantidade de barras da rede. Repetir os passos (iv) até (vi).
  - iv) Se  $ibus$  for uma barra linear, então deve-se estimar a matriz de impedância harmônica nodal  $YL_{ibus}^{abcn}$  da barra. O vetor de injeções nodais de correntes harmônicas  $J_{ibus}^{abcn(h)}$  é atribuído zero a todos seus elementos.
  - v) Se  $ibus$  for uma barra não-linear, então o vetor de injeções nodais de correntes harmônicas  $J_{ibus}^{abcn(h)}$  é calculado e é atribuindo zero a matriz de impedância harmônica nodal  $YL_{ibus}^{abcn}$  da barra.
  - vi) Se  $ibus$  for um barra aterrada então a matriz de admitância de aterramento  $YG_{ibus}$  é gerada.
  - vii) Fazer  $YE_{ibus}^{abcn(h)} = YL_{ibus}^{abcn(h)}$  e  $JE_k^{abcn(h)} = J_k^{abcn(h)}$ . Onde  $YE_{ibus}^{abcn}$  e  $JE_k^{abcn(h)}$  são matriz de impedância harmônica e vetor de injeção de corrente harmônica equivalentes, respectivamente.
- viii) Varredura Regressiva. Para o vetor de ramos ordenadas  $i_{ramo} = i_{ramo}^{max}, \dots, 1$ , onde  $i_{ramo}^{max}$  é a quantidade de ramos da rede. Repetir os passos (ix) até (x).
  - ix) Obter as barras terminais  $(k,m)$  associado ao ramo  $i_{ramo}$  da lista ordenada de ramos.
  - x) Calcular a matriz de admitância harmônica  $YE_k^{abcn(h)}$ , dada em (4.13), e o vetor de injeção de corrente harmônica  $JE_k^{abcn(h)}$  equivalentes, sendo que a fim

de evitar problemas da inversão de matrizes singulares,  $JE_k^{abcn(h)}$  é calculado usando (4.14) (Bordalo et al., 2006).

$$YE_k^{abcn(h)} = YE_k^{abcn} + YE_m^{abcn} D_{km} \quad (4.13)$$

$$JE_k^{abcn(h)} = JE_k^{abcn(h)} + \left( I - YE_m^{abcn(h)} D_{km} Z_{abcn_{km}}^{(h)} \right) JE_m^{abcn(h)} \quad (4.14)$$

Onde:  $D_{km} = \left( I + Z_{abcn_{km}}^{(h)} YE_m^{abcn(h)} \right)^{-1}$

- xi) Varredura Progressiva. Para o vetor de ramos ordenadas  $i_{ramo} = 1, \dots, i_{ramo}^{max}$ . Repetir os passos (xii) até (xiii).
- xii) Obter as barras terminais  $(k,m)$  associado ao ramo  $i_{ramo}$  da lista ordenada de ramos.
- xiii) Calcular a tensão na barra  $m$  usando (4.15).

$$E_m^{(h)} = D_{km} \left( E_k^{(h)} - Z_{abcn_{km}}^{(h)} JE_k^{abcn(h)} \right)^{-1} \quad (4.15)$$

## 5 ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DA DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DE TENSÃO

Um dos principais indicadores de distorção harmônica é a Distorção Harmônica Total de Tensão ( $THD_V$ ) que é um indicador sempre utilizado pelas concessionárias de energia elétrica para limitar e mitigar os efeitos causados pela presença de componentes harmônicos na rede.

Há duas maneiras de estimar a  $THD_V$ , a primeira é simplesmente através da instalação de medidores nas barras da rede. Esta é definitivamente a forma mais precisa. Entretanto, em redes de distribuição é grande a quantidade de barras nas quais deseja-se avaliar o nível de  $THD_V$ . Conseqüentemente, essa estimação do  $THD_V$  via medição apresenta um alto custo financeiro devido à quantidade de medidores exigida. Devido a isto, a medição é a alternativa menos atrativa para obter o  $THD_V$ .

Outra maneira frequentemente usada para avaliar o nível de distorção harmônica é através da estimação dos estados harmônicos utilizando um FPH. Em seguida, os estados harmônicos são usados para calcular o nível de  $THD_V$  (Au e Milanovic, 2006). Entretanto, os FPHs possuem a desvantagem de não considerar incertezas na estimação do estado harmônico. E no sistema elétrico de potência existem incertezas, como por exemplo: taxa de falha de geradores, mudança na configuração da rede, variação de carga e intermitência da potência injetada pelas GDs renováveis, tais como a solar e eólica, conectadas no sistema (Zhu, 2009). Essas incertezas afetam os níveis da QEE e, conseqüentemente, os níveis de harmônicos presentes na rede. Desta forma, técnicas que consideram incertezas devem ser incorporadas ao FPH a fim de gerar resultados mais realísticos. Neste contexto, surge o Fluxo de Potência Harmônico Probabilístico (FPHP).

### 5.1 Fluxo de Potência Harmônico Probabilístico

O FPHP é uma ferramenta matemática que avalia as tensões e correntes harmônicas e, conseqüentemente, o nível de distorção harmônica considerando as incertezas presentes no sistema. Ele consiste em caracterizar as FDPs das variáveis de saída de um sistema, que podem ser tensões e/ou correntes harmônicas, a partir das FDPs das variáveis de entrada,

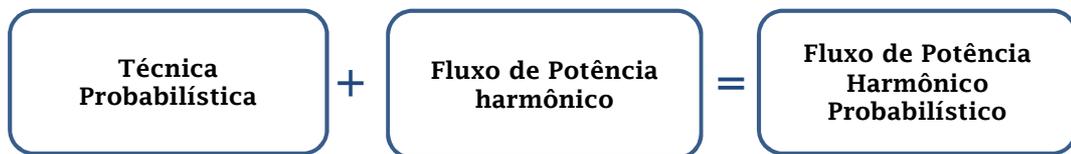
como por exemplo, as FDPs das injeções de potência e/ou correntes harmônicas (Ribeiro, 2009).

Os FPHPs podem ser classificados nos seguintes métodos (Caramia et al., 2003):

i) Método Direto: a avaliação probabilística das tensões e correntes harmônicas é feita de forma separada. Ou seja, primeiro, estima-se as FDPs das correntes harmônicas, como por exemplo, por meio das amostras de correntes harmônicas medidas nas barras do sistema. E logo em seguida, as FDPs das tensões harmônicas são estimadas a partir das FDPs das correntes harmônicas. Neste caso a interação entre a rede e as fontes de harmônicas é negligenciada.

ii) Método Integrado: a avaliação probabilística das tensões e correntes harmônicas são realizadas juntas. Deste modo, a interação entre a rede e as fontes de harmônicas é levada em conta.

A Figura 5.1 mostra como o FPHP é formado combinando-se uma técnica probabilística com um FPH.



**Figura 5.1 - Formação do FPHP.**

Várias técnicas probabilísticas podem ser utilizadas na formulação do FPHP. Contudo, deve-se destacar que para técnicas baseadas em modelos lineares, as equações do FPH devem ser linearizadas. Algumas destas técnicas probabilísticas podem ser:

- SMC Não-Linear;
- SMC Linear;
- Método de Convolução;
- Método dos Cumulantes;
- Método de Estimação por Pontos (MEP).

Para compreender como cada uma dessas técnicas probabilísticas citadas acima é aplicada, considere (5.1) como sendo as equações não-lineares de um sistema expressas na

forma matricial, onde  $T_b$  é o vetor de variáveis aleatórias de entrada e  $X$  o vetor de soluções do sistema. A aplicação dessas técnicas probabilísticas se dá da seguinte forma:

$$g_s(X) = T_b \quad (5.1)$$

i) SMC Não-Linear (Caramia et al., 1994; Caramia et al., 2003): partindo do conhecimento das FDPs das variáveis de entrada de  $T_b$ , uma amostra é gerada aleatoriamente para cada FDP. E de acordo com as amostras geradas, o sistema da equação (5.1) é resolvido e os valores das soluções são armazenados. Este procedimento é repetido  $L$  vezes, até as FDPs das variáveis de saída terem uma precisão aceitável.

ii) SMC Linear (Caramia et al., 2003): tem como base a SMC Não-Linear, no entanto, esta técnica se baseia em uma forma linearizada do sistema não-linear. Logo, considerando o sistema da equação (5.1), se o vetor  $\mu(T_b)$  é o valor esperado de  $T_b$ , a solução do sistema será o vetor  $X_0$  de tal modo que:

$$g_s(X_0) = \mu(T_b) \quad (5.2)$$

Linearizando-se a equação (5.2) em torno do valor esperado,  $X_0$ , através da série de Taylor, tem-se a seguinte expressão para solução do sistema:

$$X \cong X_0 + G(X_0)^{-1} \Delta T_b = X'_0 + G(X_0)^{-1} T_b \quad (5.3)$$

Onde:

$$\Delta T_b = T_b - \mu(T_b);$$

$$X'_0 = X_0 - G(X_0)^{-1} \mu(T_b);$$

$G(X_0)$  é a matriz jacobiana calculada para  $X_0$ .

Portanto, a partir das FDPs das variáveis de entrada de  $T_b$ , a SMC pode ser aplicada à equação linear (5.3) a fim de gerar as FDPs das soluções do sistema. Note-se que agora, há uma redução significativa do custo computacional comparado com a SMC não-linear, pois a jacobiana é constante, permitindo assim determinar a solução do sistema de forma direta. Entretanto, pelo fato do sistema ser linearizado em torno da região do valor esperado qualquer movimento fora desta região irá resultar em significativos erros.

iii) Método de Convolução (Caramia et al., 2003): se baseia nos cálculos de convolução. É aplicada na equação linearizada dada em (5.3) para obter aproximações das FDPs das variáveis de saída usando a formulação dada em (5.4).

$$f(X_i) = X_{0i} + [f(y_{i1}) \otimes f(y_{i2}) \otimes \dots \otimes f(y_{in})] \quad (5.4)$$

Onde:

$f$  representa a FDP;

$\otimes$  representa a cálculo convolução;

$X_{0i}$  é o  $i$ -ésimo termo do vetor  $X_{0i}$ ;

$y_{ij}$  é o termo  $(i, j)$  de  $A_{ij}[T_{bj} - \mu(T_{bj})]$ ;

$A_{ij}$  é o termo  $(i, j)$  da matriz  $A = G(X_0)^{-1}$ ;

$T_{bj}$  é o  $j$ -ésimo termo do vetor  $T_b$ .

iv) Método dos Cumulantes (Fan et al., 2012): é um método alternativo que substitui os complexos cálculos de convolução por simples cálculos aritméticos devido a propriedades de Cumulantes. Com base no sistema linearizado (5.3), este método se baseia na estimação dos cumulantes das variáveis de saída,  $K_X^1, K_X^2 \dots K_X^M$ , a partir dos cumulantes das variáveis de entrada,  $K_{T_b}^1, K_{T_b}^2 \dots K_{T_b}^M$ , utilizando-se a propriedade dada em (5.5), conforme Yuan (2011).

$$\text{Se } Z = \alpha Y + \beta$$

$$\text{Então } K_Z^1 = \alpha K_Y^1 + \beta \text{ e } K_Z^j = \alpha^j K_Y^j \quad \forall j > 1 \quad (5.5)$$

As FDPs usando o Método dos Cumulantes podem ser estimadas via Expansões em séries como Gram-Charlier e Edgeworth cujos parâmetros são em função de certo número de cumulantes ou momentos (Santos, 2007; Wang et al, 2008).

v) Método de Estimação por Pontos (MEP) (Morales e Pérez-Ruiz, 2007): consiste em obter os momentos das soluções do sistema (5.1) a partir de  $N$  pontos estimados das FDPs das variáveis de entrada com seus respectivos pesos. Os momentos são estimados combinando-se a solução com os pesos. Neste método as FDPs também são geradas via expansão em série.

Analisando-se os métodos descritos nos itens (i)-(v) pode-se concluir que o esforço computacional e a precisão dos resultados dependem das técnicas probabilísticas envolvidas no estudo. A SMC Não-Linear apresenta resultados com alta precisão, porém requer um alto custo computacional.

As técnicas baseados em modelos linearizados, com SMC linear e o Métodos de Cumulantes fornecem uma significativa redução do esforço computacional em comparação com a SMC não-linear. Já no Método de Convolução, o esforço computacional depende do número de variáveis de entrada. Entretanto, as técnicas probabilísticas baseadas em modelos lineares têm dificuldades de gerar momentos de alta ordem com uma aceitável precisão (Aien, 2016). Isso pode produzir erros significativos quando as incertezas são modeladas usando distribuição multimodais. O MEP possibilita obter os momentos das variáveis de saída simulando apenas alguns FPH comparados com o grande número de repetições necessárias pela SMC. Além do mais, este método fornece significativas reduções do esforço computacional e alta precisão na caracterização das variáveis de saída (Catalão, 2015).

Portanto, a metodologia proposta nesta dissertação se baseia na combinação do MEP com o FPH-MSA, desenvolvido no Capítulo 4. A seguir a técnica probabilística MEP é abordada.

## 5.2 Método de Estimação por Pontos

Inicialmente, o Método de Estimação por Pontos (MEP) foi proposto por Rosenblueth (1975) para calcular os momentos estatísticos de uma variável aleatória que é função de uma ou várias variáveis aleatórias através de modelos determinísticos. Em princípio, o MEP faz uma aproximação da FDP de uma variável aleatória usando apenas os seus momentos.

Conforme Kaffashan e Amraee (2015), o MEP é desenvolvido considerando-se que  $X = (x_1, \dots, x_l, \dots, x_n)$  é um vetor de  $n$  variáveis aleatórias com suas respectivas FDPs,  $f_{x_l}$ , e que  $Z(X) = Z(x_1, \dots, x_l, \dots, x_n)$  é uma função não-linear de  $X$ . O método MEP consiste em obter uma quantidade de pontos, ou concentrações, de cada variável aleatória  $x_l$ , sendo que a  $k$ -ésima concentração é definida como um par de uma variante  $x_{l,k}$  e um peso  $w_{l,k}$ , ou seja,  $(x_{l,k}, w_{l,k})$ . Em seguida, com a variante  $x_{l,k}$ , da  $k$ -ésima concentração, calcula-se a função  $Z(X)$ , e junto com peso  $w_{l,k}$ , determina-se os momentos estatísticos de  $Z(X)$ .

Gupta (2016) descreve, de forma geral, como estimar os valores do par  $(x_{l,k}, w_{l,k})$  para um determinado número de concentrações. Os seguintes passos devem ser feitos:

- i) Definir a quantidade de concentrações ( $QC$ ), ou seja, o número de pontos, a serem calculadas, sendo que  $QC$  deve ser ímpar e maior ou igual a 3.

ii) Para cada variável aleatória  $x_l$ , repetir os passos (iii) – (v).

iii) Padronizar os momentos centrais da variável aleatória  $x_l$ , de acordo com (5.6).

$$\lambda_{l,i} = \frac{E[(x_l - \mu_l)^i]}{(\sigma_l)^i} \quad (5.6)$$

$$i = 1, \dots, 2m \quad \therefore \text{No qual } m = QC - 1$$

iv) Encontrar as localizações padronizadas  $\xi_{l,j}$  onde  $j = 1, \dots, m$ , determinando as raízes dos polinômio dado em (5.7).

$$p(\xi) = C_0 + \sum_{j=1}^m C_j (\xi_{l,j})^j \quad (5.7)$$

Onde: Os coeficientes  $C_j$  do polinômio são determinados resolvendo o sistema linear (5.8).

$$\begin{bmatrix} \lambda_{l,1} & \lambda_{l,2} & \lambda_{l,3} & \dots & \lambda_{l,m} \\ \lambda_{l,2} & \lambda_{l,3} & \lambda_{l,4} & \dots & \lambda_{l,m+1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \lambda_{l,m} & \lambda_{l,m+1} & \dots & \dots & \lambda_{l,2m-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_0 \\ C_1 \\ \vdots \\ C_{m-1} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \lambda_{l,m+1} \\ \lambda_{l,m+2} \\ \vdots \\ \lambda_{l,2m} \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

Obs: Note que nas expressões acima, teremos os valores de  $\xi_{l,j}$  onde  $j = 1, \dots, m$ . Já para o valor de  $\xi_{l,QC}$  é atribuído zero.

iv) Calcular a variante  $x_{l,k}$  da seguinte forma:

$$x_{l,k} = \mu_l + \xi_{l,k} \sigma_l \text{ para } k = 1, \dots, QC \quad (5.9)$$

v) Calcular os pesos  $w_{l,k}$  de cada  $x_{l,k}$ , resolvendo o seguinte sistema linear:

$$\begin{bmatrix} w_{l,1} \\ w_{l,2} \\ \vdots \\ w_{l,m-1} \\ w_{l,m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \xi_{l,1} & \xi_{l,2} & \xi_{l,3} & \dots & \xi_{l,m} \\ \xi_{l,1}^2 & \xi_{l,2}^2 & \xi_{l,3}^2 & \dots & \xi_{l,m}^2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \xi_{l,1}^{m-1} & \xi_{l,2}^{m-1} & \xi_{l,3}^{m-1} & \dots & \xi_{l,m}^{m-1} \\ \xi_{l,1}^m & \xi_{l,2}^m & \xi_{l,3}^m & \dots & \xi_{l,m}^m \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \lambda_{l,1} \\ \lambda_{l,2} \\ \lambda_{l,3} \\ \vdots \\ \lambda_{l,m} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

Sendo que o valor do peso em relação a  $QC$ -ésima concentração é  $w_{l,QC} = \frac{1}{QC} - \sum_{k=1}^m w_{l,k}$ .

É importante destacar que, a forma descrita por Gupta (2016) para estimar, de forma geral, os pares das concentrações das FDPs vale apenas para três ou mais concentrações. Entretanto, para estudos que não exigem muita precisão nos resultados, pode-se utilizar apenas duas concentrações. Tais concentrações são estimadas de forma direta calculando as localizações padronizadas, conforme (5.11), e logo em seguida, calculando a variante por

meio da equação (5.9), e os pesos são estimados a partir de (5.12) (Gallego et al., 2012; Morales e Pérez-Ruiz, 2007).

$$\xi_{l,k} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} + (-1)^{3-k} \times \sqrt{QC + \left(\frac{\lambda_{l,3}}{2}\right)^2}, \quad \text{para } k = 1,2 \quad (5.11)$$

$$w_{l,k} = \frac{\frac{1}{QC} \times (-1)^k \times \xi_{l,3-k}}{2 \sqrt{QC + \left(\frac{\lambda_{l,3}}{2}\right)^2}} \quad \text{para } k = 1,2 \quad (5.12)$$

Após obter os pares  $(x_{l,k}, w_{l,k})$  da  $k$ -ésima concentração o  $j$ -ésimo momento de  $Z(X)$  pode ser obtido da seguinte forma utilizando o MEP:

- i) Para cada variável aleatória  $x_l$ , repetir os passos (ii)-(iii) variando  $k$  de 1 até  $QC$ .
- ii) Substituir  $x_l$  por  $x_{l,k}$  no vetor  $X = (x_1, \dots, x_l, \dots, x_n)$ , enquanto as demais variáveis aleatórias são fixadas nos seus respectivos valores médios, ou seja, o vetor  $X$  agora é  $X = (\mu_{x_1}, \dots, x_{l,k}, \dots, \mu_{x_n})$ .
- iii) Determinar o valor da função  $Z_{l,k}$  usando  $X = (\mu_{x_1}, \dots, x_{l,k}, \dots, \mu_{x_n})$ , conforme (5.13).

$$Z_{l,k} = Z(\mu_{x_1}, \dots, x_{l,k}, \dots, \mu_{x_n}) \quad (5.13)$$

- iv) Estimar o  $j$ -ésimo momento das variáveis de saída,  $Z^j$ , usando-se a seguinte expressão.

$$E(Z^j) = \sum_{l=1}^n \sum_{k=1}^{QC} w_{l,k} \times (Z_{l,k})^j \quad (5.14)$$

### 5.2.1 Expansão em Série de Gram-Charlier

O MEP retorna apenas os momentos das variáveis de saída. Contudo, é possível obter a FDP ou Função de Distribuição Acumulada (FDA) de uma variável aleatória se seus momentos são conhecidos utilizando diferentes tipos de expansões em séries. A Série de Gram-Charlier é a expansão mais comum (Wang et al., 2008).

A FDP e FDA de uma distribuição de probabilidade podem ser obtidas pela serie de Gram-Charlier através das expressões dadas em (5.15) e (5.16), respectivamente.

$$f(x) = \sum_{i=0}^n \frac{c_i}{i!} (-1)^i \varphi(x) \quad (5.15)$$

$$F(x) = \sum_{i=0}^n \frac{c_i}{i!} (-1)^i \theta(x) \quad (5.16)$$

Onde:

$n$  é a ordem da série de Gram-Charlier;

$\varphi(x)$  representa a FDP da distribuição normal;

$\theta(x)$  representa a FDA da distribuição normal;

$c_i$  são os coeficiente da série de Gram-Charlier, definido conforme.

$$c_i = \int_{-\infty}^{\infty} f(x) H_i(x) dx \quad (5.17)$$

Sendo:

$H_i(x)$  é o polinomial de Hermite, dado em (5.18) (Zhang e Lee, 2004; Yuan, 2011; Miao, 2012).

$$H_i(x) = i! \sum_{k=0}^{i/2} \frac{(-1)^k x^{i-2k}}{k! (i-2k)! 2^k} \quad (5.18)$$

Miao (2012) desenvolve a expressão (5.17), para os sete primeiros coeficientes, em relação aos valores dos momentos centrais de uma variável aleatória.

$$\begin{aligned} c_0 &= 1 \\ c_1 &= c_2 = 0 \\ c_3 &= -M_3/\sigma^3 \\ c_4 &= M_4/\sigma^4 - 3 \\ c_5 &= -M_5/\sigma^5 + 10M_3/\sigma^3 \\ c_6 &= M_6/\sigma^6 - 15M_4/\sigma^4 + 30 \\ c_7 &= -M_7/\sigma^7 + 21M_5/\sigma^5 - 105M_3/\sigma^3 \\ &\dots \end{aligned} \quad (5.19)$$

### 5.3 Algoritmo Conceitual para Estimação Probabilística da $THD_V$

A metodologia para estimação do índice de  $THD_V$  foi desenvolvida baseada na combinação das seguintes técnicas: fluxo de potência harmônico trifásico via método de soma de admitâncias (FPH-MSA) (para calcular as tensões harmônicas nodais) e o método de estimação por pontos (MEP) (para modelar as incertezas nas injeções de correntes harmônicas) e a expansão em série de Gram-Charlier (utilizada para gerar as FDPs ou FDAs).

