



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Thayane Skorupa

**APLICAÇÃO DE MÉTODOS PROBABILÍSTICOS NA ESTIMAÇÃO DE
DISTRORÇÃO HARMÔNICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Florianópolis
2021

Thayane Skorupa

**APLICAÇÃO DE MÉTODOS PROBABILÍSTICOS NA ESTIMAÇÃO DE
DISTRORÇÃO HARMÔNICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Mauro Augusto da Rosa, Ph.D.

Florianópolis

2021

Ficha de identificação da obra

Skorupa, Thayane

APLICAÇÃO DE MÉTODOS PROBABILÍSTICOS NA ESTIMAÇÃO DE
DISTRORÇÃO HARMÔNICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA / Thayane Skorupa ; orientador, Mauro Augusto da
Rosa, 2021.

165 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Método Injeção de Corrente.
3. Fluxo de Potência Harmônico Probabilístico. 4. Qualidade
de Energia. I. Augusto da Rosa, Mauro . II. Universidade
Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

Thayane Skorupa

**APLICAÇÃO DE MÉTODOS PROBABILÍSTICOS NA ESTIMAÇÃO DE
DISTRORÇÃO HARMÔNICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca
examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Alexandre Rocco, Dr.

Universidade Santa Cecília

Prof. Marcelo Lobo Heldwein, Dr. Sc. ETH.

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Roberto Chouhy Leborgne, Dr.

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi
julgado adequado para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.

Coordenador(a) do Programa

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Ph. Dr.

Orientador(a)

Florianópolis, 2021.

Este trabalho é dedicado à minha mãe Cleonir Terezinha Conte.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço ao meu orientador, Professor Mauro Augusto da Rosa, por aceitar conduzir essa dissertação de mestrado e pela oportunidade no projeto Planest. Por se tornar uma inspiração durante esse período, pelas longas conversas nos sábados e por toda a ajuda no meu desenvolvimento profissional.

À minha família, por todo o amor, apoio e acolhimento. Em especial à minha mãe por sempre me incentivar a seguir meus sonhos, e por sempre tratar educação como prioridade, o que me fez chegar até aqui. Aos meus irmãos Jackson e Jefferson por serem meu suporte e os melhores exemplos que eu poderia ter. E a minha pequena Nathayne, por me fazer tentar ser a melhor irmã, me instigando a sempre dar o melhor de mim.

À meu melhor amigo e companheiro Matheus, pelo suporte e compreensão, por ser minha força e minha alegria, por acreditar em mim incondicionalmente. Por todas as horas dissertando sobre harmônicos no planejamento de sistemas elétricos, e principalmente por ser meu refúgio nos momentos difíceis, sem você esse trabalho não teria sido possível.

Aos meus colegas de curso, do Labplan e Labspot, que tornaram tudo isso mais leve, durante os vários cafés filosóficos. Em especial, a Gisllane, Manuel, Airton e Ana Carolina, pelos dias e noites estudando para provas e trabalhos, pela amizade, companhia e pelas trocas de conhecimento e ajuda mútua. E aos meus colegas do projeto Planest, Igor e Eduardo, por tudo o que me ensinaram, pelo apoio e colaboração.

Aos queridos amigos que mesmo à distância estiveram na torcida. Em especial a Nina e a Manuelli, simbolizando um abrigo no mundo exterior da engenharia, por serem felicidade e luz, pela amizade e atenção.

À meu amigo Martín Cruz Rodríguez Paz, por ser o início dessa trajetória. Por ver algo em mim, ainda na graduação, e incentivar a me dedicar na pesquisa. Por ser a primeira pessoa a me encorajar ao mestrado, acompanhar e torcer pelo meu sucesso durante esse período.

A todos os demais que contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

À CAPES e ao INESC P&D Brasil pelo apoio financeiro.

O sucesso não tem a ver com quanto dinheiro você ganha, mas com a diferença que você faz na vida de outras pessoas. (Michelle Obama)

RESUMO

Durante muito tempo, a avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos na etapa de planejamento esteve focada na continuidade do serviço de fornecimento de eletricidade, estabelecendo métricas baseadas na frequência e na duração de interrupções sustentadas observadas nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. No entanto, diante da transição energética em curso, nos sistemas elétricos ao redor do mundo, novas formas de monetização do produto energia elétrica trazem uma preocupação crescente com a qualidade da forma de onda entregue ao consumidor, principalmente devido a proliferação de equipamentos sensíveis à variação dos sinais de tensão e corrente. Este contexto estabelece uma nova tendência para a avaliação da confiabilidade dos sistemas elétricos, a qual passa a incluir não somente a continuidade do fornecimento de eletricidade, mas também estabelece igual importância à qualidade da forma de onda das grandezas que são responsáveis pela formação do produto energia elétrica entregue ao consumidor final. A análise de qualidade de energia elétrica, geralmente, é efetuada por meio de medições eletrônicas, na fase de operação dos sistemas de energia. Entretanto, com o aumento do uso de cargas não lineares e fontes geradoras baseadas em inversores de potência, a propagação de harmônicos tem apresentado um crescimento significativo, provocando diferentes restrições operacionais em sistemas de geração, transmissão e distribuição. Neste contexto, este trabalho explora uma metodologia baseada na abordagem de um fluxo de potência harmônico integrada a fase de planejamento dos sistemas de distribuição. A metodologia proposta é aplicada a três condições distintas em dois sistemas testes: primeiramente, utiliza-se um sistema pequeno e previsível de 5 barras, com o intuito de validar a metodologia e o protótipo computacional; em um segundo nível, utiliza-se o sistema IEEE 13 nós com uma única fonte harmônica caracterizando o sistema frente a perturbações harmônicas e, em um terceiro nível, utiliza-se o sistema IEEE 13 nós considerando múltiplas fontes harmônicas, para avaliar a interação entre as fontes harmônicas, como o somatório ou cancelamento das componentes. Como resultado são obtidas estimativas de distorção harmônica para orientação de ações de planejadores dos sistemas de distribuição, fornecendo uma análise de sensibilidade do sistema em relação às cargas não lineares.

Palavras-chave: Método Injeção de Corrente. Fluxo de Potência Harmônico Probabilístico. Qualidade de Energia.

ABSTRACT

For several years, power systems reliability evaluation has been focusing on continuity of supply, using metrics based on the frequency and duration of sustained interruptions observed on generation, transmission, and distribution systems. However, given the ongoing energy transition in power systems around the world, new ways of monetizing electrical energy as a product have brought a growing concern with the quality of the waveform delivered to the final customer, mainly due to the proliferation of equipment sensitive to voltage and current variation signals. This context has established a new trend for power systems reliability evaluation, which includes not only service measures about the continuity of the electricity supply, but also have established equal importance to the quality of the waveform of the quantities that are responsible for the formation of the energy product delivered to the final consumer. The analysis of power quality is generally carried out through electronic measurements, in the operation phase of power systems. However, with the increasing use of non-linear loads and inverter-based renewable generators, the propagation of harmonics has shown significant growth, causing different operational restrictions in the generation, transmission, and distribution systems. In this context, this work explores a methodology based on the approach of a harmonic power flow integrated into the planning of distribution systems. The proposed methodology is applied to three distinct conditions in two test systems: first, a small and controllable 5-bus system is used, to validate the methodology and the computational prototype; on a second level, the IEEE 13 nodes system is used with a single harmonic source characterizing the system against harmonic disturbances and, on a third level, the IEEE 13 nodes system is used considering multiple harmonic sources, to evaluate the interaction between harmonic sources, such as summation or cancellation of components. As a result, harmonic distortion estimates are obtained to guide the actions of distribution system planners, providing a sensitivity analysis of the system about non-linear loads.

Keywords: Current Injection Method. Power Quality. Probabilistic Harmonic Power Flow.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama da hierarquia da qualidade de energia elétrica e confiabilidade da perspectiva operacional.	23
Figura 2 – Diagrama da hierarquia da qualidade de energia elétrica e confiabilidade da perspectiva do planejamento.	24
Figura 3 – Visão geral dos métodos no domínio da frequência.	34
Figura 4 – Equivalente do acessante conectado à rede básica.	35
Figura 5 – Relação entre tensão, corrente e potência em: a) um circuito puramente resistivo, b) um circuito indutivo, e c) um circuito capacitivo.	56
Figura 6 – Variação do fluxo e densidade magnética com a intensidade de campo no ciclo de histerese.	58
Figura 7 – Formas de onda a), b), c) e d) de diferentes fontes não lineares.	58
Figura 8 – Distorção harmônica total considerando as três abordagens para estimativa do ângulo de fase.	61
Figura 9 – Representação de um ramo da rede para o fluxo de potência trifásico.	63
Figura 10 – Circuito equivalente para a representação do motor de indução para as componentes harmônicas.	67
Figura 11 – Etapas do fluxo de potência para a componente fundamental.	71
Figura 12 – Sentido da corrente harmônica em troncos principais e ramos.	76
Figura 13 – Algoritmo da Simulação de Monte Carlo.	83
Figura 14 – Curva de carga horária, diária e semanal obtida no RTS-96.	85
Figura 15 – a) Curva de carga para a semana 51. b) Histograma da discretização horária.	86
Figura 16 – Metodologia da inclusão da incerteza de curto prazo.	87
Figura 17 – Modelo de Markov a dois estados.	88
Figura 18 – Sistema 5 barras com motor.	92
Figura 19 – Comparação das distorções harmônicas totais de tensão no sistema 5 barras com motor.	99
Figura 20 – Sistema teste IEEE 13 nós.	100
Figura 21 – Comparação das taxas de distorção harmônica no sistema IEEE 13 nós com motor.	106
Figura 22 – Sistema teste IEEE 13 nós com inclusão de fontes não lineares.	107

Figura 23 – Comparação dos resultados obtidos com os resultados fornecidos em (BONNER, GREBE, <i>et al.</i> , 1996).....	111
Figura 24 – Comparativo entre as taxas de distorção harmônica nos cenários analisados. ...	115
Figura 25 – Média do valor esperado da THD sem incertezas na carga – Fases A, B e C. ...	119
Figura 26 – Distorção harmônica de tensão na Barra 671, fase A, durante a falta no trecho 671-692.	120
Figura 27 – Média da THD com diferentes níveis de incertezas – Fases A, B, e C, respectivamente.	121
Figura 28 – Distorção harmônica total de tensão durante falta permanente no trecho 650-650.1.	124
Figura 29 – Distorção harmônica total de tensão durante falta permanente no trecho 633-634.	126
Figura 30 – Distorção harmônica total de tensão durante falta permanente no trecho 632-671.	127
Figura 31 – Distorção harmônica total de tensão durante falta permanente no trecho 632-671 na barra 645 - fase B.....	128
Figura 32 – Circuito equivalente para a representação do motor de indução para a componente fundamental.	140
Figura 33 – Circuito equivalente para a representação do motor de indução para as componentes harmônicas.....	141
Figura 34 – Representação da corrente harmônica injetada na rede	143

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Resumo dos domínios de estudo.	33
Quadro 2 – Caracterização dos métodos para a análise do fluxo de potência harmônico.....	44
Quadro 3 – Caracterização probabilística dos harmônicos encontrados na literatura.....	51
Quadro 4 – Metodologia para análise determinística da distorção harmônica.....	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Distúrbios elétricos na categoria de eventos.....	26
Tabela 2 – Distúrbios elétricos na categoria de variações.....	27
Tabela 3 – Limites de tensões harmônicas (componentes ímpares).....	37
Tabela 4 – Limites de tensões harmônicas (componentes pares).....	37
Tabela 5 – Limite de distorção total da demanda (TDD) para tensão de 120V a 69kV.	38
Tabela 6 – Limite de distorção total de demanda (TDD) para tensão de 69,01 kV a 161kV. .	39
Tabela 7 – Distorção de distorção de corrente harmônica em % para sistemas de transmissão genéricos (>161 kV), geração distribuída e cogeração.	39
Tabela 8 – Limites globais de tensão expressos em porcentagens da tensão fundamental.	40
Tabela 9 – Limites de distorção harmônica total.....	40
Tabela 10 – Limites de distorção harmônica individual.....	40
Tabela 11 – Relação entre semana, dias e horas para a semana 51.....	85
Tabela 12 – Especificação das linhas da rede para o sistema 5 barras.....	93
Tabela 13 – Especificação das cargas para o sistema 5 barras.....	93
Tabela 14 – Dados do motor de indução trifásico.	93
Tabela 15 – Relação das correntes harmônicas para cada componente harmônica de interesse.	94
Tabela 16 – Magnitude e ângulo das tensões para as componentes fundamental e harmônicas.	95
Tabela 17 – Distorções harmônicas individuais e total para tensão.....	96
Tabela 18 – Distorções harmônicas individuais e total para tensão.....	97
Tabela 19 – Magnitude e ângulo das tensões para as componentes fundamental e harmônicas.	98
Tabela 20 – Dados de carga pontuais.	100
Tabela 21 – Dados de carga distribuídas.....	100
Tabela 22 – Magnitude e ângulo das tensões para a componente fundamental.....	101
Tabela 23 – Parâmetros do motor de indução trifásico da barra 680.....	101
Tabela 24 – Magnitude e ângulo das tensões para a componente fundamental.....	102
Tabela 25 – Distorções harmônicas individuais e totais para o sistema IEEE 13 nós com motor.	103

Tabela 26 – Distorções harmônicas individuais e total para o sistema IEEE 13 nós com motor.	105
Tabela 27 – Composição da injeção de corrente harmônica no sistema teste IEEE 13 nós...	108
Tabela 28 – Espectros para as fontes de injeção harmônica.....	109
Tabela 29 – Distorção harmônica total sem dependência da frequência.....	110
Tabela 30 – Distorções harmônicas individuais e total para o sistema IEEE 13 nós considerando a modelagem simplificada para a representação da dependência da frequência.....	112
Tabela 31 – Distorções harmônicas individuais e total para o sistema IEEE 13 nós considerando a modelagem completa para a representação da dependência da frequência.....	114
Tabela 32 – Comparação dos casos analisados para o sistema IEEE 13 nós.....	116
Tabela 33 – Pico de carga semanal em porcentagem ao pico de carga anual.....	117
Tabela 34 – Pico de carga diário em porcentagem ao pico de carga semanal.....	117
Tabela 35 – Pico de carga horário em porcentagem ao pico de carga diário.....	118
Tabela 36 – Relação das primeiras faltas permanentes identificadas na simulação.....	123
Tabela 37 – Dados dos segmentos de linhas do sistema IEEE 13 nós.....	145
Tabela 38 – Dados das configurações de linhas aéreas do sistema IEEE 13 nós.....	145
Tabela 39 – Dados das configurações de linhas subterrâneas do sistema IEEE 13 nós.....	145
Tabela 40 – Dados das cargas distribuídas do sistema IEEE 13 nós.....	145
Tabela 41 – Dados das cargas pontuais do sistema IEEE 13 nós.....	146
Tabela 42 – Dados dos capacitores <i>shunt</i> do sistema IEEE 13 nós.....	146
Tabela 43 – Dados dos transformadores do sistema IEEE 13 nós.....	146
Tabela 44 – Dados do regulador de tensão do sistema IEEE 13 nós.....	146
Tabela 45 – Magnitude e ângulo das tensões harmônicas para o sistema IEEE 13 nós com motor.	147
Tabela 46 – Magnitude e ângulo das tensões harmônicas para o sistema IEEE 13 nós com motor.	148
Tabela 47 – Magnitude e ângulo das tensões harmônicas para o sistema IEEE 13 nós sem dependência da frequência.....	150
Tabela 48 – Magnitude e ângulo das tensões harmônicas para o sistema IEEE 13 nós considerando a modelagem simplificada para a representação da dependência da frequência.	152
Tabela 49 – Magnitude e ângulo das tensões harmônicas para o sistema IEEE 13 nós considerando a modelagem completa para a representação da dependência da frequência...	155

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ASD	<i>Adjustable Speed Drives</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CF	<i>Crest Factor</i> (Fator de Crista)
DFT	Transformada Discreta de Fourier
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
HPF	Fluxo de Potência Harmônico
HPPF	Fluxo de Potência Harmônico Probabilístico
PPF	Fluxo de Potência Probabilístico
HVDC	<i>High-Voltage Direct Current</i>
GD	Geração Distribuída
MIT	Motor de Indução Trifásico
MLG	Método do Lugar Geométrico
NH-3	Nível Hierárquico 3
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SMC	Simulação de Monte Carlo
SSMC	Simulação Sequencial de Monte Carlo
MTTF	Tempo Médio de Falha
MTTR	Tempo Médio de Reparo
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TDD	<i>Total Demand Distortion</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>

LISTA DE VARIÁVEIS MATEMÁTICAS

D_{ij}	Distância entre os condutores i e j
$\hat{E}[H(X)]$	Valor esperado da função teste de mapeamento de estados
f	Frequência do sistema
GMR_i	Raio médio geométrico do condutor i
h	Ordem harmônica
H	Máximo componente harmônico assumido
$H(y_n)$	Função para calcular os índices de confiabilidade anuais ao longo da sequência y_n
I_1	Magnitude da corrente para componente fundamental
I_h	Magnitude da corrente para componente harmônica h
$[I_h]$	Vetor de correntes nodais harmônicas para a ordem harmônica h
$I_{1_{espectro}}$	Magnitude da corrente para componente fundamental indicado no espectro
$I_{h_{espectro}}$	Relação da magnitude da corrente para componente harmônica h indicado no espectro
$[I_{abc}]_m$	Vetor de correntes trifásicas na barra m
$[I_{ABC}]_n$	Vetor de correntes trifásicas na barra n
I_{cc}	Corrente máxima de curto-circuito no PAC
I_L	Corrente média da corrente de demanda máxima de carga no PAC
I_R	Corrente de carga nominal máxima
k	Número da iteração da simulação
L_a	Carga realizada
L_f	Carga prevista
N	Número de amostras anuais
r_i	Resistência do condutor i
T_{up}	Tempo em estado de sucesso
T_{down}	Tempo em estado de falha
V_1	Tensão rms para a componente fundamental
V_h	Tensão rms do componente harmônico h
$[V_h]$	Vetor de tensões nodais harmônicas para a ordem harmônica h

$[V_{abc}]_m$	Vetor de tensões trifásicas fase-linha na barra m
$[V_{ABC}]_n$	Vetor de tensões trifásicas fase-linha na barra n
$X_C(h)$	Reatância do capacitor do componente harmônico h
y_n	Sequência de estados do sistema x^k no ano n
$[Y_h]$	Matriz de admitâncias para a ordem harmônica h
$[Y_{abc}]$	Matriz admitância de fase para a linha
\widehat{z}_{ii}	Impedância própria do condutor i
\widehat{z}_{ij}	Impedância mútua entre os condutores i e j
$Z_r(h)$	Impedância da carga linear do componente harmônico h
$Z_T(h)$	Impedância equivalente do transformador do componente harmônico h
$[Z_{abc}]$	Matriz de impedância de fase para a linha
θ_1	Ângulo da corrente para componente fundamental
θ_h	Ângulo da corrente para componente harmônica h
$\theta_{1espectro}$	Ângulo da corrente para componente fundamental indicado no espectro
$\theta_{hespectro}$	Relação do ângulo da corrente para componente harmônica h indicado no espectro
ΔL	Incerteza de carga de curto prazo
δl_{CP}	Incerteza de curto prazo
σ_{CP}	Desvio padrão de incerteza de curto prazo
\mathcal{G}	Número aleatório amostrado utilizando uma distribuição gaussiana
λ	Taxa de falha
μ	Taxa de reparo
ρ	Resistividade da terra
β	Coefficiente de variação

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Motivação	17
1.2	Objetivos.....	19
1.2.1	Objetivos Específicos	19
1.3	Estrutura do documento	20
2	REVISÃO ESPECÍFICA DO ESTADO DA ARTE.....	22
2.1	Qualidade de Energia Elétrica	22
2.2	Origem da Distorção da Forma de Onda	28
2.3	Domínio do Estudo e Abordagens de Modelagem	32
2.4	Índices de Qualidade de Energia	36
2.5	Normas e Padrões	37
2.6	Fluxo de Potência Harmônico	41
2.7	Fluxo de Potência Probabilístico	46
2.8	Fluxo de Potência Harmônico Probabilístico	47
2.9	Considerações Finais	53
3	REPRESENTAÇÃO DA REDE DEPENDENTE DA FREQUÊNCIA.....	54
3.1	Representação das Cargas.....	54
3.1.1	Modelos de Cargas Lineares.....	55
3.1.2	Modelos de Cargas Não Lineares.....	57
3.1.2.1	<i>Estimação do ângulo de fase harmônico.....</i>	<i>60</i>
3.2	Representação do Sistema	61
3.3	Considerações Finais	67
4	ANÁLISE DETERMINÍSTICA DA DISTORÇÃO HARMÔNICA.....	69
4.1	Fluxo de Potência Harmônico	69
4.1.1	Fluxo de Potência Fundamental.....	70
4.1.1.1	<i>Etapa Backward para a componente fundamental.....</i>	<i>71</i>

4.1.1.2	<i>Etapa Forward para a componente fundamental</i>	74
4.1.2	Inicialização das Tensões Harmônicas	75
4.1.2.1	<i>Etapa Backward para a inicialização harmônica</i>	76
4.1.2.2	<i>Etapa Forward para a inicialização harmônica</i>	77
4.1.3	Cálculo das Tensões Harmônicas	77
4.1.3.1	<i>Etapa Backward para as componentes harmônicas</i>	78
4.1.3.2	<i>Etapa Forward para as componentes harmônicas</i>	79
4.2	Considerações Finais	80
5	ANÁLISE ESTOCÁSTICA DA DISTORÇÃO HARMÔNICA	81
5.1	Avaliação do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	81
5.2	Modelo de Carga Cronológica.....	84
5.3	Modelo Estocástico dos Componentes do Sistema	88
5.4	Proposta de Modelagem Comp.u.tacional	89
5.5	Considerações Finais	90
6	SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS	92
6.1	Análise Determinística da Distorção Harmônica	92
6.1.1	Sistema Teste – 5 Barras	92
6.1.1.1	<i>Caso 1 – Modelagem comp.u.tacional com premissas ajustadas</i>	94
6.1.1.2	<i>Caso 2 – Modelagem comp.u.tacional</i>	97
6.1.1.3	<i>Comparação dos casos</i>	99
6.1.2	Sistema Teste – IEEE 13 Nós com motor	99
6.1.2.1	<i>Caso 1 – Modelagem computacional com premissas ajustadas</i>	102
6.1.2.2	<i>Caso 2 – Modelagem computacional</i>	104
6.1.2.3	<i>Comparação dos casos</i>	106
6.1.3	Sistema Teste – IEEE 13 nós com múltiplas fontes harmônicas	107
6.1.3.1	<i>Caso 1: Modelagem da linha sem considerar a dependência da frequência</i>	109

6.1.3.2	<i>Caso 2: Modelagem da linha considerando a dependência da frequência pelo método simplificado.....</i>	112
6.1.3.3	<i>Caso 3: Modelagem da linha considerando a dependência da frequência pelo método completo.....</i>	113
6.1.3.4	<i>Comparação dos casos.....</i>	115
6.2	Análise Probabilística da Distorção Harmônica.....	116
6.2.1	Comparação do Comportamento da Distorção Harmônica no Ambiente Determinístico e Probabilístico.....	117
6.2.2	Comportamento da Distorção Harmônica Frente a Incertezas na Previsão da Carga	121
6.2.3	Comportamento da Distorção Harmônica Durante Faltas Permanentes	122
6.2.3.1	<i>Faltas permanentes no início do sistema.....</i>	123
6.2.3.2	<i>Faltas permanentes em trechos com cargas lineares.....</i>	125
6.2.3.3	<i>Faltas permanentes em trechos com cargas não lineares.....</i>	127
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	129
7.1	CONCLUSÕES.....	129
7.2	TRABALHOS FUTUROS.....	131
	REFERÊNCIAS.....	132
	ANEXO A – REPRESENTAÇÃO DO MOTOR DE INDUÇÃO.....	140
	ANEXO B – DADOS DO SISTEMA IEEE 13 NÓS.....	145
	ANEXO C – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PARA O SISTEMA TESTE IEEE 13 NÓS COM MOTOR.....	147
	ANEXO D – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PARA O SISTEMA TESTE IEEE 13 NÓS COM MÚLTIPLAS FONTES HARMÔNICAS.....	150
	ANEXO E: Análise no Domínio da Frequência: Série de Fourier.....	158

1 INTRODUÇÃO

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) são planejados para disponibilizar energia elétrica com confiabilidade à sociedade, onde observam-se padrões para continuidade do fornecimento e esperam-se níveis de qualidade adequados durante esse fornecimento, de forma a atender as expectativas da sociedade dentro de limites especificados, e principalmente por meio de normas e regulamentações.

Durante muito tempo, a avaliação da confiabilidade na fase de planejamento dos sistemas elétricos esteve focada na continuidade do fornecimento de energia, estabelecendo métricas baseadas na frequência e na duração das interrupções sustentadas de energia elétrica. No entanto, diante da transição energética em curso nos sistemas elétricos ao redor do mundo, novas formas de monetização do produto energia elétrica trazem uma preocupação crescente com a qualidade da forma de onda entregue ao consumidor, principalmente devido a proliferação de equipamentos sensíveis à variação dos sinais de tensão e corrente. Este contexto estabelece uma nova tendência para a avaliação da confiabilidade na fase de planejamento dos sistemas de potência, a qual passa a incluir não somente a continuidade do fornecimento de energia elétrica, mas também estabelece igual importância a qualidade da forma de onda das grandezas que são responsáveis pela formação do produto energia elétrica entregue ao consumidor final.

O termo qualidade de energia refere-se as características das formas de onda de tensão e corrente, sejam estas características amplitude, frequência ou fase. Em (BOLLEN, 2003), (AWAD e BOLLEN, 2004) e (BROWN, 2008) a qualidade de energia é definida em relação ao desvio de tensão e corrente das suas formas ideais, onde a tensão e corrente ideais são formas de ondas senoidais de frequência única e amplitude constante.

Os principais problemas relacionados a qualidade de energia elétrica são definidos em (BROWN, 2008) como os afundamentos, elevações, transientes, ruídos, cintilação, distorção harmônica e variação de frequência. Entre os problemas citados destaca-se a distorção harmônica, principalmente devido a sua íntima relação com dispositivos não lineares, que formam a base da atual eletrônica de potência em uso nos sistemas elétricos modernos.

Devido à inserção das fontes renováveis conectadas com inversores de frequência, e a grande proliferação de cargas não lineares na sociedade atual, há uma tendência geral dos operadores do sistema de transmissão (ou TSO – *Transmission System Operator*) e de operadores do sistema de distribuição (ou DSO – *Distribution System Operator*) em considerar

a qualidade de energia elétrica como uma variável de planejamento da expansão, a ser analisada à luz dos avanços tecnológicos que estão fazendo crescer os sistemas elétricos de potência em diferentes direções. Pelo lado da oferta de energia, a consolidação da utilização de parques eólicos, fazendas solares e os sistemas de transmissão corrente contínua em alta tensão (*High-Voltage Direct Current* – HVDC) fazem crescer os sistemas assíncronos, baseados em eletrônica de potência. Pelo lado da demanda de energia, a grande proliferação de dispositivos com características de consumo não lineares, na sociedade, faz crescer os requisitos estabelecidos para um fornecimento de energia elétrica de qualidade.

Diante do exposto, observa-se a importância da análise da distorção harmônica na fase do planejamento da expansão dos sistemas elétricos de potência atuais, principalmente devido as crescentes tendências de proliferação de cargas não lineares e de crescimento de sistemas de geração, transmissão e distribuição com base em eletrônica de potência, os quais possuem grande influência nas distorções das formas de onda de tensão e corrente no contexto dos sistemas interligados. A propagação de harmônicos no sistema resulta em maiores perdas, equipamentos que podem ser danificados por sobre corrente ou sobre tensão, resultantes de ressonâncias, interferências nos sistemas de controle, de comunicação e de proteção de equipamentos (DAS, 2016) e (ABU-HASHIM, BURCH, *et al.*, 1999).

Ao planejar a instalação de grandes componentes não lineares, ou a entrada de uma nova grande carga no sistema elétrico, deve ser analisado o projeto dos dispositivos não lineares, se necessário, incluindo projetos e instalação de equipamentos de compensação harmônica nos terminais (ARRILAGA e WATSON, 2004).

Geralmente, a quantificação da distorção harmônica e a determinação do impacto das fontes harmônicas são realizadas na fase de operação dos sistemas elétricos de potência, por meio da análise da distorção das formas de onda de tensão e corrente medidas, e através do cálculo de índices obtidos por monitoramento das harmônicas. Estes procedimentos de medição possibilitam a construção de modelos e metodologias para análise harmônica em ambiente de simulação, dentre as quais podem-se citar: varredura de frequência, penetração harmônica e fluxo de potência harmônico.

O fluxo de potência harmônico permite mapear a distorção harmônica do sistema, analisando as regiões mais sensíveis às fontes originadoras de harmônicos. Há diferentes técnicas para o cálculo do fluxo de potência harmônico adaptadas das metodologias tradicionais para o cálculo do fluxo de potência da frequência fundamental. A escolha do método iterativo

a ser aplicado na solução do fluxo de potência harmônico dependerá das características do sistema e de uma análise das vantagens e desvantagens dos métodos existentes.

No passado as análises harmônicas eram realizadas considerando apenas algumas fontes originadoras de harmônicos, como conversores, fornos a arco, sistemas HVDC, entre outros, além da consideração do sistema elétrico equilibrado e simétrico. No entanto, sabe-se que estas considerações mudaram significativamente à medida que as cargas não lineares aumentaram no sistema elétrico.

A natureza estocástica dos harmônicos requer uma abordagem estatística, devido à variação aleatória da composição e da demanda das cargas não lineares, caracterizadas como incertezas vinculadas a cargas. Similarmente o sistema elétrico apresenta condições de operação que podem ser caracterizadas por modelos estocásticos.

Este trabalho analisa os harmônicos em sistemas trifásicos desequilibrados considerando as características estocásticas das cargas não lineares e as incertezas vinculadas a rede elétrica, desenvolvendo um fluxo de potência harmônico probabilístico baseado no método de injeção de corrente com diferentes fontes harmônicas no sistema. Neste contexto, a metodologia proposta busca introduzir o conceito de estimação de harmônico para ser utilizada na fase de planejamento da expansão dos sistemas elétricos de potência.

1.1 MOTIVAÇÃO

As fontes renováveis de energia elétrica, como eólica e solar, que utilizam conversores estáticos e inversores para transformar a potência da unidade geradora para a rede, são fontes de harmônicos. Somado ao fato que as cargas não lineares aumentaram significativamente nos últimos anos, os TSOs e DSOs do mundo estão sendo incentivados em considerar a qualidade de energia ainda na fase de planejamento da expansão do sistema elétrico.

Todas as concessionárias possuem modelos em regime permanente e em regime transitório para elaboração de diagnósticos e prognósticos do sistema, tais como estudos de curto-circuito e estabilidade dinâmica. No entanto, em um estudo elaborado por (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019) verificou-se que muitas concessionárias no mundo não possuem modelos da rede com dependência da frequência para fins de análise de distorção harmônica.

No Brasil, a Resolução nº 505 de 2001 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, sem citar diretamente a qualidade de energia. O Módulo 8 do

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), publicado a primeira versão em 2009, estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica do produto e do serviço prestado. Em 2010 a Resolução Normativa N° 414 estabeleceu as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, introduzindo o conceito de qualidade de energia considerando o atendimento ao consumidor.

Atualmente são estabelecidas pela ANEEL, em diversos Módulos do PRODIST, questões relacionadas a harmônicos no sistema elétrico. No Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição, o acessante deve garantir, ao conectar suas instalações, que não sejam violados os limites de qualidade de energia (distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração) estabelecidos na regulamentação. No Módulo 5 – Sistemas de medição, é apresentada a sistemática para a medição de harmônicas no sistema, na fase de operação. E o Módulo 8 – Qualidade de energia elétrica apresenta a metodologia de estudo e os limites para os fenômenos de qualidade de energia elétrica.

Similarmente na operação, o Operador Nacional do Sistema (ONS) define nos submódulos dos procedimentos de rede os estudos necessários referentes a análise de distorção harmônica, em regime permanente e em transitório, avaliando o impacto de dispositivos não lineares, novas conexões no sistema, estabelecendo limites aceitáveis de distorção harmônica, e se necessário indicando como medida mitigatória o uso de filtros. Ainda, na operação, são avaliadas as condições de ressonância e interferências telefônicas.

Diante dessas observações, verifica-se que o papel da distorção harmônica no planejamento é um tema novo no Brasil e no mundo, e com pouca literatura técnica disponível. Nos estudos de viabilidade técnico-econômica e detalhamento da alternativa de referência da expansão da transmissão desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de médio e longo prazo são encontradas análises de distorção harmônica, se a alternativa for um elo HVDC, representando a nova instalação da carga por um equivalente Norton e a rede existente através de envelopes de impedância, utilizando o Método do Lugar Geométrico (MLG).

Os problemas causados por harmônicos podem ser categorizados em duas áreas distintas da análise dos sistemas elétricos, mas fortemente relacionadas: distorção em regime permanente e efeitos em regime transitório. Segundo a Rede Europeia de Gestores de Redes de Transporte de Eletricidade (*European Network of Transmission System Operators for Electricity* - ENTSO-E) em (ENTSO-E, 2016) a qualidade de energia deve ser priorizada em estudos de regime permanente. É estabelecido que quanto menor o nível de tensão, maior deve

ser o detalhamento para o estudo de distorção harmônica, e para determinados casos, pode ser necessário realizar os estudos em regime transitório.