O algoritmo para avaliação probabilística da  $THD_V$  é resumido nos seguintes passos:

- i) Ler dados da rede de distribuição.
- ii) Ler dados probabilísticos das injeções de correntes harmônicas das fontes de harmônicas.
- iii) Definir a quantidade de concentrações (QC) a serem calculadas.
- iv) Calcular o estado da rede na frequência fundamental.
- v) Para todas as ordens harmônicas das fontes de harmônicas, ajustar as injeções de correntes harmônicas no seu respectivo valor médio.
- vi) Utilizando o fluxo de potência harmônico trifásico FPH-MSA, calcular o estado harmônico para todas as ordens  $h$ .
- vii) Repetir os passos (viii) – (xv) para cada ordem harmônica  $h$ .
  - viii) Repetir os passos (viii) – (xv) para  $l = 1, \dots, N^{fon}$ , em que  $N^{fon}$  é o número de fontes de harmônicas.
  - ix) Ajustar a injeção de corrente harmônica de todas as cargas no valor médio.
  - x) Para a fonte de harmônica  $l$ , determinar os pares  $(x_{l,k}, w_{l,k})$  sendo  $k = 1, \dots, QC$ .
  - xi) Repetir os passos (xi) – (xv) para  $k = 1, \dots, QC$ .
    - xii) Substituir o valor médio da injeção de corrente harmônica em  $l$  por  $x_{l,k}$ , e calcular o estado harmônico para a ordem  $h$ , ou seja estimar  $V_{l,k}^{(h)}$ , utilizando FPH-MSA.
    - xiii) Para cada fase ( $\phi$ ) repetir os passos (xiii) – (xv)

xiv) Calcular os valores de  $THD_{V_{l,k}}^\phi$ , sendo que todas as tensões harmônicas diferentes de  $h$  estão fixadas na média enquanto que a tensão de ordem harmônica  $h$  é a  $V_{l,k}^{(h)}$ .

xv) Adicionar a contribuição da harmônica  $l$  ao  $j$ -ésimo momento de  $THD_V^\phi$ , conforme (5.20).

$$E(THD_V^{\phi^j}) = E(THD_V^{\phi^j}) + w_{l,k} \times (THD_{V_{l,k}}^\phi)^j \quad (5.20)$$

xvi) Para cada fase sistema, estimar as FDPs nodais da  $THD_V$  a partir dos momentos calculados através da expansão em série de Gram-Charlier.

## 6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

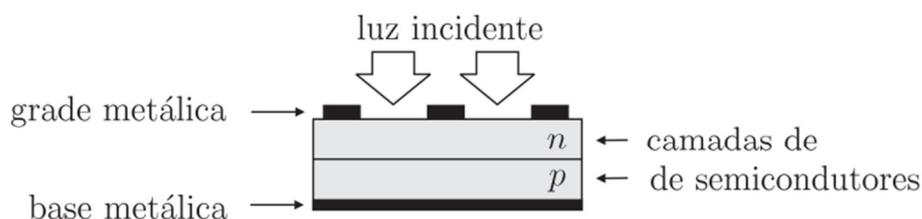
Atualmente, devido à diminuição e os altos custos dos combustíveis das fontes de energia convencionais e a preocupação com o meio ambiente, a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis está aumentando rapidamente. Uma das fontes renováveis que tem tido um significativo crescimento e penetração na rede elétrica nos últimos anos é a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV). A GDFV utiliza painéis fotovoltaicos (FV), também conhecidos como módulos FV, para absorver a energia contida nos fótons presentes na irradiação solar incidente, e transforma-la em energia elétrica.

Nas seções seguintes serão apresentados os elementos que formam o sistema FV. Também será apresentada a modelagem da GDFV, a fim de determinar a potência injetada na rede. Além disso, a modelagem da irradiância solar é abordada e um método para estimar as injeções de correntes harmônicas de sistemas FV é explorado.

### 6.1 Sistema Fotovoltaico

#### 6.1.1 Célula fotovoltaica

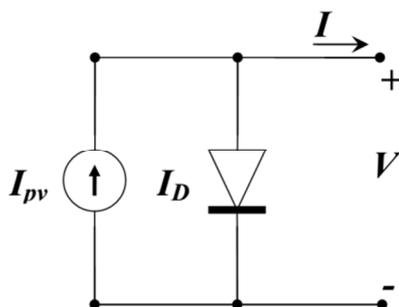
A GDFV converte a energia solar em energia elétrica usando células fotovoltaicas, que é o seu principal dispositivo. Pode-se entender uma célula fotovoltaica como um diodo com junção  $p-n$  exposto à luz, como mostrado na Figura 6.1. A incidência da luz libera portadores de carga que dão origem a uma corrente elétrica quando o dispositivo está em circuito fechado. Isto ocorre quando a energia do fóton incidente é suficiente para excitar os elétrons covalentes do semicondutor. Este fenômeno depende do material empregado na construção do dispositivo e do comprimento da onda da luz incidente. Basicamente, o efeito fotovoltaico consiste da absorção da radiação solar, da geração e transporte de portadores de carga no semicondutor, da separação dos portadores pela junção  $p-n$  e finalmente da coleta dos portadores pelos terminais do dispositivo (Villalva, 2010).



**Figura 6.1 - Estrutura da célula fotovoltaica (Villalva, 2010).**

Dentre os diversos tipos de matérias utilizados para a fabricação das células FV, destacam-se o silício monocristalino, o silício policristalino e os chamados filmes finos, como o silício amorfo, o silício microcristalino, o telureto de cádmio (CdTe), o disseleneto de cobre-índio-gálio (CuInGaSe<sub>2</sub>), ou CIGS, o disseleneto de cobre-índio (CuInSe), e o arseneto de gálio (GaAs) (Almeida, 2012).

As características do comportamento da célula FV podem ser representadas idealmente pelo circuito elétrico equivalente da Figura 6.2. Cujas equações características são dadas pela equação (6.1) (Villalva et al., 2009).



**Figura 6.2 - Circuito Elétrico Equivalente Ideal da Célula FV (Villalva et al., 2009).**

$$I = I_{pv,cell} - \underbrace{I_{0,cell}}_{I_D} \left[ \exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right] \quad (6.1)$$

Em que:  $I_{pv,cell}$  é corrente elétrica gerada pela incidência dos fótons;  $I_{0,cell}$  é a corrente elétrica de saturação reversa do diodo da célula FV;  $q$  é a carga elementar do elétron ( $1,60217646 \times 10^{-19}$ );  $k$  é a constante de Boltzman ( $1,3806503 \times 10^{-23}$ );  $T$  é a temperatura da junção  $p-n$ ;  $a$  é a constante de idealidade do diodo;  $V$  e  $I$  são respectivamente tensão e corrente CC na saída da célula FV.

A equação (6.1) pode ser interpretada graficamente pela subtração entre uma corrente elétrica constante  $I_{pv}$  e uma corrente elétrica exponencial  $I_D$ , resultando em uma curva que

descreve o comportamento corrente×tensão ( $I \times V$ ) da célula, como mostra a Figura 6.3 (Gazoli, 2011). Tal curva é denominada de curva característica da célula FV.

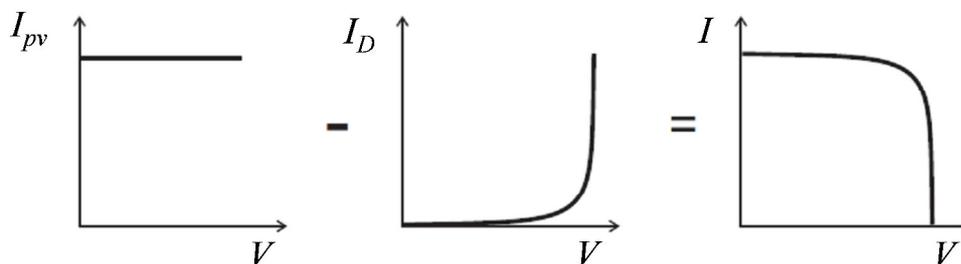


Figura 6.3 - Curva Característica da célula solar (Gazoli, 2011).

### 6.1.2 Módulo fotovoltaico

A potência fornecida por uma célula FV é bem pequena, portanto, para a maioria das aplicações práticas, é comum associar várias células FV, em série ou em paralelo, formando *módulos* ou *painéis FV*.

Em módulos com conexão de células em paralelo, a corrente do módulo é igual à soma das correntes em cada célula e a tensão é igual à de uma célula. Porém, para condições especiais esse tipo de agrupamento não é muito utilizado devido ao fato da corrente de saída ser elevada e a tensão baixa (Carvalho, 2012).

A conexão de células em série é a mais comum, a tensão de saída do módulo é igual à soma da tensão de cada célula. O problema de células agrupadas em série é que se, por alguma razão, uma das células tiver o desempenho reduzido ou falhar, comprometerá o funcionamento de todo o módulo. A fim de contornar esse problema, é comum usar diodos *by-pass* operando com um caminho alternativo para a corrente do módulo. Normalmente, por motivos de custo, esse diodo é conectado em paralelo a um grupo de células (Carvalho, 2012).

Os módulos FV também possuem curva característica  $I \times V$  que resulta da combinação das curvas características das células FV que o compõe. Entretanto, a associação das células resulta em resistências elétricas equivalentes que devem ser considerados no circuito elétrico equivalente (Gazoli, 2011). A Figura 6.4 apresenta o circuito equivalente com as resistências série ( $R_s$ ) e paralelo ( $R_p$ ) equivalentes.

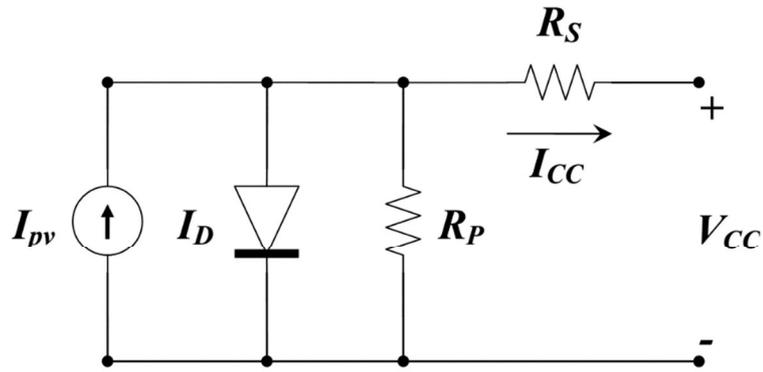


Figura 6.4 - Modelo do circuito elétrico do módulo FV com as resistências série e paralela equivalentes (Gazoli, 2011).

Portanto, um módulo composto por  $N_S$  células em série ou  $N_P$  células conectadas em paralelo, a equação característica é dada por (Villalva et al., 2009):

$$I_{cc} = I_{pv} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_{cc} + R_S I_{cc}}{aV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{cc} - R_S I_{cc}}{R_p} \quad (6.2)$$

No qual:  $V_t = N_S kT/q$  é a tensão térmica de um módulo FV composto por  $N_S$  células em série.

A Figura 6.5 apresenta a curva característica  $I \times V$  do módulo FV. Nela observam-se três pontos importantes: a corrente de curto-circuito  $(0, I_{sc})$ , tensão de circuito aberto  $(V_{oc}, 0)$  e ponto de máxima potência  $(V_{mp}, I_{mp})$ .

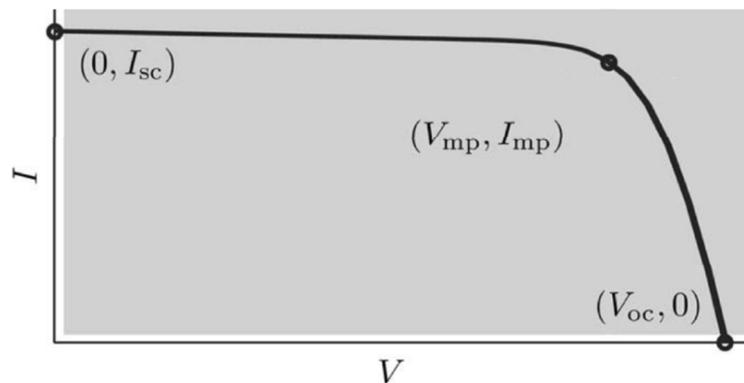


Figura 6.5 - curva característica  $I \times V$  do módulo FV (Gazoli, 2011).

Posteriormente será mostrado que o valor da potência injetada na rede é uma função do ponto de máxima potência.

### 6.1.3 Arranjo fotovoltaico

Um único módulo FV não possui potência nem tensão suficiente para suprir a demanda de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Faz-se, então, a associação de módulos FV em série, formando *strings* e caso seja necessário elevar ainda mais a potência, associa-se as *strings* em paralelo, formando um arranjo FV, como mostra a Figura 6.6 (Almeida, 2012).

O arranjo FV também possui curva característica  $I \times V$  que resulta da combinação das curvas características dos módulos FV que o formam.

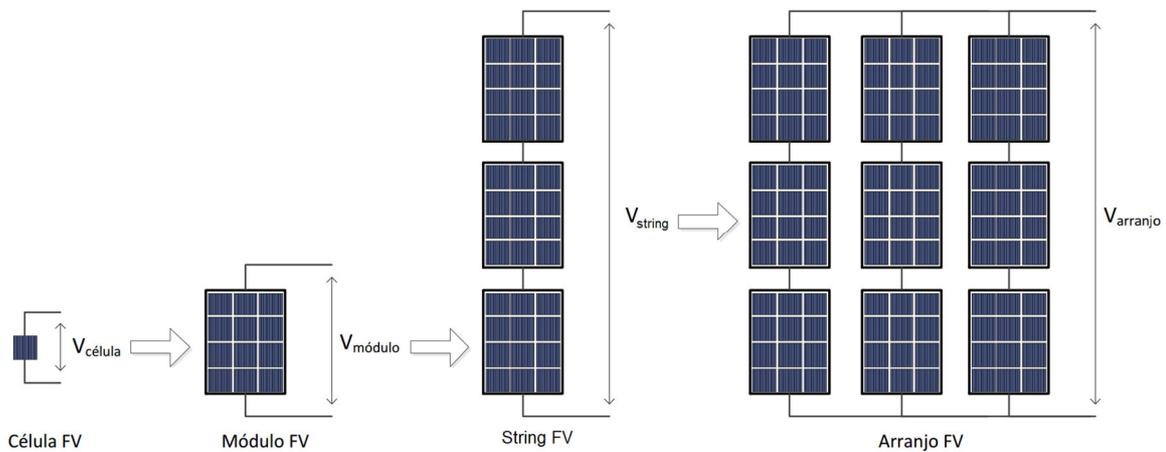


Figura 6.6 - Célula, módulo, string e arranjo FV (Almeida, 2012).

Logo, equação característica do arranjo FV, composto por  $N_{par}$  *strings* conectadas em paralelo, sendo que cada *string* composto por  $N_{ser}$  módulos FV em série, é dada por:

$$I_{cc} = I_{pv} N_{par} - I_0 N_{par} \left[ \exp \left( \frac{V_{cc} + R_s N_{ser} / N_{par} I_{cc}}{a V_t N_{ser}} \right) - 1 \right] - \frac{V_{cc} + R_s N_{ser} / N_{par} I_{cc}}{R_p N_{ser} / N_{par}} \quad (6.3)$$

### 6.1.4 Inversores FV

O inversor FV, ou simplesmente inversor CC/CA, é um dos principais componentes da GDFV, converte a potência em corrente contínua (CC) gerada pelo arranjo FV para potência em corrente alternada (CA) que é injetada na rede elétrica. Atualmente, os inversores possuem as seguintes características: alta eficiência, Rastreamento do Ponto de Potência Máxima (RPPM) gerado pelo arranjo FV, controle de tensão para ajustar a tensão de entrada do inversor à tensão RPPM, controle de corrente para gerar a corrente alternada sinoidal,

medidas de segurança para desconexão da rede elétrica, mecanismo anti-ilhamento e medidas de parâmetros elétricos.

Segundo Rodriguez et al. (2015) a geração de corrente harmônica proveniente do inversor CC/CA depende significativamente do grau em que os algoritmos de controle de comutação não conseguem produzir uma corrente perfeitamente sinusoidal. Apesar dos diferentes tipos de inversores CC/CA, as injeções de correntes harmônicas apresentam um padrão semelhante.

Existem normas técnicas que limitam as distorções harmônicas originadas por inversores de sistemas FV conectados à rede elétrica. As principais são as normas IEEE 1574 e IEC 61727 que recomendam limites máximos para as distorções harmônicas individuais e totais para a corrente, conforme a Tabela 6.1 (Villalva, 2010).

**Tabela 6.1 - Limites de harmônicas injetadas pelo inversor FV (Villalva, 2010).**

Harmônicas	Limite
3 <sup>a</sup> à 9 <sup>a</sup>	4%
11 <sup>a</sup> à 15 <sup>a</sup>	2%
17 <sup>a</sup> à 2 <sup>a</sup>	1,5%
23 <sup>a</sup> à 33 <sup>a</sup>	0,6%
Acima 33 <sup>a</sup>	0,3%
Harmônicas pares	25% dos limites acima
<i>THD<sub>I</sub></i> máximo de 5%	

## 6.2 Modelagem da GDFV

A configuração adotada para modelar a GDFV nesta dissertação foi a configuração inversor central, para cada fase da rede de distribuição (Almeida, 2012). A potência ativa gerada por esta configuração é obtida utilizando a equação (6.4) (Alam et al., 2012):

$$P_{AC} = \eta_{inv} \times \eta_m \times \eta_d \times P_{CC} \quad (6.4)$$

Em que:  $P_{CC}$  é a potência CC gerada pelos módulos FV;  $P_{AC}$  é a potência ativa gerada pelo inversor para um dado valor de  $P_{CC}$ ;  $\eta_{inv}$ ,  $\eta_m$  e  $\eta_d$  são constantes usadas para considerar os

seguintes efeitos: eficiência do inversor; incompatibilidade entre múltiplos módulos FV e sujeira, respectivamente.

Na verdade,  $P_{CC}$  é o ponto de potência máxima do arranjo FV, ele é obtido a partir da curva característica  $I \times V$  do arranjo FV.

Matematicamente  $P_{CC}$  é dado pela equação (6.5):

$$P_{CC} = \max(V_{CC} \times I_{CC}) \quad (6.5)$$

Sendo:  $V_{CC}(I_{CC})$  é tensão (corrente) CC, gerada pelo arranjo FV, e  $\max(\cdot)$  é a função de Rastreamento do Ponto de Potência Máxima (RPPM). A função  $\max(\cdot)$  é usada para selecionar o máximo valor de uma série de valores do produto  $V_{CC} \times I_{CC}$  para obter o máximo ponto de potência da curva  $P \times V$ , como mostra Figura 6.7. Na prática o RPPM é executado pelo inversor conectado ao sistema FV. Existem diversas técnicas que podem ser usadas para realizar o RPPM (Subudhi e Pradhan, 2013).

Portanto, determinar a potência da GDFV consiste basicamente em gerar a curva característica  $I \times V$  do arranjo FV, através da equação (6.3), e por meio do produto entre a tensão e corrente de cada ponto, gerar a curva  $P \times V$ , sendo que  $P_{CC}$  é o máximo valor desta curva, como mostra a Figura 6.7. E então utilizar a equação (6.4) para encontrar a potência ativa injetada na rede.

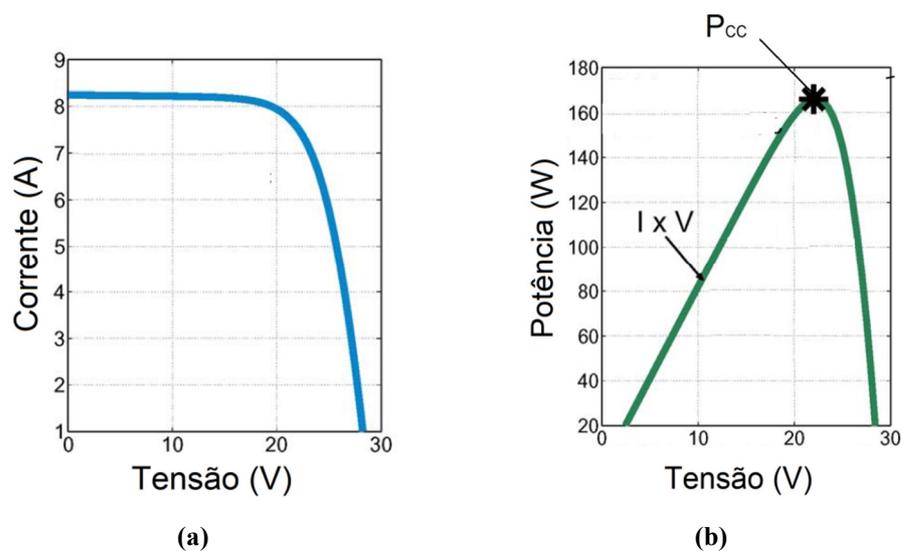


Figura 6.7 - Curva característica: (a)  $I \times V$  e (b)  $P \times V$  (Alam et al., 2012).

Como dito anteriormente, a curva característica  $I \times V$  de um arranjo FV é encontrada utilizando a equação (6.3), portanto, as seguintes definições devem ser usadas para  $I_{pv}$  e  $I_0$  (Villalva et al., 2009).

$$I_{pv} = (I_{pv,n} + K_I \Delta_T) G / G_n; \quad (6.6)$$

$$I_0 = \frac{I_{pv,n} + K_I \Delta_T}{\exp\left[\frac{V_{oc,n} + K_V \Delta_T}{aV_t}\right]} - 1 \quad (6.7)$$

Sendo:  $\Delta_T = T - T_n$ ,  $T_n$  é a temperatura nominal em Kelvin;  $T$  é a temperatura da junção  $p-n$ ;  $G$  é a irradiância na superfície do módulo em  $W/m^2$ ;  $G_n$  é a irradiância nominal ( $1000W/m^2$ );  $I_{pv,n}$  é a corrente FV, em ampères, gerada em condições nominais (temperatura de  $25^\circ C$  e irradiação solar de  $1000W/m^2$ );  $V_{oc,n}$  é a tensão de circuito aberto em condições nominais;  $K_I$  e  $K_V$  são os coeficientes de corrente/temperatura (Ampères/Kelvin) e tensão/temperatura (Volts/Kelvin), respectivamente.

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos fornecem os seguintes dados sobre os módulos fotovoltaicos: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, tensão e corrente na potência máxima, todos em condições nominais (temperatura de  $25^\circ C$  e irradiância de  $1000W/m^2$ ). Desta forma, os seguintes parâmetros da relação do módulo FV são desconhecidos:  $R_s$ ,  $R_p$  e  $I_{pv,n}$ . Nas referências (Villalva et al., 2009) e (Villalva, 2010) é apresentado um algoritmo para calibrar estes parâmetros tal que a máxima potência calculada pelo modelo seja igual à máxima potência especificada pelo fabricante.

Contudo, após estes parâmetros serem calibrados, nota-se, a partir das equações (6.3), (6.6) e (6.7), que a potência de saída é determinada em função da intensidade de irradiância solar ( $G$ ) e da temperatura ( $T$ ).

Pode-se determinar  $P_{CA}$  de acordo com o seguinte algoritmo de RPPM:

- i) Calcular  $I_{pv}$  e  $I_0$  de acordo com as equações (6.6) e (6.7) para uma dada condição de irradiação solar ( $G$ ) e temperatura ( $T$ ).
- ii) Calcular a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), considerando  $I_{CC} = 0$  na equação (6.3).
- iii) Inicializar  $P_{CC}$  com um valor negativo grande ( $P_{CC} = -inf$ ).

iv) Repetir os passos (v)-(vi) para  $V_{CC}$  de 0 até  $V_{OC}$  com um passo de  $V_{OC}/100$ .

v) Calcular  $I_{CC}$  na equação (6.3), com o valor de  $V_{CC}$  obtido no passo (iv).

vi) Se  $V_{CC} \times I_{CC} > P_{CC}$ , então faça  $P_{CC} = V_{CC} \times I_{CC}$ .

vii) Calcular  $P_{CA}$  usando a equação (6.4).

A potência reativa da GDFV é obtida considerando o fator de potência do inversor fixo. No FPH-MAS, as correntes harmônicas injetada na rede pela GDFV é calculada em função do valor da corrente fundamental que é determina pela solução de um fluxo de potência na frequência fundamental.

### 6.3 Modelagem da Intensidade da Irradiância Solar

Como foi mostrado na seção anterior, a potência da GDFV depende da intensidade da irradiância solar e da temperatura. Contudo, na metodologia proposta, a temperatura é mantida constante durante todo o estudo. Portanto, o único parâmetro variável de entrada da GDFV é a irradiância solar.

A intensidade de irradiância solar foi modelada conforme a referência (Atwa et al., 2010), que propõe a seguinte técnica para modelagem de diferentes fontes primárias: os dados coletados são divididos em estações e um dia típico é gerado para cada estação visando representar o comportamento aleatório da fonte primária. Desta forma, para cada hora de cada dia é gerada uma FDP.

De acordo com Atwa et al. (2010), dois anos de dados de irradiância solar foram coletados a partir da base do Projeto SONDA da estação de São Luis–MA (SONDA, 2016). Transformando os dados para hora e trabalhando apenas durante o nascer e pôr do sol (das 6hs às 18hs), pois é quando há incidência de irradiância solar. Os seguintes procedimentos foram realizados com os dados do projeto SONDA para modelar a irradiação solar:

**Passo 1:** Os dados foram agrupados em dois períodos: chuvoso (entre janeiro e julho) e seco (entre agosto e dezembro), que são as estações que ocorrem em São Luis – MA.

**Passo 2:** Para cada período os dados de irradiância foram novamente agrupados em suas respectivas horas de ocorrência, logo cada hora terá uma amostra de irradiância.

**Passo 3:** Para cada hora em cada período foi ajustado uma distribuição Beta conforme (6.8).

$$f_{beta}(s) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \times s^{(\alpha-1)} \times (1 - s)^{\beta(-1)} \quad (6.8)$$

Os parâmetros de  $\alpha$  e  $\beta$  foram ajustados através da seguinte relação:

$$\mu = \frac{\alpha}{\alpha + \beta} \quad (6.9)$$

$$\sigma^2 = \frac{\alpha\beta}{(\alpha + \beta + 1)(\alpha + \beta)^2}$$

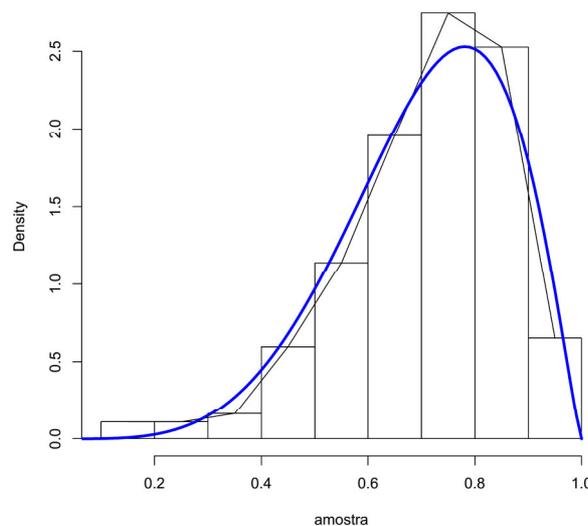
Onde  $\mu$  e  $\sigma^2$  são a média e a variância, respectivamente, da distribuição Beta.

Rescrevendo as equações (6.9) em função da média e variância, têm-se as seguintes equações:

$$\alpha = -\frac{\mu(\sigma^2 + \mu^2 - \mu)}{\sigma^2} \quad (6.10)$$

$$\beta = \frac{(\mu - 1)(\sigma^2 + \mu^2 - \mu)}{\sigma^2}$$

A FDP associada à hora de maior intensidade de irradiância solar foi a FDP selecionada para realizar o estudo desta dissertação, pois é quando a GDFV injeta uma quantidade de potência significativa na rede elétrica. Deste modo, a FDP da hora 15 do período seco foi selecionada para o estudo. Esta FDP é mostrada na Figura 6.8, na qual a amostra de dados foi normalizada em relação ao máximo valor de irradiância solar. Os dados referentes à Figura 6.8 são apresentados na Tabela 6.2.



**Figura 6.8 - FDP da irradiância solar de maior intensidade.**

**Tabela 6.2 - Parâmetros da FDP da irradiância solar selecionada.**

$\alpha$	5,4709
$\beta$	2,2514
$G_{\mu}$	740,02 W/m <sup>2</sup>
$G_{maximo}$	1044,5 W/m <sup>2</sup>

### 6.3.1 Gerador Aleatório de Distribuição Beta e Gama

Um número aleatório com distribuição Beta com parâmetros  $(\alpha, \beta)$  é gerada utilizando dois números aleatórios com distribuição Gama, conforme a equação (6.11).

$$Z_{beta}^{rand}(\alpha, \beta) = \frac{Z_{gama}^{rand}(\alpha, 1)}{Z_{gama}^{rand}(\alpha, 1) + Z_{gama}^{rand}(\beta, 1)} \quad (6.11)$$

Onde:

$Z_{beta}^{rand}$  é uma amostra da distribuição Beta com parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$ .

$Z_{gama}^{rand}(\alpha, 1)$  é uma amostra da distribuição Gama com parâmetros  $\alpha$  e 1.

$Z_{gama}^{rand}(\beta, 1)$  é uma amostra da distribuição Gama com parâmetros  $\beta$  e 1.

Com base na equação (6.11), o pré-requisito para o desenvolvimento de um gerador de números aleatórios com distribuição Beta é um gerador de números aleatórios com distribuição Gama.

Desde modo, o seguinte algoritmo conceitual é formulado para um gerador de números aleatórios com distribuição  $Z_{gama}^{rand}(\alpha, \beta)$  (Kundu e Gupta, 2007):

i) Ler os parâmetros  $(\alpha, \beta)$  da distribuição Gama.

ii) Calcule a parte fracionária de  $\alpha$  usando (6.12).

$$\delta = \alpha - [\alpha] \quad (6.12)$$

Onde:  $[\alpha]$  é a parte inteira de  $\alpha$ .

iii) verifique:

$$\text{Se } \delta = 0$$

Então, faça  $\xi = 0$  e vá para o passo (vi)

Caso contrário, continue.

iv) Gere três números aleatórios uniforme  $U_{uni}^{rand}$ ,  $V_{uni}^{rand}$  e  $W_{uni}^{rand}$ , variando de 0 a 1.

v) Verifique:

$$\text{Se } U_{uni}^{rand} \leq \frac{e}{e+\delta}$$

$$\text{Então, calcule } \xi = (V_{uni}^{rand})^{1/\delta} \text{ e } \eta = (W_{uni}^{rand})\xi^{\delta-1}.$$

$$\text{Caso contrário, calcule } \xi = 1 - \ln V_{uni}^{rand} \text{ e } \eta = W_{uni}^{rand} e^{-\xi}$$

Onde:  $e$  é o logaritmo natural igual a aproximadamente 2,7182818;

vi) Verifique:

$$\text{Se } \eta > \xi^{\delta-1} e^{-\xi}$$

Então, volte para o passo (iv)

Caso contrário, continue.

vi) Calcule a amostra da distribuição Gama usando (6.13).

$$gama(\alpha, \beta)_{amostra} = \frac{1}{\beta} \left( \xi - \sum_{k=1}^{|\alpha|} \ln(Z_{uni,k}^{rand}) \right) \quad (6.13)$$

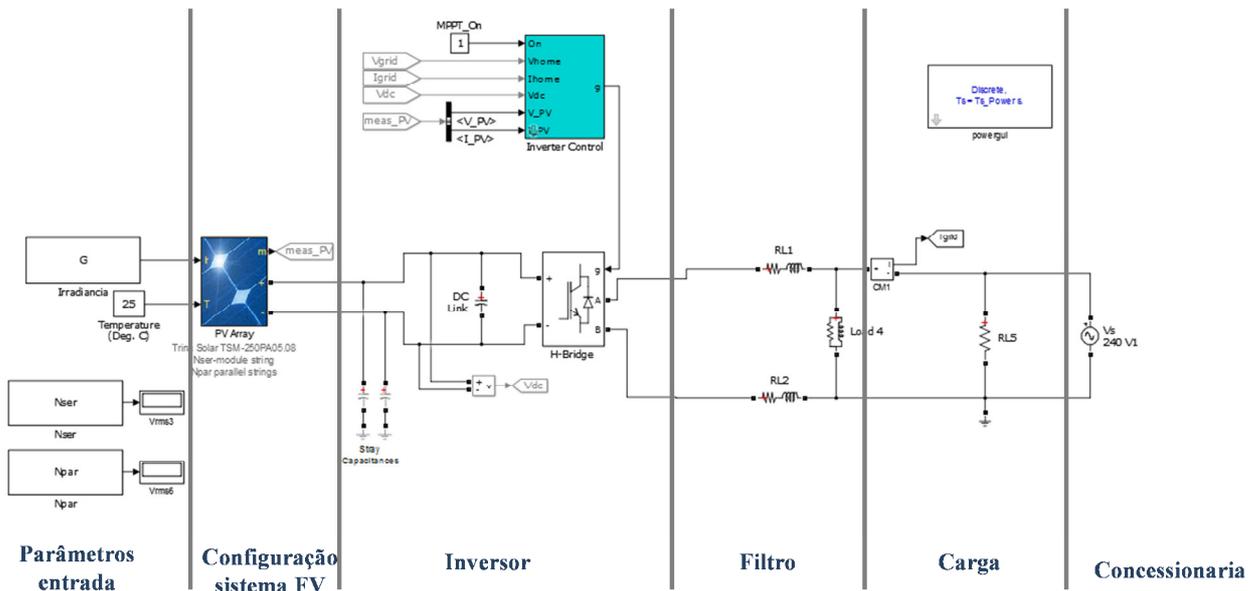
Onde:  $Z_{uni,1}^{rand}, \dots, Z_{uni,|\alpha|}^{rand}$ , são todos números aleatório uniformes pertencentes ao intervalo  $[0,1]$ .

Logo, utilizando o algoritmo conceitual do gerador de números aleatórios com distribuição Gama, o gerador de números aleatórios com distribuição Beta é formado utilizando a expressão (6.11).

#### 6.4 Obtenção das Correntes Harmônicas da GDFV

Atualmente existe falta de dados probabilísticos na literatura sobre injeções de correntes harmônicas oriundas da conexão da GDFV na rede. Devido a isto, foi desenvolvido um modelo no ambiente do Simulink/Matlab para um sistema FV conectado a rede para obtenção desses dados.

A modelagem foi feita com base no sistema FV nativo do MATLAB/Simulink (Matlab, n.d.). A Figura 6.9 mostra o diagrama de blocos do sistema FV elaborado nesta dissertação. Neste diagrama de blocos a intensidade de irradiação solar é o parâmetro de entrada e a temperatura foi mantida constante em 25°C, que é uma temperatura padrão de ensaio em painéis FV. Como se sabe, o Simulink é uma ferramenta para modelagem, simulação e análise de sistemas dinâmicos. Portanto as correntes harmônicas geradas nesta modelagem foram obtidas após o regime transitório, ou seja, foram coletadas em regime permanente.



**Figura 6.9 - Diagrama de Blocos do Simulink Matlab da GDFV Conectada a Rede.**

O diagrama de blocos da Figura 6.9 tem as seguintes características (Matlab, n.d.):

- i) O bloco do conjunto fotovoltaico é constituído por módulos fotovoltaicos ligados em série e em paralelo. Ele permite a modelagem de uma variedade de módulos PV pré-definidos disponíveis no NREL System Advisor Model, bem como um módulo fotovoltaico definido pelo usuário. O bloco do conjunto fotovoltaico tem duas entradas que permitem fornecer dados variáveis de irradiação solar (em  $W/m^2$ ) e temperatura (em graus  $^{\circ}C$ ).
- ii) Os dois capacitores, conectados nos terminais + e - da matriz fotovoltaica, são usados para modelar a capacitância parasita entre os módulos fotovoltaicos e o solo.

iii) O inversor monofásico é modelado usando um módulo de IGBT monofásico com ponte PWM (Ponte H).

iv) A topologia do filtro do lado da rede é a configuração LCL clássica com os indutores divididos igualmente entre a linha e os ramos neutros. Este filtro é utilizado para limitar as correntes harmônicas conforme a Tabela 6.1.

v) O inversor possui os seguintes controles:

- Um controlador do RPPM que varia automaticamente o sinal de referência VDC do regulador VDC do inversor para obter uma tensão CC que extrairá a máxima potência do conjunto FV;
- Um Regulador VDC que determina a corrente de referência necessária para o regulador de corrente;
- Um Regulador de corrente que com base nas referências atuais de correntes para determinar as tensões de referência necessárias para o inversor;
- Um controle para sincronismo e medidas de tensão e corrente. É um gerador PWM que usa o método de modulação bipolar PWM para gerar sinais de disparo para os IGBTs.

vii) A rede é modelada usando uma fonte perfeitamente senoidal.

viii) A carga é modelada usando apenas uma resistência.

Os dados probabilísticos das injeções harmônicas foram gerados executando o diagrama de blocos da GDFV dentro de uma Simulação Monte Carlo para a irradiação solar. Nesta simulação os valores da radiação solar são sorteados usando-se a distribuição Beta. Abaixo é apresentado o algoritmo conceitual para extração probabilística das injeções de correntes harmônicas.

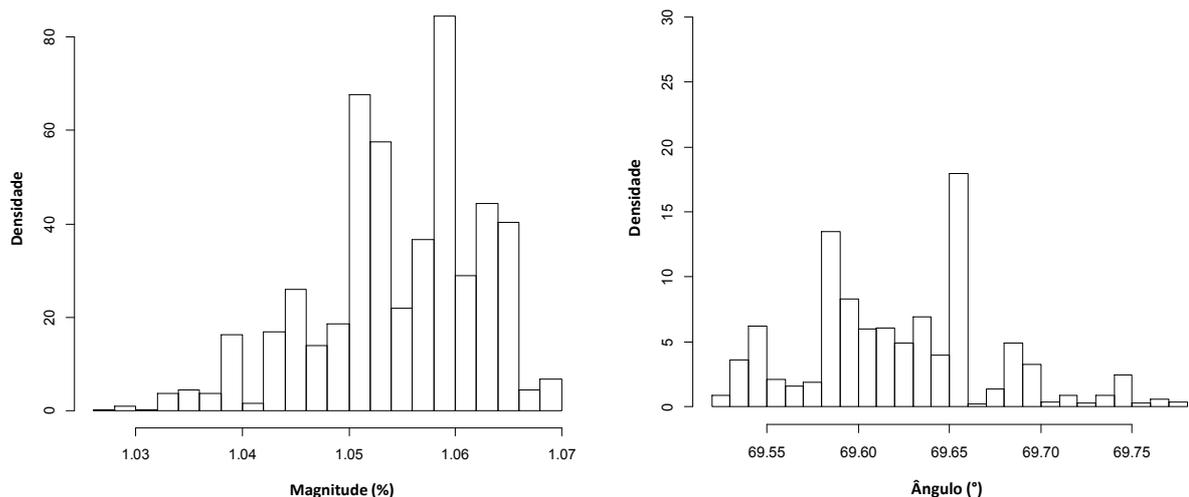
i) Ler os dados da FDP da irradiância solar.

ii) Definir número de painéis em serie e em paralelo.

iii) Repita 1000 vezes os passos (iv) – (vi).

- iv) sortear uma amostra da irradiância solar usando a distribuição Beta, conforme a subseção 6.3.1.
- v) Executar o diagrama de bloco da GDFV até o regime permanente ser atingido.
- vi) Armazenar as amostras de magnitude e ângulo das injeções de correntes harmônicas.
- vii) Gerar as FDPs das magnitudes e ângulos das injeções de correntes harmônicas.

Os dados do arranjo FV da GDFV utilizados na obtenção dos dados probabilísticos das correntes harmônicas estão na Tabela 7.5. As FDPs das magnitudes, normalizadas em relação à corrente fundamental, e ângulos das correntes harmônicas obtidas com o algoritmo proposto são apresentadas no Anexo desta dissertação. Ao todo foram estimas somente as FDPs das harmônicas de ordem 3, 5, 7 e 9, pois foram as que apresentaram injeções de correntes harmônicas significativas. A Figura 6.10 mostra as FDPs da magnitude da corrente harmônica da harmônica de ordem 5. Analisando estas FDPs, e todas as outras FDPs no anexo, das correntes harmônicas obtidas, nota-se que elas são multimodais. Ou seja, são misturas de várias FDPs. Devido a isto, utilizou-se o método de mistura gaussiana para incluir as FDPs das injeções harmônicas da GDFV na SMC e no MEP. Na próxima subseção será apresentada uma descrição do método de mistura gaussiana.



**Figura 6.10 - FDP da Magnitude da corrente harmônica de quinta ordem.**

### 6.4.1 Modelagem das injeções de corrente harmônicas Via Mistura Gaussiana

O modelo de mistura Gaussiana será definido considerando um vetor de variáveis aleatórias  $X$  de dimensão  $d$  e uma mistura com  $K$  componentes (Filho et al., 2013). A função de probabilidade da mistura Gaussiana pode ser definida por:

$$\Phi(X|\theta_k) = \sum_{i=1}^K \pi_i \phi(X|\theta_i) \quad (6.14)$$

Onde:

$\theta_i$  é o conjunto de parâmetros definidos pela  $i$ -ésima componente da mistura.

$\pi_i$  é o coeficiente de mixtura  $\in [0, 1]$  com  $i \in (1, 2, \dots, K)$ .

$$\sum_{i=1}^K \pi_i = 1.$$

$\theta_k = (\pi_1, \dots, \pi_k, \theta_1, \dots, \theta_k)$  é o conjunto dos parâmetros da mistura.