Com o objetivo de mitigar a distorção harmônica dentro de limites adequados, esta dissertação de mestrado propõe a realização de estudos de distorção harmônica na fase de planejamento, desde a definição da geometria de rede que estabelecerá a impedância dos circuitos, até a consideração de novas fontes, cargas e equipamentos que poderão conduzir a níveis de distorção harmônica inaceitáveis ao produto energia elétrica. Em 2020, a ENTSO-E estabeleceu que para os próximos anos espera conseguir avaliar o nível de qualidade de energia utilizando fluxo de potência harmônico trifásico desequilibrado no planejamento do sistema. Este fato é sem dúvida motivador para a elaboração de metodologias nesta direção.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo desse trabalho é discutir alguns conceitos de qualidade de energia elétrica à luz da avaliação da confiabilidade dos sistemas de energia, dentro do atual cenário de transição energética internacional, onde se considera um massivo uso de dispositivos de eletrônica de potência como interface para a conexão de cargas e geradores nas redes elétricas atuais. Para isto, são propostos novos caminhos para a estimação de variações de qualidade de energia que podem apoiar decisões no planejamento do sistema.

Para estimar as distorções harmônicas em sistemas elétricos é apresentada uma formulação e validação de uma ferramenta computacional que permite o cálculo do fluxo de potência harmônico determinístico e probabilístico, considerando a sazonalidade e incertezas associadas a cargas.

1.2.1 Objetivos Específicos

- I. Adaptar a modelagem das redes de distribuição, as quais são representadas a parâmetros constantes na frequência para modelos dependentes da frequência, incluindo: linhas, transformadores, reguladores de tensão, cargas lineares e bancos de capacitores;
- II. Desenvolver uma ferramenta para a modelagem de cargas não lineares considerando a dependência da frequência e o espectro harmônico emitido;

- III. Analisar a influência da frequência na representação dos componentes do sistema e as diferentes premissas consideradas;
- IV. Avaliar as distorções harmônicas perante alterações na representação de componentes e cargas;
- V. Analisar o comportamento da distorção harmônica considerando as incertezas associadas a operação do sistema, como incertezas de previsão e composição de cargas e faltas permanentes;
- VI. Incluir a qualidade de energia como uma preocupação de planejamento avaliada por meios de simulação.

1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento está organizado como segue:

Capítulo 1: Apresenta-se uma breve introdução do trabalho e o escopo do problema da pesquisa em estudo. São apresentados a motivação, objetivos, bem como a estrutura do documento.

Capítulo 2: Apresenta-se uma revisão específica do estado da arte sobre o conceito de qualidade de energia elétrica; a origem da distorção harmônica; diferencia-se o estudo no domínio do tempo e da frequência; evidencia-se como os harmônicos são avaliados nacionalmente e internacionalmente; e aborda os métodos que possibilitam a avaliação determinística e probabilística dos harmônicos no sistema elétrico.

Capítulo 3: Neste capítulo é apresentada a representação dos componentes do sistema. São discutidos os métodos de representação para as cargas lineares e não lineares, abordando os principais problemas na escolha dos modelos. Apresenta-se a representação completa da rede trifásica, com os parâmetros da linha e dos equipamentos dependentes da frequência.

Capítulo 4: Apresenta-se a metodologia proposta para a análise determinística da distorção harmônica, discorrendo sobre os métodos de análise harmônica frequentemente utilizados, e as vantagens do uso do fluxo de potência harmônico. São apresentadas as etapas e premissas utilizadas no fluxo de potência harmônico.

Capítulo 5: Neste capítulo é apresentado a metodologia proposta para a análise probabilística da distorção harmônica, considerando as características estocásticas das cargas não lineares e as incertezas vinculadas a rede elétrica. É desenvolvido um fluxo de potência probabilístico

baseado no método de injeção de corrente, incorporado a Simulação Sequencial de Monte Carlo.

Capítulo 6: Apresentam-se os principais resultados dos estudos realizados com o algoritmo desenvolvido. A metodologia proposta é aplicada a três sistemas com objetivos diferentes. Primeiro, para fins de validação da ferramenta computacional é simulado um sistema pequeno e previsível de 5 barras. Em seguida, o sistema IEEE 13 nós, com uma única fonte harmônica é avaliado para a caracterização do sistema frente a perturbações harmônicas. Por fim, são incluídas múltiplas fontes harmônicas no sistema IEEE 13 nós para avaliar a interação entre as fontes harmônicas, como o somatório ou cancelamento dos componentes.

Capítulo 7: Neste último capítulo, apresentam-se as conclusões da dissertação e os trabalhos futuros.

2 REVISÃO ESPECÍFICA DO ESTADO DA ARTE

O presente capítulo apresenta o conceito de qualidade de energia elétrica associado a confiabilidade do sistema da perspectiva do planejamento do sistema elétrico, evidenciando as diferenças entre eventos e variações. Apresenta-se as definições necessárias para caracterizar e modelar fontes originadoras de harmônicos, no domínio do tempo ou da frequência, e os métodos de análise harmônica. A forma de quantificar a distorção harmônica é exposta por meio de índices de qualidade de energia elétrica, considerando as normas e padrões nacionais e internacionais. Apresentam-se métodos para o fluxo de potência harmônico determinístico e probabilístico com o objetivo de quantificar as distorções harmônicas presentes no sistema.

2.1 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

O objetivo dos sistemas elétricos é gerar energia e entregá-la ao consumidor final em uma tensão aceitável, combinando a confiabilidade do sistema com custos razoáveis. Durante algum tempo não havia consenso se a confiabilidade deveria ser relacionada somente a longas interrupções, ou também a curtas interrupções e desvios. Diante da transição energética em curso a forma de analisar a performance do sistema relaciona a qualidade de energia com a confiabilidade (BOLLEN, 2003).

O termo qualidade de energia apresenta definições conflitantes, em (IEEE STD 519-2014, 2014) define-se qualidade de energia relacionada a equipamentos sensíveis, e em (IEC/TR 61000-3-6, 2008) a mesma é relacionada à medição do desempenho do sistema. A definição adotada neste estudo, é apresentada por (BOLLEN e GU, 2006):

Qualidade de energia é a combinação da qualidade da tensão e da corrente. A qualidade da tensão está relacionada aos desvios da tensão real em relação à tensão ideal. A qualidade de corrente segue a mesma definição estabelecida para a tensão.

Por tensão ideal entende-se uma forma de onda de tensão senoidal com amplitude e frequência constante, com seus respectivos valores nominais. Qualquer desvio de tensão ou corrente é um distúrbio de qualidade de energia elétrica (BOLLEN e GU, 2006).

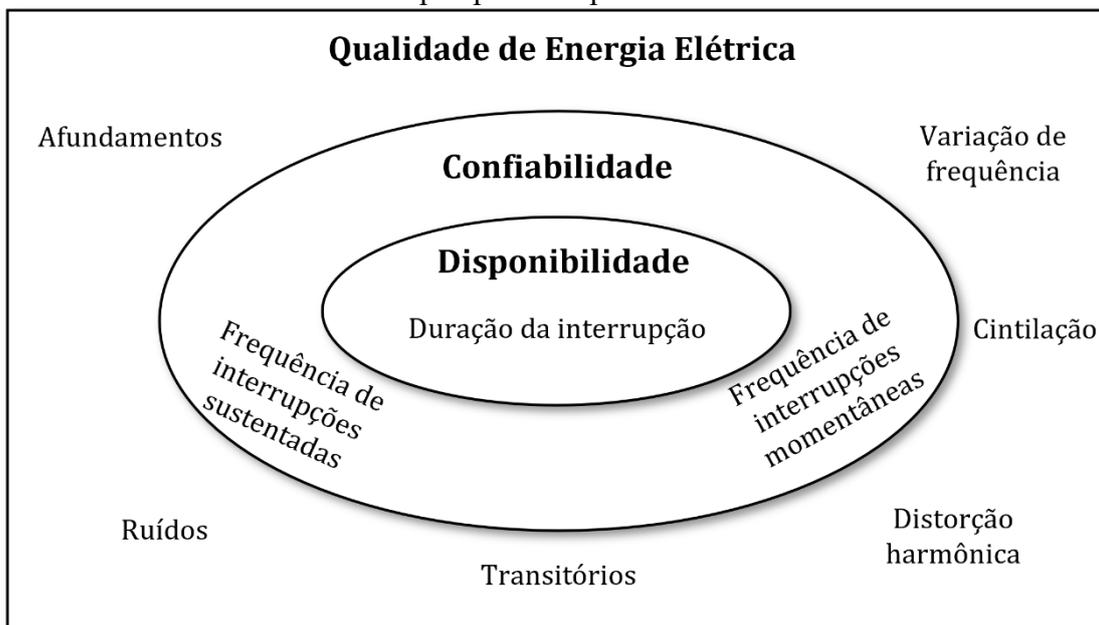
Na prática, não há uma distinção entre qualidade de tensão e corrente, pois qualquer distúrbio irá impactar ambas as variáveis. Usualmente, uma prática utilizada para esta definição

é distinguir pela origem do distúrbio, caracterizando as perturbações de tensão originadas no sistema elétrico e as perturbações de corrente originadas nos clientes (BOLLEN e GU, 2006). Essa definição tem se tornado questionável diante da transição do sistema elétrico, considerando o aumento de dispositivos com base em eletrônica de potência na rede.

Define-se a confiabilidade como a probabilidade do sistema, componentes e equipamentos funcionar satisfatoriamente. É, portanto, um subconjunto de qualidade de energia. A disponibilidade é definida como a porcentagem de tempo que uma fonte permanece suprindo cargas no sistema, classificada como um subconjunto da confiabilidade (BROWN, 2008).

A inter-relação entre qualidade de energia elétrica, confiabilidade e disponibilidade na perspectiva da operação é ilustrada na Figura 1. A confiabilidade avalia o sistema frente a interrupção de energia, ou seja, ausência de tensão. Já a qualidade de energia elétrica avalia o sistema frente a eventos e variações, com a tensão diferente de zero.

Figura 1 – Diagrama da hierarquia da qualidade de energia elétrica e confiabilidade da perspectiva operacional.



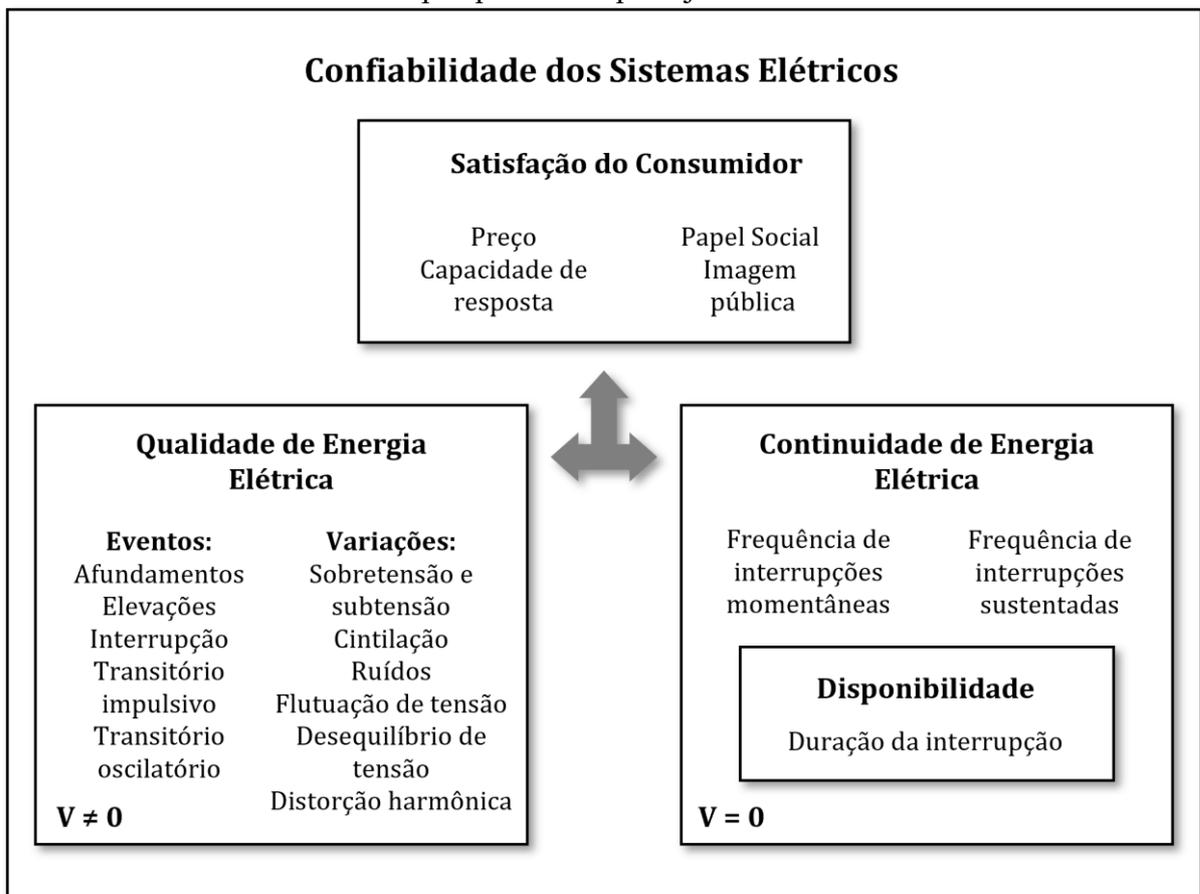
Fonte: Adaptado de (BROWN, 2008).

Tradicionalmente, a qualidade de energia elétrica é uma preocupação operacional avaliada por meio de instrumentos eletrônicos instalados ao longo da rede. Os problemas são identificados em campanhas de medição, e então, desenvolve-se um conjunto de ações corretivas para a rede existente, capazes de mitigar os problemas de qualidade de energia

elétrica identificados pontualmente. No entanto, este trabalho se propõe a avaliar a qualidade de energia elétrica da perspectiva do planejamento do sistema de distribuição, tendo em mente um conjunto de modelos para avaliar alternativas de expansão e aperfeiçoamento da rede com menor impacto negativo na qualidade de energia. Espera-se incluir a qualidade de energia como uma preocupação de planejamento avaliada por meio de simulação.

Diante do exposto, apresenta-se na Figura 2 a hierarquia da qualidade e confiabilidade reformulada com o propósito de avaliar a qualidade de energia elétrica na perspectiva do planejamento de sistemas de distribuição. Esta consideração altera o escopo tradicional da confiabilidade focada somente na ausência da tensão, evoluindo para avaliar a habilidade do sistema em desempenhar a sua função, compreendendo a capacidade do sistema de suprir com continuidade e com qualidade satisfatória das formas de onda às cargas conectadas ao sistema.

Figura 2 – Diagrama da hierarquia da qualidade de energia elétrica e confiabilidade da perspectiva do planejamento.



Fonte: Autoria própria.

Perturbação é entendido como qualquer fenômeno eletromagnético que, estando presente, faz com que o equipamento elétrico se afaste do desempenho pretendido. As perturbações de qualidade de energia elétrica podem ser divididas em duas categorias de distúrbio: eventos e variações. As variações são medidas a qualquer momento, no entanto, os eventos requerem a espera de uma característica de tensão ou corrente exceder um limite pré-definido (BOLLEN, 2003).

Os eventos são caracterizados quando a tensão ou corrente desviam significativamente da forma de onda ideal, ocorrem ocasionalmente e apresentam começo e final. Sua duração é classificada em muito curta, curta, longa e muito longa (BOLLEN, 2000). As principais características dos eventos são apresentadas na Tabela 1.

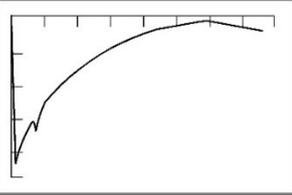
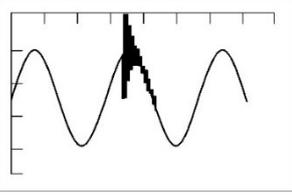
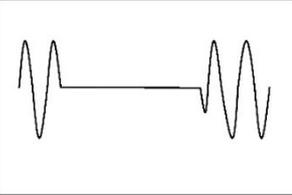
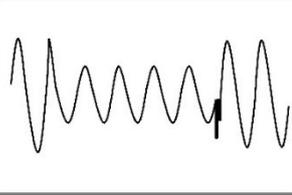
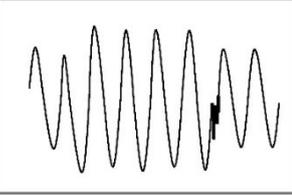
Os pequenos desvios da forma de onda ideal são definidos como variações de tensão ou corrente, caracterizados como estado estacionário ou quase estável (BOLLEN e GU, 2006). A Tabela 2 apresenta as principais variações causadas pela fonte, pela carga, e por interação das duas componentes.

O efeito direto das cargas não lineares, estabelecidos por diferentes distúrbios elétricos, é a distorção da corrente. Como efeito indireto, é a distorção na tensão do sistema. A distorção na tensão depende da impedância do sistema e da corrente solicitada pela carga. Em um sistema robusto, com elevada corrente de falta e pequena impedância o impacto das cargas não lineares é pequeno, não causando problemas de qualidade de energia elétrica (LEÃO, SAMPAIO e ANTUNES, 2014).

Os distúrbios apresentados, sejam eventos ou variações, são complexos e requerem estudos específicos para a sua caracterização. Nesta dissertação será abordado com detalhes apenas a distorção harmônica, devido as crescentes tendências de proliferação de cargas não lineares e do crescimento de sistemas de geração, transmissão e distribuição com base em eletrônica de potência, os quais possuem grande influência nas distorções das formas de onda de tensão e corrente no contexto dos sistemas interligados.

A presença de harmônicos no sistema elétrico não é um fenômeno novo. Em 1916 um texto publicado por Steinmetz dedicou considerável atenção aos estudos de correntes harmônicas de terceira ordem, causadas pela saturação magnética do ferro em transformadores e máquinas. Steinmetz foi o primeiro pesquisador a propor conexões delta para bloquear as correntes de terceiro harmônico, em (OWEN, 1998) apresenta-se sua contribuição e uma história geral dos estudos harmônicos.

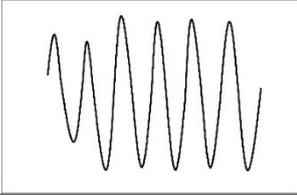
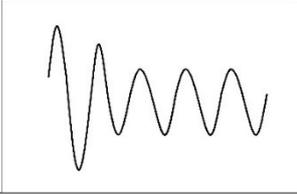
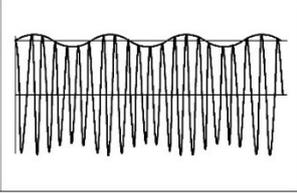
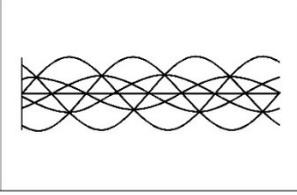
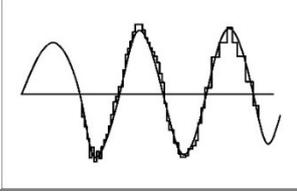
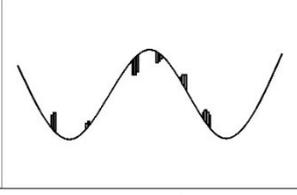
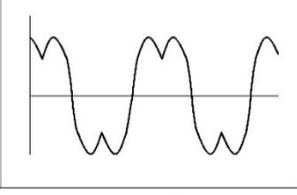
Tabela 1 – Distúrbios elétricos na categoria de eventos.

Tipo de Distúrbios	Duração	Método de Caracterização
Transitório impulsivo 	Curta duração $< 50 \text{ ns}$ $50 \text{ ns} - 1 \text{ ms}$ $> 1 \text{ ms}$	Tempo de subida 5 ns $1 \text{ } \mu\text{s}$ $0,1 \text{ ms}$ Magnitude de pico Duração
Transitório oscilatório 	Curta duração $0,3 - 30 \text{ } \mu\text{s}$ $20 \text{ } \mu\text{s}$ $5 \text{ } \mu\text{s}$	Tempo de subida Banda de Frequência Baixa frequência: $< 5 \text{ kHz}$ Média frequência: $5 - 500 \text{ kHz}$ Alta frequência: $0,5 - 5 \text{ MHz}$ Magnitude de pico $0 - 4 \text{ p.u.}$ $0 - 8 \text{ p.u.}$ $0 - 4 \text{ p.u.}$
Interrupção 	Curta duração	Magnitude $< 0,1 \text{ p.u.}$ Duração $1 \text{ ciclo} - 3 \text{ min}$ Frequência de ocorrência
Afundamento de tensão 	Curta duração	Magnitude $0,1 - 0,9 \text{ p.u.}$ Duração $1 \text{ ciclo} - 3 \text{ min}$ Frequência de ocorrência
Elevação de tensão 	Curta duração	Magnitude $1,1 \text{ p.u.} - 1,8 \text{ p.u.}$ Duração $1 \text{ ciclo} - 3 \text{ min}$ Frequência de ocorrência

Fonte: Adaptado de (LEÃO, SAMPAIO ANTUNES, 2014).

Desde então muitos trabalhos foram desenvolvidos investigando os harmônicos no sistema elétrico e almejando formas de ondas senoidais. No entanto, em um sistema elétrico com uma combinação de cargas, transformadores, máquinas e diversos outros equipamentos as formas de ondas sobrepostas resultam em uma forma de onda distorcida, deformada ou sem conformidade senoidal.

Tabela 2 – Distúrbios elétricos na categoria de variações.

Tipo de Distúrbios	Duração	Método de Caracterização
<p>Sobretensão</p> 	Estado permanente	Magnitude 1,1 – 1,2 p.u. Duração > 1 min
<p>Subtensão</p> 	Estado permanente	Magnitude 0,8 – 0,9 p.u. Duração > 1 min
<p>Flutuação de tensão</p> 	Estado permanente	Variação da magnitude Frequência de modulação Frequência de ocorrência
<p>Desequilíbrio de tensão</p> 	Estado permanente	Fator de desequilíbrio
<p>Ruídos</p> 	Estado permanente ou curta duração	Magnitude Espectro de frequência
<p><i>Notches</i> ou cortes</p> 	Estado permanente	Magnitude Duração
<p>Harmônicos</p> 	Estado permanente	Espectro harmônico Distorção harmônica

Fonte: Adaptado de (LEÃO, SAMPAIO ANTUNES, 2014).

A distorção harmônica pode ser analisada como um distúrbio multidimensional. A forma de onda é dividida em componentes espectrais, nos quais a magnitude e frequência de cada componente caracterizam o fenômeno.

As distorções nas formas de ondas podem ser expressas em termos da série de Fourier, apresentando três possíveis relações (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996):

- Estado estacionário periódico e a forma de onda distorcida: expresso como uma série de Fourier com a frequência fundamental igual à frequência do sistema;
- Estado estacionário periódico e a forma de onda distorcida: expresso como uma série de Fourier com a frequência fundamental igual a um submúltiplo da frequência do sistema;
- Forma de onda aperiódica, mas quase periódica: usa-se expansão de séries trigonométricas.

Diante destas relações, define-se conceitos de distorção da forma de onda (BOLLEN, 2003) e (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996):

- Distorção Harmônica: forma de onda não sinusoidal, periódica, com período igual a um múltiplo do período da frequência do sistema. Por exemplo, para o sistema de 60 Hz a segunda harmônica equivale a 120 Hz, a terceira a 180 Hz, e assim sucessivamente, seguindo $f = 60h$, onde h representa um número inteiro maior que zero.
- Distorção Inter-Harmônica: forma de onda não sinusoidal, periódica, com período múltiplo do período da frequência do sistema. Para o sistema de 60 Hz um exemplo é 100 Hz ou $f = 60h$, onde h representa um número não inteiro maior que zero.
- Componentes Sub-Harmônicos: forma de onda não sinusoidal, periódica, com frequência menor que a frequência do sistema. Para o sistema de 60 Hz um exemplo é 30 Hz ou $f = 60h$, onde h representa um número entre 0 e 1.

2.2 ORIGEM DA DISTORÇÃO DA FORMA DE ONDA

A distorção da forma de onda inclui todos os desvios de tensão ou corrente da forma de onda senoidal ideal, seja devido à distorção harmônica, inter-harmônica e não periódica. Dentre às três formas de distorção a predominante é a distorção harmônica, que será objeto de estudo.

A distorção harmônica é caracterizada como uma forma de onda não senoidal e periódica com um período de um ciclo. As formas de onda de tensão e corrente podem ser decompostas em uma soma de componentes:

$$v(t) = V_0 + \sum_{h=1}^H V_h \sqrt{2} \cos(h\omega t - \alpha_h) \quad (1)$$

Com $\omega = 2\pi f_0$ na frequência fundamental. O ângulo de fase α_h pode ser definido como zero sem perda de generalidade.

Aplicando os conceitos de série de Fourier (expostos no Anexo E) a Equação (1) pode ser reescrita em termos das componentes fundamental (V_1) e harmônicas (V_h):

$$v_1(t) = \sqrt{2} V_1 \cos(\omega t) \quad (2)$$

$$v_h(t) = \sqrt{2} V_h \cos(h\omega t - \alpha_h) \quad (3)$$

O ângulo de fase (α_h) é relacionado ao ângulo da tensão fundamental. Não há uma maneira única de definir a diferença do ângulo de fase entre ondas senoidais de frequências diferentes.

A origem dos harmônicos é um tema amplamente investigado, devido a modelagem das cargas não lineares ser dependente da sua origem. Em (DAS, 2016) apresenta-se duas classificações distintas de cargas que causam harmônicos:

- Cargas lineares invariantes no tempo: caracterizadas pela aplicação de tensão senoidal que resulta em um fluxo senoidal de corrente, as quais em condições normais não produzem harmônicos. Essas cargas, dependendo do modo de operação, como por exemplo, a saturação do transformador e a máquina rotativa, podem produzir harmônicos em pequenos níveis.
- Cargas não lineares: caracterizadas pela aplicação de tensão senoidal a qual não resulta em um fluxo senoidal de corrente. Há ainda uma classe de cargas não lineares variantes no tempo, que produzem distorções variáveis no tempo, levando ao aparecimento de inter-harmônicas, como é o caso de fornos a arco e compensadores reativos controlados por tiristores.

Em (BOLLEN e GU, 2006), (ARRILAGA e WATSON, 2004) e (FORCE e CHANG, 2001) apresentam-se diferentes fontes de distorção harmônica, descrevendo alguns espectros típicos como fonte de corrente DC monofásica e trifásica, retificadores, fonte de tensão DC monofásica e trifásica, transformadores, máquinas síncronas, iluminação fluorescente, fornos a arco, ciclo conversores, conversores de tensão, entre outras fontes.

Em (BOLLEN, ZHONG, *et al.*, 2010) indicam-se características das componentes harmônicas, constatando-se que em equipamentos de consumidores (por exemplo, computador, televisão e lâmpadas) emitem quase exclusivamente harmônicos inteiros inferiores (3, 5, 7, etc.). Em contrapartida, para dispositivos modernos (por exemplo, fontes de geração distribuída) emitem no espectro de banda larga.

Na faixa normal de operação, o conteúdo harmônico no transformador e em máquinas síncronas é relativamente pequeno (ROCCO, 1998). As principais fontes de distorção harmônicas são dispositivos eletrônicos (ARRILAGA e WATSON, 2004).

Nos últimos anos, além da preocupação das harmônicas proveniente de cargas não lineares, passou-se a avaliar a origem das harmônicas provenientes da rede, devido à crescente inserção de fontes renováveis como eólica e solar, conectadas na rede através de inversores.

Em (TENTZERAKIS e PAPATHANASSIOU, 2007) são realizadas medições para delinear as características gerais do comportamento harmônico em turbinas eólicas de velocidade variável. Apresentam-se exemplos de espectros harmônicos que permitem observar que a forma e a faixa de frequência do espectro dependem das características e do controle dos conversores de potência, bem como dos filtros harmônicos empregados.

As turbinas eólicas representam uma das fontes de supra harmônicos mais comuns conectadas na rede de alta tensão, em (ZOLETT e LEBORGNE, 2020) é apresentado um estudo da propagação de supra harmônicos, definidos como distorções na forma de onda em uma faixa de frequência de 2 a 150 kHz. É verificado que as distorções tendem a diminuir com a distância entre o PAC dos parques eólicos.

As principais fontes de distorção harmônica na geração de fontes intermitentes estão associadas à geradores de indução, transformadores de potência e conversores eletrônicos acoplados a máquinas síncronas, ou seja, equipamentos com características não lineares (SCHWANZ e LEBORGNE, 2013). Por exemplo, o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) utiliza um conversor conectado ao rotor, equipamento conhecido por suas características não lineares em altas frequências, devido aos chaveamentos.

Identificam-se três fontes harmônicas e inter-harmônicas em um modelo esquemático de um sistema de geração DFIG, com conversores, transformadores e filtros: harmônicos espaciais, devido à construção física da máquina e as posições dos enrolamentos de estator e rotor; harmônicos e inter-harmônicos injetados pelo conversor estático do lado da rede; e harmônicos e inter-harmônicos injetados pelo conversor do lado do rotor.

A geração de distorção harmônica em sistemas com inversores pode ocorrer pela interação dinâmica entre a rede síncrona e a conexão pelo conversor. Abordagens simplificadas com o objetivo de avaliar a rede consideram que as fontes originadoras de harmônicos, seja proveniente da conexão de cargas não lineares ou devido à conexão de fontes intermitentes, podem ser analisadas da mesma perspectiva de avaliar as características dos equipamentos não lineares.

As características das harmônicas no sistema estão fortemente relacionadas com a origem, de modo geral, é possível separar em: sistemas trifásicos equilibrados, para os quais os harmônicos seguem a sequência de fases “ $3n-1$, $3n$, $3n+1$ ”, para valores de n inteiro, desta forma, por exemplo, é definido os 3º harmônicos de sequência zero, 5º harmônicos de sequência negativa, e 7º harmônicos de sequência positiva. Em sistemas trifásicos desequilibrados, para os quais os harmônicos não seguem a sequência de fases, o ângulo de fase harmônico se torna um ponto de atenção devido a sua aleatoriedade (TENTZERAKIS e PAPATHANASSIOU, 2007), (HEYDT e JACKOVICH, 2017) e (BOLLEN, ZHONG, *et al.*, 2010).

As consequências mais frequentemente citadas no estudo de distorção harmônica são o superaquecimento de equipamentos e condutores, a redução da eficiência da geração e transmissão, o desarme indevido do disjuntor ou fusível, ressonâncias série e paralela, e o mau funcionamento de equipamentos eletrônicos (BOLLEN e GU, 2006) e (IEEE WORKING GROUP ON POWER SYSTEM HARMONICS, 1983).

O superaquecimento dos equipamentos é identificado como o problema principal, devido a distorção da corrente ser mais elevada, ocasionando maiores perdas e consequentemente maior aquecimento nos componentes série (BOLLEN e GU, 2006). Para os condutores neutros observa-se o superaquecimento, sem disparar a proteção de sobrecarga. Em capacitores a corrente cresce linearmente com a frequência, de modo que os componentes harmônicos podem levar a superaquecimento e danos aos bancos de capacitores.

2.3 DOMÍNIO DO ESTUDO E ABORDAGENS DE MODELAGEM

A análise harmônica tem como objetivo identificar a distorção harmônica em um local específico ou em uma rede, estimando o efeito de uma nova conexão no sistema, a instalação de um filtro harmônico, ou servindo como um diagnóstico da rede de distribuição. Existem dois métodos distintos para avaliar a análise harmônica: estudos no domínio do tempo e estudos no domínio da frequência (BOLLEN, 2003). A série de Fourier possibilita a relação dos dois domínios.

Na modelagem no domínio do tempo utilizam-se métodos de integração numérica de um conjunto de equações diferenciais que representam o comportamento dinâmico do sistema, oferece boa precisão e grande esforço computacional. Técnicas de modelagem no domínio do tempo recorrem a programas como o *Electromagnetic Transients Program* (EMTP) (ABU-HASHIM, BURCH, *et al.*, 1999), estes métodos podem ser necessários para estudos especializados envolvendo eletrônica de potência (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019).

Os métodos no domínio da frequência apresentam menor esforço computacional e limitações quanto a modelagem de cargas não lineares, visto que operam diretamente com os fasores de tensão e corrente (ABU-HASHIM, BURCH, *et al.*, 1999).

Nos métodos híbridos os elementos lineares são modelados no domínio da frequência, garantindo tempos computacionais menores, e os elementos não lineares são modelados no domínio do tempo, adquirindo boa precisão e grande flexibilidade (SAÁ e GARCÍA, 2003) e (USAOLA e MAYORDOMO, 1996).

No Quadro 1 é apresentado um resumo dos domínios de estudo e suas principais aplicações.

O sistema de transmissão é modelado para cada frequência harmônica de interesse, assim a propagação de cada harmônico pode ser estudada independentemente de outros no domínio da frequência (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996).

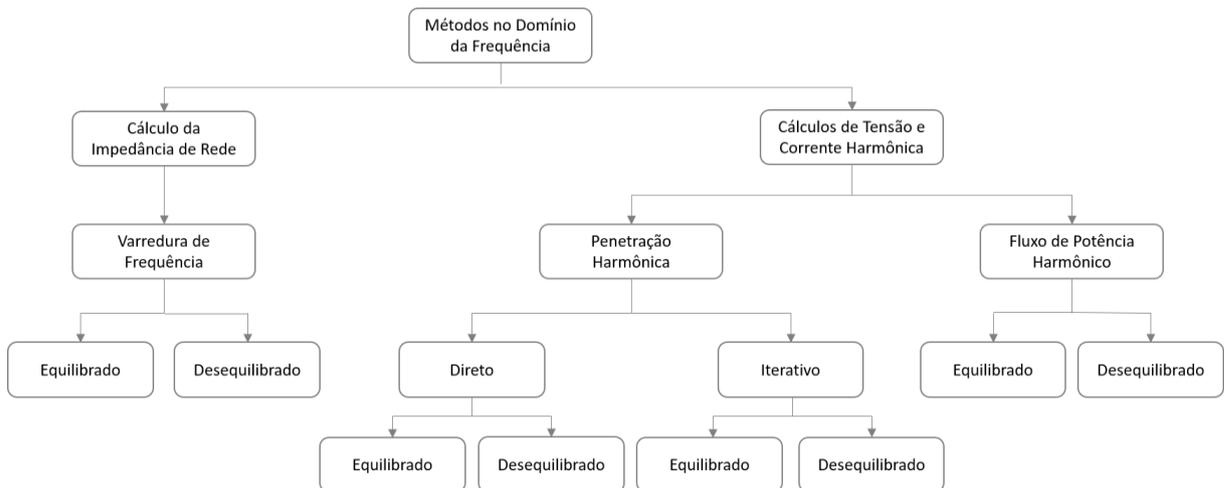
Quadro 1 – Resumo dos domínios de estudo.