$K$  é a quantidade de gaussianas.

Cada componente  $\phi(X|\theta_i)$  da mistura é uma FDP Gaussiana definida por:

$$\phi(X = x|\theta_i) = \frac{1}{(2\pi^{d/2})|\Sigma_i|^{1/2}} e^{-\frac{1}{2}(x-\mu_i)\Sigma_i^{-1}(x-\mu_i)} \quad (6.15)$$

No qual:

$\mu_i$  é a média.

$\Sigma_i$  é a matriz de covariância, se a FDP for univariada então  $\Sigma_i$  é igual a variância de  $x$ .

$\theta_i$  representa os parâmetros  $(\mu_i, \Sigma_i)$  da Gaussiana  $i$ .

Os parâmetros  $\theta_k$  são estimados maximizando o logaritmo da seguinte função de verossimilhança:

$$L(\theta_k|S) = \log \prod_{t=1}^N \Phi(s_t|\theta_k) \sum_{i=1}^K \pi_i \phi(X|\theta_i) = \sum_{t=1}^N \log \sum_{i=1}^K \pi_i \phi(s_t|\theta_i) \quad (6.16)$$

A função de verossimilhança pode ser maximizada usando o algoritmo de *Expectation Maximization* (EM). Resumidamente, o algoritmo consiste nos seguintes passos (Bishop, 2006):

- 1 – Inicializar os valores da média, matriz de covariância e os coeficientes de mistura e calcular o valor inicial da verossimilhança.

2 – **Passo E (Expectation)**: Calcular a probabilidade posterior (6.17) usando os valores dos parâmetros atuais.

$$P(\pi_k, \theta_k | s_t) = \frac{\pi_k \phi(s_t | \theta_k)}{\sum_{t=1}^K \pi_t \phi(s_t | \theta_t)} \quad (6.17)$$

3 – **Passo M (Maximization)**: Recalcular os parâmetros usando a probabilidade posterior atual.

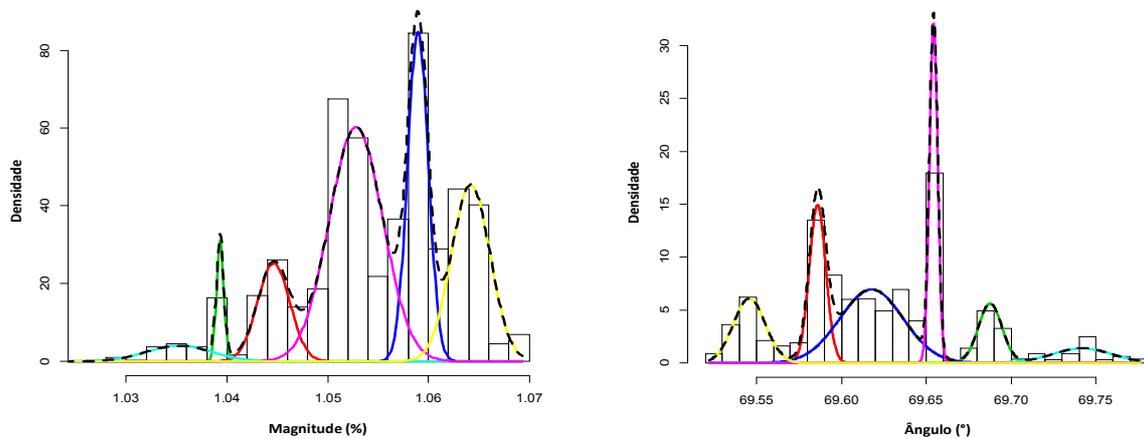
$$\mu_k^{new} = \frac{1}{N_k} \sum_{n=1}^N P(\pi_k, \theta_k | s_t) s_t \quad (6.18)$$

$$\Sigma_k^{new} = \frac{1}{N_k} \sum_{n=1}^N P(\pi_k, \theta_k | s_t) (s_t - \mu_k)(s_t - \mu_k)^t \quad (6.19)$$

$$\pi_k^{new} = \frac{N_k}{N} \quad (6.20)$$

Onde:  $N_k = \sum_{n=1}^N P(\pi_k, \theta_k | s_t)$

Contudo, nesta dissertação os parâmetros das misturas Gaussianas das injeções de correntes harmônicas da GDFV foram obtidos com auxílio do pacote para análise de misturas finitas denominado `mixtools` disponível na linguagem R (Mixtools, n.d). Como exemplo, a Figura 6.11 mostra as misturas gaussianas das FDPs da magnitude e do ângulo das injeções de correntes harmônicas de quinta ordem. Os dados das misturas gaussianas de todas as FDPs utilizadas nesta dissertação encontram-se na seção de Anexos.



**Figura 6.11 - Misturas Gaussianas da FDPs da Magnitude da corrente harmônica de quinta ordem.**

## 7 RESULTADOS

### 7.1 Sistema Teste

A metodologia proposta foi testada em uma rede de distribuição secundária europeia com 906 nós de 416 V cujo diagrama unifilar no formato GIS (Geographic Information System) é mostrado na Figura 7.1. Este sistema é denominado de RDSE-906 a partir daqui. Os dados deste alimentador são obtidos na referência (DSASC, n.d.). Os testes foram realizados na condição de pico de carga, na qual as cargas totais nas fases A, B e C são 21,404 kW, 26,937 kW e 6,319 kW, respectivamente.

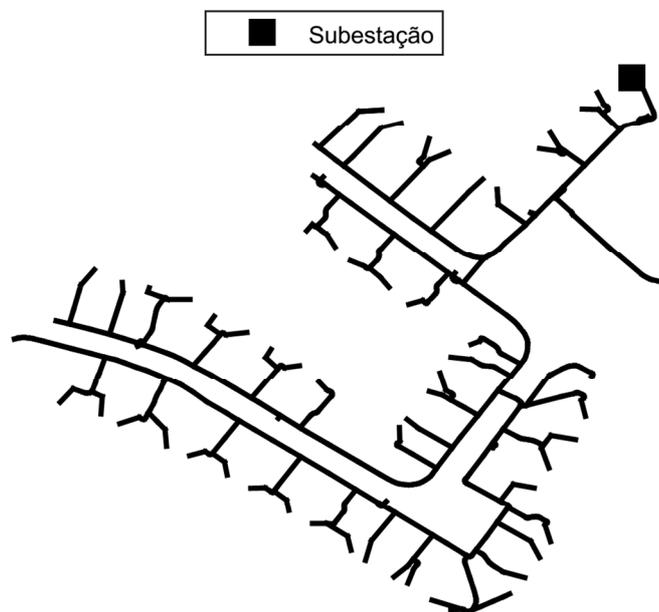


Figura 7.1 - Sistema teste europeu de baixa tensão - RDSE-906 (DSASC, n.d.).

Os seguintes dados complementares foram considerados no estudo (CIGRE, 2013): resistividade do solo ( $\rho$ ) de  $100\Omega\text{-m}$  e aterramento típico de  $40\Omega$  para os pontos de cargas e de  $3\Omega$  para a subestação.

É importante enfatizar que neste alimentador são dadas apenas as impedâncias de seqüências positiva, negativa e zero. Visando modelar o sistema a quatro fios, foram determinados os valores dos RMGs do alimentador RDSE-906 considerando uma configuração subterrânea típica de sistemas europeus de baixa tensão mostrada na Figura 7.2 (CIGRE, 2013). Os dados associados com esta configuração são apresentados na Tabela 7.1.

Os RMGs foram calculados usando os valores de sequência positiva, com o RMG da fase considerado igual ao do neutro. Na Tabela 7.2 são mostrados os valores dos RMG calculados.

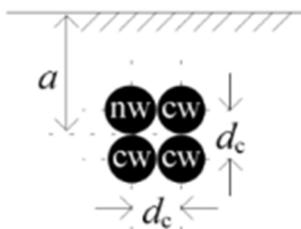


Figura 7.2 - Configuração típica europeia (CIGRE, 2013).

Tabela 7.1 - Parâmetros da configuração subterrânea (CIGRE, 2013).

$a$ (m)	$d_c$ (cm)
0,90	0,80

Tabela 7.2 - RMG calculados do alimentador RDSE -906.

Código do Cabo	RMG (cm)	Código do Cabo	RMG (cm)
2c_.007	0,1858	4c_.1	0,2810
2c_.0225	0,2321	4c_.35	0,3067
2c_16	0,2213	4c_185	0,3043
35_SAC_XSC	0,2077	4c_70	0,2901
4c_.06	0,2722	4c_95_SAC_XC	0,2765

## 7.2 Correntes Harmônicas das Cargas Não-Lineares

Todas as cargas do alimentador RDSE-906 foram consideradas como fontes de harmônicas com distribuição de probabilidade normal injetando correntes harmônicas de 3ª e 5ª ordem. Os valores médios das injeções harmônicas foram obtidos a partir da referência (Collin et al., 2010). A Tabela 7.3 mostra os dados de correntes harmônicas associados à hora de pico do alimentador RDSE-906. Foi considerado um desvio padrão de 10% em relação aos valores médios das injeções harmônicas para cada carga.

Tabela 7.3: Dados de injeção de correntes harmônica (Collin et al., 2010).

Harmônica de ordem 3		Harmônica de ordem 5	
Magnitude (A/kW)	Fase (°)	Magnitude (A/kW)	Fase (°)
0,89	70,55	0,31	-58,58

### 7.3 Descrição dos Casos de Estudo

Os testes no alimentador RDSE-906 foram realizados considerando os seguintes casos de estudos:

**i) Caso base:** O  $THD_V$  nodal é estimado sem a presença de GDFV. Ou seja, apenas as incertezas associadas às injeções das correntes harmônicas das cargas não-lineares são consideradas.

**ii) Caso GDFV:** O  $THD_V$  nodal é estimado com GDFV conectada ao longo da rede. Neste caso são consideradas as incertezas associadas às injeções das correntes harmônicas das cargas não-lineares, da irradiância solar e das correntes harmônicas injetadas pela GDFV. Tais incertezas são representadas através das suas respectivas FDPs. As GDFVs foram alocadas em 14 nós do alimentador RDSE-906. Estes nós foram determinados da seguinte forma:

- i) Os nós de carga foram considerados como uma amostra de dados e organizados em ordem crescente de acordo com a potência instalada;
- ii) Os nós associados ao quartil superior da amostra de nós de carga foram selecionados para a alocação das GDFVs. A Tabela 7.4 mostra as barras e as fases selecionadas e as suas localizações no GIS do alimentador são exibidas na Figura 7.3. As principais características da GDFV associadas com este estudo de caso são apresentadas na Tabela 7.5.

A seleção dos pontos de carga com maior demanda de energia é justificada pelo fato de que os consumidores com maior faturamento de energia são os mais interessados em reduzir a sua fatura com a instalação de GDFV objetivando a redução da medição resultante no seu ponto de conexão com a venda da energia produzida pela GDFV.

Para ambos os casos de estudos os seguintes dados estatísticos do  $THD_V$  nodal foram estimados: valor médio, desvio padrão e o percentil de 95%.

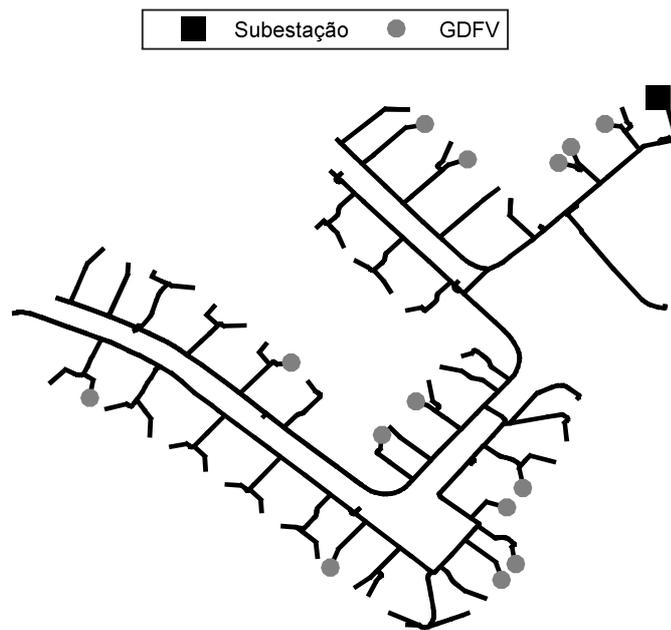


Figura 7.3 - Localização das GDFVs no GIS do alimentador RDSE-906 (DSASC, n.d.).

Tabela 7.4 - Nós para alocação das GDFVs.

Barra	Fase	Barra	Fase
349	A	83	B
406	B	785	B
563	A	702	B
886	B	614	C
47	B	539	C
208	C	34	A
522	B	225	A

Tabela 7.5 - Dados do arranjo FV da GDFV (Villalva et al., 2009; Villalva, 2010).

Potência Nominal de Pico do arranjo FV	2000 W
Fator de Potência do Inversor	1,0
Nº de módulos em série por <i>strings</i>	4
Nº de <i>strings</i> em paralelo	2
Modelo do módulo	KC200GT

## 7.4 Resultados das Simulações

A metodologia proposta foi desenvolvida na linguagem de programação C++. Sendo que para o MEP foram utilizados três pontos, ou seja,  $QC$  foi definido com o valor três no algoritmo desenvolvido na seção 5.3. Deve-se destacar que quanto mais pontos utilizados no MEP melhor é a precisão dos resultados, entretanto maior é o custo computacional exigido pelo método. Como é mostrado na subseção 7.4.4, três pontos foram suficientes para estimar com boa precisão o  $THD_V$ . Com o objetivo de visualizar o nível de  $THD_V$  em todos os nós do alimentador RDSE-906, os resultados foram plotados no GIS na forma de mapa de calor (Milano, 2009; Overbye, 2003).

### 7.4.1 Valores médios da $THD_V$ nodal

A Figura 7.4 mostra os mapas de calor dos valores médios da  $THD_V$  nodal da fase A, obtidos para os dois casos de estudos com a metodologia proposta. Na Tabela 7.6 são exibidas as estatísticas referentes aos valores médios da  $THD_V$  nodais da fase A. Estas estatísticas foram calculadas considerando que as amostras são os conjuntos dos valores médios da  $THD_V$  nodal. Estes resultados mostram que após a conexão das GDFV os níveis de  $THD_V$  presentes na fase A aumentaram consideravelmente. Pode ser observado que os maiores valores de  $THD_V$  foram em torno de 2,0523% para o caso base, sem GDFV. Após a conexão das GDFVs os maiores níveis de  $THD_V$  ficaram em torno de 2,4753%.

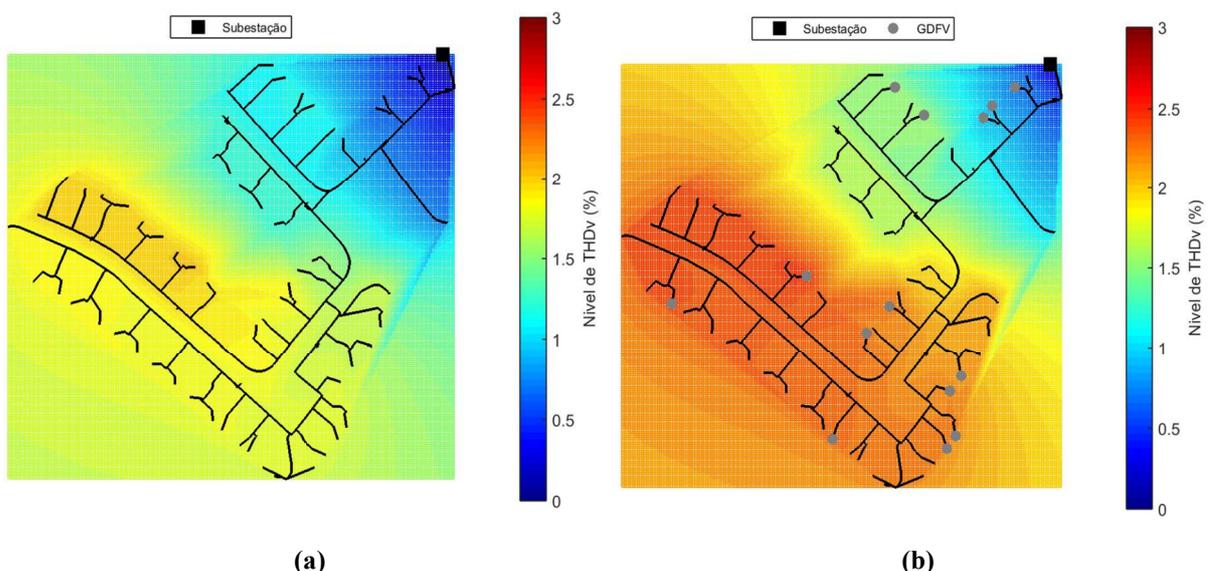
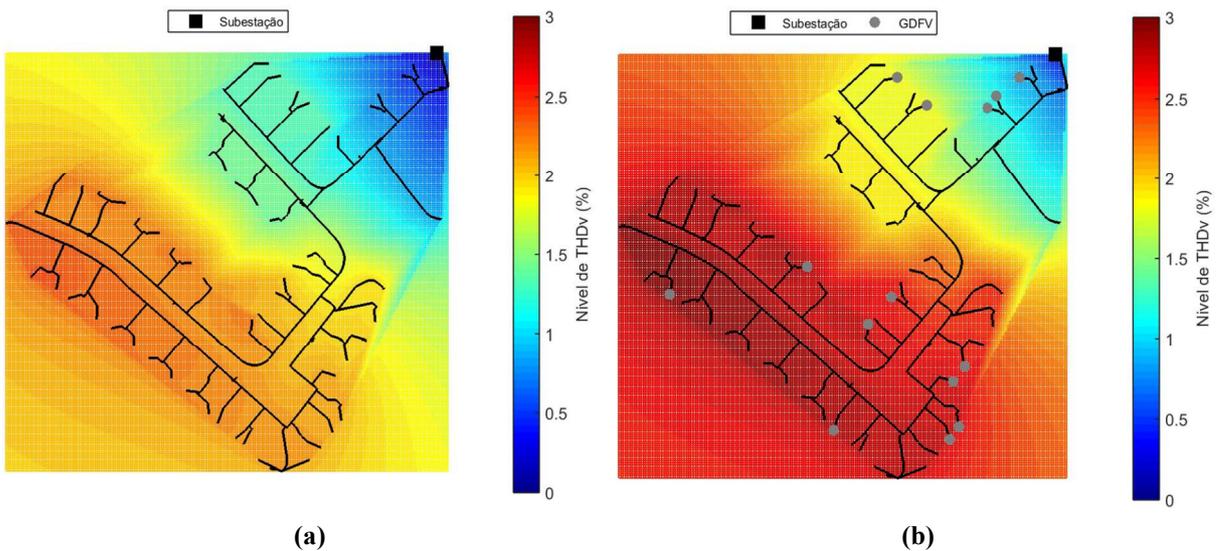


Figura 7.4 - Valor médio do  $THD_V$  da Fase A: (a) sem GDFV e (b) com GDFV.

**Tabela 7.6 - Informações estatísticas dos valores médios nodais da  $THD_V$  da fase A (%).**

Caso	Média	Quartil inferior	Mediana	Quartil superior	Máximo	Mínimo
Sem GDFV	1,5280	1,2257	1,7380	1,8359	2,0523	0,0737
Com GDFV	1,9678	1,6207	2,2366	2,3324	2,4753	0,2616

A Figura 7.5 e a Tabela 7.7 mostram os mapas de calor e as estatísticas, respectivamente, dos valores médios da  $THD_V$  nodal da fase B para os dois casos de estudos obtidos com a metodologia proposta. Nota-se que a fase B apresentou os maiores níveis médios de  $THD_V$  tanto para o caso base como para o caso com as GDFVs. Como na fase A, os níveis de  $THD_V$  aumentaram na fase B após a conexão das GDFVs. Observa-se que os valores mínimo e máximo que eram de 0,0922% e 2,4159%, respectivamente, e aumentaram para 0,3625% e 2,9636%.



**Figura 7.5: Valor médio do  $THD_V$  da Fase B: (a) sem GDFV e (b) com GDFV.**

**Tabela 7.7 - Informações estatísticas dos valores médios nodais da  $THD_V$  da fase B (%)**

Caso	Média	Quartil inferior	Mediana	Quartil superior	Máximo	Mínimo
Sem GDFV	1,8282	1,4379	2,0747	2,2370	2,4159	0,0922
Com GDFV	2,3391	1,9210	2,6244	2,7650	2,9636	0,3625

A Figura 7.6 e a Tabela 7.8 mostram os mapas de calor e as estatísticas, respectivamente, dos valores médios da  $THD_V$  nodal da fase C para os dois casos de estudos obtidos com a metodologia proposta. Percebe-se que a fase C apresentou os menores valores

médios de  $THD_V$  para ambos os casos de estudos. Como nas outras fases, a conexão da GDFV aumentou os níveis de  $THD_V$  da rede. Observa-se que no caso base os valores mínimo e máximo foram em torno de 0,0221% e 1,4148% enquanto que para o caso da GDFV estes valores ficaram em torno de 0,1151% e 1,9902%.

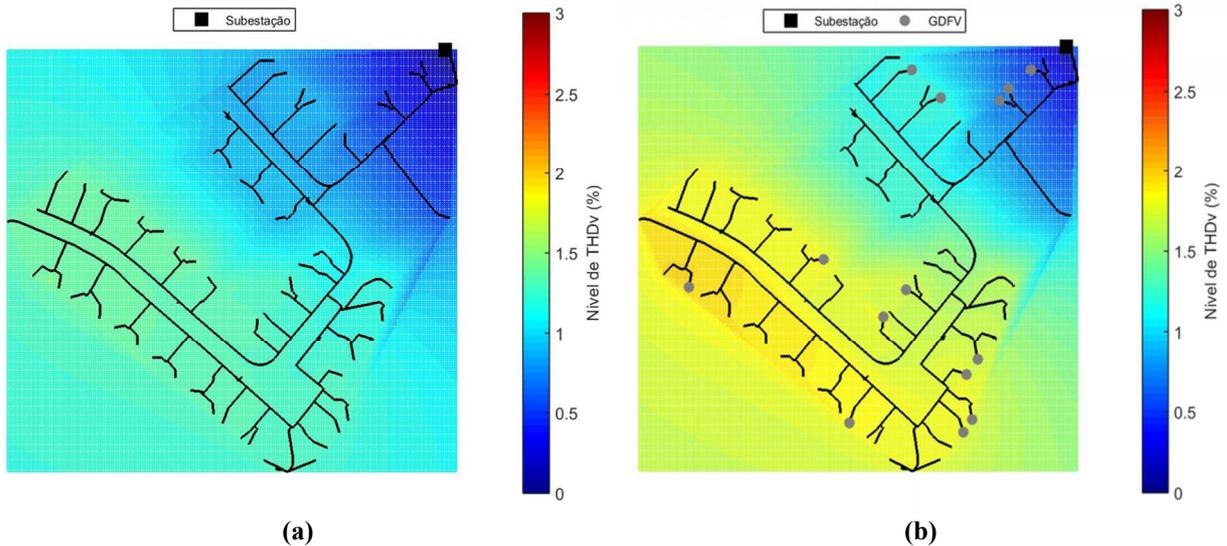


Figura 7.6 - Valor médio do  $THD_V$  da Fase C: (a) sem GDFV e (b) com GDFV.

Tabela 7.8 - Informações estatísticas dos valores médios nodais da  $THD_V$  da fase C (%)

Caso	Média	Quartil inferior	Mediana	Quartil superior	Máximo	Mínimo
Sem GDFV	1,1095	0,9053	1,2621	1,3374	1,4148	0,0221
Com GDFV	1,5228	1,2443	1,7235	1,8073	1,9902	0,1151

As fases B e C têm, respectivamente, os maiores e menores níveis de  $THD_V$  devido ao carregamento de cada fase. A fase B tem maior carregamento, por isso ela tem uma maior injeção de correntes harmônicas enquanto que a fase C é a que tem o menor carregamento e como consequência tem a menor injeção de corrente harmônica. Este efeito é devido as injeções de correntes harmônicas das cargas não-lineares da rede serem diretamente proporcional ao carregamento, conforme é mostrado na Tabela 7.3.

Deve-se destacar que, para o nível de tensão do alimentador RDSE-906, os valores médios do  $THD_V$  estimados nas fases A, B, e C não violam as normas que limitam o nível de  $THD_V$ , apresentados na seção 2.3.

Um aspecto interessante que se nota nos gráficos de calor dos níveis médios de  $THD_V$  nas fases é que quanto mais distante o consumidor está da subestação maior é o seu nível de

$THD_V$ . Observa-se que os consumidores situados no final do alimentador apresentaram os maiores valores médios de  $THD_V$  enquanto que os próximos à subestação apresentaram os menores níveis médios de  $THD_V$ . Este resultado é devido ao fato de que quanto mais próximo da fonte está um ponto de carga menor é o efeito das distorções de tensão causadas pela circulação de correntes harmônicas.

#### 7.4.2 Valores dos desvios padrão da $THD_V$ nodal

A Figura 7.7 e a Tabela 7.9 mostram os mapas de calor e as estatísticas, respectivamente, dos valores dos desvios padrão da  $THD_V$  nodal da fase A, para os dois casos de estudos. Estes valores representam a variação das  $THD_V$  estimadas com a metodologia proposta. A partir da Figura 7.7 e da Tabela 7.9, pode-se concluir que as incertezas associadas à GDFV impactam significativamente na variação nodal da  $THD_V$ . No caso base as incertezas das cargas não-lineares geraram uma variação máxima de 0,0768% e após a conexão das GDFV a máxima variação passou para 0,1656%. Isto é, ocorreu um aumento de 115% na dispersão do  $THD_V$  em torno do valor médio com relação a dispersão do caso base.

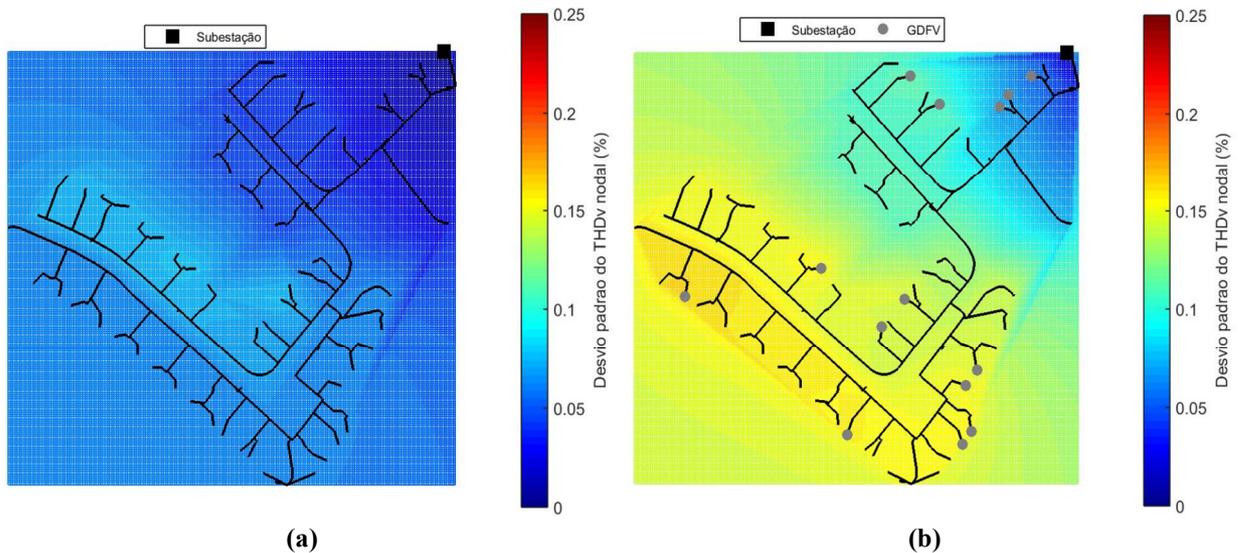


Figura 7.7 - Desvio padrão do  $THD_V$  da fase A: (a) sem GDFV e (b) com GDFV.

Tabela 7.9 - Informações estatísticas dos desvios padrão nodais da  $THD_V$  na fase A (%)

Caso	Média	Quartil inferior	Mediana	Quartil superior	Máximo	Mínimo
Sem GDFV	0,0542	0,0442	0,0602	0,0612	0,0768	0,0038
Com GDFV	0,1307	0,1103	0,1443	0,1529	0,1656	0,0185

A Figura 7.8 e Tabela 7.10 mostram os mapas de calor e as estatísticas, respectivamente, dos valores dos desvios padrão da  $THD_V$  nodal da fase B para os dois casos de estudos. Nota-se que o caso base da fase B é semelhante ao da fase A do mesmo caso, os valores estatísticos são bem próximos, além dos gráficos de calor serem quase os mesmos. Como ocorreu na fase A, após a conexão das GDFVs os valores dos desvios padrão da  $THD_V$  nodal aumentaram consideravelmente, ou seja, a variação do nível de  $THD_V$  dos nós da rede foi ampliada. A fase B apresentou os maiores valores tanto no caso base quanto no caso das GDFVs.

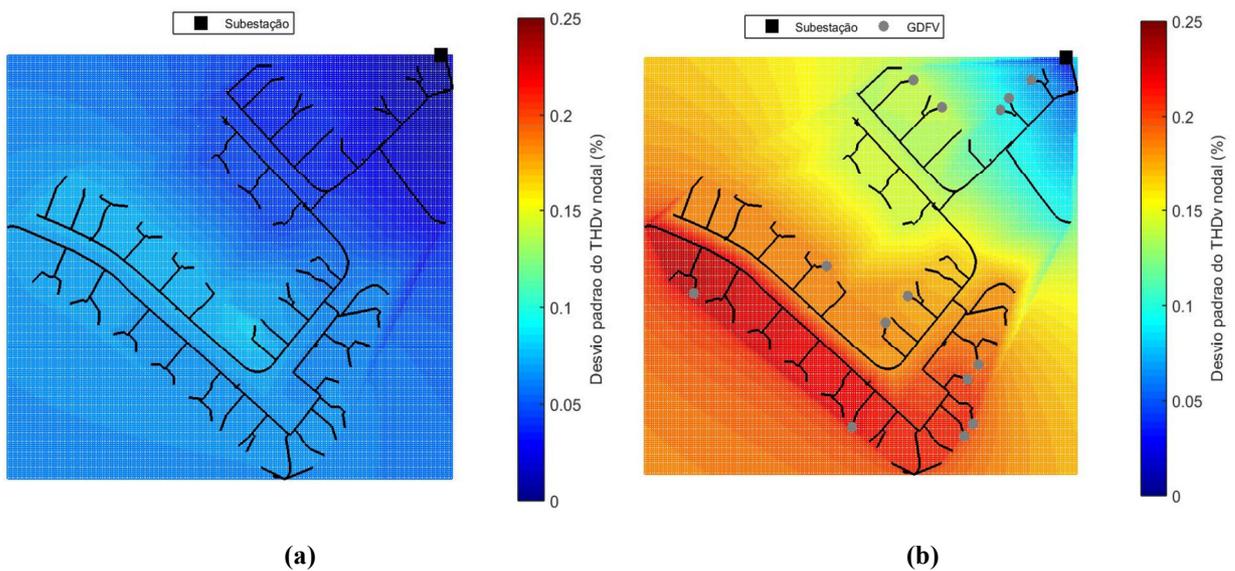


Figura 7.8 - Desvio padrão do  $THD_V$  da fase B : (a) sem GDFV e (b) com GDFV.

Tabela 7.10 - Informações estatísticas dos desvios padrão nodais da  $THD_V$  na fase B (%)

Caso	Média	Quartil inferior	Mediana	Quartil superior	Máximo	Mínimo
Sem GDFV	0,0555	0,0435	0,0626	0,0673	0,0822	0,0033
Com GDFV	0,1719	0,1418	0,1843	0,2081	0,2309	0,0287

A Figura 7.9 e a Tabela 7.11 mostram os mapas de calor e as estatísticas, respectivamente, dos valores dos desvios padrão da  $THD_V$  nodal da fase C, para os dois casos de estudos. Observa-se que no caso base o comportamento do desvio padrão é similar em todo o alimentador tanto para a fase A quanto para a fase B. Como nas fases anteriores, os valores dos desvios padrão mostram que a variação da  $THD_V$  nodal aumentou significativamente após a conexão das GDFVs.

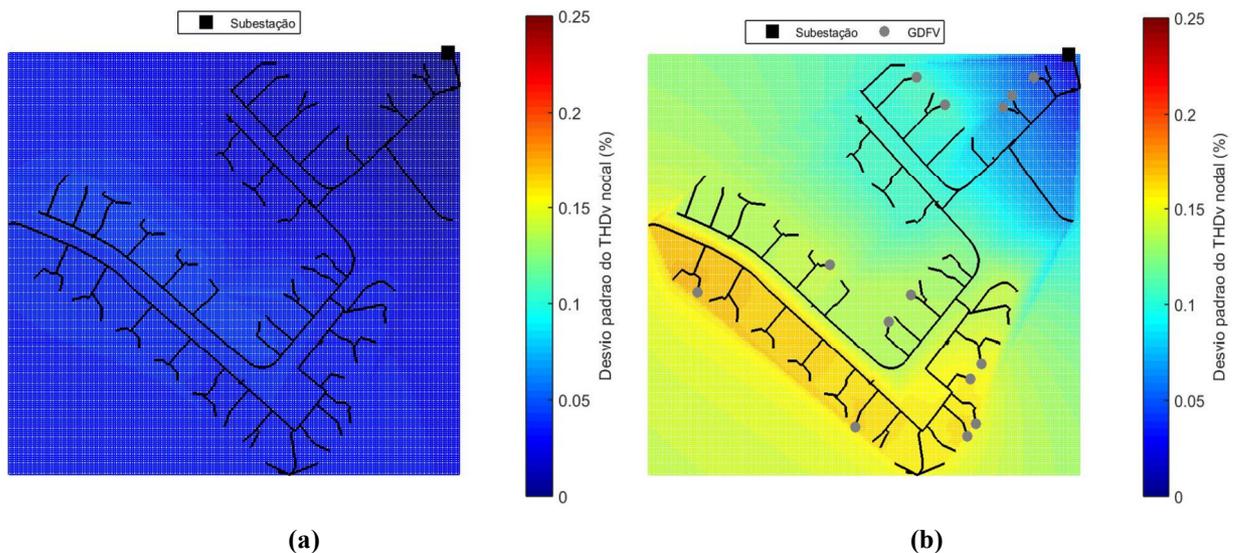


Figura 7.9 - Desvio padrão do  $THD_V$  da fase C: (a) sem GDFV e (b) com GDFV.

Tabela 7.11 - Informações estatísticas dos desvios padrão nodais da  $THD_V$  na fase C (%)

Caso	Média	Quartil inferior	Mediana	Quartil superior	Máximo	Mínimo
Sem GDFV	0,0306	0,0249	0,0343	0,0361	0,0429	$7 \times 10^{-4}$
Com GDFV	0,1288	0,1065	0,1363	0,1588	0,1743	0,0167

Do mesmo modo como foi notado nos mapas de calor dos níveis médios da  $THD_V$  nas fases A, B e C, na seção 7.4.1, o desvio padrão da  $THD_V$  nodal aumenta à medida que o consumidor se afasta da subestação. Nota-se a partir das Figuras 7.7, 7.8 e 7.9 que os consumidores próximos à subestação têm baixos valores enquanto que os consumidores no final do alimentador têm altos valores de desvios padrão.

### 7.4.3 Valores dos percentis de 95% da $THD_V$ nodal

Em relação aos aspectos probabilísticos, existem normas, como as citadas na seção 2.3, que limitam o nível de distorção harmônica da rede com base no percentil. Geralmente, o percentil é definido de acordo com o risco tolerável para a transgressão dos limites para um índice de distorção harmônica. Desta forma, geralmente utiliza-se valores de 95% ou 99% para o percentil. Por exemplo, para o percentil de 95%, o limite não deve ser violado em 95%

do tempo de estudo. Ou seja, com base na FDP da distorção harmônica o percentil de 95% deve ser menor que os limites sugeridos pelas normas.

Deste modo, a fim de avaliar o impacto da necessidade de considerar os aspectos probabilísticos envolvendo o estudo de distorções harmônicas, as Figuras 7.10, 7.11 e 7.12 mostram os mapas de calor com os valores dos percentis de 95% da  $THD_V$  nodal e a variação relativa do percentil em relação ao valor médio nodal estimado usando (7.1), respectivamente, para as fases A, B e C, para o caso com a GDFV instalada no alimentador RDSE-906.

$$\Delta THD_{V_i}^{\phi} = \frac{P95_{THD_{V_i}^{\phi}} - \mu_{THD_{V_i}^{\phi}}}{\mu_{THD_{V_i}^{\phi}}} \times 100\% \quad (7.1)$$

Onde:

$\Delta THD_{V_i}^{\phi}$  é a variação relativa do percentil em relação ao valor médio nodal da  $THD_V$  na fase  $\phi$  do nó  $i$ ;

$P95_{THD_{V_i}^{\phi}}$  é o percentil de 95% da  $THD_V$  na fase  $\phi$  do nó  $i$ ;

$\mu_{THD_{V_i}^{\phi}}$  é o valor médio da  $THD_V$  na fase  $\phi$  do nó  $i$ , estimado na seção 7.4.1.

A Figura 7.10 mostra que na fase A, o nível de  $THD_V$  avaliado através do percentil nodal está na faixa de 10,2019% a 12,8703% maior do que o valor médio. Sendo que a região próxima à subestação apresenta a maior variação relativa. Na parte final do alimentador, apesar de uma parte estar bem fria, a variação relativa é quase que a mesma, pois observa-se que nessa região a variação relativa nodal muda de 10,2019% para pouco menos de 11,3455%.

O gráfico de calor da fase B, Figura 7.11, mostra que assim com na fase A, os consumidores próximos à subestação apresentam o maior aumento relativo do nível da  $THD_V$ , da fase B, considerando o valor do percentil. Porém, os consumidores no final do alimentador, apresentam uma faixa de variação relativa maior do que na fase A, em torno de 10,9308% a próximo de 12,6317%.

A fase C, mostrada na Figura 7.12, apresenta as menores valores de percentis, contudo, registra a maior variação relativa nodal de todas as fases que foi em torno de 23,8407% bem próximo a subestação. Nota-se, também, que em quase todo o alimentador a variação relativa é quase uniforme.

Em geral, partir das Figuras 7.10, 7.11 e 7.12, nota-se que a os valores de percentis são maiores que os valores médios da  $THD_V$ , pois em todas as fases a variação relativa em relação ao valor médio é positiva. Logo, a probabilidade do limite ser violado é maior.

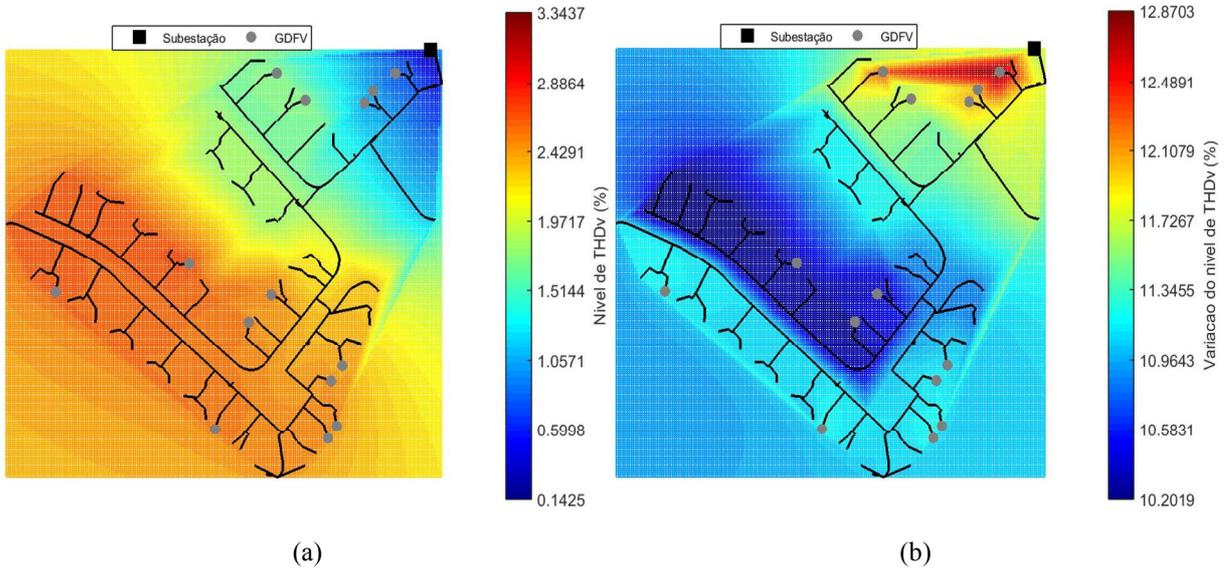


Figura 7.10 – Valor nodal do  $THD_V$  da fase A com GDFV: (a) percentil 95% (b) variação relativa do percentil em relação ao valor médio (%).

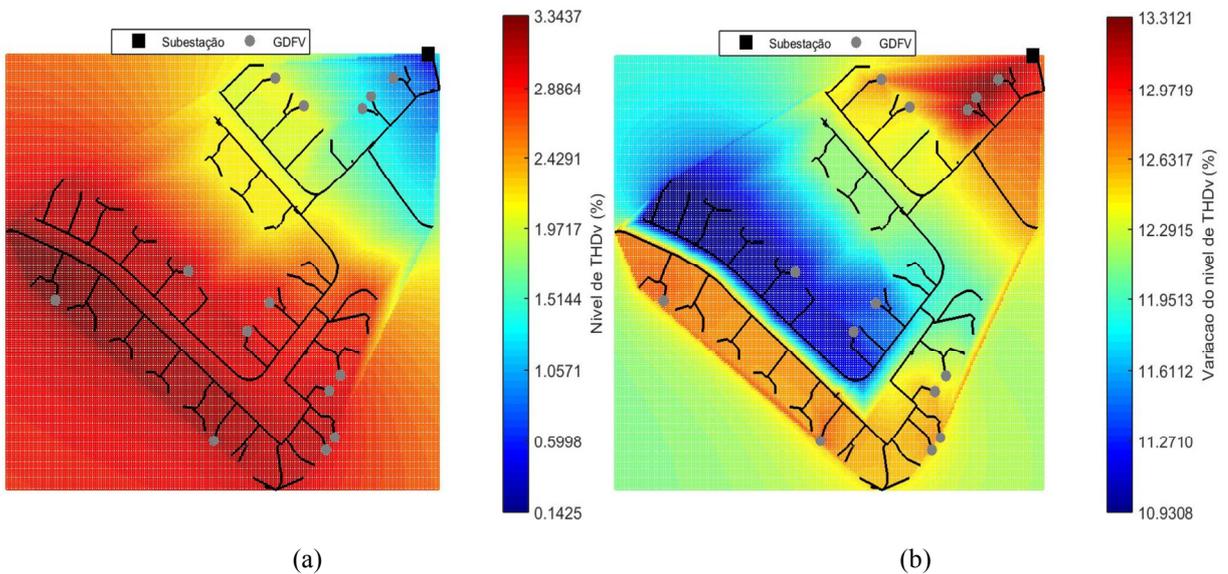


Figura 7.11 – Valor nodal do  $THD_V$  da fase B com GDFV: (a) percentil 95% (b) variação relativa do percentil em relação ao valor médio (%).