Domínio	Características
Frequência	<p>Vantagens: numericamente robusto; apresenta boa convergência; modelagem intrínseca da dependência da frequência; geralmente fornece precisão suficiente e eficiência para dispositivos operando em região linear; método eficaz no tempo permitindo cobrir muitos casos de estudo.</p> <p>Desvantagens: modelagem limitada de dispositivos não lineares e funções de feedback como controles do conversor ou filtros ativos.</p> <p>Aplicações: estudos voltados a limites de emissão para novos clientes conectados à rede elétrica; cálculo de perfis harmônicos do sistema CA; avaliações das classificações do filtro CA devido às instalações de harmônicos próximos à carga; varredura da impedância do barramento de carga; calcular os perfis harmônicos no lado CC; estudos de propagação harmônica; somatório harmônico determinísticos e estocásticos, estudos de cancelamento.</p>
Tempo	<p>Vantagens: modelagem de dispositivos não linear com diversas propriedades; integra a potência eletrônica do conversor com o controle; pode ser executado em tempo real.</p> <p>Desvantagens: inicialização lenta e com longo tempo de execução; frequentemente impraticável para sistemas maiores; requer esforço para incorporar todos os modelos lineares corretamente; difícil de representar os parâmetros dependentes da frequência.</p> <p>Aplicações: modulação cruzada de harmônicos CA/CC para estudos de HVDC (para controle e desempenho); estudos ao nível do sistema, com detalhamento na modelagem da eletrônica de potência; implementação de filtragem ativa; simulação em tempo real de forma realista e representação discreta dos conversores; investigação de incidentes após problemas harmônicos no sistema.</p>
Híbrido	<p>Vantagens: incorpora a não linearidade com a eficiência dos métodos no domínio da frequência; beneficia o uso de técnicas de aceleração.</p> <p>Desvantagens: difícil de implementar em casos em que os modelos são entregues de diferentes fornecedores, devido a interfaces complexas do modelo; risco de combinar as desvantagens de ambos os modelos.</p> <p>Aplicações: atualmente, as aplicações deste método são limitadas à pesquisa acadêmica, não está estabelecido na indústria.</p>

Fonte: Adaptado de (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019).

Em (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019) apresentam-se os principais métodos no domínio da frequência, incluindo a varredura de frequência, penetração harmônica e o fluxo de potência harmônicos, descritos na sequência. A visão geral dos métodos é apresentada na Figura 3.

Figura 3 – Visão geral dos métodos no domínio da frequência.



Fonte: Adaptado de (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019).

A análise harmônica mais simples envolve uma única fonte harmônica e uma rede monofásica, indicada para situação em que os harmônicos gerados pelos componentes não lineares são razoavelmente independentes do nível de distorção de tensão do sistema (ARRILAGA e WATSON, 2004), e amplamente utilizada em projetos de filtros (ARRILAGA e WATSON, 2004). O método consiste em calcular as tensões harmônicas por solução direta da equação linear:

$$[I_h] = [Y_h][V_h] \quad (4)$$

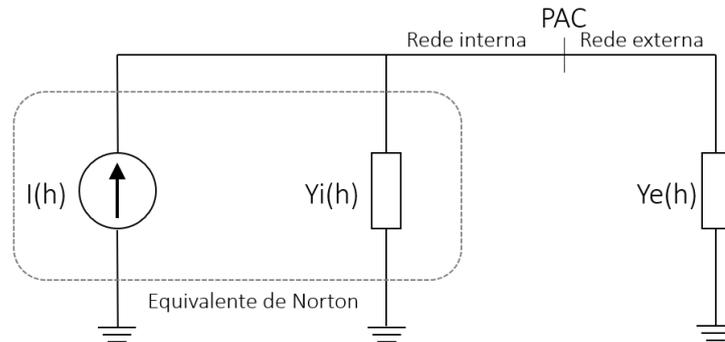
Onde $[Y_h]$ é a matriz de admitâncias para cada frequência. Portanto, a solução direta envolve $h - 1$ conjuntos independentes simultâneos de equações lineares.

A análise de varredura de frequência (ou *Frequency Scan*) é uma aplicação simples do método direto. Esta metodologia consiste em aplicar uma corrente de 1,0 p.u. na barra em uma faixa de frequências e utilizar a Equação (4) para calcular a tensão. Repete-se a metodologia cobrindo todo o espectro de frequência (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996). A desvantagem deste método é a necessidade dos espectros dos harmônicos pré-definidos, restringindo o seu uso. A

vantagem é a possibilidade de detectar as possíveis frequências de ressonância do sistema, ignorando as não linearidades do sistema (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019).

A metodologia recomendada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) baseia-se no cálculo da admitância harmônica equivalente da rede vistas do Ponto de Acoplamento Comum (PAC) (VÉLIZ, VARRICCHIO e COSTA, 2013). A modelagem consiste em um equivalente de Norton da rede interna em paralelo com as admitâncias da rede básica (ou rede externa) vista do PAC, apresentada na Figura 4. Calcula-se a corrente harmônica gerada pelos equipamentos não lineares e obtêm-se o valor da admitância representativa da rede externa utilizando o Método do Lugar Geométrico (MLG) no plano complexo de admitâncias (ONS, 2018), (VÉLIZ, VARRICCHIO e COSTA, 2013).

Figura 4 – Equivalente do acessante conectado à rede básica.



Fonte: Adaptado de (VÉLIZ, VARRICCHIO e COSTA, 2013)

A penetração harmônica é baseada no fluxo de potência fundamental e apresenta duas abordagens: o método direto e o método indireto, influenciando a resolução da Equação (4). Esta metodologia pode ser empregada para o sistema equilibrado ou desequilibrado (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019). Embora este método seja amplamente utilizado em projetos de filtros, pode resultar em soluções insatisfatórias para avaliar o nível de distorção harmônica em sistemas de distribuição e transmissão (ARRILAGA e WATSON, 2004).

O fluxo de potência harmônico é semelhante ao fluxo de potência na frequência fundamental, consistindo em determinar a fase entre tensões e correntes harmônicas na rede, permitindo analisar a geração e propagação dos componentes harmônicos. Em (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019) define-se o fluxo de potência harmônico executando a solução repetida da matriz de impedância do sistema para cada ordem harmônica definida, reformulando o fluxo de

potência fundamental. Esta consideração faz com que a dependência de tensão ou corrente dos dispositivos seja considerada.

Diante do exposto, a escolha da técnica para a análise harmônica dependerá do objetivo do estudo. Para determinar as respostas de frequências de ressonância para dimensionamento de filtros a varredura de frequência é suficiente. Para quantificar os níveis de distorção harmônica e verificar a conformidade com os limites harmônicos, é preferível executar o fluxo de potência harmônico (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996).

2.4 ÍNDICES DE QUALIDADE DE ENERGIA

Para analisar a qualidade de energia do sistema são utilizados índices para quantificar as perturbações nas formas de onda de tensão e corrente. O principal indicador para avaliar a distorção da forma de onda é a distorção harmônica total (ou do inglês *Total Harmonic Distortion* - THD) definido como a relação entre a tensão nas componentes harmônicas em relação à fundamental:

$$THD_v = \frac{1}{V_1} \sqrt{\sum_{h=2}^H V_h^2} \quad (5)$$

Onde V_h é a tensão rms do componente harmônico h , H é o máximo componente harmônico assumido, e V_1 é a tensão rms para a componente fundamental.

A expressão da Equação (5) é utilizada para quantificar a distorção até a 40ª componente harmônica, para a maioria das aplicações é suficiente considerar a faixa harmônica até a 25ª componente (ARRILAGA e WATSON, 2004). Para valores superiores, em (BOLLEN e GU, 2006) são apresentadas metodologias de análise e indicadores de qualidade.

A distorção harmônica total para a corrente é semelhante ao apresentado na Equação (5), substituindo o parâmetro de tensão por corrente. Para baixos valores de corrente de carga fundamental, (ARRILAGA e WATSON, 2004) é sugerido utilizar o índice de distorção total da demanda (TDD):

$$TDD = \frac{1}{I_R} \sqrt{\sum_{h=2}^H I_h^2} \quad (6)$$

Onde I_R é a corrente de carga nominal máxima, e I_h é a corrente harmônica para a componente h .

Ademais, outras medidas para distorção harmônicas são apresentadas em (BROWN, 2008) e (BOLLEN e GU, 2006), tais como o fator K usual para medições do desempenho dos transformadores na presença de harmônicos e o fator de crista (CF).

2.5 NORMAS E PADRÕES

A série IEC 61000 fornece uma descrição para o controle de distorção harmônica do sistema elétrico. A série está estruturada em partes, delimitando funções. Será abordada apenas a norma IEC 61000-3-6 a qual especifica o percentual de distorção harmônica para a tensão em redes média (MV), alta (AT) e extra alta tensão (EAT), apresentado na Tabela 3 e Tabela 4.

Tabela 3 – Limites de tensões harmônicas (componentes ímpares).

Harmônicos Ímpares					
Ordem h	Não Triplas		Ordem h	Triplas	
	Distorção Harmônica (%)			Distorção Harmônica (%)	
	MV	AT-EAT		MV	AT-EAT
5	5	2	3	4	2
7	4	2	9	1,2	1
11	3	1,5	15	0,3	0,3
13	2,5	1,5	21	0,2	0,2
$17 \leq h \leq 49$	$1,9(17/h)-0,2$	$1,2(17/h)$	$21 \leq h \leq 45$	0,2	0,2

Fonte: (IEC 61000-3-6, 2008).

Tabela 4 – Limites de tensões harmônicas (componentes pares).

Harmônicos Pares		
Ordem h	Distorção Harmônica (%)	
	MV	AT-EAT
2	1,8	1,4
4	1	0,8
6	0,5	0,4
8	0,5	0,4
$10 \leq h \leq 50$	$0,25(10/h)+0,22$	$0,19(10/h)+0,16$

Fonte: (IEC 61000-3-6, 2008).

Os limites apresentados nas Tabela 3 e Tabela 4 devem ser respeitados 95% das medições do valor semanal, em períodos de 10 minutos. Se tratando de efeitos causados por harmônicas de curta duração o maior valor diário de 99% dos valores medidos não deve exceder os limites vezes o fator K, definido na IEC 61000-2-2 como:

$$k = 1,3 + 0,7(h - 5)/45 \quad (7)$$

A IEEE Std. 519 de 1992 define limites harmônicos, atualizada em 2014 para incluir a natureza estocástica na distorção harmônica. Estabelecem-se limites de injeção de corrente harmônica para consumidores individuais e limites para a distorção harmônica total da tensão do sistema suprido pela concessionária (LEÃO, SAMPAIO e ANTUNES, 2014), visto que o gerenciamento de harmônicas no sistema é uma responsabilidade conjunta envolvendo usuários finais e operadores do sistema.

Os limites recomendados são aplicados para o ponto de acoplamento comum (PAC) e não devem ser aplicados a usuários ou equipamentos individuais, visto que geralmente, as tensões e correntes harmônicas podem ser significativamente maiores que os limites devido à falta de diversidade e cancelamento (IEEE 519-2014).

Os limites de distorção harmônica são classificados em relação à tensão nominal e às ordens harmônicas individuais. Para todos os níveis de tensão, as harmônicas pares são limitadas a 25% dos limites das harmônicas ímpares indicadas. Na Tabela 5 são apresentados os níveis de distorção de corrente aceitáveis no PAC para redes com tensão entre 120V e 69kV.

Tabela 5 – Limite de distorção total da demanda (TDD) para tensão de 120V a 69kV.

$\frac{I_{cc}}{I_L}$	Harmônica de Ordem Ímpar					TDD (%)
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 25$	$35 \leq h \leq 50$	
< 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

* Todos os equipamentos de geração são limitados a esses valores de distorção de corrente, independentemente de $\frac{I_{cc}}{I_L}$.

Fonte: (IEEE STD 519-2014, 2014).

Onde: I_{cc} é a corrente máxima de curto-circuito no PAC; I_L é a corrente média da corrente de demanda máxima de carga no PAC; TDD é a distorção total de demanda.

Na Tabela 6 são apresentados os limites aplicados aos usuários conectados a sistemas em que a tensão nominal no PAC é entre 69 kV e 161 kV.

Tabela 6 – Limite de distorção total de demanda (TDD) para tensão de 69,01 kV a 161kV.

$\frac{I_{cc}}{I_L}$	Harmônica de Ordem Ímpar					TDD (%)
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 25$	$35 \leq h \leq 50$	
< 20 *	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
20 < 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0
50 < 100	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0
100 < 1000	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5
> 1000	7,5	3,5	3,0	1,25	0,7	10,0

Fonte: (IEEE STD 519-2014, 2014).

Na Tabela 7 apresentam-se os limites aplicados aos usuários conectados a sistemas de transmissão em que a tensão no PAC é superior a 161 kV.

Tabela 7 – Distorção de corrente harmônica em % para sistemas de transmissão genéricos (>161 kV), geração distribuída e cogeração.

$\frac{I_{cc}}{I_L}$	Harmônica de Ordem Ímpar					TDD (%)
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 25$	$35 \leq h \leq 50$	
< 25 *	1,0	0,5	0,38	0,15	0,1	1,5
25 < 50	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
≥ 50	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

Fonte: (IEEE STD 519-2014, 2014).

Espera-se que ao limitar as injeções de corrente harmônica pelos usuários a distorção de tensão será mantida abaixo dos níveis estabelecidos. Caso a limitação de correntes harmônicas por si só não resulte em níveis aceitáveis de distorção de tensão, a concessionária deverá tomar medidas para modificar as características do sistema, de modo que os níveis de distorção de tensão estejam dentro dos limites (IEEE 519-2014).

No Brasil os limites para o sistema de transmissão são regulamentados pela ANEEL, na Tabela 8 apresenta-se os limites, onde D representa a distorção harmônica total (ONS, 2016).

Tabela 8 – Limites globais de tensão expressos em porcentagens da tensão fundamental.

V < 69 kV				V > 69kV			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3, 5, 7	5%	-	-	3, 5, 7	2%	-	-
-	-	2, 4, 6	2%	-	-	2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%	-	-	9, 11, 13	1,5%	-	-
-	-	≥ 8	1%	-	-	≥ 8	0,5%
15 a 25	2%	-	-	15 a 25	1%	-	-
≥ 27	1%	-	-	≥ 27	0,5%	-	-
D = 6%				D = 3%			

Fonte: (ONS, 2016).

No sistema de distribuição são permitidos maiores níveis da distorção harmônica total, no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), definem-se os valores de referência para distorções harmônicas totais, apresentado na Tabela 9, e níveis de distorção harmônica individual, apresentada na Tabela 10.

Tabela 9 – Limites de distorção harmônica total.

Tensão nominal do barramento	Distorção harmônica total de tensão (%)
$V_N \leq 1 \text{ kV}$	10
$1 \text{ kV} < V_N \leq 13,8 \text{ kV}$	8
$13,8 \text{ kV} < V_N \leq 69 \text{ kV}$	6
$69 \text{ kV} < V_N < 230 \text{ kV}$	3

Fonte: (ANEEL, 2021).

Tabela 10 – Limites de distorção harmônica individual.

Ordem harmônica	Distorção harmônica individual de tensão (%)				
	$V_N \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_N \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_N \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_N < 230 \text{ kV}$	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5

Ordem harmônica	Distorção harmônica individual de tensão (%)				
	$V_N \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_N \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_N \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_N < 230 \text{ kV}$	
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

Fonte: (ANEEL, 2021).

2.6 FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO

O conceito de fluxo de potência harmônico (HPF) foi introduzido por (XIA e HEYDT, 1982), para um sistema simétrico com base no fluxo de potência fundamental de Newton-Raphson reformulado para incluir cargas não lineares. Assume-se que a não linearidade entre tensão e corrente é conhecida, adotando uma carga não linear específica (retificador de ponte completa trifásico).

O método de Newton-Raphson, assim como a iteração harmônica, considera a natureza dependente da tensão e corrente. No entanto, ao invés de resolver iterativamente as equações, o método resolve simultaneamente. O método é baseado no equilíbrio de potência ativa e reativa, na frequência fundamental e harmônica (DAS, 2016).

As etapas para o HPF são descritas em (XIA e HEYDT, 1982), detalha-se algumas diretrizes específicas como a seleção dos valores iniciais, a qual é mais sensível se comparada com o fluxo de potência fundamental, no qual a magnitude e fase é definido como o perfil de tensão nominal ($1,0 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$). No fluxo de potência harmônico a magnitude e fase podem ser definidos como valores pequenos, diferente de zero, por exemplo $0,01 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$, a sensibilidade do valor dependerá das características das fontes harmônicas, e impactará na convergência do fluxo de potência.

A solução simétrica é limitada, devido ao desequilíbrio do sistema produzir harmônicos não característicos (ARRILAGA e WATSON, 2004). Assim, é recomendável uma solução de fluxo de potência harmônico trifásico.

Métodos para o fluxo de potência harmônico foram descritos para sistemas desequilibrados. Em (XU, MARTI e DOMMEL, 1991) é apresentado um método para a inicialização do HPF utilizando um modelo de compensador estático. Em (VALCÁRCEL e MAYORDOMO, 1993) apresenta-se uma metodologia dividida em duas etapas, para incluir diferentes características não lineares, a primeira aborda o fluxo de potência fundamental para a rede linear AC, com as cargas não lineares representadas por fontes de corrente, e na segunda etapa calcula-se os harmônicos gerados utilizando Newton-Raphson iterativo no domínio da frequência, a rede AC é representada por um equivalente de Thévenin.

Em (ARRILAGA, MEDINA, *et al.*, 1995) apresenta-se uma estrutura denominada Domínio Harmônico, o sistema é representado trifásicamente e considera-se o acoplamento entre as fases e entre as componentes harmônicas. As fontes harmônicas são representadas como equivalentes de Norton, e o fluxo de potência é resolvido iterativamente pelo método Newton-Raphson.

Uma metodologia para o fluxo de potência harmônico baseado no somatório das correntes é apresentada em (TOSTES, MOURA e BEZERRA, 2003), adequada para redes de distribuição radiais.

Para análise do fluxo de potência harmônico uma matriz de admitância é gerada para cada frequência de interesse. A principal dificuldade é determinar o modelo para representar cada componente do sistema, considerando a dependência da frequência (WATSON e ARRILAGA, 2003). As tensões harmônicas do sistema são calculadas pela solução da equação.

Um método trifásico, desacoplado, com múltiplas fontes harmônicas é apresentado em (ULINUHA, MASOUM e ISLAM, 2007), a carga linear é representada como uma resistência em paralelo com a reatância, e as cargas não lineares como fontes ideais de corrente. Representa-se a dependência da frequência multiplicando a ordem harmônica nos parâmetros imaginários da impedância.

Em (VARIZ, PEREIRA, *et al.*, 2008) é apresentada uma metodologia baseada nas equações de injeção de corrente, para o cálculo do fluxo de potência harmônico trifásico em sistemas equilibrados e desequilibrados, usando o método iterativo de Newton-Raphson para obter a solução do sistema de equações não lineares. Apresenta uma modelagem mais precisa dos elementos da rede.

Um método baseado no algoritmo *Backward/Forward Sweep* é apresentado em (ARCHUNDIA-ARANDA e MOTA-PALOMINO, 2010), consistindo em três etapas: solução

do fluxo de potência para frequência fundamental; inicialização das tensões harmônicas; e cálculo das tensões harmônicas para a faixa de frequência de interesse. Para a inicialização das tensões harmônicas assume-se que os únicos dispositivos *shunt* na rede são as correntes devido às cargas não lineares e que a distorção de tensão harmônica na barra da fonte é nula.

Um fluxo de potência harmônico baseado na metodologia *Backward/Forward Sweep* é apresentado em (ZHANG e WANG, 2014), com o objetivo de avaliar a iteração entre as gerações distribuídas na rede com a distorção harmônica. As fontes harmônicas são modeladas como fonte de corrente constante, exceto para as gerações distribuídas (GDs) conectadas por inversores, as quais são representadas considerando suas características de controle.

Um método baseado na teoria de grafos considera a injeção de corrente para sistemas de distribuição desequilibrado, radial e poluído é apresentado em (ARABSALMANABADI, JAVADI e AL-HADDAD, 2017). Para o HPF as cargas lineares são modeladas como impedância constante, utilizando os parâmetros de linha, capacitores *shunt*:

$$Z_r(h) = R_r + jhX_r \quad (8)$$

No Quadro 2 apresenta-se uma síntese dos métodos discutidos, caracterizando o ambiente (trifásico ou monofásico), o método de representação das cargas não lineares, a representação da rede com dependência da frequência ou não, e se o método é acoplado ou desacoplado.

No método acoplado resolvem-se todas as ordens harmônicas simultaneamente, representando as cargas não lineares com seus respectivos modelos exatos, o método apresenta boa precisão, e grande esforço computacional. No método desacoplado é assumido que o acoplamento entre ordens harmônicas pode ser desprezado, e o fluxo de potência é resolvido separadamente para cada ordem harmônica, resultando em um menor esforço computacional. As cargas são representadas por equivalentes, como corrente harmônica ou fontes de tensão (ULINUHA, MASOUM e ISLAM, 2007).

Quadro 2 – Caracterização dos métodos para a análise do fluxo de potência harmônico.

Estudo	Ambiente	Cargas não lineares	Representação da rede	Acoplado ou Desacoplado
(XIA e HEYDT, 1982)	Monofásico.	Modela uma única carga linear específica.	Não considera os efeitos não lineares.	Desacoplado.
(VALCÁRCEL e MAYORDOMO, 1993)	Trifásico.	Modela uma única fonte, como correntes controladas por tensão.	-	Acoplado.
(ARABSALMANAB ADI, JAVADI e AL-HADDAD, 2017)	Trifásico.	Circuitos equivalentes para representar a injeção de corrente não linear, considerando diferentes tipos.	Não considera os efeitos não lineares. A dependência da frequência nos parâmetros de linha, cargas e capacitores são realizados multiplicando a parte imaginária pela ordem harmônica.	Desacoplado.
(TOSTES, MOURA e BEZERRA, 2003)	Trifásico.	São representadas como fontes de corrente.	As linhas e cabos são representados por um modelo π , e as impedâncias variam com a frequência, multiplicando a parte imaginária pela ordem harmônica.	Desacoplado.
(PAPATHANASSIO U e PAPADOPOULOS, 2006)	Trifásico.	São representadas como injeções de corrente.	A rede é representada com o equivalente de três fases, no domínio dos componentes simétricos.	Desacoplado.
(ULINUHA, MASOUM e ISLAM, 2007)	Trifásico.	Representada como uma fonte ideal de corrente harmônica para cada frequência.	Não considera os efeitos não lineares, posteriormente é atualizado a matriz $[Y_{bus}]$, incluindo linhas, cargas e capacitores, multiplicando a parte imaginária pela ordem harmônica.	Desacoplado.

Estudo	Ambiente	Cargas não lineares	Representação da rede	Acoplado ou Desacoplado
(ARCHUNDIA-ARANDA e MOTA-PALOMINO, 2010)	Monofásico, mas a metodologia pode ser adaptada para trifásico.	As fontes de corrente harmônica são fixadas, relacionado a componente fundamental e harmônica.	A carga linear é modelada como um modelo série. Os parâmetros de linha são calculados usando o modelo Semlyen para impedância internas e Dubanton para impedâncias externas.	Desacoplado.
(ZHANG e WANG, 2014)	Trifásico.	As fontes harmônicas são modeladas como fontes de corrente através do espectro, e as GDs são conectadas como um inversor.	-	Desacoplado.
(VARIZ, PEREIRA, <i>et al.</i> , 2008)	Trifásico.	-	Modelagem trifásica dos elementos da rede através de componentes de fase, dependentes da frequência harmônica.	Acoplado.
(XU, MARTI e DOMMEL, 1991)	Trifásico.	Representa as fontes harmônicas como um equivalente de Norton.	A representação considera a dependência da frequência para cargas e linhas de transmissão.	Desacoplado.
(ARRILAGA, MEDINA, <i>et al.</i> , 1995)	Trifásico.	Representa as fontes harmônicas como um equivalente de Norton.	-	Acoplado.
(FRANCHI e MURARI, 2016)	Trifásico.	Representa as fontes harmônicas como equivalentes de Norton ou Thevenin.	A dependência da frequência é considerada multiplicando as matrizes de rede [b] e [B].	Desacoplado.

Fonte: Autoria própria.

Como a maioria das não linearidades se manifestam como fontes de correntes harmônicas, é normalmente utilizado o método de injeção de corrente (ARRILAGA e WATSON, 2004).

Para análises com foco no sistema de transmissão e distribuição, desprezando a interação dinâmica, é recomendado o uso de métodos desacoplados. As cargas não lineares são representadas como fontes de corrente e a representação da rede considera a dependência da frequência.

2.7 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

Usualmente os métodos de solução do fluxo de potência são determinísticos, no entanto, sabe-se que os sistemas elétricos estão sujeitos a incertezas devido a erros nas medições, imprecisões no cálculo ou prognóstico dos valores de demanda e geração futura, incertezas na distribuição das cargas pelas fases e imprecisão nos cálculos dos parâmetros dos componentes do sistema (GALLEGO, ECHEVERRI e PADILHA-FELTRIN, 2012).

Em 1974 foi proposto por (BORKOWSKA, 1974) um método para análise de fluxo de potência, considerando as características estatísticas das variáveis de entrada, identificando as incertezas estatísticas com o uso das funções densidade de probabilidade, surgindo a definição de fluxo de potência probabilístico (PPF).

As metodologias propostas na literatura para considerar o fenômeno da incerteza no fluxo de potência são divididas em três grupos: métodos analíticos, de simulação e híbridos (GALLEGO, ECHEVERRI e PADILHA-FELTRIN, 2012).

O método de simulação mais conhecido é a Simulação de Monte Carlo (SMC), que permite determinar probabilisticamente os possíveis valores das variáveis de interesse em determinado instante. A metodologia consiste em processamentos do fluxo de potência determinístico, resultando em valores mais realistas considerando diversos cenários operativos.

Em (GALLEGO, ECHEVERRI e PADILHA-FELTRIN, 2012) apresenta-se um método de estimação por pontos para resolver o fluxo de potência probabilístico utilizando a SMC para redes de distribuição trifásicas com cargas desbalanceadas.

Um modelo de fluxo de potência probabilístico no sistema de distribuição contendo usinas eólicas é apresentado em (HATZIARGYRIOU, KARAKATSANIS e

PAPADOPOULOS, 1993), considerando a incerteza na geração eólica. Adota-se incertezas de curto prazo com discretização horária.

Em (VORSIC, MUZEK e SKERBINEK, 1991) relata-se a importância do fluxo de potência estocástico para o planejamento, apresenta-se uma metodologia baseada em SMC. Os dados de entrada são variáveis aleatórias fornecidas com a função densidade de probabilidade. A relação mútua entre fluxo de potência, tensões e potências nodais são descritas:

$$[y] = g([x]) \quad (9)$$

$$[z] = h([x]) \quad (10)$$

Onde:

$[y]$ é o vetor de potências nodais;

$[x]$ é o vetor de tensões nodais;

$[z]$ é o vetor do fluxo de potência.

Visto que o vetor de potências nodais é uma variável aleatória, conseqüentemente os vetores de tensões e fluxo de potências serão variáveis aleatórias. Assim, para o fluxo de potência estocástico é necessário determinar as funções de probabilidade $f_x(x_1, x_2, \dots, x_n)$ e $f_z(z_1, z_2, \dots, z_n)$ a partir da função de probabilidade, já conhecida $f_y(y_1, y_2, \dots, y_n)$.

Grande parte dos trabalhos publicados sobre PPF consiste em determinar um número de amostras, sortear os parâmetros de entrada do algoritmo, considerando as funções de distribuições conhecidas, e executar o fluxo de potência. No término da amostragem atualiza-se as estimativas para as funções de densidade e para as variáveis de saída, assim, quanto maior o número de amostras maior é a precisão do fluxo de potência probabilístico (CASTRO, 2017).

2.8 FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO PROBABILÍSTICO

Diante da transição energética em curso, surgiram tendências em se considerar a natureza aleatória das tensões e correntes harmônicas devido as contínuas mudanças na configuração do sistema e demandas de cargas (CARPINELLI, 2000), representando a variação no tempo devido as mudanças estocásticas no modo de operação das cargas não lineares (BAGHZOUZ e TAN, 1987).

As tendências da análise da distorção harmônica no âmbito probabilístico começaram a surgir na década de 90, indícios são as normativas atualizadas pela IEC e IEEE que consideravam a natureza aleatória dos harmônicos. A IEC 1000-3-6 introduziu abordagens probabilísticas na avaliação dos limites de emissão de distorção harmônica, e a IEEE 519 aborda a aplicação probabilística de limites de distorção harmônica.

Uma visão geral dos aspectos probabilísticos dos harmônicos é apresentada em (RIBEIRO, 2005). Discute-se sobre a relutância em aceitar análises harmônicas probabilísticas, afirmando que a suposição de variações no tempo relativamente lentas, ou quase estacionário, permite a utilização de métodos probabilísticos.

Similar aos métodos para o cálculo do fluxo de potência harmônico determinístico, no âmbito probabilístico há diferentes técnicas, por exemplo, métodos lineares e não lineares, considerando sistemas equilibrados e desequilibrados, entre diversas outras características a serem consideradas, tais como a incerteza abordada no problema (CAVALLINI e MONTANARI, 1997). As três metodologias frequentemente usuais são a Simulação de Monte Carlo (SMC), Métodos Analíticos e Métodos de Aproximação.

Na Força Tarefa realizada pelo IEEE, constatou-se que se o sinal for completamente aleatório a suposição de uma distribuição Gaussiana é adequada. Com o auxílio de medições aproxima-se os valores obtidos com uma distribuição de Rayleigh e uma distribuição de Gauss, e verifica-se que embora as distribuições forneçam o tempo total de duração em que os níveis harmônicos são excedidos, não é caracterizada se os harmônicos ocorrem de forma contínua ou em pulsos, como solução pode-se decompor o sinal em intervalos de tempo (BAGHZOUZ, BURCH, *et al.*, 1998).

As incertezas da análise da distorção harmônica são principalmente devido a mudanças de demanda de carga, configurações de rede e modos de operação das cargas não lineares (CARAMIA, CARPINELLI, *et al.*, 1994).

Em (BAGHZOUZ e TAN, 1987) é apresentado um método para obter o modelo probabilístico de injeção e propagação da corrente harmônica, considerando as variações aleatórias do sistema e a incerteza da configuração das cargas não lineares. As cargas não lineares são classificadas em quatro grupos caracterizando os parâmetros operacionais e estocásticos.

Um método trifásico probabilístico é proposto em (CARAMIA, CARPINELLI, *et al.*, 1994) para estudos de penetração harmônica, considerando as interações entre distorção de

tensão e corrente de carga não linear, por meio da SMC os dados de entrada são caracterizados e avalia-se os componentes que devem ser considerados de natureza aleatória, representando cada tipo de fonte harmônica individualmente. É apresentada uma discussão sobre as incertezas de previsão de longo prazo vinculadas a cargas.

A metodologia de (CARAMIA e VARILONE, 1998) é uma extensão de (CARAMIA, CARPINELLI, *et al.*, 1994), com o objetivo de incluir as incertezas entre conversores e sistema de corrente alternada. Dois métodos de simulação são aplicados para fins de comparação: procedimento de SMC e uma abordagem simplificada com base na linearização das equações em torno de uma região do valor esperado.

Em (CAVALLINI, CACCIARI, *et al.*, 1994) são investigados os métodos de análise harmônica probabilística, entre eles, a SMC, teorema do limite central, convolução, e procedimentos simplificados com base em considerações semi-empíricas.

A avaliação das funções de densidade probabilísticas (*Probability Density Function* – PDF e *Cumulative Distribution Function* – CDF) da soma das correntes harmônicas aleatórias nos barramentos são discutidos em (CAVALLINI, MONTANARI e CACCIARI, 1995). São aplicados os métodos de SMC e integrais de convolução considerando como dados de entrada medições realizadas em rede de média tensão. Verifica-se que em harmônicos de ordem inferior há um componente significativo da sazonalidade.

Em (RIOS e CASTANEDA, 1995) utiliza-se SMC para representar a aleatoriedade das variáveis da rede elétrica e os parâmetros de operação do conversor. O modelo determinístico, para as equações conversoras, é resolvido através do fluxo de potência harmônico de Newton-Raphson. Neste método, são consideradas redes equilibradas e desequilibradas.

Um modelo estatístico da carga baseado em medições para configurar os parâmetros harmônicos é apresentado em (GOEKE e WELLSOW, 1996). Investiga-se a distorção harmônica no sistema de média tensão causada por clientes de baixa tensão, utilizando SMC.

Um método para avaliar as distribuições de probabilidade de tensões e correntes harmônicas nodais é apresentado em (RÍOS M. e CASTAÑEDA P., 1995). Considera-se um modelo determinístico para as equações do conversor, resolvidas por meio do fluxo de potência probabilístico utilizando Newton-Raphson. A aleatoriedade das variáveis da rede elétrica e os parâmetros do conversor são incorporados utilizando a SMC.

Em (CAVALLINI e MONTANARI, 1997) é constatado que o comportamento temporal da média e variância do harmônico de ordem inferior varia de maneira quase cíclica

em um padrão de 24 horas. Propõe-se uma metodologia para uma modelagem híbrida (determinística e probabilística).

Em (CARPINELLI, 2000) são apresentados problemas que surgem quando se considera a natureza aleatória das tensões e correntes harmônicas, como quais PDF utilizar para caracterizar os harmônicos, as leis de somatório mais adequadas para reproduzir a soma de múltiplas fontes harmônicas, e como a impedância harmônica deve ser representada.

Apresenta-se um método linear baseado em percentis de tensão e corrente harmônica em (ESPOSITO, CARPINELLI, *et al.*, 2001), nesta metodologia não há a necessidade do conhecimento prévio da PDF como na SMC, estas serão calculadas por iterações de um método numérico. Uma metodologia semelhante é apresentada em (CARPINELLI, ESPOSITO, *et al.*, 2001), divergindo no modo de resolução do fluxo de potência harmônico.

Na segunda parte do Força Tarefa do IEEE (BAGHZOUZ, BURCH, *et al.*, 2002) são apresentadas ferramentas para calcular probabilidades de componentes retangulares e fasoriais de fontes harmônicas individuais e múltiplas. É indicada uma solução alternativa para análise harmônica probabilística utilizando a SMC.

O método de aproximação utiliza equações aproximadas para calcular propriedades e variáveis estatísticas, evitando expressões analíticas que relacionam variáveis aleatórias de entrada e saída, aplicado em oscilações de baixa frequência. Os resultados obtidos são comparados com a SMC (YU e LIN, 2016).

Diante do exposto, constata-se que a maioria dos estudos publicados são limitados a grupos específicos de cargas harmônicas. Em geral, existe uma falta de modelo de carga harmônica agregada estocástica.

Uma avaliação estocástica na rede de distribuição de média tensão radial utilizando SMC baseada em espectros de corrente harmônica probabilística de cargas agregadas no PAC obtidos de medições de campo é apresentada em (AU e MILANOVIC, 2006). No âmbito de distribuição, a distorção harmônica está fortemente relacionada com as características de cliente e consumo.

A maioria dos estudos no passado considera correntes harmônicas como variáveis aleatórias caracterizadas por funções de densidade de probabilidade. As correntes harmônicas injetadas na rede de distribuição por cargas agregadas estão relacionadas à sua corrente fundamental e variam em diferentes horários do dia conforme o uso das fontes harmônicas. Em

(AU e MILANOVIC, 2006) é verificado que as correntes harmônicas são amplamente influenciadas por sua demanda de energia.

Uma metodologia para representar o modelo de carga harmônica agregada probabilística com base em medições de campo é apresentado em (AU e MILANOVIC, 2007). O modelo é baseado em injeção de corrente caracterizado por médias e variações associadas aos espectros de corrente harmônica produzidas por cargas agregadas. Pode ser usado para estabelecer o modelo de carga harmônica agregada em qualquer barramento de qualquer rede de distribuição para a qual estejam disponíveis alguns resultados de medição ou informações sobre tipo e composição da carga.

O Quadro 3 apresenta um resumo dos estudos apresentados que caracterizam a natureza estocástica e apresentam um método de solução.

Quadro 3 – Caracterização probabilística dos harmônicos encontrados na literatura.

Estudo	Caracterização probabilística dos harmônicos	Método
(CARAMIA, CARPINELLI, <i>et al.</i> , 1994)	Fluxo de potência harmônico probabilístico trifásico, considerando uma única fonte harmônica (conversor). O controle do conversor e as cargas são consideradas variáveis aleatórias. Os geradores são considerados variáveis determinísticas, e as matrizes de impedância do sistema são consideradas aleatórias.	SMC.
(CAVALLINI, MONTANARI e CACCIARI, 1995)	Apresenta um modelo misto determinístico e probabilístico com o objetivo de considerar a sazonalidade das cargas não lineares. A SMC é modificada baseada na geração de números aleatórios correlacionados, no entanto, sua utilidade é limitada para casos em que as correntes fundamentais e harmônicas são altamente correlacionadas.	SMC e integrais de convolução.
(RÍOS M. e CASTAÑEDA P., 1995)	Detalha-se o modelo do conversor estático, no domínio da frequência. A rede elétrica é representada com um equivalente de Thévenin.	SMC.
(GOEKE e WELLSOW, 1996)	O sistema de média tensão é modelado em detalhes, enquanto o sistema de baixa tensão é utilizado equivalentes reduzidos. Utiliza o método direto, e a aplicação do estudo é para harmônicos de ordem inferior.	SMC.
(CARAMIA e VARILONE, 1998)	Fluxo de potência harmônico probabilístico trifásico, considerando uma única fonte harmônica (conversor). O controle do conversor e as especificações do regulador de tensão são mantidas determinísticas, e as cargas são consideradas variáveis aleatórias.	SMC e linearização das equações em torno de uma região.

Estudo	Caracterização probabilística dos harmônicos	Método
(CARPINELLI, ESPOSITO, <i>et al.</i> , 2001)	As cargas lineares são assumidas como gaussianas, de modo que suas variáveis estatísticas são definidas pela média dos valores históricos de demanda de carga. As cargas não lineares focam somente no conversor. Os geradores são assumidos como uma parcela determinística e uma variável, a matriz de covariância é expressa diretamente como uma função dos valores médios e desvio padrão. A estatística do vetor de entrada aleatório do fluxo de potência harmônico probabilístico é caracterizada com os elementos de valores médios e da matriz de covariância.	Solução de um sistema de equações não lineares.
(ESPOSITO, CARPINELLI, <i>et al.</i> , 2001)	Fluxo de potência harmônico trifásico, considerando uma única fonte harmônica (conversor). O método considera as interações entre corrente harmônica do conversor e distorções de tensão da rede. Para reduzir esforços computacionais os percentis das variáveis aleatórias (tensão e corrente harmônica) são obtidos aplicando as distribuições de Pearson, os valores obtidos geralmente são próximos aos obtidos em uma SMC.	Linearização das equações em torno de uma região.
(AU e MILANOVIC, 2006)	Utiliza como dado de entrada da SMC amostras de espectros de corrente harmônica de diferentes tipos de cargas agregadas obtidas a partir de medições de campo harmônico. O estudo é realizado no âmbito do sistema de distribuição de média tensão e radial.	SMC.
(YU e LIN, 2016)	O estudo aborda harmônicos derivados de inversores eletrônicos de potência, provenientes das gerações distribuídas. A variável aleatória de entrada é a injeção de corrente harmônica e a variável aleatória de saída é a tensão harmônica.	Método de aproximação.

Fonte: Autoria própria.

Existem várias medidas numéricas estatísticas que podem ser adotadas para caracterizar sinteticamente o comportamento harmônico aleatório, como valor mínimo, máximo, média, desvio padrão, percentis, etc. Nas normativas internacionais é comum ver a relação do percentil 95% do valor.

De modo geral, os estudos apresentados na literatura que aplicam métodos analíticos ou de aproximação comparam os resultados obtidos com a simulação de Monte Carlo, indicando ser o método de simulação estocástico mais usual e preciso para avaliar as características estocásticas.

2.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados os conceitos de qualidade de energia elétrica, sob a perspectiva da confiabilidade de sistemas elétricos. Foram discutidas a origem da distorção da forma de onda, domínios do estudo, índices para mensuração da qualidade do sistema e os métodos de análise harmônica destacando-se entre eles o fluxo de potência harmônico.

Até meados da década de 1980 o fluxo de potência harmônico era majoritariamente simétrico, considerando uma única fonte harmônica. Para considerar as características dos sistemas, como topologia de rede e cargas desequilibradas, o fluxo de potência evoluiu para representações trifásicas, principalmente no caso de sistemas de distribuição.

A evolução do fluxo de potência monofásico para trifásico, aplicado em sistemas de distribuição pode ser constatada analisando os sistemas teste para modelagem e simulação de harmônicos disponibilizado em 1999 pela Força Tarefa do IEEE, em (ABU-HASHIM, BURCH, *et al.*, 1999), a qual apresenta três sistemas testes: o primeiro, um sistema de transmissão balanceado que considera como fonte harmônica um conversor SVC e um HVDC; o segundo, é um sistema de distribuição desbalanceado que apresenta um espectro harmônico com três fontes harmônicas (lâmpadas fluorescentes, ASD e outros); e o terceiro, representa uma planta industrial. Estes três sistemas têm sido amplamente utilizados na literatura para validações de metodologias, devido a sua característica estável e consolidada permitem a análise da influência de diferentes variáveis.

Diante da transição energética em curso, destaca-se o aumento de cargas não lineares e o crescimento de sistemas de geração, transmissão e distribuição com base em eletrônica de potência, os quais possuem grande influência nas distorções das formas de onda. Com o aumento destes equipamentos no sistema, torna-se importante análises harmônicas que permitam representar o sistema trifásico com as múltiplas fontes harmônicas, representando a magnitude e ângulo da corrente harmônica.

Adicionalmente, a discussão da análise da distorção harmônica da perspectiva da confiabilidade, amparada na definição de eventos e variações, consolida a importância de considerar estes fenômenos desde a etapa do planejamento dos sistemas de energia, buscando discutir a performance dos sistemas não apenas da perspectiva da garantia da continuidade do serviço de gerar, transmitir e distribuir energia, mas também da perspectiva do produto energia considerando a qualidade das formas de onda de tensão e corrente que chegam até o consumidor final.

3 REPRESENTAÇÃO DA REDE DEPENDENTE DA FREQUÊNCIA

Para estudos harmônicos é imprescindível o uso de modelos para representar os equipamentos e cargas, considerando a característica da resposta na faixa de frequência harmônica de interesse. A representação trifásica é essencial em sistemas de distribuição, devido ao conteúdo harmônico nestes sistemas apresentar características desequilibradas (ARRILAGA, MEDINA, *et al.*, 1995).

Este capítulo apresenta modelos e representações utilizados na literatura para carga, linhas de distribuição, geradores síncronos, transformador e capacitor. A representação das cargas não lineares é tema de discussões na literatura, principalmente devido a estimação do ângulo de fase harmônico.

3.1 REPRESENTAÇÃO DAS CARGAS

As cargas podem ser classificadas como lineares e não lineares. Cargas lineares consomem corrente sinusoidal, estáticas ou girantes, não emitem corrente harmônica em condições normais, mas são um componente significativo da carga agregada, pois extraem corrente fundamental, e conseqüentemente, afetam a distorção harmônica total no ponto de acoplamento comum (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019).

As cargas não lineares produzem corrente harmônica de acordo com seu espectro de corrente harmônica individual, contribuindo na soma algébrica da corrente harmônica líquida. Estas incluem cargas do tipo eletrônica de potência e consomem corrente de forma não sinusoidal (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019).

Esta seção oferece uma revisão dos modelos de cargas lineares e não lineares amplamente utilizados. A composição da carga e o comportamento variante no tempo é, geralmente, uma das maiores incógnitas nos estudos de análise harmônica. No entanto, é possível representá-las utilizando modelos, com um determinado grau de sofisticação e precisão (CIGRE WORKING GROUP 36-05, 1981).

3.1.1 Modelos de Cargas Lineares

Cargas lineares são constituídas, em geral, por resistores, indutores não saturáveis e capacitores de valores fixos. Seguem o princípio da Lei de Ohm, a qual afirma que a corrente através de uma resistência alimentada por uma fonte de tensão variável é igual à relação entre a tensão e a resistência (LA ROSA, 2015):

$$i(t) = \frac{v(t)}{R} \quad (11)$$

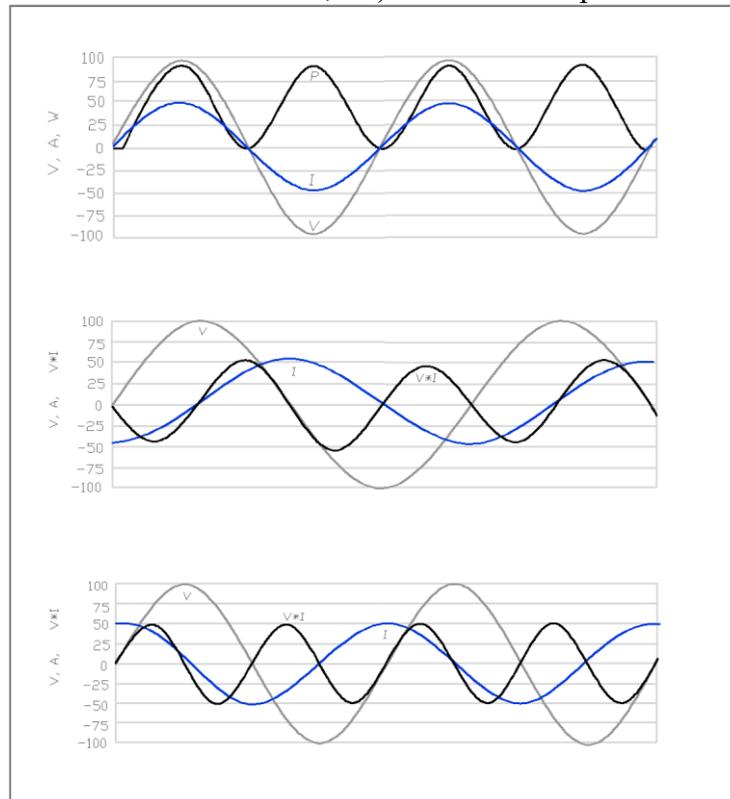
As formas de onda de tensão e corrente com cargas lineares são semelhantes, portanto, se a fonte for uma tensão de circuito aberto limpa a forma de onda de corrente parecerá idêntica, sem distorção. Exemplos de cargas lineares são aquecedores elétricos resistivos, bombas de água, bancos de capacitores, entre outros (LA ROSA, 2015).

Na Figura 5 são apresentados exemplos de formas de ondas de tensão e corrente considerando cargas lineares para circuitos puramente resistivo, indutivo e capacitivo, respectivamente. Nas formas de ondas são aceitáveis deslocamentos de fase entre tensão e corrente, se for conservada a proporcionalidade (LA ROSA, 2015).

Para fluxo de potência normalmente utiliza-se a representação de impedância constante (Z), corrente constante (I), potência constante (P) ou uma combinação das variáveis, denominada modelo ZIP. No entanto, a representação das cargas lineares no fluxo de potência harmônico é ainda polêmica, devido à necessidade de evidenciar nos parâmetros da carga a relação da dependência da frequência.

Diversos modelos de cargas lineares individuais foram propostos para estudos harmônicos, em (CIGRE WORKING GROUP 36-05, 1981) são propostos três métodos baseados na composição da carga, seja esta resistiva, rotativa ou baseada em medições na média tensão, combinando a carga estática e rotativa. Estes três modelos foram adaptados e renovados no decorrer dos anos.

Figura 5 – Relação entre tensão, corrente e potência em: a) um circuito puramente resistivo, b) um circuito indutivo, e c) um circuito capacitivo.



Fonte: Adaptado de (LA ROSA, 2015).

Em (ARRILLAGA, JUHLIN, *et al.*, 1996) são propostas alterações na representação dos modelos. O primeiro modelo apresentado é uma atualização do modelo da carga passiva, fazendo menção na forma de representar a impedância equivalente, conforme demonstrado na Equação (12), onde o fator \sqrt{h} representa a dependência da frequência do amortecimento resistivo, R_r é a resistência da carga na frequência fundamental e X_r é a reatância da carga na frequência fundamental. O segundo modelo representa um motor de indução, combinando uma resistência e reatância série. Por fim, o terceiro modelo é baseado em medições, adequado para estudos relativos à rede de transmissão, onde a rede de distribuição a jusante é representada como equivalente da rede.

$$Z_r(h) = R_r\sqrt{h} + jX_r h \quad (12)$$

Em (BURCH, CHANG, *et al.*, 2003) é apresentado um resumo dos modelos propostos para a representação da carga linear, demonstrando o impacto na impedância harmônica,

afetando significativamente o amortecimento da ressonância do sistema. Os autores propõem um modelo de carga considerando a iteração dos harmônicos com a distorção do sistema.

Em (SAINZ, CLUA e JORDI, 1998) são apresentadas seis representações de carga linear para estudos de fluxo de potência desequilibrado, variando as fases, tipo de ligação e configuração da carga.

Para altas tensões todos os modelos, exceto o modelo puramente resistivo, não apresentam diferenças significativas na sensibilidade para representação da carga. Para média tensão, os modelos são mais sensíveis à baixa demanda (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019).

Os modelos apresentados se referem a modelos de cargas individuais, os quais podem ser utilizados em estudos como a análise do impacto de uma nova fonte harmônica em determinado barramento. Para estudos de fluxo de potência em sistemas de distribuição, onde em um único barramento há um conjunto de cargas agregadas, não é factível a representação individual das cargas.

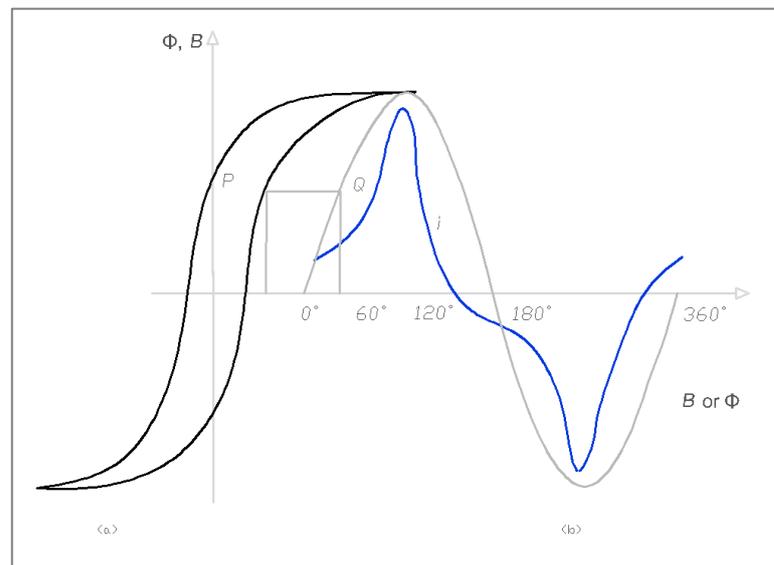
Em (ABU-HASHIM, BURCH, *et al.*, 1999) e (ARRILAGA e WATSON, 2004) é apresentado uma representação simplificada, na qual a carga agregada linear é modelada como impedância constante e a dependência da frequência é representada conforme apresentada na Equação (12).

3.1.2 Modelos de Cargas Não Lineares

As cargas são definidas como não lineares quando a forma de onda de corrente não se assemelha a forma de onda de tensão aplicada. Exemplos de cargas não lineares são conversores de energia, inversores de frequência variável, controles de motor DC, ciclo conversores, iluminação fluorescentes, fornos a arco, máquinas de soldagem, entre outros.

Algumas cargas lineares, como transformadores de potência, podem atuar de forma não linear sob saturação. Em certos casos a densidade do fluxo magnético (B) no transformador fica estagnado ou quase paralisado, enquanto a intensidade do fluxo magnético (H) continua crescendo, de forma que a relação entre B e H não é linear. O comportamento do transformador sob mudança de ciclos de valores positivos e negativos de H é apresentado na Figura 6. Além do ciclo de histerese, a Figura 6 apresenta a relação entre o fluxo magnético e a corrente em uma bobina com núcleo ferromagnético, sendo o fluxo magnético senoidal e a corrente de magnetização distorcida.

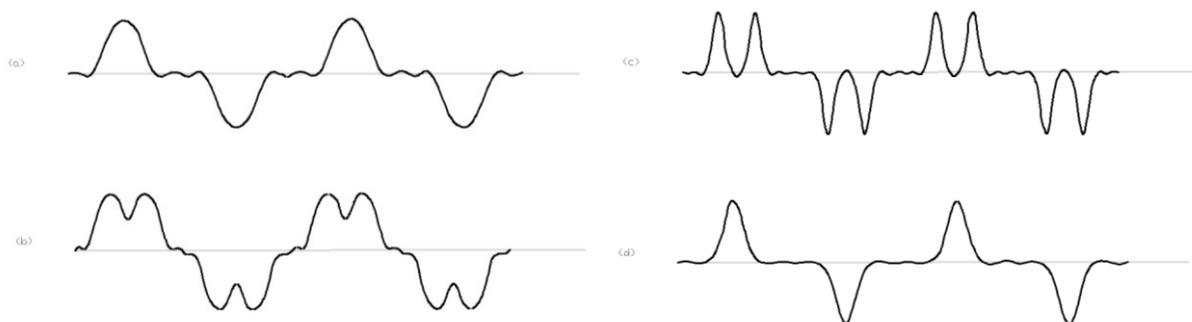
Figura 6 – Variação do fluxo e densidade magnética com a intensidade de campo no ciclo de histerese.



Fonte: Adaptado de (LA ROSA, 2015).

Outros exemplos de forma de onda distorcida são ilustrados na Figura 7: a) forma de onda de corrente de uma fonte de alimentação monofásica; b) conversor de seis pulsos com suavização capacitiva e indutor em série; c) conversor de seis pulsos com suavização capacitiva e sem indutância; d) carga indutiva.

Figura 7 – Formas de onda a), b), c) e d) de diferentes fontes não lineares.



Fonte: Adaptado de (LA ROSA, 2015).

As características das fontes não lineares são altamente dependentes do tipo de carga. Diversos modelos foram apresentados para representar fontes harmônicas individuais detalhadamente, como: ciclo conversores para acionamentos de motores com o espectro de corrente harmônica (IEEE WORKING GROUP ON POWER SYSTEM HARMONICS, 1983),

compensadores estáticos (VAR), conversores de potência estáticos trifásicos e monofásicos (ROCCO, 1998), (SAINZ, CLUA e JORDI, 1998), entre diversos outros.

Uma representação comum é utilizar equivalentes de Norton e Thévenin (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019). O circuito equivalente consiste em uma fonte de tensão ou corrente, e uma impedância harmônica. São modeladas como fontes conhecidas constituídas por seus espectros de corrente harmônica, influenciado principalmente pela sua composição de carga não linear. Algumas cargas não lineares (como computadores e aparelhos de televisão) possuem espectros de corrente harmônica constante, pois operam sob condição de carga constante. Outras, como o ASD, operam sob condição de carga variável resultando em variações no espectro de corrente harmônico (AU, 2005).

O fasor da corrente harmônica é composto pela magnitude (I_h) e ângulo (θ_h) para uma ordem harmônica específica h . O fasor é determinado utilizando o espectro típico e informações do fluxo de potência fundamental, conforme descrito nas Equações (13) e (14).

$$I_h = I_1 \frac{I_{h_{espectro}}}{I_{1_{espectro}}} \quad (13)$$

$$\theta_h = \theta_{h_{espectro}} + h(\theta_1 - \theta_{1_{espectro}}) \quad (14)$$

Onde I_1 e θ_1 são a corrente e ângulo de fase para a componente fundamental (obtidos do fluxo de potência), respectivamente. $I_{1_{espectro}}$ e $\theta_{1_{espectro}}$ são a corrente e ângulo para a componente fundamental indicado no espectro, respectivamente. $I_{h_{espectro}}$ e $\theta_{h_{espectro}}$ correspondem à relação da corrente e do ângulo para a ordem harmônica h , indicados no espectro harmônico.

A abordagem baseada em espectros de corrente harmônica é estendida para casos com múltiplas fontes harmônicas. Identifica-se diferentes abordagens para a escolha do dado de entrada para o ângulo de fase θ_1 , como o uso do ângulo da tensão ou da corrente obtidos do fluxo de potência para a frequência fundamental. Resultando em distorções harmônicas mais otimistas ou conservadores, conforme discutido na próxima seção (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996).

3.1.2.1 Estimação do ângulo de fase harmônico

Para sistemas com apenas uma fonte de injeção harmônica, o ângulo de fase da corrente harmônica não carece de análise. Quando há várias fontes harmônicas, cada injeção de corrente deverá ser analisada vetorialmente, tornando a distorção harmônica total altamente dependente dos ângulos de fase (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996).

A principal preocupação em representar corretamente os ângulos de fase é devido ao fenômeno definido como “cancelamento harmônico”. Devido a soma vetorial das correntes harmônicas, as distorções com ângulos de fase semelhante se sobrepõem (aumentando o nível de THD), e distorções com ângulos de fases opostas se compensam resultando na diminuição do nível de harmônicos (ARRILAGA e WATSON, 2004).

Em (ARRILAGA e WATSON, 2004) é apresentado a importância da medição correta dos ângulos de fase entre tensões e correntes harmônicas, destacado a importância destes para avaliar fluxos harmônicos no sistema, identificar fontes e dissipadores de harmônicos, e estabelecer circuitos equivalentes do sistema. Em (CARPINELLI, 2000) relata-se a dificuldade de se estabelecer os ângulos de fase dos harmônicos devido à aleatoriedade, variando em grandes intervalos.

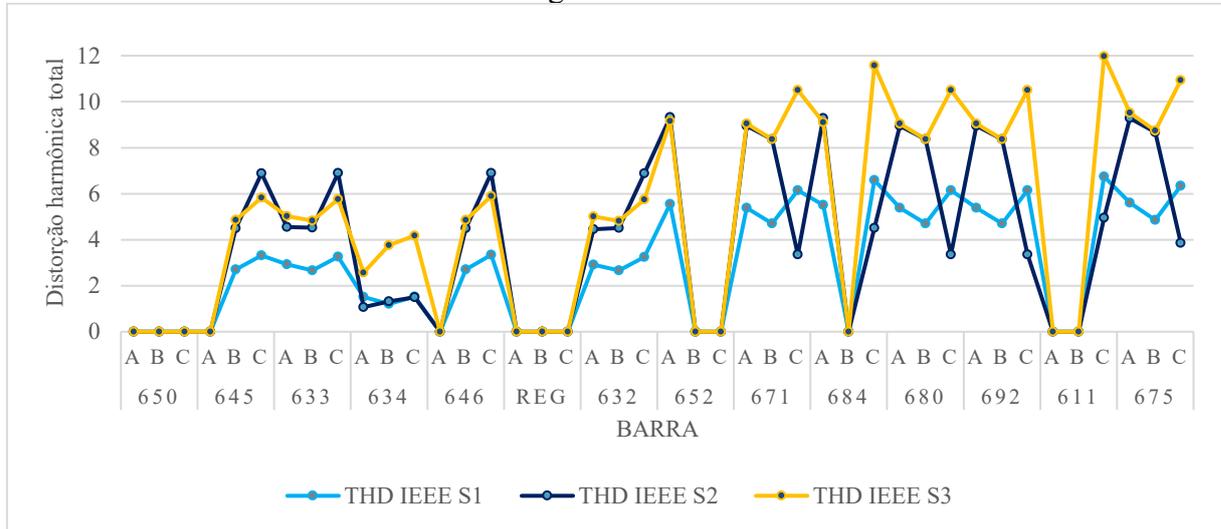
Em (TENTZERAKIS e PAPATHANASSIOU, 2007) é apresentado um estudo que define as características gerais do comportamento harmônico. Em geral, verifica-se que os harmônicos de baixa ordem tendem a ser sincronizados com a forma de onda da tensão fundamental, enquanto em altas frequências, os ângulos de fase variam aleatoriamente, seguindo uma distribuição do tipo normal.

Para sistemas em operação, o ângulo de fase harmônicos pode ser definido em relação a medição da tensão de alimentação. Para sistemas em planejamento ou que não se tenha informações de medição é investigado a melhor forma para definir o ângulo de fase harmônico. Em (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996) são analisadas três abordagens variando θ_1 :

- 1) Cenário S1 – utiliza-se o ângulo de fase da corrente fundamental.
- 2) Cenário S2 – assume-se que todas as fontes harmônicas possuem o mesmo ângulo de fase, definido através de uma análise de sensibilidade.
- 3) Cenário S3 – considera-se que apenas as fontes não especificadas são modeladas supondo o ângulo de fase.

Essa condição na modelagem trás diferenças significativas na distorção harmônica, conforme apresentado na Figura 8.

Figura 8 – Distorção harmônica total considerando as três abordagens para estimativa do ângulo de fase.



Fonte: Adaptado de (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996).

O cenário S1 é o mais otimista, e apenas 12 dos 34 pontos calculados apresentam índices de distorção harmônica acima do limite de 5%, e o maior nível de distorção harmônica foi de 6,746% na barra 611. Os cenários S2 e S3 apresentam vários pontos acima do limite de 5%, sendo o cenário S3 é o mais conservador, apresentando maiores níveis de distorção harmônica, com a maior distorção na barra 684 com 11,57%.

Neste contexto, verifica-se a importância de definir o ângulo de fase da corrente harmônica. Podem ser realizadas análises de sensibilidade, avaliando o comportamento do fasor das correntes para balizar na escolha do dado de entrada θ_1 .

3.2 REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA

Para análise harmônica a representação de todos os componentes do sistema, como linhas de distribuição, geradores, transformadores e elementos *shunts*, é revisitada observando a influência da frequência em cada componente.

Linhas aéreas e cabos subterrâneos: os parâmetros série e *shunt* da linha são distribuídos por toda a extensão e afetados pela frequência. São calculados a partir da geometria

da linha e dados do condutor, utilizando as Equações de Carson modificadas, apresentadas nas Equações (15) e (16).

$$\widehat{z}_u = r_i + 0,00158836f + j0,00202237f \left(\ln \frac{1}{GMR_i} + 7,6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \quad (15)$$

$$\widehat{z}_{ij} = 0,00158836f + j0,00202237f \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 7,6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \quad (16)$$

Onde:

\widehat{z}_u : impedância própria do condutor i (Ω /milhas);

\widehat{z}_{ij} : impedância mútua entre os condutores i e j (Ω /milhas);

r_i : resistência do condutor i (Ω /milhas);

f : frequência do sistema (Hz);

GMR_i : raio médio geométrico do condutor i (ft);

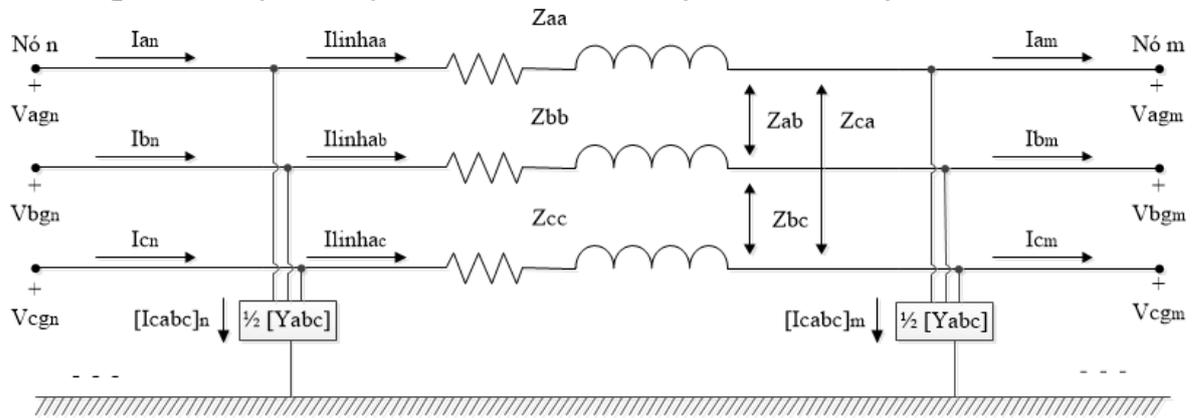
D_{ij} : distância entre os condutores i e j (ft); e

ρ : resistividade da terra ($\Omega - m$).

Estabelecida as Equações de Carson, calcula-se a matriz de impedância e admitância primitiva, e realiza-se as reduções de Kron para se estabelecer as matrizes de impedância e admitância da linha.

A utilização das matrizes de impedância e admitância, obtidas utilizando as Equações de Carson, possibilita a modelagem da linha exata, ilustrada na Figura 9, considerando fases e espaçamento correto entre os condutores. Neste ponto é importante destacar a importância da definição da geometria a ser assumida para rede, a qual terá efeitos diretos na performance do sistema.

Figura 9 – Representação de um ramo da rede para o fluxo de potência trifásico.



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2001).

Aplicando a lei de Kirchhoff's de corrente e tensão pode-se escrever (KERSTING, 2001):

$$[I_{line\ abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_m \quad (17)$$

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}][I_{line\ abc}]_m \quad (18)$$

Onde:

$[I_{line\ abc}]_m$ e $[I_{line\ abc}]_n$: corrente de linha trifásica na barra m e n , respectivamente.

$[I_{abc}]_m$: corrente trifásica na barra m .

$[Z_{abc}]$ e $[Y_{abc}]$: matrizes de impedância e admitância de fase para a linha, respectivamente.

$[VLG_{abc}]_m$ e $[VLG_{abc}]_n$: tensões trifásicas fase-linha na barra m e n , respectivamente.

Substituindo a Equação (17) na Equação (18) e as manipulando algebricamente, define-se equações para tensão e corrente:

$$[VLG_{abc}]_n = [a][VLG_{abc}]_m + [b][I_{abc}]_m \quad (19)$$

$$[I_{abc}]_n = [c][VLG_{abc}]_m + [d][I_{abc}]_m \quad (20)$$

Nota-se nas Equações (19) e (20) matrizes definidas que são utilizadas para simplificar as equações da rede, escritas como:

$$[a] = [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}] \quad (21)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (22)$$

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}][Y_{abc}] \quad (23)$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}] \quad (24)$$

Onde $[U]$ é definida como a matriz de identidade.

Essas definições permitem escrever as equações:

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} \quad (25)$$

As Equações (19) e (20) podem ser escritas invertendo as equações do quadripolo, facilitando posteriormente o método de injeção de corrente no fluxo de potência, resultando em:

$$[VLG_{abc}]_m = [A][VLG_{abc}]_n - [B][I_{abc}]_m \quad (26)$$

Onde $[A]$ e $[B]$ são definidas como:

$$[A] = [a]^{-1} \quad (27)$$

$$[B] = [a]^{-1}[b] \quad (28)$$

Na análise harmônica essa representação pode sofrer ajustes em relação à consideração da dependência da frequência nos parâmetros da linha. A dependência da resistência com a frequência devido ao efeito pelicular não foi explorada, devido ao fenômeno ser expressivo em frequências harmônicas mais elevadas, no entanto, a metodologia não apresenta nenhuma limitação para a representação desta dependência.

A consideração da dependência da frequência na modelagem de linhas de transmissão e distribuição foi bastante discutida na literatura. Até a década de 90, era considerado aceitável negligenciar a frequência se a penetração harmônica de sequência zero e amortecimento na frequência de ressonância não fossem de preocupação significativa (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996). Posteriormente, os estudos reconheceram a importância de incluir a dependência da frequência nos modelos de rede (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019).