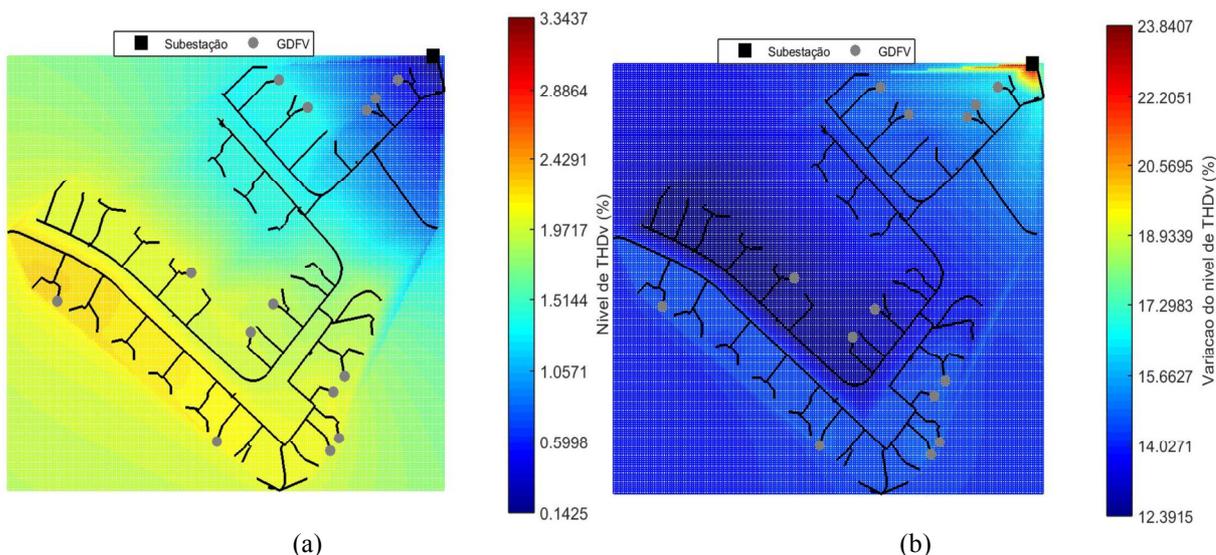


Figura 7.12 – Valor nodal do  $THD_V$  da fase C com GDFV: (a) percentil 95% (b) variação relativa do percentil em relação ao valor médio (%).

Assim como nos valores médios, os percentis nodais de 95% do  $THD_V$  não excedem o limite determinado pelas normas, apresentado na seção 2.3.

#### 7.4.4 Validação da metodologia

A validação da metodologia foi realizada usando a SMC para calcular os momentos da  $THD_V$  nodal do alimentador. Estes momentos foram comparados com aquelas obtidas com a metodologia proposta, que se baseia no MEP, através dos erros relativos com relação à SMC. Por exemplo, o erro relativo no nó  $i$  ( $\varepsilon_i$ ) associado com o  $j$ -ésimo momento é definido em (7.2).

$$\varepsilon_i^j = \frac{|M_i^{j(SMC)} - M_i^{j(MEP)}|}{M_i^{j(SMC)}} \times 100\% \quad (7.2)$$

Onde  $M_i^{j(SMC)}$  ( $M_i^{j(MEP)}$ ) é o  $j$ -ésimo momento da  $THD_V$  do nó  $i$  obtida com a SMC (MEP).

Portanto, executado 5000 simulações na SMC, as Tabelas 7.12, 7.13 e 7.14 mostram para as fases A, B e C, respectivamente, as estatísticas referentes aos erros relativos nodais dos cinco primeiros momentos calculados para o caso base. Como nas estatísticas das tabelas anteriores, estas estatísticas foram calculadas considerando que as amostras são os conjuntos de erros relativos dos momentos das  $THD_V$  para os nós do alimentador RDSE-906. A partir destas tabelas, pode-se observar que os erros calculados dos momentos não são significativos.

**Tabela 7.12 - Erros estatísticos dos momentos de primeira ordem na fase A – Caso base (%).**

<b>Ordem Momentos</b>	<b>Média</b>	<b>Quartil inferior</b>	<b>Mediana</b>	<b>Quartil superior</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>
1 <sup>a</sup>	0,0379	0,0327	0,0352	0,0390	0,0606	$5,4 \times 10^{-4}$
2 <sup>a</sup>	0,0743	0,0643	0,0691	0,0765	0,1194	0,0072
3 <sup>a</sup>	0,1078	0,0934	0,1003	0,1111	0,1752	0,0215
4 <sup>a</sup>	0,1370	0,1187	0,1274	0,1416	0,2359	0,0434
5 <sup>a</sup>	0,1611	0,1376	0,1495	0,1671	0,3202	0,0450

**Tabela 7.13 - Erros estatísticos dos momentos de primeira ordem na fase B – Caso base (%).**

<b>Ordem Momentos</b>	<b>Média</b>	<b>Quartil inferior</b>	<b>Mediana</b>	<b>Quartil superior</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>
1 <sup>a</sup>	0,1052	0,0981	0,1023	0,1058	0,1691	0,0867
2 <sup>a</sup>	0,2115	0,1975	0,2059	0,2127	0,3366	0,1734
3 <sup>a</sup>	0,3176	0,2969	0,3092	0,3194	0,5005	0,2589
4 <sup>a</sup>	0,4219	0,3950	0,4110	0,4245	0,6596	0,3417
5 <sup>a</sup>	0,5235	0,4905	0,5101	0,5269	0,8125	0,4205

**Tabela 7.14 - Erros estatísticos dos momentos de primeira ordem na fase C – Caso base (%).**

<b>Ordem Momentos</b>	<b>Média</b>	<b>Quartil inferior</b>	<b>Mediana</b>	<b>Quartil superior</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>
1 <sup>a</sup>	0,0441	0,0370	0,0419	0,0445	0,0773	0,0130
2 <sup>a</sup>	0,0903	0,0762	0,0861	0,0913	0,1564	0,0286
3 <sup>a</sup>	0,1372	0,1164	0,1312	0,1389	0,2357	0,0454
4 <sup>a</sup>	0,1835	0,1562	0,1760	0,1862	0,3136	0,0620
5 <sup>a</sup>	0,2282	0,1945	0,2195	0,2319	0,3888	0,0773

A validação também foi realizada para o caso com a GDFV. As Tabelas 7.15, 7.16 e 7.17 mostram as estatísticas dos erros relativos obtidos para as fases A, B e C, respectivamente, considerando a conexão da GDFV. Estas tabelas mostram que os erros relativos são bem pequenos e não são superiores a 0,5%.

**Tabela 7.15 - Erros estatísticos dos momentos de primeira ordem na fase A – Caso GDFV (%).**

<b>Ordem Momentos</b>	<b>Média</b>	<b>Quartil inferior</b>	<b>Mediana</b>	<b>Quartil superior</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>
1ª	0,0933	0,0888	0,0909	0,0959	0,1198	0,0825
2ª	0,1788	0,1708	0,1737	0,1840	0,2273	0,1551
3ª	0,2524	0,2421	0,2458	0,2599	0,3176	0,2036
4ª	0,3124	0,2999	0,3053	0,3218	0,3892	0,2247
5ª	0,3590	0,3440	0,3510	0,3702	0,4435	0,2003

**Tabela 7.16 - Erros estatísticos dos momentos de primeira ordem na fase B – Caso GDFV (%).**

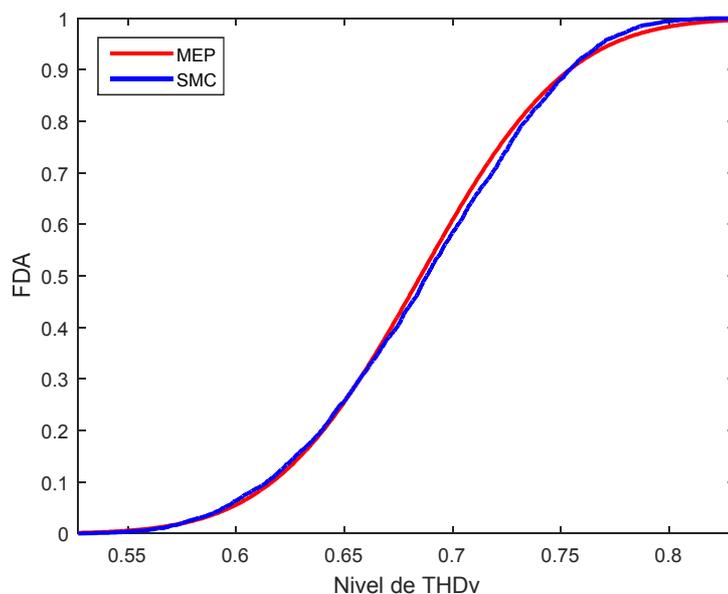
<b>Ordem Momentos</b>	<b>Média</b>	<b>Quartil inferior</b>	<b>Mediana</b>	<b>Quartil superior</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>
1ª	0,0869	0,0849	0,0871	0,0896	0,1032	0,0748
2ª	0,1707	0,1670	0,1712	0,1761	0,1992	0,1467
3ª	0,2456	0,2404	0,2455	0,2525	0,2811	0,2119
4ª	0,3077	0,3014	0,3070	0,3160	0,3438	0,2689
5ª	0,3552	0,3473	0,3534	0,3639	0,3923	0,3184

**Tabela 7.17 - Erros estatísticos dos momentos de primeira ordem na fase C – Caso GDFV (%).**

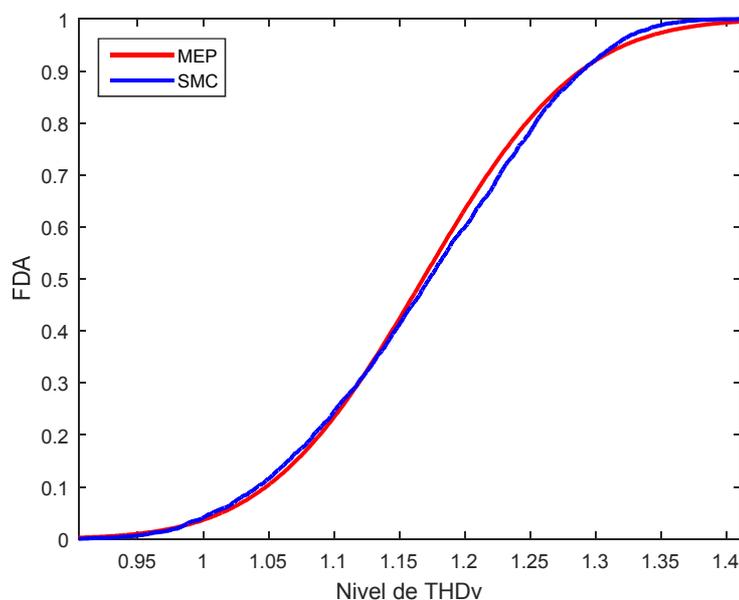
<b>Ordem Momentos</b>	<b>Média</b>	<b>Quartil inferior</b>	<b>Mediana</b>	<b>Quartil superior</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>
1ª	0,0913	0,0913	0,0928	0,0945	0,1110	0,0831
2ª	0,1764	0,1764	0,1804	0,1840	0,2154	0,0962
3ª	0,2472	0,2472	0,2534	0,2578	0,3010	0,0631
4ª	0,2970	0,2970	0,3043	0,3092	0,3568	0,1079
5ª	0,3209	0,3209	0,3277	0,3340	0,3718	0,0199

Com o propósito de reforçar a validação do método proposto, as FDAs obtidas com a metodologia proposta são comparadas com as da SMC, no caso de estudo com a GDFV, visto que neste caso o nível de incerteza é maior do que no caso base. Como o alimentador RDSE-906 possui muitos nós, foram plotadas apenas as FDAs para a fase que apresenta o maior valor da soma dos quadrados dos erros relativos dos momentos das  $THD_V$  nodal.

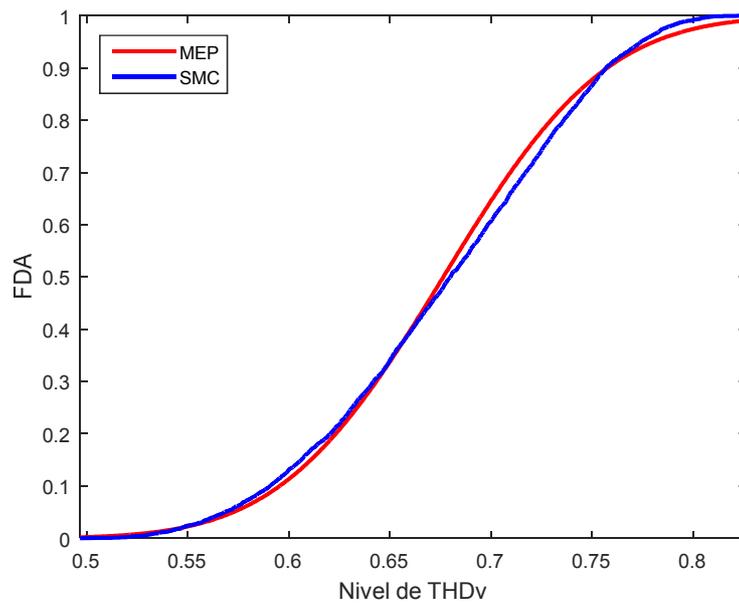
As Figuras 7.13, 7,14 e 7,15 apresentam as FDAs da fase A na barra 34, da fase B na barra 47, da fase C na barra 34, respectivamente. Observa-se que as FDAs obtidas com a metodologia proposta são bem próximas as das geradas com a SMC. As FDAs não chegam a serem totalmente idênticas devido a utilização do método probabilístico de MEP, pois o MEP faz uma aproximação da FDP de uma variável aleatória usando apenas alguns pontos da FDP.



**Figura 7.13 – Comparação das FDA da fase A no nó 34 estimado com a SMC e MEP para o caso de estudo com GDFV.**



**Figura 7.14 – Comparação das FDA da fase B no nó 47 estimado com a SMC e MEP para o caso de estudo com GDFV.**



**Figura 7.15 – Comparação das FDA da fase C no nó 34 estimado com a SMC e MEP para o caso de estudo com GDFV.**

## 8 CONCLUSÃO

### 8.1 Introdução

Esta dissertação apresentou uma metodologia probabilística para estimar o nível de  $THD_V$  para redes de distribuição de baixa tensão considerando a presença de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) ao longo da rede. A metodologia probabilística baseia-se na combinação das seguintes técnicas: Fluxo de Potência Harmônico via Soma de Admitância baseado em modelo de coordenadas de fase de quatro fios (FPH-MSA), Método de Estimação por Pontos (MEP) e a expansão em série de Gram-Charlier. O uso desta metodologia permite estimar momentos e, conseqüentemente, a FDP e FDA do nível  $THD_V$  para cada barra do sistema.

### 8.2 Principais Contribuições

As principais contribuições desta dissertação são resumidas abaixo:

#### **i) Desenvolvimento do fluxo de potência harmônico via soma de admitância baseado em modelo de coordenadas de fase de quatro fios (FPH-MSA)**

A maioria dos fluxos harmônicos para redes de distribuição são baseados nos modelos de soma de correntes, que dependendo dos tipos de equipamentos modelados na rede podem fornecer solução direta ou iterativa. Os componentes lineares, como cargas, filtros e capacitores, extraem correntes harmônicas da rede. Como o valor da corrente harmônica extraída é desconhecido, o fluxo harmônico deve ser iterativo. Contudo, esta dissertação desenvolveu, no Capítulo 4, um fluxo de potência harmônico via soma de admitância baseado em modelo de coordenadas de fase de quatro fios (FPH-MSA) para redes de distribuição. Este fluxo permite determinar o estado harmônico sempre de forma direta, mesmo quando equipamentos lineares são incluídos. Esta vantagem é devido a estes tipos de equipamentos serem modelados no FPH-MSA como impedâncias harmônicas constantes.

#### **ii) Desenvolvimento de um fluxo de potência harmônico probabilístico**

A maioria das metodologias de Fluxos Potência Harmônico Probabilístico (FPHP) são baseadas na combinação de um fluxo harmônico com a Simulação Monte Carlo (SMC). Apesar da simplicidade, a SMC tem um custo computacional elevado principalmente para

grandes sistemas. Este problema pode ser resolvido substituindo a Simulação Monte Carlo por técnicas probabilísticas analíticas, como por exemplo: Convolução, Cumulantes e Método de Estimação por Pontos (MEP). Esta dissertação propôs um FPHP baseado em técnicas probabilísticas analíticas para superar as deficiências da SMC. As técnicas são o MEP e o FPH-MSA que combinados podem estimar os momentos dos estados harmônicos e, conseqüentemente, suas respectivas FDPs. Este fluxo harmônico probabilístico pode ser facilmente estendido para estimar o nível de  $THD_V$  da rede para um cenário de interesse.

### **iii) Modelagem das incertezas GDFV na Estimação do nível de $THD_V$ da rede**

A GDFV quando conectada na rede introduz mais incertezas no sistema devido à intermitência de sua fonte de energia primária: a irradiância solar. Tais incertezas afetam as correntes harmônicas que o inversor injeta na rede. Logo, também afetam os níveis de  $THD_V$  da rede. A tendência é que a penetração das GDFV aumente nas redes de distribuição devido às reduções nos custos de instalação e construção dos painéis fotovoltaicos. Devido a isto, é oportuno desenvolver ferramentas para avaliar os impactos técnicos da inserção da GDFV na rede distribuição. Nesta dissertação, a estimação do nível de  $THD_V$  da rede é estimada considerando as incertezas nas correntes harmônicas da GDFV. As incertezas são modeladas utilizando o método de mistura gaussiana.

## **8.3 Aplicações Práticas**

A aplicação da metodologia probabilística proposta nesta dissertação para estimar o nível de  $THD_V$  foi apresentada no Capítulo 7. O sistema teste utilizado para aplicação foi à rede de distribuição secundária europeia com 906 nós (RDSE-906) de 416 V proposta na referência (DSASC, n.d.). Os resultados dos testes com a RDSE-906 demonstraram que:

- i) A conexão da GDFV na rede de distribuição aumenta significativamente, tanto os valores médios como as variações (desvios padrão), do nível de  $THD_V$  da rede elétrica.
- ii) A análise de harmônicas com a  $THD_V$  estimada probabilisticamente é mais completa, pois mostra a variação da  $THD_V$  devido às incertezas associadas com as fontes de harmônicas e as da rede elétrica.

iii) Devido à queda de tensão em sistemas radiais, o nível de  $THD_V$  aumenta à medida que o consumidor se afasta da subestação. Deste modo, os consumidores no final do alimentador irão apresentar mais problemas de harmônicos.

iv) Na RDSE-906 não ocorreram violações nos limites especificados nas normas para o  $THD_V$ .

v) A metodologia proposta tem boa precisão, pois os erros com relação à SMC foram pequenos.

#### **8.4 Sugestões para Trabalhos Futuros**

O tema principal desta dissertação foi propor uma nova metodologia para a estimação probabilística do nível da  $THD_V$  nodal em redes de distribuição de baixa tensão. Desta forma, algumas sugestões para trabalhos futuros são resumidas abaixo:

##### **i) Estimação probabilística do nível de $THD_V$ considerando aspectos temporais da GDFV.**

Rosa (2015) mostra que a distorção harmônica da corrente da GDFV varia ao longo do dia. O nível de distorção varia com a potência injetada na rede. No início e fim do dia, período que há pouca intensidade de irradiância solar, a GDFV apresenta altos níveis de distorção harmônica enquanto que para altos níveis de irradiância solar há baixos níveis de distorção harmônica. Deste modo, o aspecto temporal deve ser incorporado na estimação do nível de  $THD_V$  nodal.

##### **ii) Determinação da máxima penetração de GDFV em redes de distribuição de modo que os limites de índices de qualidade de energia não sejam violados.**

Foi mostrado nesta dissertação que a GDFV afeta significativamente o nível de distorção harmônica da rede. Contudo, a GDFV não afeta somente as distorções harmônicas. A variação de tensão de longa e curta duração e os níveis de curtos-circuitos da rede também são influenciados pela GDFV. Atualmente, a tendência é que a quantidade de GDFV na rede elétrica aumente. Portanto, estudos de máxima capacidade de acomodação de GDFV na rede elétrica devem ser realizados a fim de que a qualidade de energia não se deteriore.

### **iii) Estudo da perda de vida útil em transformadores devido à presença de harmônicas na rede elétrica.**

Os transformadores são frequentemente projetados para operar na frequência nominal e com correntes de carga senoidal. Atualmente, o uso de cargas não-lineares tais como cargas de eletrônica de potência têm aumentado de forma significativa. O aumento na quantidade de harmônicos na corrente de carga cria perdas extras nos enrolamentos dos transformadores e gera o aumento da temperatura, stress extra no isolamento e redução na vida do isolamento do transformador. Portanto, é importante desenvolver metodologias probabilísticas para incluir aspectos de perda de vida útil dos transformadores devido a harmônicos em estudos de máxima capacidade de acomodação de GDFV.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdelrahman, S., Liao, H., Yu, J. and Milanovic, J. C. (2014) “Probabilistic assessment of the impact of distributed generation and non-linear load on harmonic propagation in power networks”. Proceedings of the 18<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference (PSCC), Wroclaw, Poland, August 18-22, pp. 1 – 7.
- Aien, M., Hajebrahimi, A. e Firuzabad, M. F. (2016) “A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies”. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 57, pp. 1077-1089.
- Alam, M. J. E.; Muttaqi, K. M. and Sutanto, D. (2012). “A Three-Phase Power Flow Approach for Integrated 3-Wire MV and 4 - Wire Multigrounded LV Networks With Rooftop Solar PV”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 2, pp. 1728-1737.
- Allan, R. N., Silva, A. M. L. e Burchett R. C. (1981) “Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-100, No. 5, pp 2539–2546.
- Almeida, M. P. (2012). “Qualificação de Sistemas Fotovoltaico Conectados à Rede”. Dissertação de Mestrado, PPGE/USP.
- Alves, H. N. (2016) “Power Factor Correction and Harmonic Filtering Planning in Electrical Distribution Network”, Journal of Control, Automation and Electrical Systems, Vol. 27, No. 4, pp 441–451.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. (2011). Nota Técnica N° 0025/2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (2012). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição. “Resolução Normativa N°482/2012”. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. (2017). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Resolução Normativa n° 728/2017.
- Arrillaga, J. e Watson, N. R. (2003) “Power System Harmonics Analysis”. 2° edição – Wiley.

- Atwa M., El-Saadany E. F., Salama M. M. A e Seethapathy R. (2010). “Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, No. 1.
- Au, M. T. e Milanovic, J. C. (2006) “Stochastic Assessment of Harmonic Distortion Level of Medium Voltage Radial Distribution Network”. Proceedings of the 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Stockholm, Sweden, June 11-15, pp. 1-6.
- BAPTISTA, J. E. R. (2015) “Análise Probabilística Das Variações De Tensão De Curta Duração em Redes de Distribuição De Baixa Tensão Considerando a Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica”. Dissertação de Mestrado, PPGEE/UFMA.
- Billiton, R. and Allan, R. N. (1992) “Reliability Evaluation of Engineering Systems concepts e Techniques”, 2ª ed., Plenum Press.
- Bishop, C. M. (2006) “Pattern Recognition and Machine Learning”. Springer.
- Bordalo, U.A., Rodrigues, A.B. e Da Silva, M. G. (2006) “A new methodology for probabilistic short-circuit evaluation with applications in power quality analysis” IEEE Transactions on Power Systems Year: 2006, Vol. 21, Iss. 2, pp. 474 – 479.
- Brown, R. E.(2009). “Electric Power Distribution Reliability”, 2ª ed., CRC Press
- Caramia, P., Carpinelli, G., e Rossi F., Verde, P. (1994) “Probabilistic Iterative Harmonic Analysis Of Power Systems”. IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution., Vol. 141, No. 4, pp 329-338.
- Caramia, P., Carpinelli, G., Esposito, T. e Varilone, P. (2003) “Evaluation methods and accuracy in probabilistic harmonic power flow”. European Transactions on Electrical Power, 13(6), pp. 391– 398.
- Carpinelli, G., Caramia, P. e Varilone P. (2015) “Multi-linear Monte Carlo simulation method for probabilistic load flow of distribution systems with wind and photovoltaic generation systems”. Renewable Energy-Elsevier. Vol. 76, , pp 283–295.
- Carvalho, K. J. S. (2012). “Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos”. Dissertação de Mestrado – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE..

- Catalão, J. P. S. (2015) “Smart and Sustainable Power Systems: Operations, Planning, and Economics of Insular Electricity Grids”. CRC Press, Boca Raton, pp. 95-154
- Chen, P., Chen, Z. e Bak-Jensen B. (2008) “Probabilistic Load Flow: A Review”. in: Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. DRPT 2008. Third International Conference.
- CIGRE (2013) “Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources”. Technical Brochure 575, Cigré.
- Collin, A. J., Acosta, J. L., Hayes, B. P. e Djokic, S. Z. (2010) “Component-based Aggregate Load Models for Combined Power Flow and Harmonic Analysis”. 7<sup>th</sup> Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, Agia Napa, Chipre.
- Das, C. J. (2002) “Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics”. Marcel Dekker.
- Das, C. J. (2015) “Power System Harmonics and Passive Filter Designs: Short-Circuit Load Flow and Harmonics”. IEEE Press.
- DSASC (Distribution Systems Analysis Subcommittee) (n.d.) Radial Test Feeders [Internet], IEEE PES. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>> [Acessado 04 de Novembro de 2016].
- Dugan, R. C., McGranaghan, M. F., Santoso, S. and Beaty, H. W. (2002), “Electrical Power Systems Quality”, McGraw-Hill.
- Fan, M. Vittal, V., Heydt G. T. e Ayyanar, R. (2012) “Probabilistic Power Flow Studies for Transmission Systems With Photovoltaic Generation Using Cumulants”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, No. 4, pp 2251-2261.
- Filho S. S., Drews-Jr, P. e Marcolino, L. F. V. (2013) “Mistura de Gaussianas: Uma Abordagem Rápida para Modelar Nuvem de Pontos”. XI Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente – Sbai, Fortaleza–CE.
- Fuchs, E. F. e Masoum, M. A. (2008) “Power Quality in Power Systems and Electrical Machines”. Academic Press.

- Gallego L. A., Padilha-Feltrin A. e Echeverri M G. (2012) “Fluxo de Potência Trifásico Probabilístico para Redes de Distribuição Usando o Método de Estimação por Pontos”. Revista Controle & Automação. V ol. 23, No.2, pp. 179-189.
- Gazoli, J. R. (2011). “Microinversor Monofásico para Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica”. Dissertação de Mestrado FEEC/UNICAMP.
- Gupta, N. (2016). “Probabilistic Load flow with Detailed Wind Generator Models Considering Correlated Wind Generation and Correlated Loads”. Journal Renewable Energy, Elsevier.
- Herraiz, S., Sainz, L. and Clua, J. (2003) “Review of Harmonic Load Flow Formulations”. IEEE Transactions on Power Delivery. 18(3), pp. 1079-1087. 2003.
- IEC (2002) IEC 61000-2-2: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-2: Environment - compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems.
- IEC (2008) IEC 61000-3-6: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems.
- IEC (2014) IEC 61000-3-2: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current  $\leq 16$  A per phase).
- IEEE (2014) Recommended Practice and Requirements for Harmonic control in Electric Power Systems 519-2014.
- Júnior, A. C. S. (2014). “Avaliação Probabilística do Impacto de Geração Distribuída Eólica nos Índices de Conformidade de Tensão”. Monografia de Graduação - Universidade Federal do Maranhão, Curso de Engenharia Elétrica.
- Kaffashan, I e Amraee, T. (2015) “Probabilistic Undervoltage Load Shedding Using Point Estimate Method”. IET Generation, Transmission & Distribution., Vol. 9, Iss. 15, pp. 2234–2244.
- Kagan, N., Oliveira, C. C. B. e Robba E. J. (2005) “Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”. Edgard Blücher.
- Kagan, N., Robba, E. J. e Schmidt, H. P. (2009) “Estimação de Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica”. Edgard Blücher.

- Kersting, H. W. (2007), “Distribuiton System Modeling and Analysis”, 2<sup>a</sup> ed., CRC Press.
- Kundu, D. e Gupta R. D. (2007) “A convenient way of generating gamma random variables using generalized exponential distribution”. *Computational Statistics & Data Analysis* Vol. 51, Iss. 6, pp. 2796–2802
- Leão, R. P. S., Sampaio, R. F. e Antunes, F. L. M. (2014) “Harmônicos em Sistemas Elétricos”. Elsevier.
- Matlab (n.d.) [https://www.mathworks.com/examples/simpower/mw/sps\\_product-power\\_PVarray\\_3500W-single-phase-240-vrms-3500-w-transformerless-grid-connected-pv-array](https://www.mathworks.com/examples/simpower/mw/sps_product-power_PVarray_3500W-single-phase-240-vrms-3500-w-transformerless-grid-connected-pv-array). [Acessado 10 de Agosto de 2016].
- Miao F. (2012). “Probabilistic Power Flow Studies to Examine the Influence of Photovoltaic Generation on Transmission System Reliability”. Tese de Doutorado, Arizona State University.
- Milano F. (2009) “Three-dimensional Visualization and Animation for Power Systems Analysis”. *Electric Power Systems Research*, Vol. 79, Iss 12, pp.1638-1647.
- Mixtools (n.d.) – Pacote do R software. Disponível em <<https://cran.r-project.org/web/packages/mixtools/mixtools.pdf>> [Acessado em junho de 2016].
- Mohammadi, M. (2015) “Probabilistic Harmonic Load Flow Using FastPpoint Estimate Method”. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 9, Iss. 13, pp. 1790–1799.
- Morales, J. M. e Pérez-Ruiz, J. (2007) “Point Estimate Schemes to Solve the Probabilistic Power Flow”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 22, No 4, pp. 1594-1601.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. (2011). Submodulo 2.8: Gerenciamento Dos Indicadores De Desempenho Da Rede Básica E Dos Barramentos Dos Transformadores De Fronteira, E De Seus Componentes. Resolução Normativa nº 461/2011.
- Overbye, T. J., Wiegmann, D. A., Rich, A. M. e Sun, Y. (2003) “Human Factors Aspects of Power System Voltage Contour Visualizations”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 1, pp. 76-82.
- Pires, I. A. (2010) “Medidas de Mitigação de Hamônicos”. *Revista O Setor Eletrico*, p.38-47, edição de dezembro.
- Ribeiro, P. F. (2009) “Time-Varying Waveform Distortions in Power Systems”. Wiley, Chichester, pp. 95-113.

- Rodriguez, F. J. R., Hernandez, J. C., e Jurado, F., (2015). “Harmonic modelling of PV systems for probabilistic harmonic load flow studies”. *International Journal of Circuit Theory And Applications*. Wiley Online Library. Vol 43, pp1541–1565.
- Rosa F. C. (2015) “Harmonics, Power Systems, and Smart Grids”. , 2<sup>a</sup> ed, CRC Press
- Rosenblueth E. (1975), “Point estimation for probability moments”. *Proc. Nat. Acad. Sci.*, vol. 72, no. 10, pp. 3812–3814.
- Santos, M. N. B. (2007) “Expressing a probability density function in terms of another PDF: A generalized Gram-Charlier expansion”. *Journal of Mathematical Chemistry*, Vol. 42, No. 3, pp 585- 594
- Shirmohammadi D., H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo. (1988). “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 2, May 1988, pp. 753-762.
- Short, T. (2004). “Electric Power Distribution Handbook”, CRC Press.
- SONDA (2016) – Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais’, <http://sonda.ccst.inpe.br>, acessado em Maio de 2016.
- Su, C. (2005) “Probabilistic Load-Flow Computation Using Point Estimate Method”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4), pp. 1843-1851.
- Subudhi, B. and Pradhan, R. (2013). “A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol.4, No. 1, pp. 89-98.
- Task Force (1996) “Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks - Part I: Concepts, Models, and Simulation techniques”. Task Force on Harmonics Modeling and Simulation
- Teng, J. e Chang, C. (2007) “Backward/Forward Sweep-Based Harmonic Analysis Method for Distribution Systems”. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 22(3), pp. 1665-1672.
- Todorovski, M. e Rajicic D., (2003) “Handling Three-Winding Transformers and Loads in Short Circuit Analysis by the Admittance Summation Method”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 3.
- Torquato, R.; Trindade, F. C. L. and Freitas, W. (2014) “Analysis of the harmonic distortion impact of photovoltaic generation in Brazilian residential networks”, in *Proceedings of*

- 2014 IEEE 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 25-28 May 2014, pp. 1-5.
- Tostes, M. E. L. (2003) “Avaliação dos impactos causados pela geração de harmônicos na rede de distribuição em consumidores em baixa tensão”. Tese de Doutorado, UFPA/CT/PPGEE
- Variz, A. M. (2006) “Cálculo do Fluxo de Harmônicas em Sistemas Trifásicos Utilizando o Método de Injeção de Correntes” Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ
- Vieira, C. H. S. (2012). “Análise Probabilística da Conformidade de Tensão em Redes de Distribuição Considerando a Presença de Geração Distribuída”, Dissertação de Mestrado, PPGEE/UFMA.
- Villalva, M. G.; Gazoli, J. R.; and Ruppert Filho, E. (2009). “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays”, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.24, No. 5, pp. 1198-1208.
- Villalva, M. G (2010). “Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica”, Tese de Doutorado, FEEC/UNICAMP.
- Wang, X., Song, Y. e Irving, M. (2008) “Modern Power Systems Analysis”. Springer, New York.
- Xia, D. e Heydt, G. T. (1982) “Harmonic Power Flow Studies Part I - Formulation and Solution”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 6, Pp 1257-1265.
- Yu G. e Li T. (2016) “2m+1 Point Estimate Method for Probabilistic Harmonic Power Flow”. Power and Energy Society General Meeting (PESGM), July 17-21, pp. 1-5.
- Yuan, Y. (2011) “Probabilistic Load Flow Computation of a Power System Containing Wind Farms Using the Method of Combined Cumulants and Gram–Charlier Expansion”. IET Renewable Power Generation. Vol. 5, Iss. 6, pp. 448-454.
- Zhang, P. e Lee, S. T. (2004) “Probabilistic Load Flow Computation Using the Method of Combined Cumulants and Gram-Charlier Expansion”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1.
- Zhang H e Li P., (2009) “Probabilistic analysis for optimal power flow under uncertainty”. IET Generation, Transmission & Distribution. Vol. 4, Iss. 5, pp. 553 –561.

Zhu J. (2009) "Optimization of Power System Operation". John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.

## ANEXO

Dados das misturas gaussianas estimadas e histogramas das correntes harmônicas geradas com a SMC a partir da modelagem no ambiente do Simulink/Matlab de um sistema FV conectado à rede.

- **Harmônica ordem 3 – Magnitude**

Tabela A.1 – Parâmetros da mistura gaussiana para magnitude de corrente harmônica de ordem 3.

Lambda	Média	Sigma
0.06037338	4.569516	0.0002160706
0.3979258	4.575788	0.003648272
0.1848714	4.567354	0.002133145
0.1094596	4.575264	0.000472059
0.1048055	4.582359	0.0005626957
0.1425644	4.585968	0.001861909

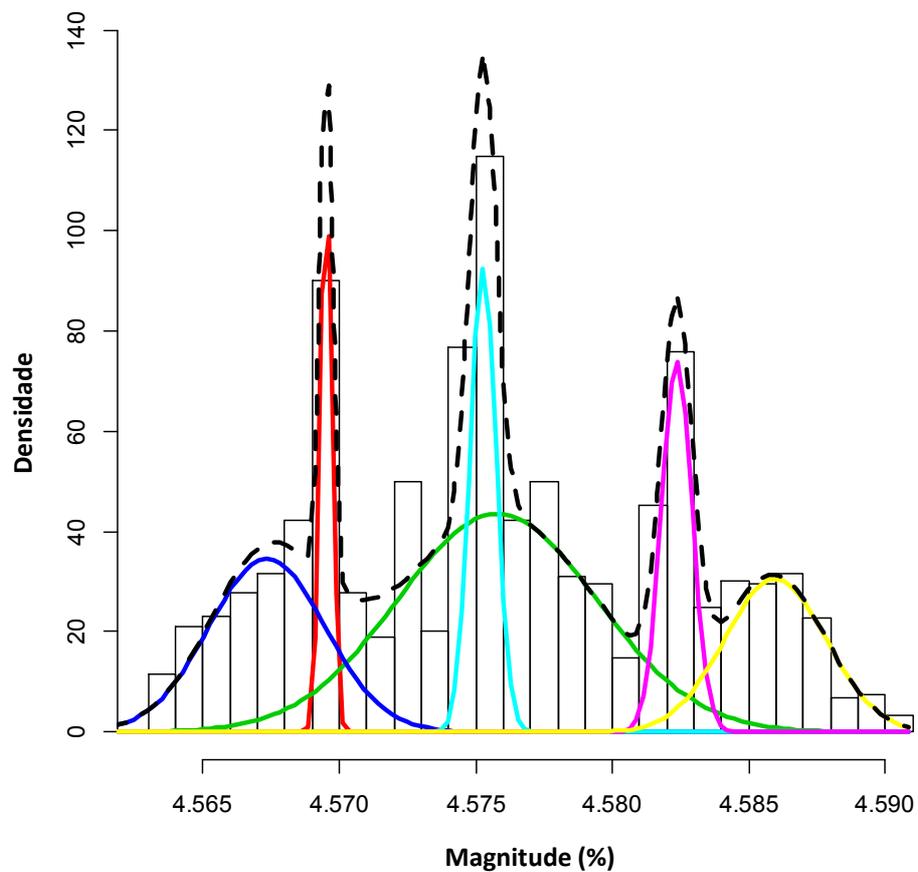


Figura A.1 - Histograma e misturas gaussianas da magnitude de corrente harmônica de ordem 3.

- Harmônica ordem 3 – Ângulo

Tabela A.2 – Parâmetros da mistura gaussiana do ângulo de corrente harmônica de ordem 3.

Lambda	Média	Sigma
0.33	149.8741	0.007365087
0.50	149.9014	0.009062940
0.17	149.8861	0.015692998

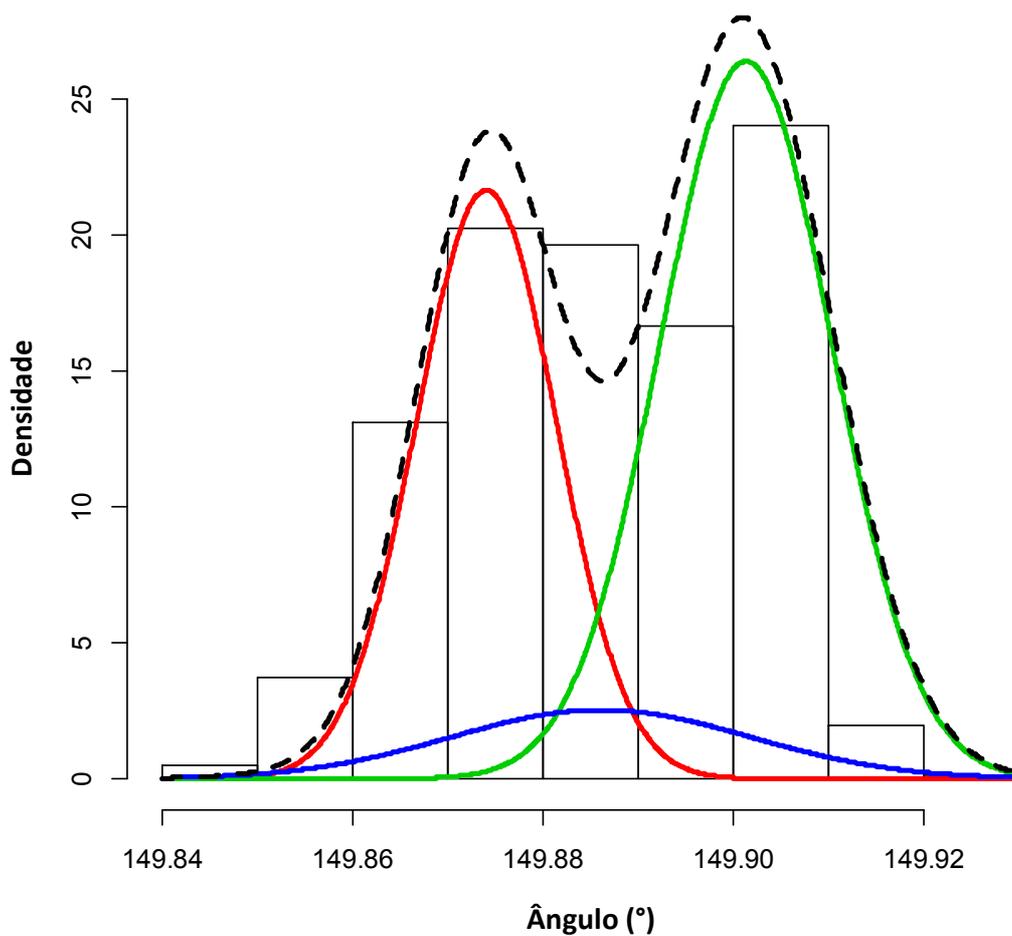


Figura A.2 - Histograma e misturas gaussianas do ângulo da corrente harmônica de ordem 3.

- **Harmônica ordem 5 – Magnitude**

Tabela A.3 – Parâmetros da mistura gaussiana para magnitude de corrente harmônica de ordem 5.