Em (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996) discute-se as vantagens de considerar a dependência da frequência na modelagem das linhas, enfatizando que esta abordagem requer muitos dados de entrada nos programas de análise harmônica. Indica-se que se a penetração harmônica e as condições de ressonância não são de preocupação significativa pode ser negligenciada a dependência da frequência.

Em alguns trabalhos (FRANCHI, 2017) a dependência da frequência é considerada alterando diretamente as matrizes de rede $[b]$ e $[B]$, neste caso é multiplicada a parte real pela raiz da ordem harmônica e a parte imaginária pela ordem harmônica. Métodos semelhantes consideram a multiplicação somente para a parte imaginária (ARABSALMANABADI, JAVADI e AL-HADDAD, 2017) e (HEYDT e GRADY, 1984).

O método mais preciso é a modificação da frequência nas Equações de Carson, alterando o processo da representação da linha aérea, atualizando os parâmetros elétricos (concentrados ou distribuídos) da geometria do circuito e das características do condutor físico, relacionando com a frequência de interesse, para isto, deverão ser calculados as matrizes de impedância e admitância para cada frequência analisada, utilizando as Equações de Carson modificadas.

Neste contexto, o presente estudo aborda a dependência da frequência nos parâmetros da linha considerando três aspectos distintos:

- 1) Utilizar o modelo apresentado a parâmetros constantes na frequência. Neste caso a frequência sempre será 60 Hz.
- 2) Utilizar o modelo apresentado dependente da frequência, alterando as Equações de Carson. Neste caso, nas Equações (15) e (16), o termo da frequência f deve considerar para cada ordem harmônica a frequência correspondente, ou seja, $h \times f$, onde f é igual a 60 Hz, e h corresponde a harmônica de interesse.

- 3) Utilizar o modelo apresentado dependente da frequência, alterando as equações da rede $[b]$ e $[B]$. Neste caso a parte real é multiplicada pela raiz da ordem harmônica, e a parte imaginária pela ordem harmônica, conforme:

$$[b]_h = [b_{real}] \times \sqrt{h} + j[b_{imag}] \times h \quad (29)$$

$$[B]_h = [B_{real}] \times \sqrt{h} + j[B_{imag}] \times h \quad (30)$$

Transformadores: afetam o fluxo de harmônicos através da impedância série, conexão de enrolamento e magnetização, apresentando comportamento indutivo em determinadas faixas de frequência, e possíveis interações com elementos capacitivos, resultando em ressonâncias série ou paralela. O efeito da mudança de fase deve ser modelado, avaliando possíveis cancelamentos harmônicos. Normalmente modela-se como resistência em série com indutância, a capacitância não é modelada, pois seus efeitos são perceptíveis a partir de 10 kHz (AU, 2005). Em (CIGRE JWG C4/B4.38, 2019) apresenta-se os modelos mais usuais para representar transformadores nas análises de harmônicos no sistema, assumindo que a impedância equivalente do transformador (Z_T) é dada em função da ordem harmônica h e da resistência (R_1) e reatância (X_1) do transformador na frequência fundamental:

$$Z_T(h) = R_1\sqrt{h} + jhX_1 \quad (31)$$

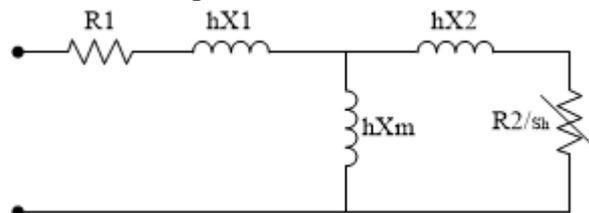
Capacitores shunt: um modelo apresentado em (ARRILAGA e WATSON, 2004) define a reatância harmônica ($X_c(h)$) do capacitor para cada ordem harmônica de interesse h como a razão entre a potência reativa na frequência fundamental (Q_1) e a tensão nominal (V_1), matematicamente descrito por:

$$X_c(h) = \frac{V_1^2}{hQ_1} \quad (32)$$

Máquinas rotativas: as máquinas síncronas e de indução, em geral, podem ser representadas utilizando a impedância de curto-circuito. Uma das representações adotadas na literatura para o motor de indução trifásico (MIT) consiste em considerar a corrente emitida

como uma porcentagem em relação a componente fundamental, representada através de um equivalente de Norton, considerando as impedâncias do tronco principal e do motor de indução definida com o auxílio do circuito equivalente.

Figura 10 – Circuito equivalente para a representação do motor de indução para as componentes harmônicas.



Fonte: (FRANCHI, 2017).

A Equação (33) descreve matematicamente o circuito apresentado, representando a impedância equivalente do motor para as componentes harmônicas:

$$Z_m^h = R_1 + jhX_1 + \left(\frac{1}{jhX_m} + \frac{1}{\frac{R_2}{s_h} + jhX_2} \right)^{-1} \quad (33)$$

No Anexo A explora-se a representação completa adotada neste trabalho para o motor de indução trifásico.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente capítulo foram apresentadas considerações sobre a representação de cargas lineares e não lineares, e os demais equipamentos do sistema.

As cargas têm uma influência considerável nas características harmônicas da rede, seja contribuindo para aumentar ou diminuir o nível da distorção harmônica. A depender do objetivo do estudo, do horizonte analisado e dos dados disponíveis, a carga pode ser representada por modelos genéricos ou detalhados. Na literatura técnica, para estudos de harmônicos em regime transitório, há autores que desconsideram a carga, por falta de modelos adequados. Ao se considerar mais de uma fonte harmônica no sistema, uma extensa discussão é verificada sobre a estimação do ângulo de fase harmônico, devido à soma vetorial das correntes harmônicas.

Neste estudo, representa-se a carga linear de genericamente no fluxo de potência harmônico (impedância constante), considerando os parâmetros dependentes da frequência. A carga não linear é caracterizada pelo espectro harmônico e para o ângulo de fase harmônico assume-se a utilização do dado de entrada como o ângulo da corrente fundamental.

A representação para linhas de distribuição é um assunto consolidado na literatura. Para estudos harmônicos, a dependência da frequência é discutida sendo apresentadas três abordagens distintas a serem consideradas no estudo. Observa-se que a escolha da geometria da rede a ser utilizada na modelagem terá significativa influência na forma de proliferação harmônica. Para capacitores e máquinas rotativas são apresentadas as considerações realizadas.

4 ANÁLISE DETERMINÍSTICA DA DISTORÇÃO HARMÔNICA

A análise determinística da distorção harmônica tem diferentes objetivos, como calcular os níveis de distorção harmônica, detectar condições de ressonância, determinar requisitos de filtragem e avaliar interferências telefônicas.

A aplicação do estudo influencia na escolha do método de análise harmônica. O método da varredura de frequência é amplamente utilizado em projetos de filtros e para detectar condições de ressonância, no entanto esta abordagem pode levar a soluções insatisfatórias para avaliar o nível de distorção harmônica no sistema.

Neste trabalho, a análise da distorção harmônica tem como objetivo avaliar os níveis de distorção harmônica e analisar o impacto de novas conexões, sejam cargas lineares e não lineares, geradores, linhas ou quaisquer outros equipamentos que conseqüentemente alteram a impedância da rede. Neste ponto, é importante destacar a influência do padrão de estruturas (geometria assumida para a disposição das fases), na definição da impedância do sistema, a qual tem conexão direta com a performance futura das redes elétricas que compõem o sistema de energia elétrica.

Para avaliar o impacto de novas conexões no sistema de energia o Método do Lugar Geométrico é usualmente aplicado, no entanto, seus resultados se restringem ao PAC. Para realizar um diagnóstico sistêmico, avaliar os níveis de distorção harmônica e identificar as áreas mais sensíveis a este fenômeno, recomenda-se o uso do fluxo de potência harmônico.

O fluxo de potência harmônico, similarmente ao fluxo de potência convencional para componente fundamental, permite avaliar se o sistema está operando adequadamente. Nesta avaliação, o fluxo de potência harmônico é aplicado observando cenários operativos, onde a abordagem determinística se encaixa com exatidão.

Neste capítulo será descrita a metodologia adotada para o fluxo de potência harmônico utilizado para avaliar da perspectiva estática a distorção harmônica no sistema.

4.1 FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO

Em sistemas de distribuição radiais é necessário o uso de técnicas iterativas específicas para estudos de fluxo de potência, devido as características deste sistema, como a radialidade, relação R/X elevada, o desequilíbrio entre as fases (sistemas trifásicos), e o fato de não possuir transposição de linhas. Busca-se abordagens como métodos de varreduras, uma metodologia

conceituada e amplamente utilizada é apresentada detalhadamente em (KERSTING, 2001), consistindo em utilizar as Equações de Kirchhoff em etapas de *Backward* e *Forward Sweep*.

O método de varredura, o qual é bem documentado, pesquisado e testado na literatura para o fluxo de potência na componente fundamental, pode ser adaptado para o fluxo de potência harmônico, considerando algumas particularidades.

Em termos gerais o método de fluxo de potência harmônico para sistemas de distribuição consiste nas etapas identificadas no Quadro 4. A metodologia para o fluxo de potência harmônico compreende a solução do fluxo de potência na componente fundamental para obter o ponto de operação do sistema, considerando aspectos convencionais para a modelagem (componente fundamental). Na sequência, a modelagem dos componentes da rede deve ser adaptada para a faixa de frequência de interesse, considerando a dependência da frequência nos parâmetros. Para definir o valor inicial a ser utilizado no fluxo de potência harmônico é executado a inicialização das tensões harmônicas. E por fim, executam-se as iterações das etapas *Backward* e *Forward* para cada ordem harmônica, calculando as tensões e correntes harmônicas.

Quadro 4 – Metodologia para análise determinística da distorção harmônica.

Passo 1: Solução do fluxo de potência na frequência fundamental.

Passo 2: Inicialização das tensões harmônicas para cada ordem harmônica.

Passo 3: Para cada ordem harmônica calcular as tensões harmônicas, utilizando *Backward* e *Forward Sweep* para resolver o sistema linear:

$$[V_h] = [Y_h]^{-1}[I_h] \quad (34)$$

Onde: $[V_h]$ é o vetor de tensão nodal; $[Y_h]^{-1}$ é a matriz de admitância modificada para cada ordem harmônica; e $[I_h]$ é o vetor de corrente nodal.

Fonte: Autoria própria.

4.1.1 Fluxo de Potência Fundamental

Para determinar o ponto de operação do sistema é avaliado o sistema sob condições normais de operação em estado estacionário executando o fluxo de potência para a componente fundamental.

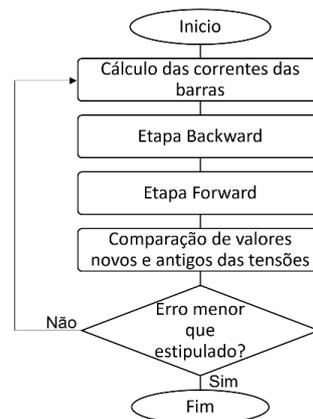
Na Figura 9 é apresentado o modelo exato da linha de distribuição, com uma barra inicial (barra n) e uma barra final (barra m). Os elementos série do sistema (linhas, transformadores e reguladores) podem ser representados como impedâncias série. Na barra

inicial n são estabelecidas as tensões e correntes trifásicas $[V_{ABC}]_n$ e $[I_{ABC}]_n$ que partem da subestação, e na barra final m são estabelecidas a tensão e corrente trifásicas que chegam à barra $[V_{abc}]_m$ e $[I_{abc}]_m$.

Partindo da representação do modelo exato da linha de distribuição, são descritas as equações para cada etapa do fluxo de potência para a componente fundamental, ilustrado na Figura 11.

Antes de inicializar o processo iterativo descrito na Figura 11, são determinadas as matrizes dos elementos da rede, definindo a matriz de impedância, admitância e as matrizes da rede $[a]$, $[b]$, $[c]$, $[d]$, $[A]$ e $[B]$.

Figura 11 – Etapas do fluxo de potência para a componente fundamental.



Fonte: Autoria própria.

A primeira etapa do fluxo de potência é inicializar as variáveis, assumindo o perfil nominal de tensão (1 p.u.). Em seguida, calculam-se as correntes nodais e de ramo na Etapa *Backward*, considerando as características das cargas, capacitores e linhas, e determinam-se as tensões nas barras. De posse das correntes e tensões definidas na Etapa *Backward* é realizada a Etapa *Forward*, a qual consiste em atualizar as tensões nas barras. O processo é repetido até atingir a convergência. As Etapas *Backward* e *Forward* são descritas nos subitens a seguir.

4.1.1.1 Etapa Backward para a componente fundamental

Inicia-se a Etapa *Backward* calculando as correntes de carga e capacitores em todas as barras do sistema, considerando as características dos componentes, como o tipo de conexão (estrela ou delta), o número de fases (trifásicas, bifásicas e monofásicas), e o modelo de carga

(impedância, corrente ou potência constante). As cargas podem ser distribuídas ao longo da linha ou pontuais (concentradas).

No fluxo de potência, o modelo de carga define como calcula-se e atualiza-se a corrente em cada iteração:

- I. **Modelo de impedância constante (Z):** determina-se a impedância, a qual se mantém constante durante o processo iterativo do fluxo de potência, utilizando a tensão (V_m) e a potência aparente ($S_m = P_a + jQ_a$):

$$Z_m = \frac{|V_m|^2}{S_m^*} \quad (35)$$

A corrente na carga (I_m) é uma relação entre a impedância constante e a tensão. Em cada iteração do fluxo de potência atualiza-se o valor da tensão:

$$I_m = \frac{V_m}{Z_m} \quad (36)$$

- II. **Modelo de corrente constante (I):** calcula-se a magnitude da corrente utilizando a Equação (37). Atualiza-se o ângulo da tensão δ em cada iteração:

$$I_m = |I_m| \angle \delta - \theta \quad (37)$$

Onde θ representa o ângulo do fator de potência.

- III. **Modelo de potência constante (P):** define-se a corrente na carga com base na relação entre a potência aparente ($S_m = P_a + jQ_a$) e a tensão (V_m). Em cada iteração do fluxo de potência atualiza-se a tensão, e a potência permanece constante durante o processo iterativo.

$$I_m = \left(\frac{S_m}{V_m} \right)^* \quad (38)$$

Nos três modelos de carga apresentados, a tensão V_m corresponde à tensão de linha e de fase para a conexão em estrela e delta, respectivamente.

Os bancos de capacitores estão localizados em uma determinada barra e podem ser trifásicos, bifásicos ou monofásicos, conectados em delta ou estrela. São modelados como admitância constante. Define-se a corrente no capacitor através da sua tensão, atualizada em cada iteração, e a susceptância da unidade capacitiva:

$$I_c = jB_c V_n \quad (39)$$

Onde V_n representa a tensão, de linha para conexão em estrela e de fase para conexão em delta, e B_c é a susceptância do capacitor.

De posse das correntes de cargas e capacitores, são calculadas as correntes de ramo e determinadas as tensões nas barras, partindo das barras terminais em direção à barra inicial:

$$[V_{ABC}]_n = [a][V_{abc}]_m + [b][I_{abc}]_m \quad (40)$$

$$[I_{ABC}]_n = [c][V_{abc}]_m + [d][I_{abc}]_m \quad (41)$$

Onde:

$[a]$, $[b]$, $[c]$ e $[d]$ são matrizes de rede definidas no Capítulo 3.

$[V_{abc}]_m$ corresponde à tensão trifásica da barra m ;

$[I_{abc}]_m$ corresponde à corrente trifásica da barra m . Para barras terminais será a barra de carga e capacitor, e para as demais barras a corrente de ramo.

Nota-se que geralmente a matriz $[c]$ será aproximadamente zero, assim a corrente no trecho $[I_{ABC}]_n$ é praticamente a mesma que $[I_{abc}]_m$.

Para barras de junção, ou seja, barras conectadas em mais de uma barra possuindo mais de um trecho (ramais e subramais), na Etapa *Backward* a corrente deve ser somada. Para a tensão, deve-se observar o número de fases do sistema e avaliar a melhor forma de considerar a atualização das variáveis em acordo com a topologia da rede, seja somando ou considerando apenas de uma barra.

4.1.1.2 Etapa Forward para a componente fundamental

Na Etapa *Forward* o objetivo é atualizar as tensões nas barras, utilizando as correntes calculadas na Etapa *Backward*. O ordenamento do cálculo é iniciado na barra inicial em direção as barras terminais.

O processo é iniciado utilizando a tensão especificada da fonte $[V_{ABC}]_n$, e a corrente de linha $[I_{ABC}]_n$ definida na Etapa *Backward*. A Equação é definida como:

$$[V_{abc}]_m = [A][V_{ABC}]_n - [B][I_{ABC}]_n \quad (42)$$

Onde:

$[A]$ e $[B]$ são matrizes de rede definidas no Capítulo 3.

$[V_{ABC}]_n$ corresponde à tensão trifásica da barra n ;

$[I_{ABC}]_n$ corresponde à corrente trifásica da barra n .

A Equação (42) é repetida definindo a nova tensão na barra, até atualizar as tensões em todas as barras do sistema. No caso de barras de junção, para as diversas barras m conectadas na barra n utiliza-se o mesmo valor de tensão estabelecido na barra n , e a corrente relacionada ao trecho. É necessário a organização do cálculo para que todas as tensões sejam devidamente computadas.

Após a atualização das tensões na Etapa *Forward*, é realizada a comparação entre os novos e antigos valores de tensão, avaliando se o erro alcançou a tolerância estipulada em 1% para se estabelecer a convergência. O processo definido na Figura 11 é repetido até atingir a convergência estabelecida, garantindo um nível de confiança determinístico nos resultados obtidos, definido pela razão entre a tensão na iteração k , e na iteração anterior:

$$\frac{||V_k| - |V_{k-1}||}{V_{nominal}} \leq Tolerância\ especificada \quad (43)$$

Se o nível de confiança dos resultados obtidos atender a tolerância especificada, conforme a Equação (43), o processo é finalizado. Caso contrário, volta-se a Etapa *Backward*,

atualizando as correntes nodais considerando as tensões definidas nesta etapa, repetindo o processo.

4.1.2 Inicialização das Tensões Harmônicas

A inicialização das tensões harmônica visa identificar a contribuição das fontes harmônicas para a distorção das formas de onda do sistema. Esta avaliação preliminar identifica somente a contribuição das correntes harmônicas estabelecendo um patamar inicial das amplitudes de tensão e corrente.

Há dois métodos comuns na literatura para estabelecer o patamar inicial. O primeiro descrito em (XIA e HEYDT, 1982) define um valor pequeno para a tensão harmônica, geralmente na ordem de 0,01 p.u., similar ao considerar todas as tensões iniciais no fluxo de potência fundamental como 1 p.u.. No entanto, alguns estudos demonstram que esse valor inicial pode ser longe do valor real e acarretar resultados incorretos.

A segunda metodologia para definir o valor inicial é proposta por (ARCHUNDIA-ARANDA e MOTA-PALOMINO, 2010), a qual desconsidera todos os dispositivos da rede, exceto as cargas não lineares, assim, a única corrente que circula no sistema é a corrente proveniente das cargas não lineares.

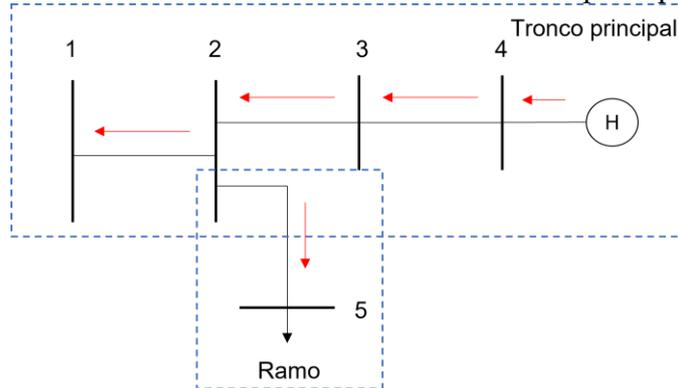
Como as correntes de cargas não lineares são consideradas constantes e são os únicos dispositivos *shunt* da rede, a inicialização de tensão harmônica consiste em apenas uma iteração *Backward* e *Forward Sweep*. Este método permite supor um valor inicial para as tensões harmônicas que podem ser mais próximas do valor real.

As Etapas *Backward* e *Forward* para a inicialização harmônica, detalhadas nos próximos subitens, são semelhantes às descritas para o fluxo de potência fundamental, com a exceção no sentido da corrente, visto que a corrente harmônica possui sentido contrário à corrente para frequência fundamental.

Assim as Equações de Kirchhoff das Etapas *Backward* e *Forward* são modificadas. Para a componente fundamental a corrente sempre saí da fonte (ou subestação) em direção as cargas. Para as correntes harmônicas, o sentido da corrente depende das características do sistema. Em geral, a corrente harmônica segue o sentido da carga não linear para a subestação, mas se encontrar um caminho (ramo) sem cargas não lineares, esta corrente harmônica pode se dividir.

Este conceito do caminho da corrente harmônica é definido com o auxílio de um exemplo de um sistema de 5 barras, apresentado na Figura 12. Para fins de estudos harmônicos é definido como tronco principal quaisquer trechos com cargas não lineares (fontes de harmônicos) e como ramo os trechos que não possuem cargas não lineares. Observa-se que o sentido da corrente harmônica é alterado ao se ter cargas não lineares no sistema.

Figura 12 – Sentido da corrente harmônica em troncos principais e ramos.



Fonte: Autoria própria.

A inicialização das tensões harmônicas deve ser realizada para cada ordem harmônica de interesse, considerando a representação dos componentes do sistema apresentados no Capítulo 3, e considerando a dependência da frequência.

4.1.2.1 Etapa Backward para a inicialização harmônica

Inicia-se a Etapa *Backward* para a inicialização harmônica determinando a corrente harmônica proveniente das cargas não lineares do sistema, utilizando o espectro típico e informações do fluxo de potência fundamental, conforme descrito nas Equações (13) e (14).

De posse das correntes harmônicas no sistema, são computadas as tensões e correntes. Reescrevendo as Equações (40) e (41) de forma a considerar o sentido contrário da corrente harmônica em relação a corrente fundamental, obtém-se:

$$[V_{ABC}]_n = [a][V_{abc}]_m - [b][I_{abc}]_m \quad (44)$$

$$[I_{ABC}]_n = [c][V_{abc}]_m + [d][I_{abc}]_m \quad (45)$$

Em trechos sem corrente harmônica, a corrente trifásica $[I_{abc}]_m$ será zero. As tensões trifásicas $[V_{abc}]_m$ utilizadas são as tensões convergidas do fluxo de potência para a componente fundamental.

Na Equação (44) a mudança do sinal positivo para negativo simboliza o sentido contrário da corrente. Na Equação (45) não há necessidade de troca do sinal, pois esta representa o caminho da corrente.

O ordenamento dos cálculos deve ser realizado de maneira que a Etapa *Backward* comece nas barras com injeção de corrente harmônica. As demais considerações realizadas na Etapa *Backward* para a componente fundamental são válidas para esta seção.

4.1.2.2 Etapa Forward para a inicialização harmônica

Com o objetivo de atualizar as tensões na Etapa *Forward* durante a inicialização harmônica, a Equação (42) é rescrita para considerar o sentido da corrente harmônica, alterando o sinal negativo para o positivo:

$$[V_{abc}]_m = [A][V_{ABC}]_n + [B][I_{ABC}]_n \quad (46)$$

As únicas correntes presentes na rede são as correntes harmônicas, influenciando a tensão visto que, em geral, a matriz $[A]$ apresenta valores pequenos. As demais considerações realizadas na Etapa *Forward* para a componente fundamental são válidas para esta seção.

Com os valores obtidos no final da Etapa *Forward* é determinada a tensão utilizada como parâmetro inicial no fluxo de potência harmônico, visando aprimorar a solução, melhorar a convergência da simulação e reduzir esforços computacionais.

4.1.3 Cálculo das Tensões Harmônicas

A terceira etapa do fluxo de potência harmônico consiste em calcular as tensões harmônicas para cada frequência de interesse, utilizando *Backward* e *Forward Sweep* para avaliar a distorção.

Para cada ordem harmônica, considera-se os valores de tensão definidos na inicialização das tensões harmônicas, e realiza-se o processo iterativo das Etapas *Backward* e

Forward, até atingir a convergência esperada. Após a convergência do HPF são calculados os índices de distorção harmônica.

As exceções apresentadas nas Etapas *Backward* e *Forward* para o fluxo de potência harmônico são detalhadas nos próximos subitens, considerando o sentido das correntes de carga, de capacitores e harmônicas, além dos aspectos da modelagem dos componentes do sistema.

4.1.3.1 *Etapa Backward para as componentes harmônicas*

Inicia-se calculando as correntes de cargas e capacitores em todas as barras do sistema, considerando as características dos componentes. Para as cargas lineares, independentemente da sua característica, a representação considerada é o modelo de impedância constante, considerando a influência da frequência, conforme definido na Equação (12).

A corrente no capacitor é calculada como definida no fluxo de potência fundamental, e para cada ordem harmônica atualiza-se o valor da susceptância da unidade capacitiva, conforme apresentada na Equação (32).

As correntes harmônicas são definidas como apresentadas na inicialização harmônica, relacionando o espectro harmônico e a componente fundamental. Diferente das correntes de cargas e capacitores, as correntes das cargas não lineares permanecem constante durante o processo iterativo, devido o cálculo depender do espectro harmônico e de parâmetros da componente fundamental.

De posse das correntes nodais (cargas não lineares, cargas lineares e capacitores) são calculadas as correntes de ramos e determinadas as tensões nas barras. Para descrever matematicamente o sentido contrário da corrente harmônica as Equações de Kirchhoff são modificadas para incluir o sentido da corrente no tronco principal e no ramo.

Para o tronco principal existe corrente harmônica, assim, a Equação (40) sofre alteração do sinal positivo para negativo, conforme apresentado na Equação (44). Nos ramos não há correntes harmônicas, assim, o sentido da corrente permanece o mesmo e as Equações de Kirchhoff não sofrem alterações, se comparadas com as equações para a componente fundamental.

O ordenamento dos cálculos das correntes e tensões são modificados, iniciando-se pelas barras que com fontes geradoras de harmônicos, ou seja, o HPF é iniciado pelos troncos

principais em direção a subestação. Após o cálculo nos troncos principais, calcula-se a tensão e corrente nos ramos. As demais considerações realizadas na Etapa *Backward* para a componente fundamental são válidas para esta seção.

4.1.3.2 Etapa Forward para as componentes harmônicas

Para atualizar as tensões nas barras para as componentes harmônicas, é realizada a Etapa *Forward*, considerando as alterações nas Equações de Kirchhoff para trechos com e sem a presença de fontes harmônicas.

Para troncos principais a Equação (42) sofre alteração do sentido negativo para o positivo, conforme apresentado na Equação (46). Nos ramos a equação não é modificada, sendo a mesma definida para a componente fundamental.

Ao finalizar a Etapa *Forward* é realizada a comparação dos valores de tensão harmônica, se atingir a convergência necessária é finalizada, similar ao realizado para a componente fundamental:

$$\frac{\left| |V_k^h| - |V_{k-1}^h| \right|}{V_{nominal}} \leq Tolerância\ especificada \quad (47)$$

Onde h representa a ordem harmônica de interesse.

O processo da Figura 11 é repetido diversas vezes até atingir a convergência estabelecida, para cada ordem harmônica de interesse separadamente. Desta forma, não é considerado o acoplamento entre as ordens harmônicas, reduzindo o esforço computacional.

Ao finalizar o fluxo de potência harmônico para cada frequência de interesse são contabilizados os índices de distorção harmônica. Os principais índices são a distorção harmônica por componente harmônica (THD_h) e distorção harmônica total (THD) para tensão e corrente de cada barra do sistema.

4.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada a abordagem adotada para a análise determinística da distorção harmônica. A escolha do método no domínio da frequência é fundamentada na motivação do trabalho, a qual indica a consideração de métodos de análise harmônica, baseados em fluxo de potência, na fase de planejamento dos sistemas.

Para resultados mais realistas indica-se que a análise determinística seja avaliada em diferentes cenários de carga, considerando pelo no mínimo três patamares de demanda (leve, médio e pesada). Se possível, recomenda-se investigar diferentes condições operativas do sistema.

Para considerar essas incertezas de carga e do sistema, no âmbito determinístico, faz-se necessário avaliar diversos cenários, combinando as composições de cargas não lineares, demandas de cargas lineares e não lineares e condições operativas do sistema. A abordagem por cenários permite estudar as diferentes possibilidades de impactos da distorção harmônica para condições extremas, as quais são intimamente conectadas aos cenários estabelecidos.

5 ANÁLISE ESTOCÁSTICA DA DISTORÇÃO HARMÔNICA

O comportamento de um sistema elétrico de potência é estocástico por natureza, as falhas de componentes e de sistemas ocorrem aleatoriamente, a frequência e duração das falhas variam de um ano para o outro, e existem incertezas na previsão da carga e da geração, principalmente provenientes de fontes intermitentes. A avaliação da performance por meio de técnicas de confiabilidade, envolvendo continuidade do serviço de fornecimento de eletricidade e/ou a qualidade do produto energia elétrica, busca identificar esses comportamentos estocásticos utilizando técnicas probabilísticas (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Muitos trabalhos foram desenvolvidos no âmbito determinístico para o estudo de harmônicos no sistema, assumindo hipóteses simplificadoras para representar a variabilidade das condições de operação e condições estocásticas da carga linear e não linear (BAGHZOUZ, BURCH, *et al.*, 2002). Os estudos de distorção harmônica em um sistema com mais de uma fonte harmônica requer abordagens estatísticas ou probabilísticas (FORCE e CHANG, 2001).

Neste capítulo são apresentadas técnicas de avaliação do sistema de distribuição de energia elétrica, discorrendo sobre o método de Simulação de Monte Carlo, e as variáveis empregadas na seleção e avaliação de estados. Considera-se como incertezas, neste trabalho, as configurações de operação, composição da carga não linear, demanda da carga linear e não linear, e interrupções na rede.

5.1 AVALIAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Na fase de planejamento identifica-se o desempenho do sistema de distribuição, avaliando os componentes em termos de disponibilidade, qualidade da energia elétrica e frequência de interrupção. A avaliação do sistema de distribuição verifica a capacidade do sistema em fornecer energia elétrica, garantindo a adequação e segurança, considerando o nível hierárquico 3 (HL-3).

O estudo de confiabilidade no nível HL-3 compreende aspectos da distribuição, transmissão e geração de energia. No entanto, para simplificações necessárias decorrentes da dimensão dos sistemas, desconsidera-se os detalhes da geração e transmissão.

O sistema de distribuição é avaliado por meio de índices de desempenho, baseados na representação por espaço de estados. Identifica-se as probabilidades de cada estado por meio

de funções testes. Os componentes do sistema, no espaço de estados, são representados por modelos Markovianos de dois ou múltiplos estados.

Há vários métodos de avaliação que vem sendo propostos na literatura para a construção do espaço de estados, entre eles há métodos analíticos e de simulação (BILLINTON e ALLAN, 1996).

As abordagens analíticas consistem em enumerar e avaliar todos os estados possíveis no espaço de estados, e por fim, estimar os índices de desempenho. Os métodos de simulação são baseados em Simulação de Monte Carlo (SMC), e os índices e intervalos de confiança são estimados através de repetidas simulações do comportamento estocástico do sistema (BILLINTON e ALLAN, 1996). A principal vantagem da SMC em relação às abordagens analíticas são que o número de amostras necessárias para a precisão da simulação não depende da dimensão do sistema, apenas do quão confiável ele é (VIEIRA, 2020).

As SMC são subdivididas em não sequencial, sequencial, pseudo sequencial e baseado na população (ISSICABA, 2013), a principal diferença entre as subdivisões são as formas de seleção de estados, considerando ou não uma conexão cronológica entre os eventos.

A Simulação Sequencial de Monte Carlo (SSMC) possibilita analisar a variação temporal dos níveis de carga e considera a conexão cronológica na transição de estados. A representação cronológica é necessária quando o sistema depende do histórico ou é correlacionado com o tempo (ROSA, 2009). Esta metodologia é baseada na amostragem da duração do estado para os componentes, usando uma função de probabilidade cumulativa, variando entre o intervalo de $[0, 1]$, associadas ao tempo médio de falha (MTTF) e tempo médio de reparo (MTTR).

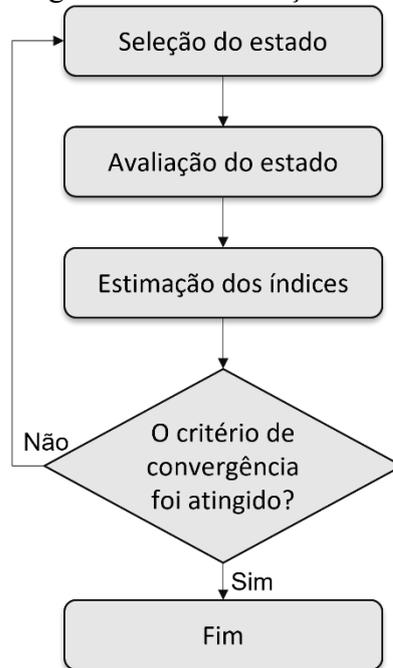
O processo aleatório é repetido N vezes e os índices de confiabilidade são estimados usando os valores médios de funções teste apropriadas:

$$\hat{E}[H(X)] = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N H(y_n) \quad (48)$$

Onde N é o número de amostras anuais simuladas, y_n é a sequência de estados do sistema x^k no ano n . $H(y_n)$ é a função para calcular os índices de confiabilidade anuais ao longo da sequência y_n .

A abordagem sequencial segue as quatro etapas da metodologia conceitual da SMC, ilustrados na Figura 13.

Figura 13 – Algoritmo da Simulação de Monte Carlo.



Fonte: Adaptado de (ROSA, 2009).

A seleção de estados define a disponibilidade de cada equipamento, níveis de carga e condições operacionais. Com os modelos estocásticos de falha e reparo de cada componente, gera-se uma sequência anual de estados do sistema. No início de cada amostra anual, sorteia-se a incerteza a ser acrescida ou decrescida na curva de carga anual.

A avaliação dos estados verifica o impacto do estado selecionado, avaliando para a configuração da rede o fluxo de potência e despacho. Neste trabalho, além das avaliações tradicionais, contabiliza-se as distorções harmônicas com o uso do fluxo de potência harmônico. Para cada estado selecionado são calculadas funções testes.

A atualização da estimativa dos índices $E(F)$ verifica se o intervalo de confiança estatístico estabelecido foi alcançado. Se a precisão da estimativa é aceitável o algoritmo é encerrado, caso contrário seleciona-se um novo estado. Monitora-se a convergência através do coeficiente de variação β da estimativa dos índices. Determina-se a variância amostral do com o uso da Equação (49):

$$VAR^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (H(x_i) - \hat{E}[H(X)])^2 \quad (49)$$

Onde N é o número de amostras, $H(x_i)$ é a função teste do índice avaliado no estado x_i , e $\hat{E}[H(X)]$ é o valor esperado, que representa a estimativa do índice descrito pela função teste para todo o conjunto de estados X . O coeficiente de variação é obtido a partir da Equação (50):

$$\beta = \frac{\sqrt{\frac{VAR^2}{N}}}{\hat{E}[H(X)]} \quad (50)$$

Conforme o número de estados aumenta, a estimativa do índice se aproxima ao seu valor real (analítico) e a variância diminui, obedecendo à Lei dos Grandes Números. Consequentemente, o coeficiente de variação β tende a zero. Se o coeficiente de variação β não atingir o critério de convergência o processo é repetido N vezes até alcançar o valor limite ou número máximo de anos pré-estabelecido.

Na SMC é comum adotar um valor limite para o coeficiente de variação entre 1 e 5%, no entanto, este valor pode ser reduzido a depender do fenômeno a ser avaliado. Para fenômenos vinculados a variações de qualidade de energia elétrica, como a distorção harmônica, adotou-se um coeficiente de variação abaixo dos valores tradicionalmente utilizados, como por exemplo 0,5%.

5.2 MODELO DE CARGA CRONOLÓGICA

O perfil comportamental da carga reflete as características sazonais do consumo, influenciando diretamente os estudos de qualidade de energia elétrica. Em (AU, 2005) é demonstrado, através de medições, que a corrente harmônica total no PAC de baixa e média tensão varia entre 2 e 25% de acordo com a hora do dia, condição e tipo da carga. Verifica-se que a distorção harmônica individual da corrente varia aleatoriamente seguindo as tendências das correntes fundamentais. Desta forma, a carga apresenta uma parcela dependente do tempo e uma parcela estocástica, referente a incerteza.

Para representar a variabilidade da carga propõe-se a utilização de curvas de cargas com discretização temporal, relacionando os picos de carga do sistema com séries temporais. A principal vantagem de se utilizar curvas de carga é a representatividade do perfil de carga associada às suas ocorrências.

Na Figura 14 são apresentadas três curvas de carga com diferentes discretizações temporais. As curvas representam a discretização semanal, diária e horária, correspondendo a 52, 365 e 8760 picos de carga em um ano, respectivamente. Apresenta-se a curva de carga de forma percentual em relação ao pico máximo de carga.

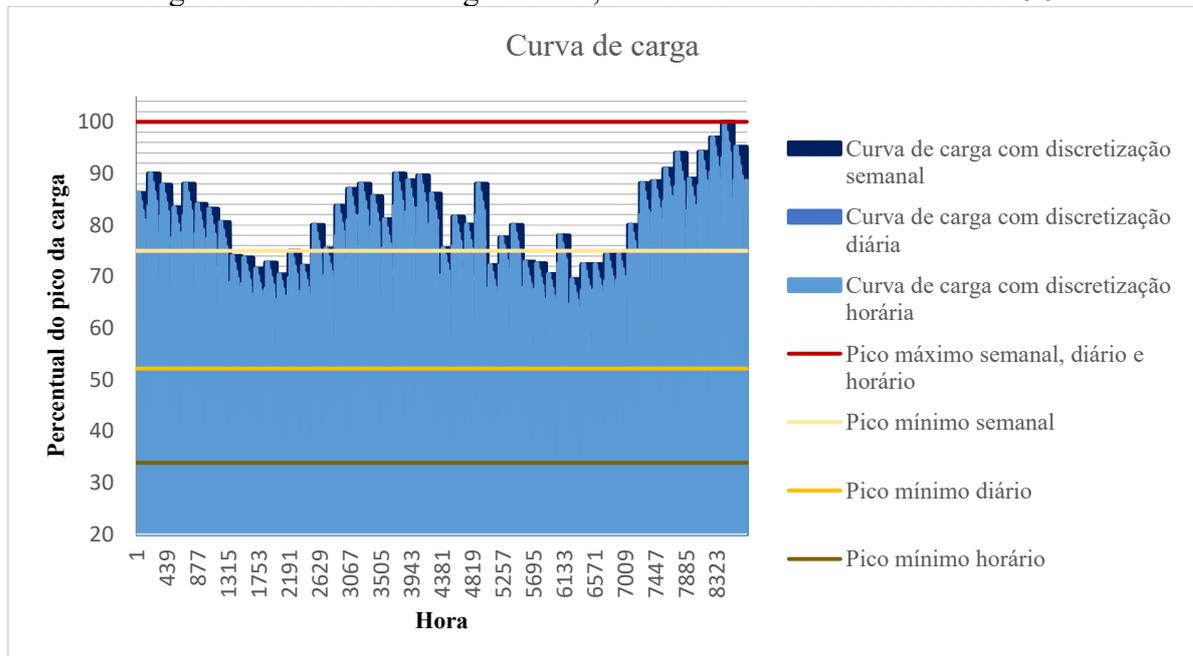
A Figura 15 exemplifica como as diferentes discretizações temporais podem interferir na precisão dos dados. Para isso, apresenta-se a semana 51 que possui 100% do percentual do pico de carga semanal. A relação entre a semana, dias e horas são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Relação entre semana, dias e horas para a semana 51.

Semana	Dias	Horas
51	351-357	8401-8568

Fonte: Autoria própria.

Figura 14 – Curva de carga horária, diária e semanal obtida no RTS-96.

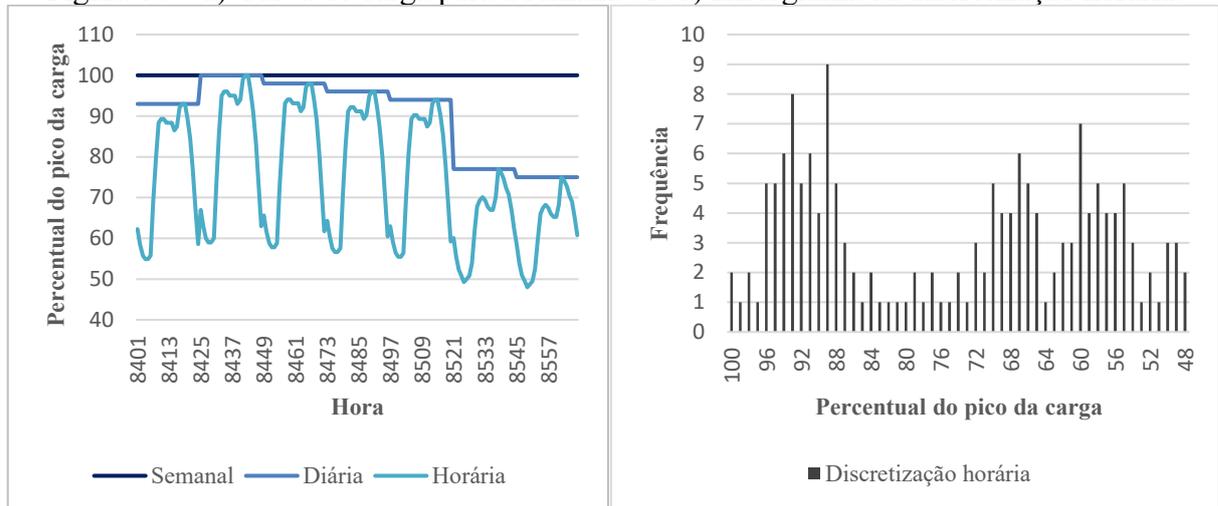


Fonte: Autoria própria.

Distribuindo as frequências onde o percentual do pico de carga representa 100% nos períodos diários e horários, obtém-se, um dia e duas horas, respectivamente. Resultando em

probabilidades de pico de carga, para as discretizações semanais, diárias e horárias: 1/1, 1/7 e 1/84. Apresenta-se o histograma da discretização horária na Figura 15, parte b, evidenciando a distribuição do percentual do pico de carga entre 100 e 48%.

Figura 15 – a) Curva de carga para a semana 51. b) Histograma da discretização horária.



Fonte: Autoria própria.

Analisando às três curvas de carga é notável a diferença dos picos máximo, médio e mínimo em cada curva. Visando a precisão dos dados opta-se por representar as cargas utilizando a série horária.

As séries temporais são obtidas a partir da observação histórica, medições e registros, compiladas e disponibilizadas em diversos sistemas. As séries temporais utilizadas neste trabalho foram obtidas em (GRIGG, WONG, *et al.*, 1999), cujo objetivo é fornecer um modelo padronizado para testar e comparar os resultados de diferentes metodologias de avaliação de confiabilidade do sistema de potência.

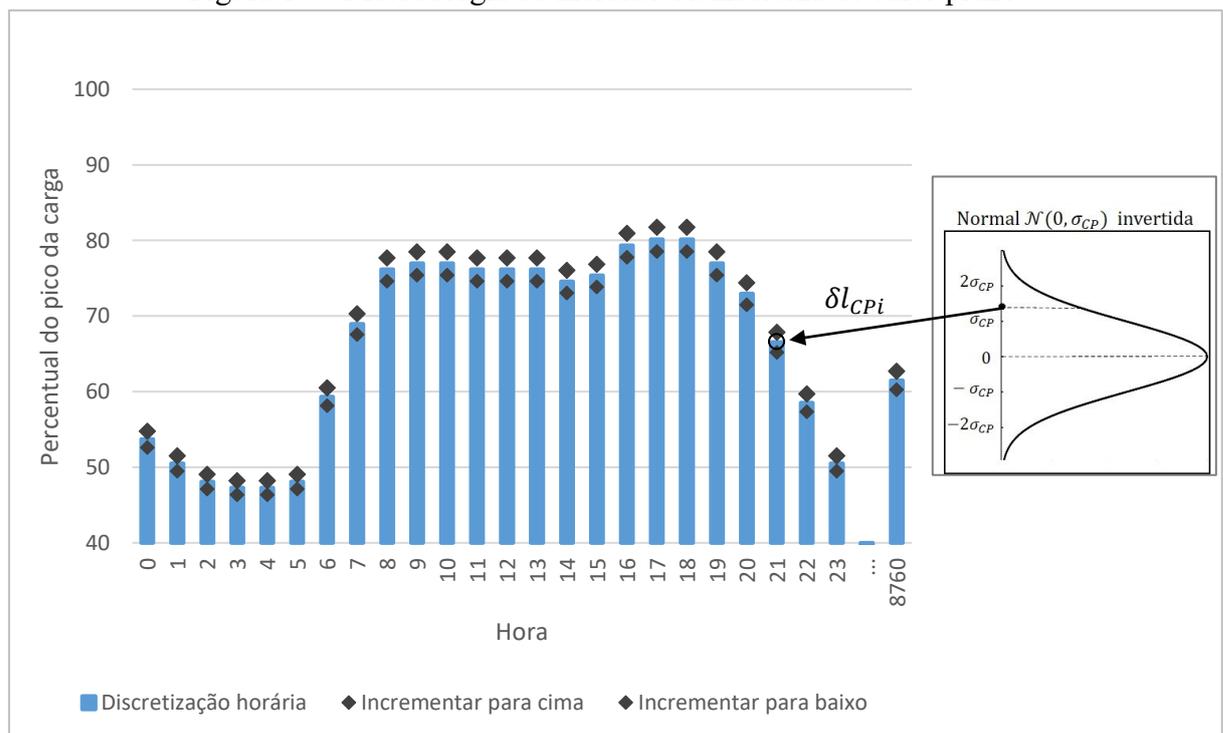
A representação das cargas do sistema consiste em relacionar o valor de carga com a porcentagem correspondente para cada hora. Desta maneira, a carga conectada em cada barra varia conforme a curva de carga, multiplicando o percentual do patamar da carga na hora pelo valor total conectada à barra.

Modelos de carga são aproximações da carga real. A precisão da curva de carga depende da quantidade e qualidade dos dados disponíveis, assim, um nível de incerteza pode ser considerado, acrescentando um ruído na representação cronológica da carga (ROSA, 2009).

Existem duas abordagens para considerar as incertezas na representação cronológica, de curto e longo prazo. As incertezas de curto prazo simulam os erros de previsão de carga para cada hora, e nas incertezas de longo prazo realiza-se o sorteio na primeira hora do ano, posicionando toda a curva para baixo ou para cima, afetando a curva inteira com um único sorteio. Neste trabalho, será implementada a incerteza de curto prazo.

A incerteza da previsão da carga pode ser descrita por uma distribuição normal com média igual a zero e desvio padrão proporcional ao pico da carga na hora, avaliando o risco para cada nível de pico de carga (BILLINTON e ALLAN, 1996). Para cada hora sorteia-se um número aleatório amostrado em $\mathcal{N}(0, \sigma_{CP})$. O valor da incerteza de curto-prazo sorteado $\delta l_{CPI} \sim \mathcal{N}(0, \sigma_{CP})$, ilustrado através da curva normal invertida, é incrementado na demanda correspondente a hora t , conforme apresentado na Figura 16.

Figura 16 – Metodologia da inclusão da incerteza de curto prazo.



Fonte: Autoria própria.

O erro entre a previsão de carga e a carga real é matematicamente descrito por:

$$L_a(t) = L_f(t) + \Delta L(t) \quad (51)$$

Onde $L_f(t)$ é a carga prevista na hora t , $L_a(t)$ é a carga realizada na hora t , e $\Delta L(t)$ é a incerteza de curto prazo assumida, considerando o desvio padrão. Reescrevendo a Equação (51):

$$L_a(t) = L_f(t) + (L_f(t) \times \mathcal{G}) \quad (52)$$

Onde \mathcal{G} representa um número aleatório amostrado utilizando uma distribuição gaussiana, com média 0 e desvio padrão 1. Para estes valores de média e desvio padrão, cerca de 70% dos números gerados estarão na faixa de -1 a 1, e cerca de 95% entre -2 e 2.

5.3 MODELO ESTOCÁSTICO DOS COMPONENTES DO SISTEMA

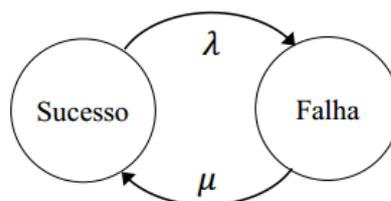
A disponibilidade e a capacidade dos componentes do sistema são definidas pelo modelo estocástico do ciclo de falha e reparo. Considera-se todos os tipos de contingências na rede, seja interrupções forçadas ou planejadas, em linhas, transformadores, unidades geradoras, dispositivos de compensação, etc.

Os modelos para um processo estocástico podem ser obtidos a partir do conceito de variável aleatória, por uma transformação adequada de uma função de densidade de probabilidade, ou pela produção do processo.

Os modelos estocásticos neste trabalho são representados pelo modelo de Markov a dois estados. O componente possui disponibilidade máxima quando está no estado de sucesso, e indisponibilidade no estado de falha.

A transição do estado sucesso-falha é descrita pela taxa de falha (λ), representada por uma função densidade exponencial, que descreve o comportamento médio de falhas dos componentes (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Figura 17 – Modelo de Markov a dois estados.



Fonte: (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Assumindo que as durações dos estados são distribuídas exponencialmente, determina-se o tempo em cada estado de sucesso e falha pelo método da transformada inversa:

$$T_{up} = -\frac{1}{\lambda} \ln U \quad (53)$$

$$T_{down} = -\frac{1}{\mu} \ln U \quad (54)$$

Onde T_{up} e T_{down} correspondem ao tempo nos estados de sucesso e falha, respectivamente, e U é um número aleatório amostrado a partir de uma distribuição uniforme, no intervalo $[0, 1]$.

5.4 PROPOSTA DE MODELAGEM COMPUTACIONAL

A modelagem computacional é desenvolvida com o uso de linguagem de programação orientada a objetos, no ambiente Java, devido a sua capacidade de encapsular outros programas.

A metodologia proposta combina a análise determinística, desenvolvida e apresentada no Capítulo 4, com a abordagem probabilística utilizando a SMCS. As características da SMCS permitem uma transição adequada para incluir a distorção harmônica na avaliação tradicional da confiabilidade, combinando a avaliação de variações e eventos.

A avaliação de variações consiste em verificar o comportamento do sistema a cada hora da amostra anual, enquanto a avaliação de eventos é realizada na transição de um estado (sucesso-falha ou falha-sucesso). Apresenta-se a seguir o pseudo-algoritmo para avaliação da distorção harmônica no âmbito probabilístico:

- I. Iniciar a Simulação de Monte Carlo Sequencial;
- II. Realizar a conversão dos dados de carga utilizando as curvas de carga com discretização horária;
- III. Iniciar todos os componentes no estado de sucesso;
- IV. Gerar uma duração no estado de sucesso para cada componente, utilizando a Equação (53);

- V. Armazenar o tempo de sucesso para cada componente em um vetor temporal com dimensão [*nº de trechos de linha x 1*];
- VI. Incluir as incertezas de curto prazo na curva de carga no início de cada amostra anual;
- VII. Executar o fluxo de potência harmônico para cada hora da amostra anual;
- VIII. Definir o vetor da função teste THD_H com dimensão [*nº de barras x 8760*];
- IX. Identificar o menor tempo no vetor de duração dos estados e o respectivo componente. Verificar para o menor tempo identificado:
 - a. Transição de estado de falha para sucesso: o estimador da função teste não é atualizado, mantêm-se o valor de THD_H sem faltas;
 - b. Transição de estado de sucesso para falha transitória: o estimador da função teste não é atualizado, mantêm-se o valor de THD_H sem faltas;
 - c. Transição de estado de sucesso para falha permanente: verifica-se o impacto da falta na distorção harmônica, executando o fluxo de potência harmônico e atualiza-se o estimador da função teste THD_H .
- X. Gerar e adicionar uma nova duração no vetor de estados (sucesso ou falha), considerando Markov a dois estados. Se o período de análise da amostra anual ainda não finalizou, voltar ao passo IX. Caso contrário, calcular os índices para a distorção harmônica total no período correspondente.
- XI. Avaliar o coeficiente de variação β para o vetor de estimador da distorção harmônica total, com dimensão [*nº de barras x 8760*]. Em caso de convergência ou número de amostras atingidas, parar a simulação. Caso contrário, retornar ao passo 4.

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Considerações sobre a análise estocástica de sistemas elétricos foram apresentadas neste capítulo, discorrendo sobre as incertezas vinculadas e a proposta computacional para a análise estocástica da distorção harmônica.

Para a análise probabilística da distorção harmônica considerou-se como variáveis aleatórias as configurações de operação, aplicando o modelo estocástico dos componentes do sistema através do Modelo de Markov a dois estados. Complementando as variáveis incertas

do sistema, acrescenta-se ruídos nas cargas do sistema, atribuindo incertezas na composição da carga não linear e na demanda da carga linear e não linear.

A proposta computacional permite avaliar sistemas com diversas fontes geradoras de harmônicos, sejam estas cargas não lineares ou fontes renováveis conectadas à rede com dispositivos não lineares. O resultado da proposta computacional fornece a distorção harmônica considerando as incertezas de carga e do sistema, permitindo ainda, variar o nível de incertezas vinculadas as cargas.

6 SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS

As discussões e resultados das análises realizadas no âmbito determinístico e estocástico da distorção harmônica são apresentadas neste capítulo. Na análise determinística considera-se dois sistemas testes e três condições de avaliação: 5 barras com uma única fonte harmônica, IEEE 13 nós com uma única fonte harmônica, e IEEE 13 nós com múltiplas fontes harmônicas.

Para o sistema IEEE 13 nós com múltiplas fontes harmônicas apresenta-se uma discussão de considerações de modelagem, abordando a dependência da frequência nos parâmetros da rede e considerações sobre o ângulo de fase harmônico.

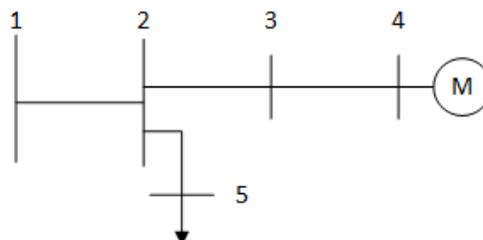
Na análise probabilística considera-se o sistema IEEE 13 nós com múltiplas fontes harmônicas considerando as premissas estabelecidas na análise determinística. Esta análise avalia o comportamento da distorção harmônica nas diferentes condições sazonais, durante faltas, com e sem aplicação de incertezas na previsão e composição da carga.

6.1 ANÁLISE DETERMÍNISTICA DA DISTORÇÃO HARMÔNICA

6.1.1 Sistema Teste – 5 Barras

A metodologia da distorção harmônica determinística é exemplificada utilizando um sistema de 5 barras, com uma única fonte harmônica representada pelo motor de indução trifásico (MIT) e uma única carga, apresentado na Figura 18. Com este pequeno sistema, clarifica-se as etapas do fluxo de potência harmônico.

Figura 18 – Sistema 5 barras com motor.



Fonte: Adaptado de (FRANCHI, 2017).

Os dados das linhas são apresentados na Tabela 12, todos os trechos possuem a configuração 601, faseamento BACN, para o cabo de fase ACSR#556,500-26/7 e para o cabo de neutro ACSR#4/0-6/1.

Tabela 12 – Especificação das linhas da rede para o sistema 5 barras.

Barra inicial	Barra final	Comprimento (ft)	Configuração
1	2	100	601
2	3	250	601
2	5	225	601
3	4	300	601

Fonte: (FRANCHI, 2017).

A carga linear está localizada na Barra 5 e suas especificações são definidas na Tabela 13. No fluxo de potência para a componente fundamental, a carga é representada conforme seu modelo (Y-PQ), no entanto, no fluxo de potência harmônico representa-se como Y-Z, considerando a dependência da frequência para cada ordem harmônica.

Tabela 13 – Especificação das cargas para o sistema 5 barras.

Barra	Modelo	Fase A		Fase B		Fase C	
		P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
5	Y-PQ	50	40	35	20	80	70

Fonte: (FRANCHI, 2017).

O motor de indução trifásico (MIT) está inserido na Barra 4 e seus dados são estabelecidos na Tabela 14.

Tabela 14 – Dados do motor de indução trifásico.

Pólos:	6
Potência de eixo:	226,4 kW
Rendimento:	95,9%
Fator de potência:	0,844
Velocidade síncrona:	1200 rpm
Velocidade do rotor:	1182 rpm
Resistência do estator:	1,25 Ω
Resistência do rotor:	1,05 Ω
Reatância do estator:	1,97 Ω
Reatância do rotor:	1,97 Ω
Reatância de magnetização:	120 Ω

Fonte: (FRANCHI, 2017).

Considera-se que as correntes harmônicas para este sistema são provenientes do MIT. Para cada ordem harmônica a injeção de corrente é uma porcentagem da corrente do motor na componente fundamental. A relação das correntes para cada componente harmônica é apresentada na Tabela 15.

Tabela 15 – Relação das correntes harmônicas para cada componente harmônica de interesse.

Ordem Harmônica	Porcentagem (%)
5	3,0
7	2,5
11	1,5
13	1,0
17	0,2

Fonte: (FRANCHI, 2017).

Utilizando um modelo de carga para representar o motor apresentado em (FRANCHI, 2017), inicia-se a metodologia apresentada para o fluxo de potência trifásico fundamental e harmônico.

Simula-se dois casos distintos, considerando a modelagem computacional proposta, a representação das cargas e demais componentes do sistema conforme apresentado nos capítulos anteriores. O primeiro caso é realizado para fins de validação com o modelo proposto em (FRANCHI, 2017), e o segundo caso considera a abordagem proposta neste trabalho.

A diferença entre os dois casos consiste na consideração da barra inicial apresentar distorção harmônica, considerado no primeiro caso. Em ambos os casos a dependência da frequência na impedância da linha é realizada considerando a alteração nas matrizes de rede $[b]$ e $[B]$.

Nas próximas seções são apresentados os resultados obtidos nos dois casos e discutindo a consideração ou não da premissa inicial descartada.

6.1.1.1 Caso 1 – Modelagem computacional com premissas ajustadas

O objetivo deste caso é validar a ferramenta computacional desenvolvida, assim, as premissas iniciais são ajustadas semelhantes às propostas por (FRANCHI, 2017).

Os dados de tensão para as componentes fundamental e harmônica obtidas são apresentadas na Tabela 16. As distorções harmônicas de tensão por componentes e total são

apresentadas na Tabela 17. As 5ª e 7ª componentes harmônicas apresentam distorção mais elevadas, e nas demais ordens harmônicas a distorção é reduzida para frequências maiores.

A diferença no ângulo de fase entre a componente fundamental e as componentes harmônicas é da ordem de 30°, devido a relação entre a componente harmônica, o ângulo de fase fundamental e as características não lineares do motor de indução trifásico.

Tabela 16 – Magnitude e ângulo das tensões para as componentes fundamental e harmônicas.

Dados		1°		5°		7°	
Barra		V (V)	θ (°)	V (V)	θ (°)	V (V)	θ (°)
1	A	2401,77	0,00	0,2329	38,18	0,2409	37,71
	B	2401,77	-119,99	0,2159	-101,4	0,2159	-100,6
	C	2401,77	119,99	0,1989	152,22	0,2029	151,83
2	A	2401,24	-0,014	0,2935	37,57	0,3079	37,12
	B	2401,51	-120,00	0,2629	-95,38	0,2683	-94,30
	C	2400,75	119,98	0,2584	155,75	0,2688	155,58
3	A	2400,36	-0,029	0,4454	36,78	0,4755	36,37
	B	2400,85	-120,02	0,3877	-86,98	0,4072	-85,88
	C	2399,86	119,96	0,4096	160,05	0,4364	159,93
5	A	2400,86	-0,031	0,2934	37,55	0,3077	37,10
	B	2401,50	-120,00	0,2629	-95,37	0,2683	-94,30
	C	2399,24	119,97	0,2582	155,74	0,2686	155,57
4	A	2399,29	-0,048	0,6276	36,34	0,6766	35,97
	B	2400,07	-120,05	0,5427	-82,11	0,5793	-81,21
	C	2398,80	119,94	0,5923	162,30	0,6388	162,13
Dados		11°		13°		17°	
Barra		V(V)	θ (°)	V(V)	θ (°)	V(V)	θ (°)
1	A	0,1929	39,57	0,1439	40,94	0,0349	43,55
	B	0,1669	-96,11	0,1239	-93,57	0,0299	-90,99
	C	0,1589	154,14	0,1179	155,77	0,0279	158,90
2	A	0,2506	38,69	0,1877	39,94	0,0452	43,37
	B	0,2134	-89,98	0,1598	-87,73	0,0386	-88,17
	C	0,2162	157,71	0,1619	159,16	0,0449	163,78
3	A	0,3950	37,63	0,2976	38,74	0,0708	43,16
	B	0,3352	-82,34	0,2531	-80,58	0,0605	-84,69
	C	0,3613	161,64	0,2730	162,83	0,0877	167,68
5	A	0,2504	38,68	0,1877	39,92	0,0452	43,35
	B	0,2134	-89,98	0,1598	-87,73	0,0385	-88,16
	C	0,2160	157,70	0,1617	159,15	0,0448	163,77
4	A	0,5684	37,07	0,4296	38,11	0,1016	43,05
	B	0,4847	-78,32	0,3674	-76,86	0,0870	-82,84
	C	0,5364	163,54	0,4068	164,58	0,1393	169,18

Fonte: Autoria própria.

As tensões e correntes harmônicas possuem características desequilibradas, mesmo com uma fonte harmônica trifásica equilibrada, devido as características do sistema, uma vez

que a corrente harmônica injetada no motor de indução é uma relação da componente fundamental.

A distorção harmônica de tensão total apresentada na Tabela 17 apresenta os maiores níveis na Barra 5, a qual está inserido o MIT. Majoritariamente a corrente harmônica direciona-se em direção à subestação, devido ao caminho de menor impedância do ponto de vista da fonte harmônica.

Na interseção localizada na Barra 2 a corrente harmônica é distribuída proporcionalmente a impedância. O trecho 2-3 faz parte do tronco principal e o trecho 2-5 é um ramo do sistema (do ponto de vista da fonte harmônica), modificando as equações do fluxo de potência harmônico.

Tabela 17 – Distorções harmônicas individuais e total para tensão.

Barra	Fase	Ordem Harmônica					Distorção harmônica total (%)	Erro (%)
		Distorção harmônica individual (%)						
		5	7	11	13	17		
1	A	0,0097	0,0100	0,0080	0,0060	0,0015	0,0172	0,0241
	B	0,0090	0,0090	0,0070	0,0052	0,0012	0,0154	0,0433
	C	0,0083	0,0084	0,0066	0,0049	0,0012	0,0145	0,0465
2	A	0,0120	0,0126	0,0102	0,0077	0,0018	0,0217	0,0332
	B	0,0111	0,0113	0,0090	0,0068	0,0016	0,0195	0,0507
	C	0,0108	0,0113	0,0091	0,0068	0,0019	0,0194	0,0382
3	A	0,0178	0,0190	0,0157	0,0119	0,0028	0,0328	0,0244
	B	0,0167	0,0176	0,0145	0,0110	0,0026	0,0304	0,0437
	C	0,0172	0,0184	0,0152	0,0115	0,0037	0,0318	0,0768
5	A	0,0120	0,0126	0,0102	0,0077	0,0018	0,0217	0,0336
	B	0,0111	0,0113	0,0090	0,0068	0,0016	0,0195	0,0506
	C	0,0108	0,0113	0,0091	0,0068	0,0019	0,0194	0,0377
4	A	0,0248	0,0266	0,0224	0,0169	0,0039	0,0461	0,0079
	B	0,0237	0,0254	0,0213	0,0162	0,0038	0,0440	0,0047
	C	0,0250	0,0269	0,0225	0,0171	0,0058	0,0467	0,0690

Fonte: Autoria própria.

Calcula-se o erro apresentado na Tabela 17 fazendo a comparação da distorção harmônica total dos resultados obtidos (THD^e) em relação aos resultados apresentados (THD^f) em (FRANCHI, 2017):

$$Erro (\%) = (THD^e - THD^f) \times 100 \quad (55)$$

6.1.1.2 Caso 2 – Modelagem computacional

Com a validação do modelo concluída, altera-se a consideração da barra inicial possuir distorção harmônica. Ao longo da análise do estado da arte observou-se que diversos estudos assumem a hipótese que a barra inicial não apresenta distorção harmônica. A incerteza do desacoplamento existente entre os sistemas de distribuição, transmissão e geração conduziu a esta definição.

As tensões para a componentes fundamental e harmônicas são apresentadas na Tabela 19. Na Barra 1 a tensão para as componentes harmônicas será zero, alterando as condições iniciais do fluxo de potência, com isto, as distorções harmônicas são reduzidas, como apresentado na Tabela 18.

Na Tabela 18 são apresentadas as distorções harmônicas individuais e total para a tensão. Em um sistema pequeno, quando se considera a barra inicial sem distorção harmônica, o HPF converge em poucas iterações com menores níveis de distorção, demonstrando a importância da escolha das condições iniciais. Esta abordagem permite identificar o conteúdo harmônico confinado ao Sistema de Distribuição.

Tabela 18 – Distorções harmônicas individuais e total para tensão.

Barra	Fase	Ordem Harmônica					Distorção harmônica total (%)
		Distorção harmônica individual (%)					
		5	7	11	13	17	
1	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	A	0,0023	0,0026	0,0022	0,0017	0,0004	0,0044
	B	0,0024	0,0027	0,0023	0,0018	0,0004	0,0047
	C	0,0026	0,0028	0,0025	0,0019	0,0007	0,0050
3	A	0,0081	0,0089	0,0077	0,0059	0,0013	0,0155
	B	0,0085	0,0094	0,0081	0,0062	0,0014	0,0163
	C	0,0090	0,0100	0,0086	0,0066	0,0025	0,0174
5	A	0,0023	0,0026	0,0022	0,0017	0,0004	0,0044
	B	0,0024	0,0027	0,0023	0,0018	0,0004	0,0047
	C	0,0026	0,0028	0,0025	0,0019	0,0007	0,0050
4	A	0,0151	0,0166	0,0143	0,0109	0,0025	0,0288
	B	0,0158	0,0174	0,0150	0,0115	0,0026	0,0303
	C	0,0167	0,0185	0,0160	0,0122	0,0046	0,0324

Fonte: Autoria própria.

O comportamento da corrente harmônica é o mesmo descrito anteriormente, diferenciando nos valores de distorção harmônica reduzidos. Por exemplo, na Barra 5, o valor

de 0,04% é reduzido para 0,03%. Essa redução indica que para considerar a barra inicial sem distorção harmônica, deve-se ter cuidado na escolha das condições iniciais (V_h e θ_h) para a primeira iteração do fluxo de potência harmônico, conforme discutido em (XIA e HEYDT, 1982).

Tabela 19 – Magnitude e ângulo das tensões para as componentes fundamental e harmônicas.