<b>Lambda</b>	<b>Média</b>	<b>Sigma</b>
0.1010867	1.044635	0.001597915
0.02817832	1.039328	0.0003625809
0.2174017	1.058962	0.001021775
0.03247601	1.035252	0.003208657
0.402004	1.052821	0.002662576
0.2188534	1.064202	0.00192021

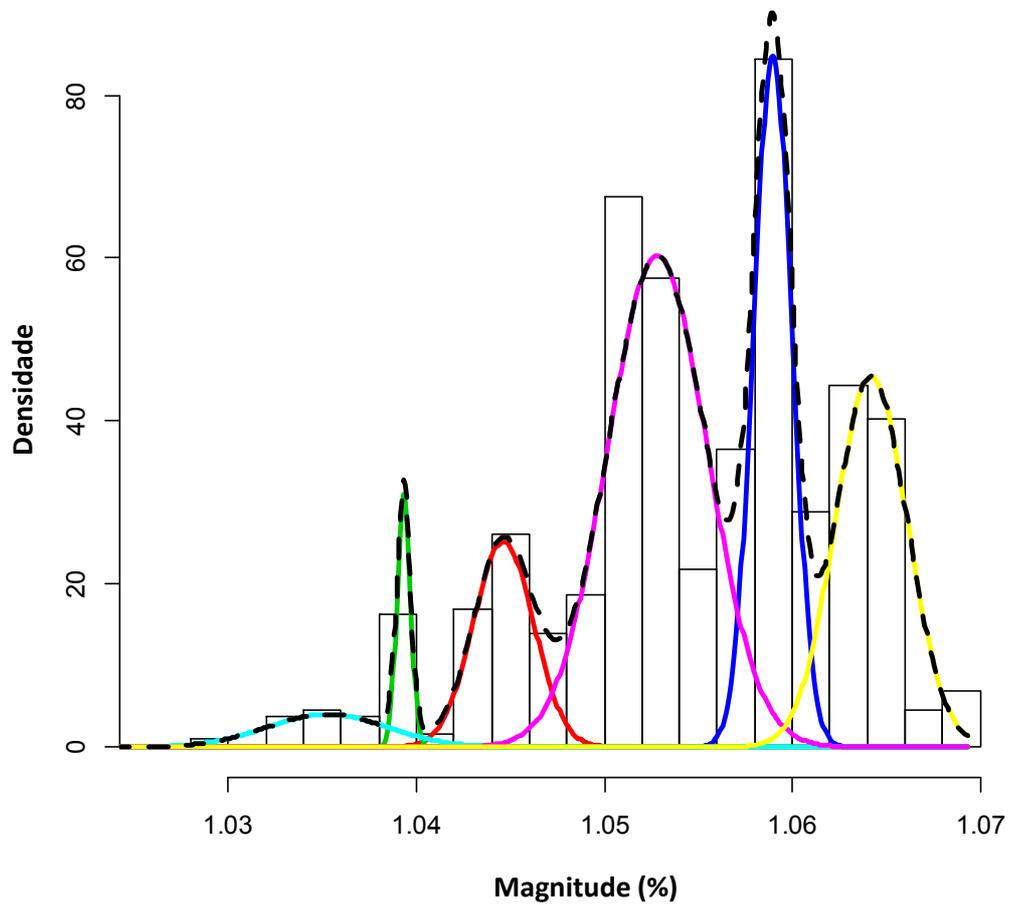
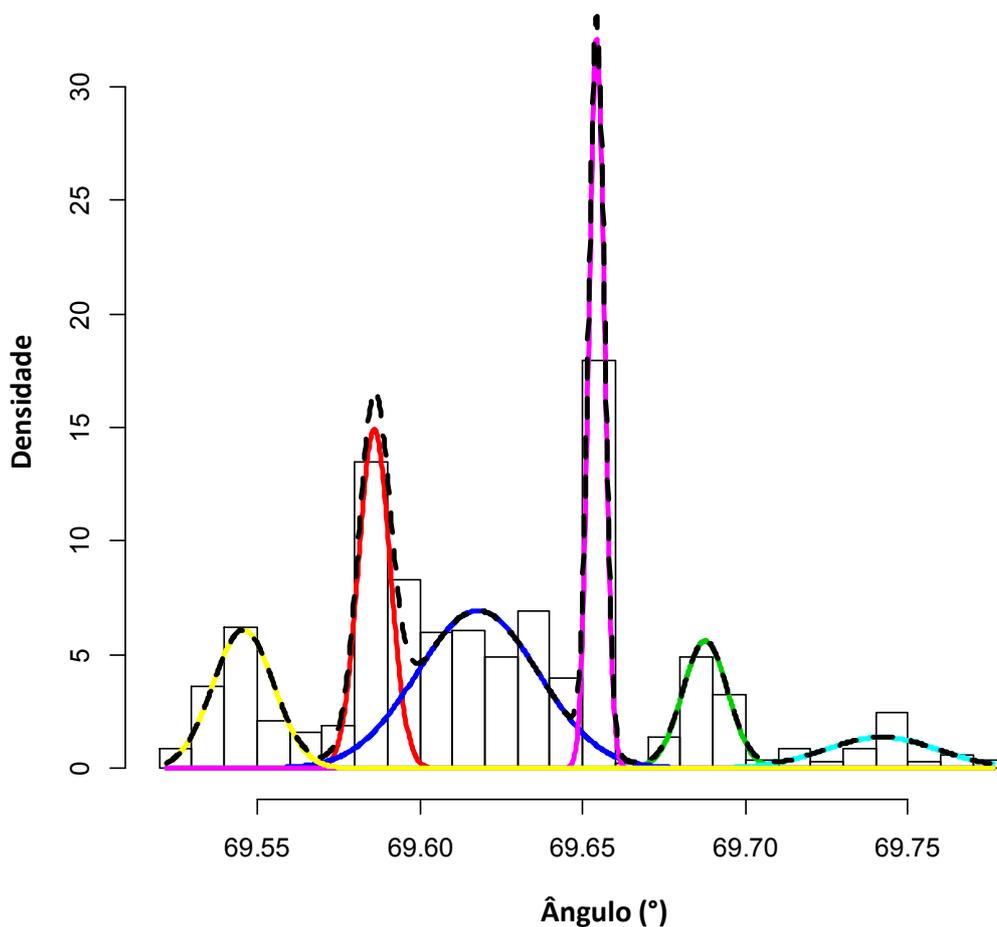


Figura A.3 - Histograma e misturas gaussianas da magnitude de corrente harmônica de ordem 5.

- **Harmônica ordem 5 – Ângulo**

**Tabela A.4 – Parâmetros da mistura gaussiana do ângulo de corrente harmônica de ordem 5.**

<b>Lambda</b>	<b>Média</b>	<b>Sigma</b>
0.1819926	69.58607	0.004865634
0.09737105	69.68767	0.006931634
0.3238287	69.61772	0.01862095
0.06005354	69.74172	0.01739796
0.1937544	69.6543	0.002407187
0.1429998	69.54578	0.00935326

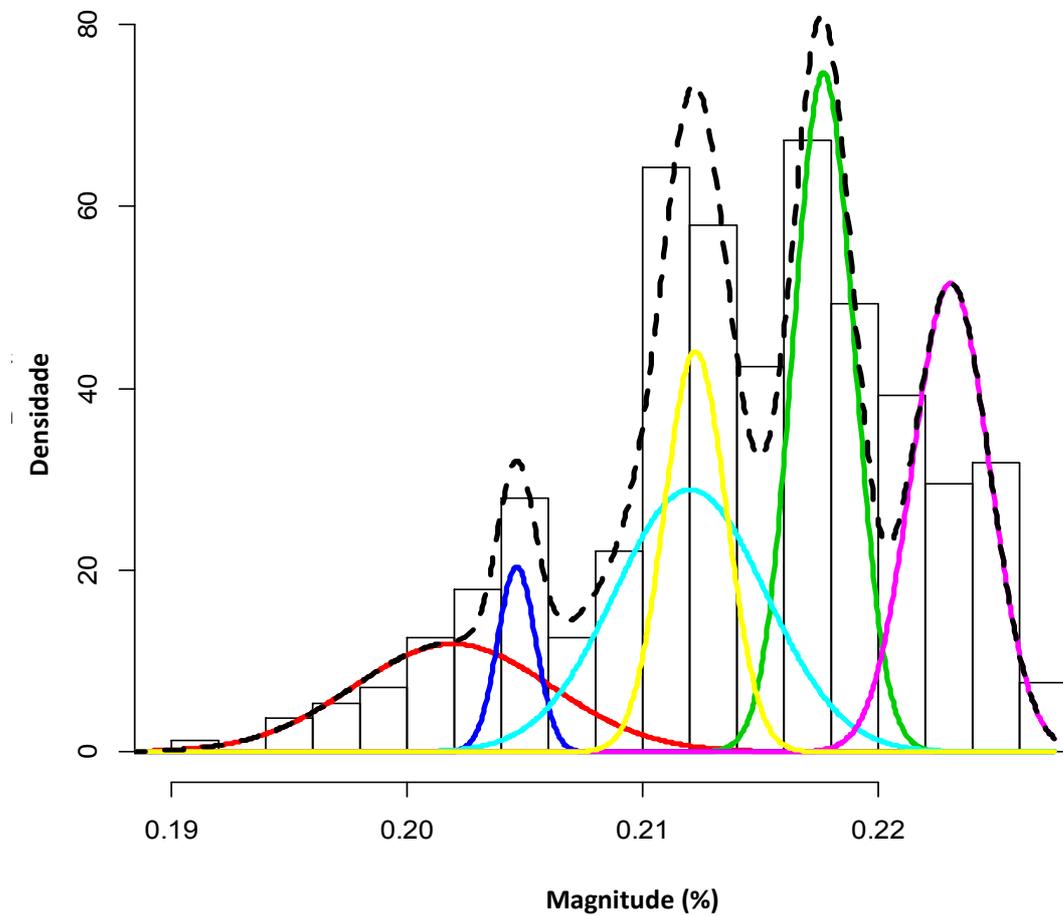


**Figura A.4 - Histograma e misturas gaussianas do ângulo da corrente harmônica de ordem 5.**

- **Harmônica ordem 7 – Magnitude**

**Tabela A.5 – Parâmetros da mistura gaussiana para magnitude de corrente harmônica de ordem 7.**

<b>Lambda</b>	<b>Média</b>	<b>Sigma</b>
0.124937	0.2019577	0.00420031
0.2422345	0.2177027	0.001294194
0.04121008	0.2046766	0.0008066609
0.2322116	0.212044	0.003209605
0.2136595	0.2231042	0.001653235
0.1457473	0.2122615	0.001320393

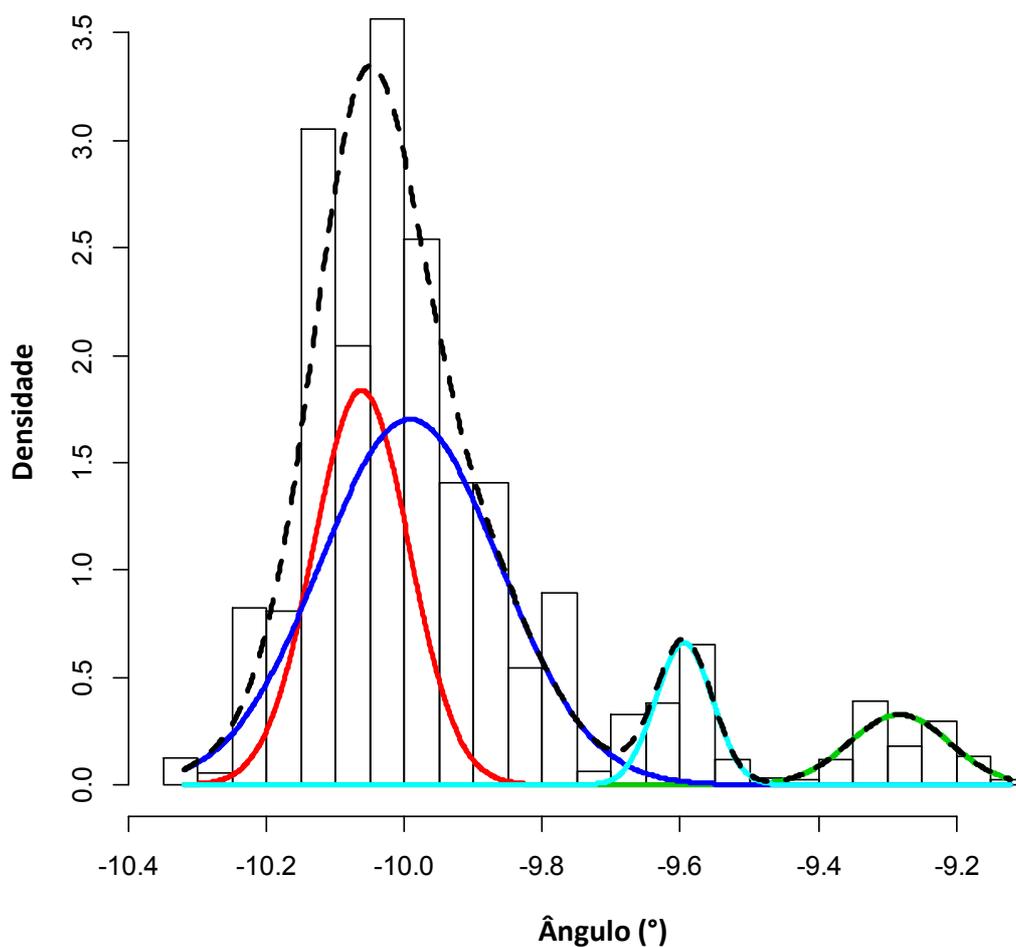


**Figura A.5 - Histograma e misturas gaussianas da magnitude de corrente harmônica de ordem 7.**

- **Harmônica ordem 7- Ângulo**

**Tabela A.6 – Parâmetros da mistura gaussiana do ângulo de corrente harmônica de ordem 7.**

<b>Lambda</b>	<b>Média</b>	<b>Sigma</b>
0.3178264	-10.06268	0.06903246
0.05924705	-9.282487	0.0722953
0.5550883	-9.992174	0.1300588
0.06783829	-9.594884	0.04084192



**Figura A.6 - Histograma e misturas gaussianas do ângulo da corrente harmônica de ordem 7.**

- **Harmônica ordem 9 – Magnitude**

Tabela A.7 – Parâmetros da mistura gaussiana para magnitude de corrente harmônica de ordem 9.

<b>Lambda</b>	<b>Média</b>	<b>Sigma</b>
0.2217401	0.02643944	0.0004228801
0.331699	0.02983982	0.001343728
0.2245918	0.03512759	0.002645147
0.221969	0.02354748	0.0009906301

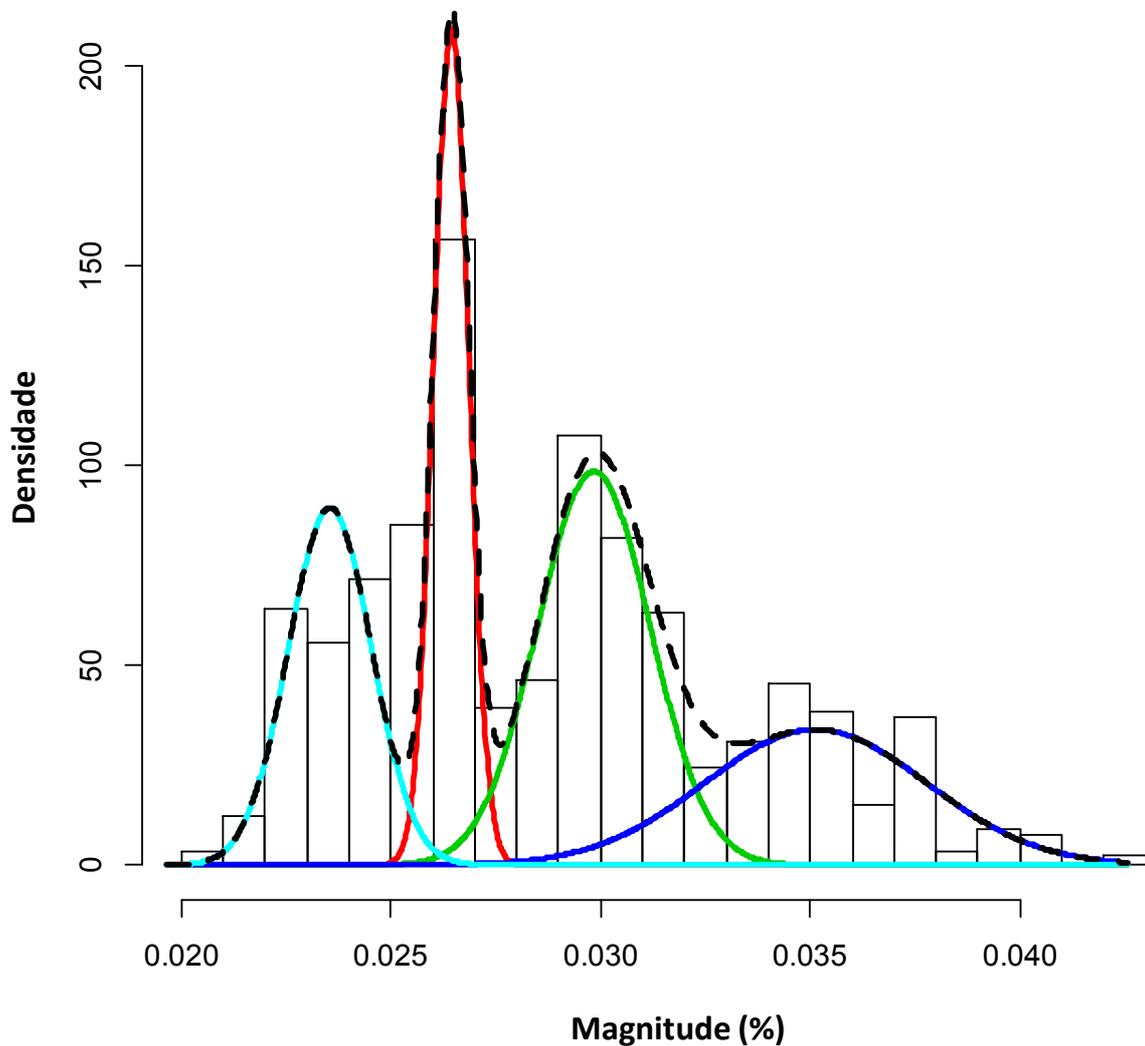
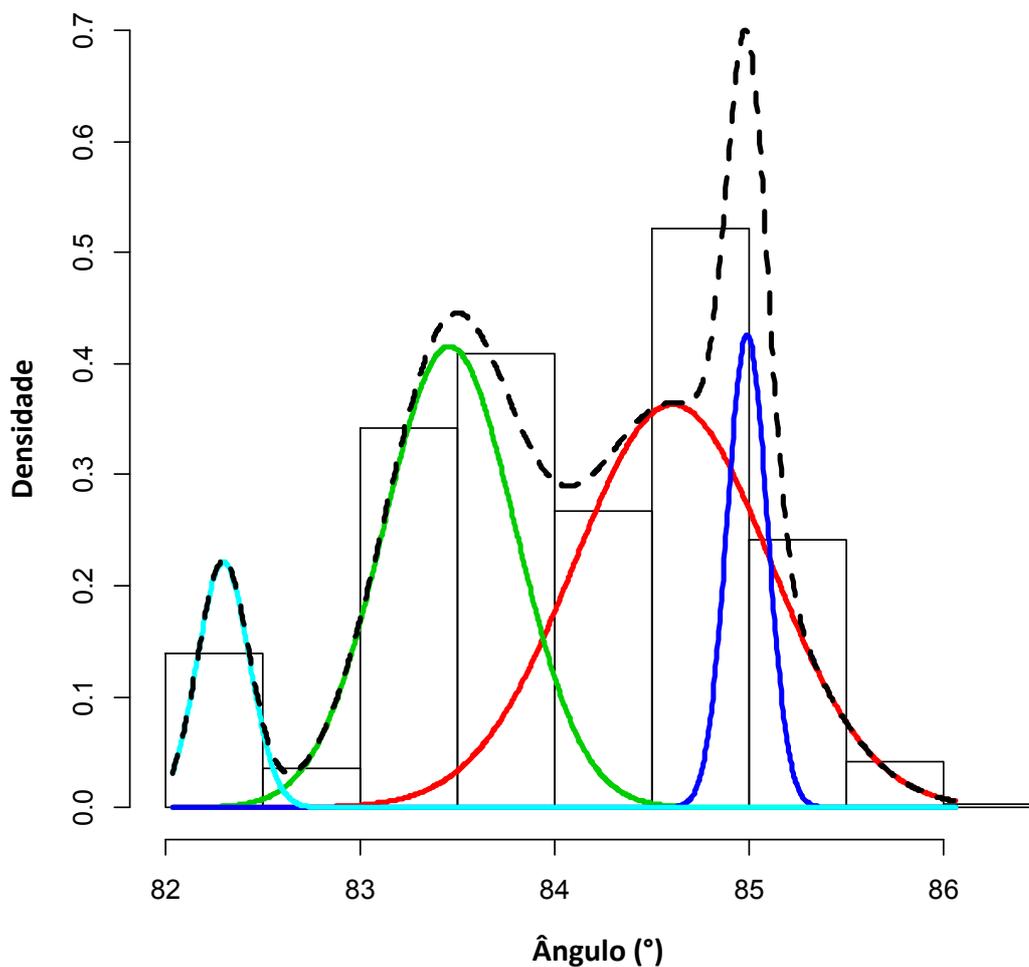


Figura A.7 - Histograma e misturas gaussianas da magnitude de corrente harmônica de ordem 9.

- **Harmônica ordem 9 – Ângulo**

**Tabela A.8 – Parâmetros da mistura gaussiana do ângulo de corrente harmônica de ordem 9.**

<b>Lambda</b>	<b>Média</b>	<b>Sigma</b>
0.4609276	84.6099	0.5064635
0.3543561	83.46161	0.3402327
0.1106642	84.99232	0.1036699
0.07405209	82.29916	0.1334193



**Figura A.8 - Histograma e misturas gaussianas do ângulo da corrente harmônica de ordem 9.**