Dados		1°		5°		7°	
Barra		V (V)	θ (°)	V (V)	θ (°)	V (V)	θ (°)
1	A	2401,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	B	2401,78	-120,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	C	2401,78	120,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	A	2401,25	-0,01	0,06	36,82	0,06	36,72
	B	2401,51	-120,01	0,06	-66,60	0,06	-66,91
	C	2400,75	119,99	0,06	161,29	0,07	160,82
3	A	2400,36	-0,03	0,19	36,82	0,21	36,72
	B	2400,86	-120,03	0,20	-66,60	0,23	-66,91
	C	2399,87	119,97	0,22	161,29	0,24	160,82
5	A	2400,86	-0,03	0,06	36,80	0,06	36,70
	B	2401,51	-120,01	0,06	-66,61	0,06	-66,92
	C	2399,25	119,97	0,06	161,28	0,07	160,81
4	A	2399,30	-0,05	0,36	36,82	0,40	36,73
	B	2400,07	-120,05	0,38	-66,60	0,42	-66,91
	C	2398,80	119,94	0,40	161,29	0,44	160,82
Dados		11°		13°		17°	
Barra		V(V)	θ (°)	V(V)	θ (°)	V(V)	θ (°)
1	A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	B	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	C	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	A	0,05	37,68	0,04	38,65	0,01	46,70
	B	0,06	-66,11	0,04	-65,44	0,01	-72,73
	C	0,06	161,39	0,04	162,10	0,02	167,76
3	A	0,18	37,68	0,14	38,66	0,03	46,71
	B	0,19	-66,11	0,15	-65,44	0,03	-72,74
	C	0,21	161,39	0,16	162,10	0,06	167,76
5	A	0,05	37,66	0,04	38,64	0,01	46,67
	B	0,06	-66,12	0,04	-65,45	0,01	-72,72
	C	0,06	161,39	0,04	162,09	0,02	167,75
4	A	0,34	37,68	0,26	38,66	0,06	46,72
	B	0,36	-66,11	0,28	-65,44	0,06	-72,74
	C	0,38	161,39	0,29	162,10	0,11	167,76

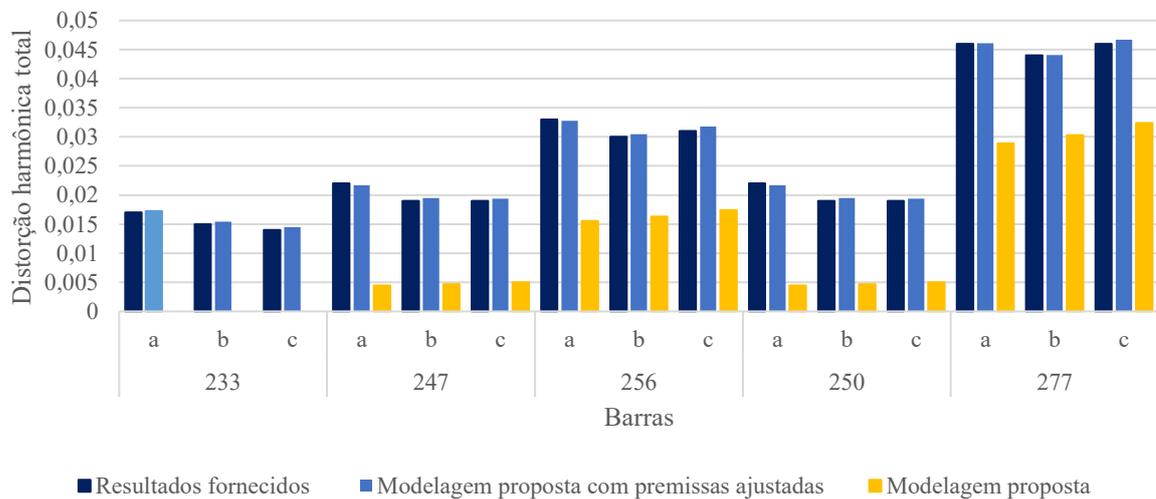
Fonte: Autoria própria.

6.1.1.3 Comparação dos casos

Para comparar os dois casos apresenta-se a Figura 19. No primeiro caso os valores obtidos são semelhantes aos valores fornecidos em (FRANCHI, 2017), demonstrando que a ferramenta computacional proposta está aderente ao esperado.

Ao se alterar as premissas iniciais, no segundo caso, as distorções harmônicas sofrem alterações, indicando a necessidade de um método preciso na definição das condições iniciais, para definir a tensão harmônica inicial, conforme discutido em (XIA e HEYDT, 1982).

Figura 19 – Comparação das distorções harmônica totais de tensão no sistema 5 barras com motor.

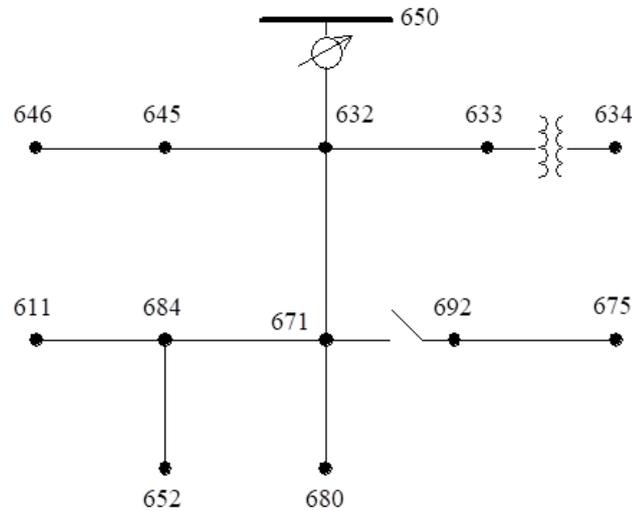


Fonte: Autoria própria.

6.1.2 Sistema Teste – IEEE 13 Nós com motor

Um sistema teste para avaliar metodologias de sistemas radiais trifásicos desequilibradas é apresentado em (IEEE, 2010). Utiliza-se o sistema teste IEEE 13 nós para testar características de distribuição, operando com tensão 4,16 kV, altamente carregado, com um regulador de tensão, linhas áreas e subterrâneas, capacitores *shunt*, transformadores e cargas desequilibradas, apresentado na Figura 20.

Figura 20 – Sistema teste IEEE 13 nós.



Fonte: (IEEE, 2010).

Os dados de linhas, transformadores, capacitores, e regulador são definidos em (IEEE, 2010) e apresentados no Anexo B. Os dados de cargas que impactam diretamente na distorção harmônica são detalhados nas Tabela 20 e Tabela 21. O desequilíbrio das cargas é elevado, constituindo cerca de 20% de diferença na corrente de frequência fundamental, este fato, pode influenciar em desequilíbrios de distorção harmônica entre fases.

Tabela 20 – Dados de carga pontuais.

Barra	Modelo de carga	Fase A		Fase B		Fase C	
		P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
Total		1158	606	973	627	1135	753

Fonte: (IEEE, 2010).

Tabela 21 – Dados de carga distribuídas.

Barras		Modelo de carga	Fase A		Fase B		Fase C	
A	B		P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: (IEEE, 2010).

Para validar a metodologia do fluxo de potência para a componente fundamental é executado e comparado com os valores fornecidos pelo IEEE. Os dados de tensão (em p.u.) são apresentados na Tabela 22, e o erro máximo (em %) é uma porcentagem do valor obtido com o valor fornecido pelo IEEE, exibido o maior valor entre as fases A, B e C.

Tabela 22 – Magnitude e ângulo das tensões para a componente fundamental.

BARRA	FASE A		FASE B		FASE C		Erro máximo (%)
	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)	
650	1,0000	0,00	1,0000	-120,00	1,0000	120,00	0,0000
REG	1,0625	0,00	1,0500	-120,00	1,0687	120,00	0,0063
632	1,0210	-2,49	1,0420	-121,72	1,0175	117,83	0,0092
633	1,0180	-2,55	1,0401	-121,77	1,0148	117,82	0,0062
634	0,9940	-3,23	1,0218	-122,22	0,9960	117,34	0,0067
645	-	-	1,0328	-121,90	1,0155	117,86	0,0050
646	-	-	1,0311	-121,98	1,0134	117,90	0,0104
671	0,9900	-5,30	1,0529	-122,34	0,9778	116,02	0,0009
680	0,9900	-5,30	1,0529	-122,34	0,9778	116,02	0,0039
684	0,9881	-5,32	-	-	0,9758	115,92	0,0019
611	-	-	-	-	0,9738	115,78	0,0039
652	0,9825	-5,25	-	-	-	-	0,0085
692	0,9899	-5,30	1,0529	-122,34	0,9777	116,02	0,0021
675	0,9835	-5,32	1,0553	-122,52	0,9758	116,04	0,0074

Fonte: Autoria própria.

Após a validação da metodologia para o fluxo de potência fundamental, o sistema IEEE 13 nós é incrementado com um motor de indução trifásico (MIT) na barra 680, os parâmetros são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 – Parâmetros do motor de indução trifásico da barra 680.

Potência do eixo (kW)	229,5
Rendimento (%)	95,7
Fator de potência	0,853
Velocidade síncrona (rpm)	1200
Velocidade do rotor (rpm)	1182
Resistência do estator (Ω)	1,05
Resistência do rotor (Ω)	1,05
Reatância do estator (Ω)	1,25
Reatância do rotor (Ω)	1,25
Reatância de magnetização (Ω)	120
Número de pólos	6

Fonte: (FRANCHI, 2017).

A magnitude e ângulo das tensões para a componente fundamental, considerando a adição do motor de indução trifásico na Barra 680 é apresentado na Tabela 24. Comparado com a Tabela 22 verifica-se que há pequenas mudanças em todo o sistema, sendo a mais evidente na Barra 680.

Tabela 24 – Magnitude e ângulo das tensões para a componente fundamental.

BARRA	FASE A		FASE B		FASE C	
	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)
650	1,0000	0,00	1,0000	-120,00	1,0000	120,00
REG	1,0625	0,00	1,0500	-120,00	1,0687	120,00
632	1,0172	-2,58	1,0389	-121,91	1,0142	117,70
633	1,0141	-2,65	1,0370	-121,96	1,0116	117,70
634	0,9901	-3,33	1,0186	-122,42	0,9927	117,22
645	-	-	1,0297	-122,09	1,0122	117,73
646	-	-	1,0280	-122,17	1,0102	117,77
671	0,9825	-5,51	1,0470	-122,72	0,9714	115,75
680	0,9808	-5,56	1,0457	-122,82	0,9700	115,68
684	0,9806	-5,53	-	-	0,9693	115,65
611	-	-	-	-	0,9673	115,50
652	0,9750	-5,46	-	-	-	-
692	0,9825	-5,51	1,0470	-122,72	0,9713	115,75
675	0,9759	-5,76	1,0494	-122,90	0,9694	115,77

Fonte: Autoria própria.

Para fins de comparação da ferramenta computacional desenvolvida com a apresentada na literatura (FRANCHI, 2017) e sensibilidade da escolha das condições iniciais, é realizado o mesmo procedimento exposto no sistema de 5 barras. Primeiro simula-se o sistema considerando distorção na barra inicial (Barra 650), e na sequência é considerada sem distorção nesta barra. Apresenta-se ambos os casos nos próximos subitens.

6.1.2.1 Caso 1 – Modelagem computacional com premissas ajustadas

No Anexo C, a Tabela 45 apresenta os resultados de magnitudes e ângulos das tensões para as componentes harmônicas para o sistema IEEE 13 nós com motor. Há uma única fonte harmônica no sistema, de forma que o caminho da corrente harmônica é previsível, da fonte harmônica para a subestação (Barra 650), e se dividindo entre ramos e troncos principais. Os

transformadores podem alterar uma mudança de fase de ± 30 graus para tensões e correntes harmônicas, dependendo da componente, sequência e conexões do transformador.

Na Tabela 25 apresenta-se as distorções harmônicas de tensão total e para cada componente. Verifica-se que uma única fonte harmônica, com porcentagens de corrente harmônica em relação à fundamental não tão elevadas, não causam grandes THD no sistema, assim todas as barras ficaram abaixo do limite de 5%. O maior nível de distorção harmônica resultante foi na Barra 680.

Os resultados obtidos foram validados com (FRANCHI, 2017), na Tabela 25 apresenta-se a comparação entre os resultados obtidos e os fornecidos. A maior diferença é da ordem de 0,08%, o que representa um erro considerável, no entanto, salienta-se que a modelagem adotada sofre algumas divergências da modelagem de (FRANCHI, 2017) como, por exemplo, a consideração da barra do regulador e da barra 692, e a representação das cargas.

Tabela 25 – Distorções harmônicas individuais e totais para o sistema IEEE 13 nós com motor.

Barra	Fase	Distorção harmônica individual (%)					Distorção harmônica total (%)	Comparação (%)
		5 ^a	7 ^a	11 ^a	13 ^a	17 ^a		
650	A	0,0392	0,0444	0,0408	0,0320	0,0083	0,0792	0,0022
	B	0,0350	0,0397	0,0368	0,0289	0,0075	0,0711	0,0021
	C	0,0339	0,0382	0,0351	0,0275	0,0071	0,0682	0,0022
645	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0686	0,0779	0,0728	0,0574	0,0151	0,1400	0,0080
	C	0,0761	0,0874	0,0824	0,0648	0,0172	0,1571	0,0421
633	A	0,0785	0,0897	0,0850	0,0670	0,0171	0,1619	0,0359
	B	0,0686	0,0780	0,0730	0,0575	0,0152	0,1402	0,0082
	C	0,0760	0,0873	0,0823	0,0647	0,0172	0,1571	0,0421
634	A	0,0777	0,0888	0,0840	0,0661	0,0170	0,1601	0,0351
	B	0,0682	0,0774	0,0723	0,0570	0,0150	0,1391	0,0081
	C	0,0756	0,0867	0,0816	0,0641	0,0170	0,1559	0,0409
646	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0685	0,0779	0,0728	0,0574	0,0151	0,1400	0,0080
	C	0,0760	0,0874	0,0823	0,0647	0,0172	0,1571	0,0421
REG	A	0,0392	0,0444	0,0408	0,0320	0,0083	0,0792	0,0000
	B	0,0350	0,0397	0,0368	0,0289	0,0075	0,0711	0,0000
	C	0,0339	0,0382	0,0351	0,0275	0,0071	0,0682	0,0000
632	A	0,0785	0,0898	0,0851	0,0670	0,0171	0,1621	0,0361
	B	0,0687	0,0780	0,0730	0,0575	0,0152	0,1402	0,0082
	C	0,0761	0,0874	0,0824	0,0648	0,0172	0,1572	0,0422

Barra	Fase	Distorção harmônica individual (%)					Distorção harmônica total (%)	Comparação (%)
		5 ^a	7 ^a	11 ^a	13 ^a	17 ^a		
652	A	0,1195	0,1373	0,1313	0,1037	0,0265	0,2487	0,0657
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
671	A	0,1194	0,1372	0,1312	0,1035	0,0264	0,2484	0,0664
	B	0,1003	0,1142	0,1065	0,0840	0,0222	0,2049	0,0079
	C	0,1203	0,1389	0,1317	0,1036	0,0276	0,2502	0,0802
684	A	0,1194	0,1372	0,1311	0,1035	0,0264	0,2483	0,0653
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,1202	0,1387	0,1315	0,1035	0,0275	0,2499	0,0799
680	A	0,1347	0,1546	0,1474	0,1162	0,0297	0,2796	0,0656
	B	0,1174	0,1337	0,1247	0,0984	0,0259	0,2399	0,0079
	C	0,1366	0,1574	0,1490	0,1171	0,0311	0,2834	0,0804
692	A	0,1194	0,1372	0,1312	0,1035	0,0264	0,2484	0,0000
	B	0,1003	0,1142	0,1065	0,0840	0,0222	0,2049	0,0000
	C	0,1203	0,1389	0,1317	0,1036	0,0276	0,2502	0,0000
611	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,1201	0,1385	0,1313	0,1033	0,0275	0,2495	0,0785
675	A	0,1193	0,1370	0,1310	0,1034	0,0264	0,2481	0,0651
	B	0,1002	0,1141	0,1064	0,0839	0,0221	0,2047	0,0077
	C	0,1203	0,1389	0,1317	0,1036	0,0276	0,2502	0,0792

Fonte: Autoria própria.

6.1.2.2 Caso 2 – Modelagem computacional

Após a validação do sistema teste com motor, é analisado a resposta da tensão harmônica considerando a Barra 650 sem distorção harmônica. A Tabela 46, no Anexo C, apresenta os resultados obtidos de magnitude e ângulo das tensões harmônicas.

Na Tabela 26 são apresentadas as distorções harmônicas para o segundo caso analisado do sistema IEEE 13 nós com o motor. A modelagem proposta resultou em maiores níveis de distorção harmônica no sistema, mantendo uma coerência entre os valores obtidos. A barra que apresentou a maior distorção harmônica foi a barra com o motor. As cargas lineares impactam na distorção, principalmente devido à representação considerar a dependência com a frequência.

Tabela 26 – Distorções harmônicas individuais e total para o sistema IEEE 13 nós com motor.

Barra	Fase	Distorção harmônica individual (%)					Distorção harmônica total (%)
		5 ^a	7 ^a	11 ^a	13 ^a	17 ^a	(%)
650	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
645	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0610	0,0714	0,0681	0,0541	0,0143	0,1289
	C	0,0664	0,0793	0,0764	0,0604	0,0154	0,1430
633	A	0,0542	0,0632	0,0599	0,0474	0,0133	0,1138
	B	0,0611	0,0715	0,0682	0,0541	0,0143	0,1290
	C	0,0664	0,0793	0,0765	0,0604	0,0155	0,1430
634	A	0,0536	0,0624	0,0590	0,0466	0,0130	0,1123
	B	0,0607	0,0710	0,0676	0,0537	0,0142	0,1280
	C	0,0659	0,0787	0,0758	0,0599	0,0154	0,1419
646	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0610	0,0714	0,0681	0,0541	0,0143	0,1288
	C	0,0664	0,0793	0,0764	0,0604	0,0154	0,1430
REG	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
632	A	0,0542	0,0632	0,0600	0,0475	0,0134	0,1139
	B	0,0611	0,0715	0,0682	0,0542	0,0143	0,1291
	C	0,0664	0,0793	0,0765	0,0604	0,0154	0,1430
652	A	0,1116	0,1302	0,1234	0,0977	0,0274	0,2345
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
671	A	0,1115	0,1301	0,1233	0,0976	0,0274	0,2343
	B	0,1194	0,1395	0,1329	0,1055	0,0279	0,2517
	C	0,1375	0,1642	0,1582	0,1250	0,0321	0,2959
684	A	0,1115	0,1301	0,1233	0,0976	0,0274	0,2343
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,1373	0,1640	0,1579	0,1249	0,0320	0,2955
680	A	0,1359	0,1579	0,1486	0,1173	0,0325	0,2834
	B	0,1495	0,1746	0,1663	0,1320	0,0349	0,3149
	C	0,1668	0,1987	0,1911	0,1510	0,0389	0,3580
692	A	0,1115	0,1301	0,1233	0,0976	0,0274	0,2343
	B	0,1194	0,1395	0,1329	0,1055	0,0279	0,2517
	C	0,1375	0,1642	0,1582	0,1250	0,0321	0,2959
611	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,1372	0,1638	0,1577	0,1246	0,0320	0,2951

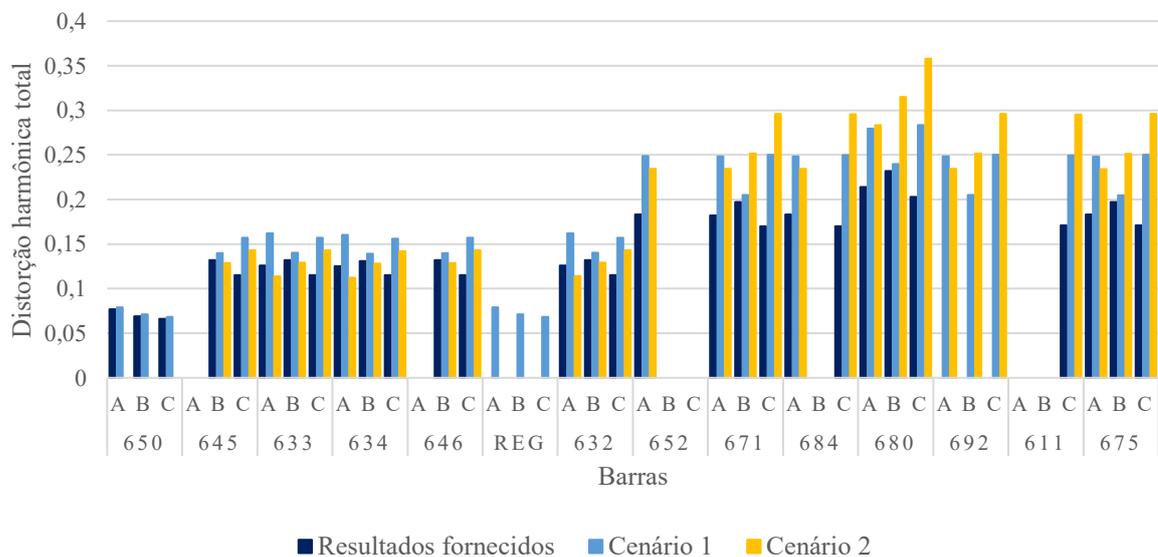
Barra	Fase	Distorção harmônica individual (%)					Distorção harmônica total (%)
		5 ^a	7 ^a	11 ^a	13 ^a	17 ^a	
675	A	0,1114	0,1299	0,1230	0,0974	0,0273	0,2338
	B	0,1193	0,1393	0,1327	0,1054	0,0279	0,2513
	C	0,1375	0,1642	0,1582	0,1250	0,0321	0,2959

Fonte: Autoria própria.

6.1.2.3 Comparação dos casos

Compara-se os resultados obtidos nos dois casos com os valores fornecidos em (FRANCHI, 2017), apresentado na Figura 21. Nota-se que nos resultados fornecidos por (FRANCHI, 2017) não é considerado o regulador e a barra 692 como barras individuais, adotando uma representação diferente.

Figura 21 – Comparação das taxas de distorção harmônica no sistema IEEE 13 nós com motor.



Fonte: Autoria própria.

Todos os resultados obtidos até o momento, para os sistemas 5 barras e IEEE 13 nós, consideram a dependência da frequência nos parâmetros da rede alterando as matrizes $[b]$ e $[B]$. Esta consideração da dependência da frequência reduz o esforço computacional. Além disso, os sistemas simulados até o momento consideram apenas uma fonte harmônica,

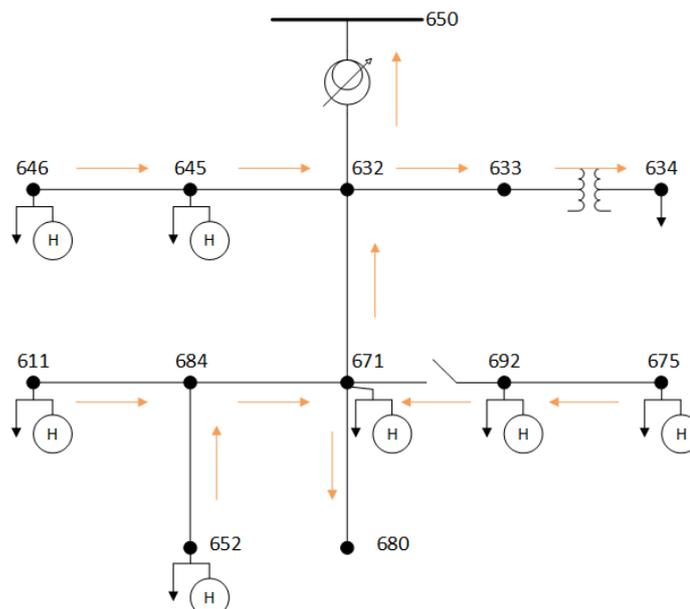
facilitando a análise do caminho dos harmônicos no sistema. Na próxima subseção é discutida a representação dos parâmetros da rede considerando a dependência da frequência alterando as Equações de Carson, e é considerado um sistema com múltiplas fontes harmônicas, investigando a interação das diversas fontes harmônicas.

6.1.3 Sistema Teste – IEEE 13 nós com múltiplas fontes harmônicas

O sistema IEEE 13 nós com múltiplas fontes harmônicas é uma adaptação do sistema de distribuição radial IEEE 13 nós, apresentado na subseção anterior (Figura 20). O sistema é desequilibrado e funciona como referência para a propagação da distorção harmônica desequilibrada (ABU-HASHIM, BURCH, *et al.*, 1999). Para a análise harmônica são incluídas cargas não lineares em diferentes barras do sistema, apresentadas na Figura 22.

Em geral, o sentido da corrente harmônica com uma única carga não linear segue da fonte harmônica em direção à subestação, ou seja, o caminho de menor impedância do ponto de vista da fonte harmônica. Para múltiplas fontes harmônicas considera-se o somatório geral e o cancelamento das correntes harmônicas, que dependem da topologia do sistema e combinação de cargas lineares e não lineares.

Figura 22 – Sistema teste IEEE 13 nós com inclusão de fontes não lineares.



Fonte: Adaptado de (IEEE 1996).

Para cada trecho do sistema são analisadas as características de cargas lineares e não lineares para definir o sentido da corrente harmônica, ilustrado na Figura 22, definindo os trechos que pertencem ao tronco principal e os ramos. Majoritariamente a corrente harmônica segue em direção à subestação (Barra 650), no entanto, uma pequena parcela irá em direção aos ramos que não apresentam fontes harmônicas, como é o caso dos trechos 632-634 e 671-680. Esta consideração faz as Barras 633, 634 e 680 apresentarem distorção harmônica, mesmo sem fontes harmônicas.

A composição harmônica em cada barra é apresentada na Tabela 27, compreendendo parcelas provenientes de lâmpadas fluorescentes, *drives* com velocidade ajustável (ASD – *Adjustable Speed Drives*), e outras fontes não lineares. As fontes não lineares podem ser facilmente alteradas para englobar fontes harmônicas atuais, como turbinas eólicas ou painéis fotovoltaicos conectados por meio de dispositivos de eletrônica de potência. Para isso, necessita-se o espectro harmônico correspondente. Para este estudo optou-se por manter as fontes harmônicas originais, com o intuito de comparar a metodologia proposta.

Tabela 27 – Composição da injeção de corrente harmônica no sistema teste IEEE 13 nós.

Barra	Fluorescente (%)	ASD (%)	Outros (%)
645	0	0	0,60
646	0,20	0,20	0,20
652	0,10	0,10	0,20
671	0,30	0	0,60
675	0,15	0,20	0,15
692	0,15	0,20	0,15
611	0,15	0,20	0,15

Fonte: (IEEE 1996).

As cargas não lineares são modeladas como fontes de correntes com os espectros especificados, apresentados na Tabela 28. As magnitudes são escaladas com base na componente fundamental e o ângulo de fase é ajustado com base no ângulo da corrente obtido na frequência fundamental.

Tabela 28 – Espectros para as fontes de injeção harmônica.

Ordem Harmônica	Fluorescente		ASD		Outros	
	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)
1	1	318,8	1	358,5	1	325
2	0	0	0	0	0	0
3	0,2	273,4	0,542	0,7	0,007	254,2
4	0	0	0	0	0	0
5	0,107	339,0	0,152	110,8	0,002	84,5
6	0	0	0	0	0	0
7	0,021	137,7	0,069	151,9	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	0,014	263,2	0,043	265	0	0
10	0	0	0	0	0	0
11	0,009	39,8	0,036	346,1	0	0
12	0	0	0	0	0	0
13	0,006	182,4	0,029	95,2	0	0
14	0	0	0	0	0	0
15	0,005	287,0	0,025	177,3	0	0

Fonte: (IEEE 1996).

A validação do fluxo de potência fundamental para o sistema IEEE 13 nós é apresentado na Seção 6.1.2.

Os resultados apresentados até o momento para o HPF consideram a dependência da frequência nos parâmetros da rede alterando as matrizes $[b]$ e $[B]$. Para avaliar os impactos das considerações na modelagem na análise harmônica, considera-se três casos distintos:

- I. Caso 1: utilizar o modelo apresentado a parâmetros constantes na frequência.
- II. Caso 2: utilizar a modelagem simplificada da linha de distribuição dependente da frequência, alterando diretamente as matrizes de rede $[b]$ e $[B]$.
- III. Caso 3: utilizar a modelagem completa da linha de distribuição dependente da frequência, alterando a frequência nas Equações de Carson.

Na sequência é apresentado uma breve discussão dos resultados obtidos para cada caso considerado.

6.1.3.1 Caso 1: Modelagem da linha sem considerar a dependência da frequência

A magnitude e ângulo das tensões para as componentes fundamental e harmônicas obtidas na análise considerando o modelo a parâmetros constantes na frequência é apresentada na Tabela 47, do Anexo D.

As distorções harmônicas por componentes harmônicas e total são apresentadas na Tabela 29. Neste cenário, nenhuma barra ultrapassa o valor limite de 5%. O desbalanço das cargas nas três fases é refletido na distorção harmônica total, sendo a fase B a de menor valor.

A maior THD obtida é de 4,78% na Barra 684, fase C. Pela topologia do sistema e características das cargas as maiores THD estão alocadas nas Barras 684 e 675, e consequentemente, em barras próximas.

Tabela 29 – Distorção harmônica total sem dependência da frequência.

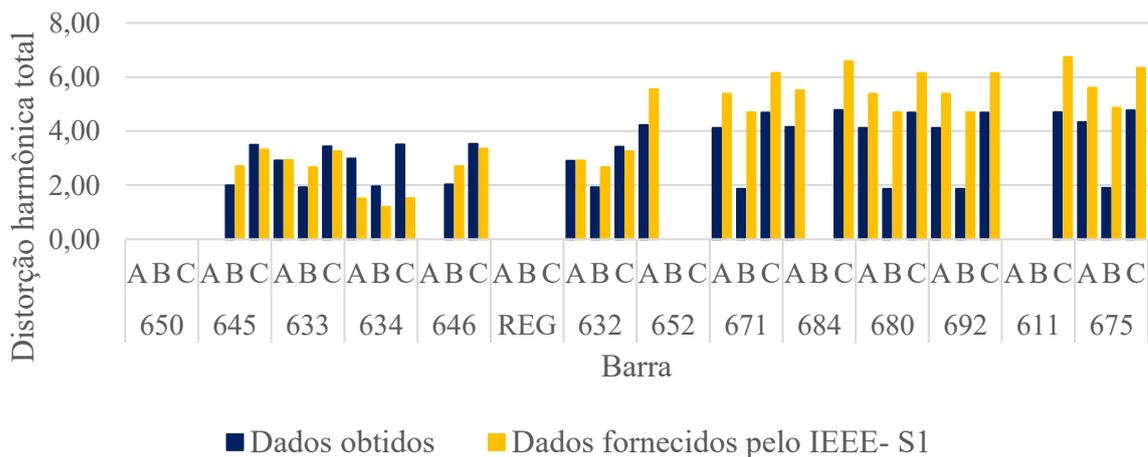
Barra	Fase	Distorção harmônica individual (%)							Distorção harmônica total (%)
		3 ^a	5 ^a	7 ^a	9 ^a	11 ^a	13 ^a	15 ^a	
650	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
645	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	1,8787	0,5714	0,2449	0,1576	0,1122	0,0786	0,0628	1,9908
	C	3,3157	0,8936	0,4636	0,2968	0,2163	0,1546	0,1249	3,4902
633	A	2,7591	0,7736	0,3810	0,2443	0,1767	0,1256	0,1014	2,9109
	B	1,8153	0,5551	0,2369	0,1524	0,1086	0,0761	0,0608	1,9246
	C	3,2629	0,8844	0,4551	0,2914	0,2123	0,1518	0,1227	3,4357
634	A	2,8257	0,7922	0,3902	0,2502	0,1810	0,1286	0,1038	2,9811
	B	1,8479	0,5650	0,2412	0,1552	0,1106	0,0774	0,0619	1,9592
	C	3,3245	0,9011	0,4637	0,2969	0,2163	0,1546	0,1250	3,5006
646	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	1,9124	0,5796	0,2492	0,1604	0,1142	0,0799	0,0639	2,0260
	C	3,3562	0,9015	0,4699	0,3008	0,2193	0,1567	0,1266	3,5322
REG	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
632	A	2,7509	0,7713	0,3799	0,2436	0,1762	0,1252	0,1011	2,9023
	B	1,8120	0,5541	0,2365	0,1522	0,1084	0,0759	0,0607	1,9211
	C	3,2545	0,8821	0,4539	0,2907	0,2118	0,1514	0,1224	3,4268
652	A	4,0140	1,0732	0,5615	0,3593	0,2620	0,1873	0,1513	4,2232
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
671	A	3,9104	1,0500	0,5463	0,3497	0,2549	0,1823	0,1473	4,1151
	B	1,7539	0,5570	0,2316	0,1489	0,1063	0,0746	0,0596	1,8662
	C	4,4578	1,1767	0,6244	0,3993	0,2925	0,2100	0,1701	4,6866
684	A	3,9445	1,0573	0,5514	0,3529	0,2573	0,1839	0,1486	4,1506
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	4,5484	1,1956	0,6379	0,4079	0,2989	0,2147	0,1739	4,7808

Barra	Fase	Distorção harmônica individual (%)						Distorção harmônica total (%)	
		3 ^a	5 ^a	7 ^a	9 ^a	11 ^a	13 ^a		15 ^a
680	A	3,9104	1,0500	0,5463	0,3497	0,2549	0,1823	0,1473	4,1151
	B	1,7539	0,5570	0,2316	0,1489	0,1063	0,0746	0,0596	1,8662
	C	4,4578	1,1767	0,6244	0,3993	0,2925	0,2100	0,1701	4,6866
692	A	3,9108	1,0500	0,5464	0,3497	0,2549	0,1823	0,1473	4,1155
	B	1,7538	0,5570	0,2316	0,1489	0,1063	0,0746	0,0596	1,8661
	C	4,4583	1,1768	0,6245	0,3994	0,2926	0,2101	0,1701	4,6872
611	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	4,4721	1,1806	0,6265	0,4006	0,2935	0,2107	0,1706	4,7017
675	A	4,1135	1,0939	0,5759	0,3684	0,2690	0,1925	0,1556	4,3264
	B	1,7863	0,5615	0,2369	0,1523	0,1089	0,0765	0,0612	1,8992
	C	4,5308	1,1910	0,6356	0,4064	0,2978	0,2139	0,1732	4,7623

Fonte: Autoria própria.

São comparados os resultados com os valores fornecidos pelo Força Tarefa do IEEE, que utiliza este mesmo sistema teste. A simulação realizada pelo (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996) utiliza um *software* de transitórios eletromagnéticos (ATP), e considera modelagens distintas das escolhidas neste trabalho.

Figura 23 – Comparação dos resultados obtidos com os resultados fornecidos em (BONNER, GREBE, *et al.*, 1996).



Fonte: Autoria própria.

Devido as diferenças de modelagem e do ambiente de simulação é perceptível as diferenças entre os resultados. No entanto, ressalta-se que a tendência das distorções harmônicas é coerente.

6.1.3.2 *Caso 2: Modelagem da linha considerando a dependência da frequência pelo método simplificado*

No Anexo D, a Tabela 48 apresenta as magnitudes e ângulos para as tensões obtidas na análise do HPF considerando a modelagem simplificada para a representação da dependência da frequência nos parâmetros de linha, entre os métodos encontrados na literatura, optou-se pela abordagem de multiplicar a parte real pela raiz da ordem harmônica, e a parte imaginária pela ordem harmônica.

As distorções harmônicas para este caso são apresentadas na Tabela 30. Quando se opta por considerar a dependência da frequência na modelagem dos parâmetros de linha há um aumento considerável na THD.

A Barra 684, fase C, apresenta a maior THD com 15,68%. Neste caso os limites máximos estabelecidos de 5% são facilmente ultrapassados. Destaca-se que o limite de 5% é usado de forma genérica, no entanto, para sistemas de distribuição entre 1kv e 13,8kV o limite máximo permissível é de 8%.

Tabela 30 – Distorções harmônicas individuais e total para o sistema IEEE 13 nós considerando a modelagem simplificada para a representação da dependência da frequência.

Barra	Fase	Distorção harmônica individual (%)						Distorção harmônica total (%)	
		3 ^a	5 ^a	7 ^a	9 ^a	11 ^a	13 ^a		15 ^a
650	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
645	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	5,5614	2,8269	1,6822	1,3916	1,2105	1,0015	0,9246	6,8563
	C	9,6855	4,3262	3,1388	2,5812	2,2976	1,9401	1,8085	11,8892
633	A	7,8866	3,6394	2,4977	2,0519	1,8099	1,5178	1,4115	9,6677
	B	5,3867	2,7565	1,6288	1,3473	1,1715	0,9689	0,8945	6,6479
	C	9,5498	4,2864	3,0904	2,5420	2,2624	1,9105	1,7814	11,7271
634	A	8,0768	3,7272	2,5579	2,1014	1,8536	1,5544	1,4455	9,9009
	B	5,4835	2,8060	1,6580	1,3715	1,1926	0,9863	0,9106	6,7673
	C	9,7302	4,3674	3,1488	2,5900	2,3051	1,9466	1,8151	11,9487
646	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	5,6515	2,8605	1,7106	1,4150	1,2313	1,0188	0,9406	6,9634
	C	9,7922	4,3611	3,1755	2,6111	2,3244	1,9626	1,8291	12,0170

Barra	Fase	Distorção harmônica individual (%)							Distorção harmônica total (%)
		3 ^a	5 ^a	7 ^a	9 ^a	11 ^a	13 ^a	15 ^a	
REG	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
632	A	7,8632	3,6286	2,4903	2,0458	1,8046	1,5133	1,4073	9,6390
	B	5,3769	2,7515	1,6258	1,3448	1,1694	0,9672	0,8929	6,6358
	C	9,5252	4,2754	3,0825	2,5354	2,2565	1,9056	1,7769	11,6970
652	A	11,4478	5,0386	3,6719	3,0112	2,6775	2,2587	2,1031	13,9887
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
671	A	11,1917	4,9463	3,5888	2,9435	2,6174	2,2085	2,0570	13,6830
	B	5,2203	2,7838	1,5902	1,3150	1,1436	0,9461	0,8727	6,4980
	C	13,0442	5,7042	4,2386	3,4819	3,1157	2,6429	2,4684	15,9863
684	A	11,2799	4,9766	3,6185	2,9677	2,6388	2,2264	2,0733	13,7885
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	13,2703	5,7800	4,3101	3,5393	3,1679	2,6876	2,5100	16,2534
680	A	11,1917	4,9463	3,5889	2,9435	2,6174	2,2085	2,0570	13,6830
	B	5,2203	2,7838	1,5902	1,3150	1,1436	0,9461	0,8727	6,4980
	C	13,0442	5,7042	4,2386	3,4819	3,1157	2,6429	2,4684	15,9863
692	A	11,1923	4,9465	3,5890	2,9436	2,6175	2,2086	2,0571	13,6836
	B	5,2201	2,7838	1,5902	1,3150	1,1436	0,9461	0,8727	6,4978
	C	13,0451	5,7044	4,2388	3,4821	3,1159	2,6431	2,4686	15,9874
611	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	13,0886	5,7241	4,2535	3,4942	3,1269	2,6524	2,4773	16,0415
675	A	11,6660	5,1060	3,7329	3,0585	2,7209	2,2965	2,1385	14,2374
	B	5,2796	2,7952	1,6045	1,3252	1,1522	0,9529	0,8786	6,5593
	C	13,2398	5,7715	4,3063	3,5373	3,1668	2,6872	2,5100	16,2237

Fonte: Autoria própria.

6.1.3.3 Caso 3: Modelagem da linha considerando a dependência da frequência pelo método completo

A Tabela 49, no Anexo D, apresenta as magnitudes e ângulos para as tensões obtidas na análise do HPF considerando a modelagem completa para a representação da dependência da frequência nos parâmetros de linha, alterando a frequência nas Equações de Carson.

A Tabela 31 apresenta as distorções harmônicas por componentes e total para o terceiro caso. Os valores obtidos nesta análise são ligeiramente menores quando comparado com o segundo caso.

Tabela 31 – Distorções harmônicas individuais e total para o sistema IEEE 13 nós considerando a modelagem completa para a representação da dependência da frequência.

Barra	Fase	Distorção harmônica individual (%)						Distorção harmônica total (%)	
		3 ^a	5 ^a	7 ^a	9 ^a	11 ^a	13 ^a		15 ^a
650	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
645	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	5,7161	2,9073	1,7503	1,4521	1,2676	1,0528	0,9757	7,0686
	C	9,4336	4,2404	3,0386	2,4927	2,2081	1,8523	1,7157	11,5616
633	A	7,6184	3,5264	2,3982	1,9665	1,7291	1,4437	1,3367	9,3249
	B	5,5411	2,8389	1,6935	1,4051	1,2257	1,0177	0,9433	6,8581
	C	9,3038	4,2005	2,9915	2,4542	2,1734	1,8230	1,6890	11,4051
634	A	7,8021	3,6114	2,4561	2,0139	1,7708	1,4785	1,3690	9,5499
	B	5,6407	2,8899	1,7240	1,4303	1,2478	1,0360	0,9603	6,9814
	C	9,4796	4,2799	3,0480	2,5006	2,2144	1,8575	1,7209	11,6206
646	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	5,8051	2,9395	1,7804	1,4770	1,2898	1,0714	0,9928	7,1755
	C	9,5354	4,2750	3,0743	2,5219	2,2343	1,8743	1,7360	11,6846
REG	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
632	A	7,5958	3,5159	2,3911	1,9606	1,7240	1,4394	1,3327	9,2973
	B	5,5311	2,8338	1,6904	1,4025	1,2235	1,0159	0,9416	6,8456
	C	9,2799	4,1897	2,9838	2,4479	2,1678	1,8183	1,6846	11,3758
652	A	11,0470	4,8780	3,5227	2,8841	2,5577	2,1507	1,9965	13,4801
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
671	A	10,8223	4,7971	3,4512	2,8269	2,5077	2,1096	1,9593	13,2142
	B	5,4761	2,9223	1,6850	1,4002	1,2217	1,0154	0,9421	6,8366
	C	12,6294	5,5557	4,0726	3,3371	2,9721	2,5064	2,3285	15,4476
684	A	10,9099	4,8275	3,4810	2,8512	2,5294	2,1277	1,9760	13,3194
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	12,8234	5,6214	4,1336	3,3861	3,0167	2,5448	2,3643	15,6767
680	A	10,8223	4,7971	3,4513	2,8269	2,5078	2,1097	1,9594	13,2143
	B	5,4761	2,9223	1,6851	1,4002	1,2218	1,0154	0,9421	6,8366
	C	12,6294	5,5558	4,0727	3,3371	2,9722	2,5065	2,3286	15,4477

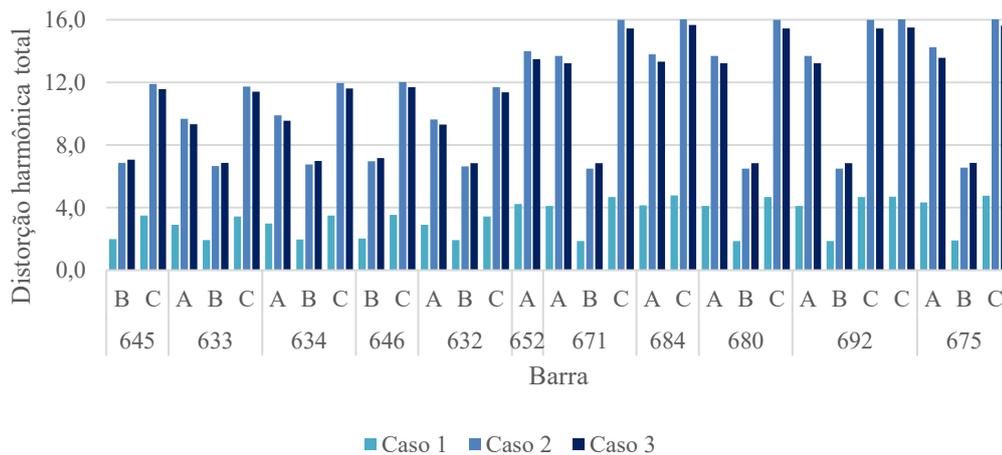
Barra	Fase	Distorção harmônica individual (%)						Distorção harmônica total (%)	
		3 ^a	5 ^a	7 ^a	9 ^a	11 ^a	13 ^a		15 ^a
692	A	10,8227	4,7973	3,4514	2,8270	2,5078	2,1096	1,9594	13,2147
	B	5,4760	2,9223	1,6850	1,4002	1,2217	1,0154	0,9421	6,8365
	C	12,6300	5,5559	4,0728	3,3372	2,9722	2,5065	2,3286	15,4483
611	A	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	C	12,6728	5,5758	4,0873	3,3491	2,9828	2,5155	2,3370	15,5015
675	A	11,1432	4,8897	3,5224	2,8804	2,5538	2,1476	1,9940	13,5607
	B	5,5118	2,9261	1,6835	1,3980	1,2192	1,0131	0,9400	6,8649
	C	12,7983	5,6055	4,1163	3,3694	2,9999	2,5293	2,3491	15,6342

Fonte: Autoria própria.

6.1.3.4 Comparação dos casos

Compara-se os três casos analisados apresentando a Figura 24. Considerar a dependência da frequência na modelagem dos parâmetros de linha causa um aumento considerável na distorção harmônica. O comportamento das tensões e correntes harmônicas são semelhantes nas abordagens, os maiores e menores valores ocorrem na mesma barra, e observa-se simetria entre as curvas apresentadas.

Figura 24 – Comparativo entre as taxas de distorção harmônica nos cenários analisados.



Fonte: Autoria própria.

A consideração da frequência alterando as Equações de Carson e modificando diretamente as matrizes de rede não apresentam diferenças tão significativas, por exemplo, a maior THD é a da Barra 684 na fase C, comparando as THD para os três casos:

Tabela 32 – Comparação dos casos analisados para o sistema IEEE 13 nós.

Caso	Modelagem	Distorção harmônica total de tensão na Barra 684 - C (%)
1	Parâmetros da rede sem dependência da frequência	4,78%
2	Parâmetros da rede com dependência da frequência representada pelo modelo simplificado	16,25%
3	Parâmetros da rede com dependência da frequência representada pelo modelo completo	15,67%

Fonte: Autoria própria.

Para a análise probabilística, detalhada na Seção 4.2, escolhe-se apenas um caso buscando avaliar com um nível de detalhamento maior. A não consideração da frequência na modelagem das linhas pode resultar em simplificações otimistas. Pretende-se encontrar um caso conservador e realista, para isto, considera-se na modelagem a dependência da frequência nos parâmetros de rede. Diante do exposto, é escolhido o caso 3, o qual considera a dependência da frequência nos parâmetros da rede alterando as matrizes de Carson.

6.2 ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA DISTORÇÃO HARMÔNICA

Realiza-se a análise probabilística considerando o sistema teste IEEE 13 nós, apresentado na seção 6.1.3, com os parâmetros de rede dependentes da frequência e a carga variante no tempo.

Com o objetivo de quantificar a diferença entre os estudos determinístico e probabilístico, considerando a sazonalidade da carga, apresenta-se a média da distorção harmônica nas duas situações.

Diferentes níveis de incerteza de curto prazo são aplicados na carga, identificando como a consideração deste parâmetro, seja na previsão ou na composição da carga, impacta a distorção harmônica.

As condições operativas no sistema são analisadas identificando o comportamento das harmônicas durante faltas permanentes. Para faltas transitórias considera-se que as THDs não são influenciadas.

6.2.1 Comparação do Comportamento da Distorção Harmônica no Ambiente Determinístico e Probabilístico

Considera-se a variação de carga correspondente aos picos semanais, diários e horários apresentados nas Tabela 33, Tabela 34 e Tabela 35, respectivamente.

Tabela 33 – Pico de carga semanal em porcentagem ao pico de carga anual.

Semana	Pico (%)						
1	86,2	14	75,0	27	75,5	40	72,4
2	90,0	15	72,1	28	81,6	41	74,3
3	87,8	16	80,0	29	80,1	42	74,4
4	83,4	17	75,4	30	88,0	43	80,0
5	88,0	18	83,7	31	72,2	44	88,1
6	84,1	19	87,0	32	77,6	45	88,5
7	83,2	20	88,0	33	80,0	46	90,9
8	80,6	21	85,6	34	72,9	47	94,0
9	74,0	22	81,1	35	72,6	48	89,0
10	73,7	23	90,0	36	70,5	49	94,2
11	71,5	24	88,7	37	78,0	50	97,0
12	72,7	25	89,6	38	69,5	51	100
13	70,4	26	86,1	39	72,4	52	95,2

Fonte: (RELIABILITY TEST SYSTEM TASK FORCE, 1999).

Tabela 34 – Pico de carga diário em porcentagem ao pico de carga semanal.

Dia	Pico (%)
Segunda-feira	93
Terça-feira	100
Quarta-feira	98
Quinta-feira	96
Sexta-feira	94
Sábado	77
Domingo	75

Fonte: (RELIABILITY TEST SYSTEM TASK FORCE, 1999).

Em cada valor de carga do sistema, multiplica-se o pico horário, no respectivo dia e semana. Essa consideração permite identificar a variação da carga linear e não linear com discretização horária, obtendo-se uma distorção harmônica para cada hora do ano.

Tabela 35 – Pico de carga horário em porcentagem ao pico de carga diário.

Hora	Semanas no inverno		Semanas na primavera e outono		Semanas no verão	
	1-8 e 44-52		9-17 e 31-43		18-30	
	Dias da semana	Final de semana	Dias da semana	Final de semana	Dias da semana	Final de semana
0-1	67	78	63	75	64	74
1-2	63	72	62	73	60	70
2-3	60	68	60	69	58	66
3-4	59	66	58	66	56	65
4-5	59	64	59	65	56	64
5-6	60	65	65	65	58	62
6-7	74	66	72	68	64	62
7-8	86	70	85	74	76	66
8-9	95	80	95	83	87	81
9-10	96	88	99	89	95	86
10-11	96	90	100	92	99	91
11-12	95	91	99	94	100	93
12-13	95	90	93	91	99	93
13-14	95	88	92	90	100	92
14-15	93	87	90	90	100	91
15-16	94	87	88	86	97	91
16-17	99	91	90	85	96	92
17-18	100	100	92	88	96	94
18-19	100	99	96	92	93	95
19-20	96	97	98	100	92	95
20-21	91	94	96	97	92	100
21-22	83	92	90	95	93	93
22-23	73	87	80	90	87	88
23-0	63	81	70	85	72	80

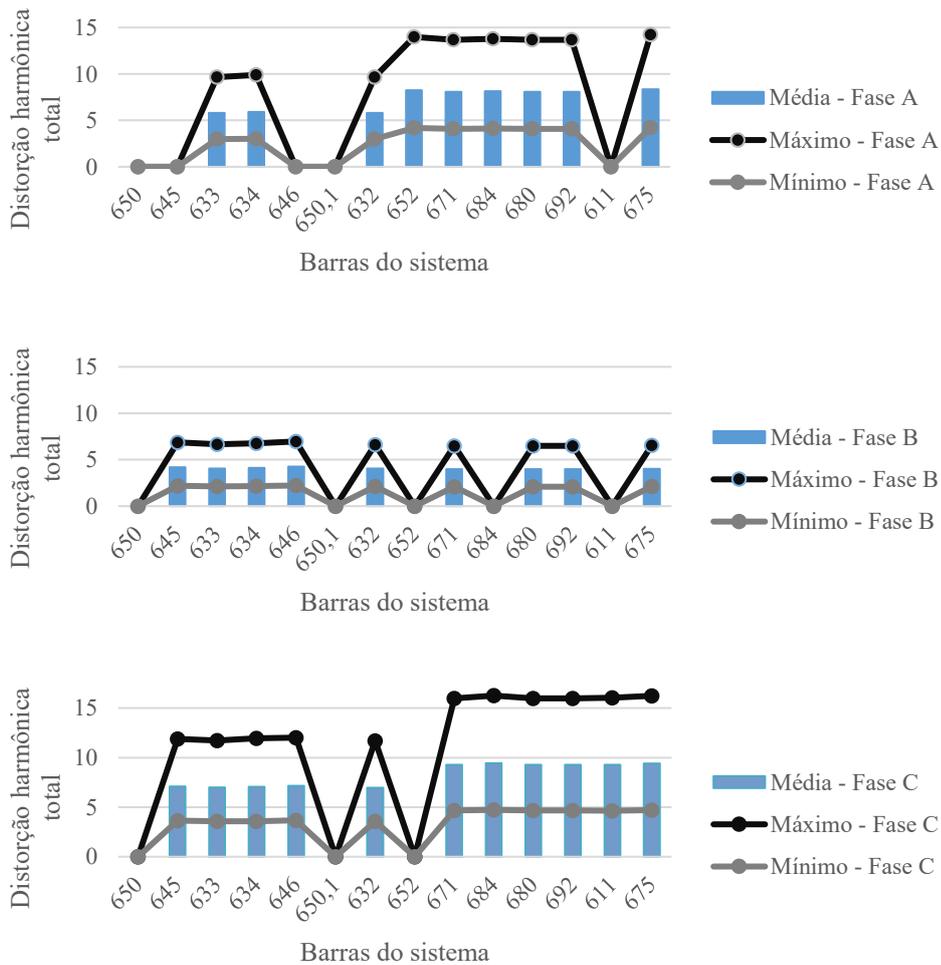
Fonte: (RELIABILITY TEST SYSTEM TASK FORCE, 1999).

Para representar a operação do sistema, considera-se que faltas permanentes promovem novas condições operacionais, alterando a forma de alimentação das cargas, podendo impactar na distorção harmônica do sistema. Para cada falta permanente executa-se o fluxo de potência harmônico, quantificando a distorção harmônica durante a falta.

O valor esperado para a distorção harmônica, com discretização horária, é obtido considerando um erro máximo de 0,5%, com 201 amostras anuais de simulação. O erro máximo é geralmente 5% para estudos que envolvem eventos no planejamento do sistema elétrico, no entanto, a sensibilidade para estudos de variações se mostrou mais significativa, necessitando de uma redução deste valor.

O valor esperado anual da média da distorção harmônica total e o valor máximo e mínimo para cada barra do sistema é apresentado na Figura 25 considerando as fases A, B e C respectivamente. O valor máximo observado é o mesmo obtido no estudo determinístico, ressalta-se que este valor tem uma permanência de duas horas por ano, durante a semana 51 na terça-feira, dia 18 de dezembro entre às 17h e 19h. O valor mínimo ocorre durante a semana 38 no domingo, no dia 23 de setembro entre às 4h e 6h, correspondendo a uma permanência de duas horas. A média é calculada utilizando as 8736 horas do ano.

Figura 25 – Média do valor esperado da THD sem incertezas na carga – Fases A, B e C.



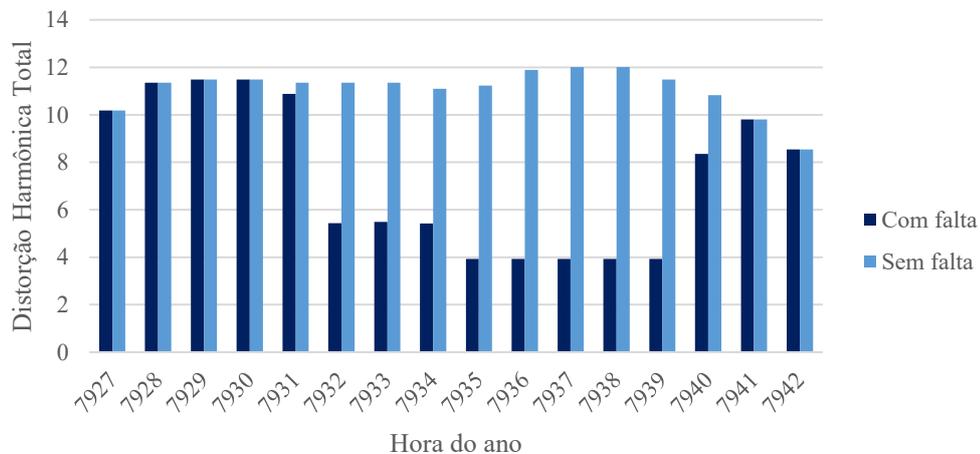
Fonte: Autoria própria.

O sistema não apresentou muitas falhas, devido a taxa de falha e reparo, correspondendo a 8 faltas permanentes nas 200 amostras anuais simuladas, resultando em uma rápida convergência, e com valores esperados semelhantes nos anos simulados.

As oito faltas permanentes ocorreram em diferentes trechos, horas e duração. Para exemplificar, é apresentada a primeira falta permanente, que ocorreu no ano 1, no trecho 671-692 na hora 7.931,92 durante 8,43 horas. A Figura 26 apresenta a distorção harmônica total de tensão na Barra 671, fase A, registrada durante a falta, e a distorção harmônica total de tensão esperada no caso do sistema sem faltas.

A média da amostra anual, realizada considerando as 8736h em 201 amostras anuais, não é impactada ao considerar faltas permanentes. No entanto, se a análise for detalhada, observando a hora da ocorrência, como no exemplo da Figura 26, observa-se que a diferença entre as taxas de distorção harmônica é expressiva.

Figura 26 – Distorção harmônica de tensão na Barra 671, fase A, durante a falta no trecho 671-692.



Fonte: Autoria própria.

Essa análise permite identificar o comportamento das distorções harmônicas durante faltas permanentes, que podem diminuir ou aumentar, dependendo da característica do sistema, das cargas lineares e fontes harmônicas.

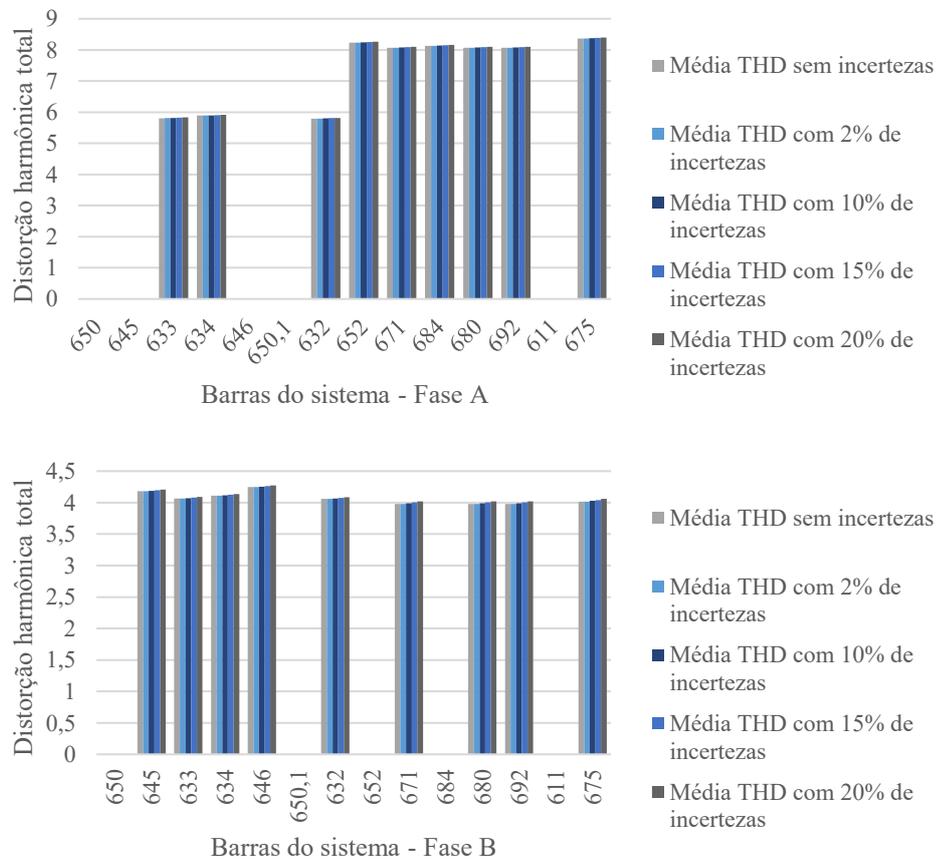
6.2.2 Comportamento da Distorção Harmônica Frente a Incertezas na Previsão da Carga

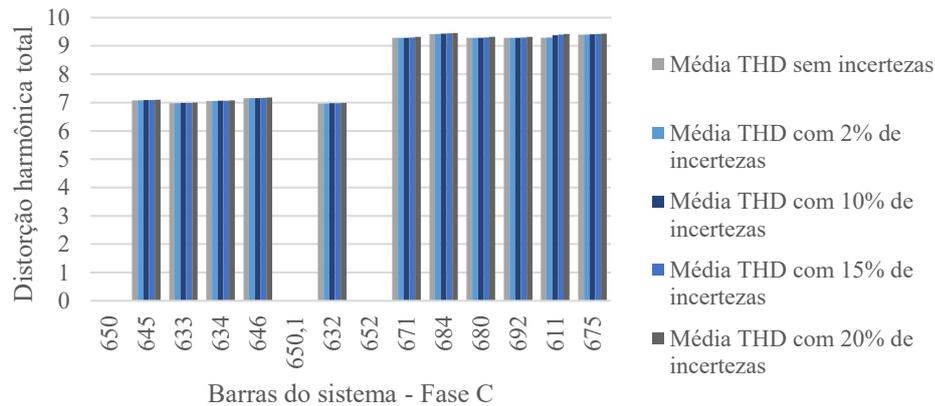
A carga é composta por uma parcela dependente do tempo, a qual é representada pela curva de carga horária, e uma segunda parcela relacionada às características estocásticas. Para incluir a parcela estocástica na representação da carga são acrescentadas incertezas, representando os erros na previsão da demanda, e incertezas na composição da carga não linear.

Para avaliar como as características das cargas influenciam as distorções, aplica-se diferentes níveis de incerteza: ausência de incertezas, 2%, 10%, 15% e 20% de incertezas. Para cada nível de incerteza é monitorado o comportamento da THD considerando as condições operativas do sistema.

A média da distorção harmônica para as fases A, B e C, do valor esperado anual ao fim da SMCS, considerando os diferentes níveis de incerteza, são apresentadas na Figura 27.

Figura 27 – Média da THD com diferentes níveis de incertezas – Fases A, B, e C, respectivamente.





Fonte: Autoria própria.

Verifica-se que a THD aumenta infimamente com as diferentes incertezas aplicadas. Comparando o caso com ausência de incertezas e quando se aplica 2%, 10%, 15% e 20% de incertezas, a diferença na média do valor esperado da THD é cerca de 0,005%, 0,012%, 0,028% e 0,052%, respectivamente. Para níveis de incertezas reduzidos, não há necessidade de maiores preocupações quanto a composição e características das harmônicas.

O esforço computacional é proporcional ao nível de incerteza aplicado. Para os casos com ausência de incerteza, e considerando 2%, 10%, 15% e 20% de incertezas aplicadas, foram necessários 201, 206, 355, 617 e 1001 amostras anuais, respectivamente.

Essa análise permite concluir que a representação de incertezas na composição das cargas e na previsão de demanda, necessita de um aprofundamento na modelagem. Em sistemas pequenos e previsíveis o impacto das incertezas visto da perspectiva dos valores esperados foi diluído nas distorções harmônicas médias.

6.2.3 Comportamento da Distorção Harmônica Durante Falhas Permanentes

Para avaliar o comportamento da distorção harmônica considerando as diversas condições operacionais, identifica-se as falhas permanentes que ocorrem considerando uma incerteza na previsão da carga de 20%.

No total foram simuladas 1001 amostras anuais. São apresentadas, na Tabela 36, as primeiras falhas permanentes que ocorreram, os trechos atingidos, hora e duração da falta.

Tabela 36 – Relação das primeiras faltas permanentes identificadas na simulação.

Ano	Trecho atingido	Tipo de falta	Hora da falta (h)	Duração da falta (h)
11	650-REG	Monofásica (C)	6.059,13	2,95
17	633-634	Monofásica (A)	7.154,65	3,06
18	632-633	Monofásica (C)	933,53	1,61
64	633-634	Monofásica (C)	1.157,53	19,71
86	632-671	Bifásica (AB)	3.985,12	1,52
103	100-650	Monofásica (A)	6.124,10	2,38
114	REG-632	Monofásica (A)	3.763,94	0,65
172	671-680	Monofásica (C)	6.416,25	1,26
204	650-REG	Monofásica (A)	321,09	0,23
206	671-692	Monofásica (C)	842,91	7,79
269	REG-632	Monofásica (A)	3.764,78	7,76
279	684-652	Monofásica (B ou C)	32,09	13,04
304	632-671	Bifásica (CA)	568,00	5,81
307	650-REG	Monofásica (B)	5.289,64	3,04
326	684-652	Monofásica (B ou C)	4.332,70	1,49
335	650-REG	Monofásica (C)	8.598,17	0,46
337	650-REG	Monofásica (C)	7120,01	7,57
342	632-671	Monofásica (C)	3.888,52	12,82
391	684-652	Monofásica (B ou C)	5.999,31	11,85

Fonte: Autoria própria.

Considera-se a atuação da proteção durante a falta permanente tripolar, assim, quando ocorre uma falta em uma das fases, as três fases são desligadas.

Nos próximos itens são detalhados o comportamento da distorção harmônica para faltas permanentes em diferentes locais. Para todos os casos apresentados são consideradas duas variáveis para identificar o impacto na distorção harmônica: incertezas na previsão da carga e faltas permanentes. Cada resultado apresentado em forma de figura contém quatro colunas, cada uma é uma combinação das duas variáveis, assim: (1) THD com incertezas e com falta (azul claro); (2) THD com incertezas e sem falta (azul escuro); (3) THD sem incertezas e sem falta (amarelo claro); (4) THD sem incertezas e sem falta (amarelo escuro).

6.2.3.1 Faltas permanentes no início do sistema

Quando ocorre uma falha no início do sistema (entre a barra 650 e o regulador de tensão), evidentemente a distorção harmônica será nula para todas as barras durante a

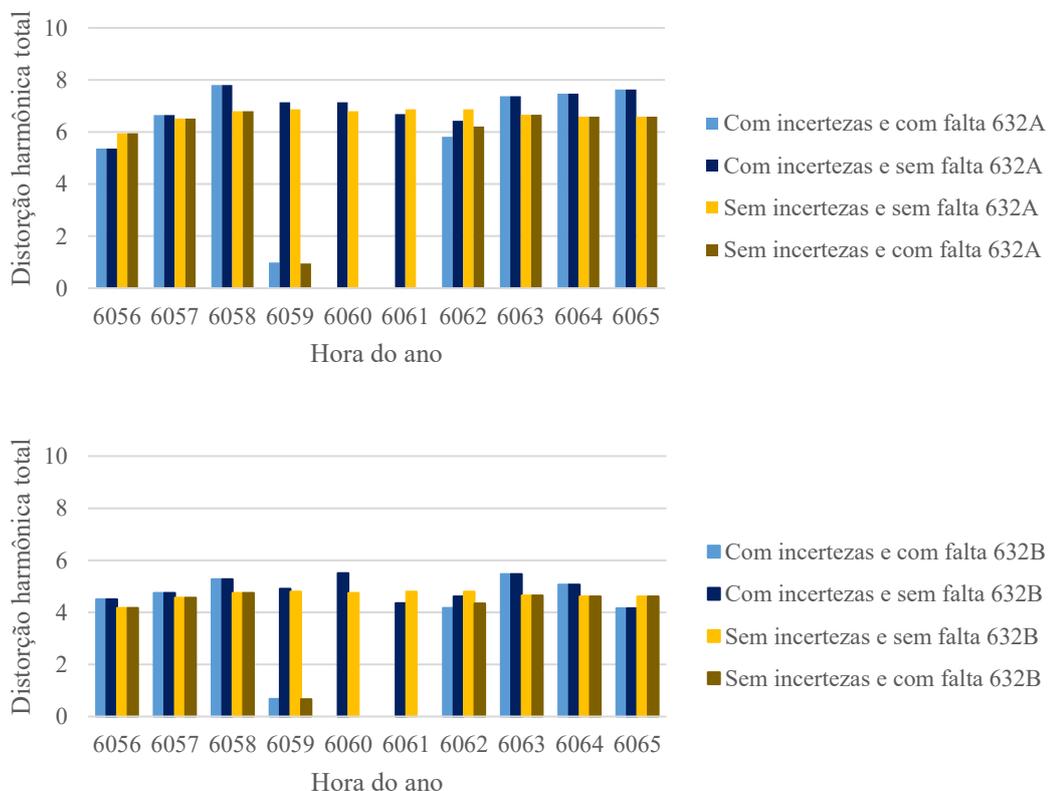
ocorrência da falta permanente. Para exemplificar essa situação detalha-se a falta permanente que ocorreu na amostra anual 11, apresentada na Figura 28.

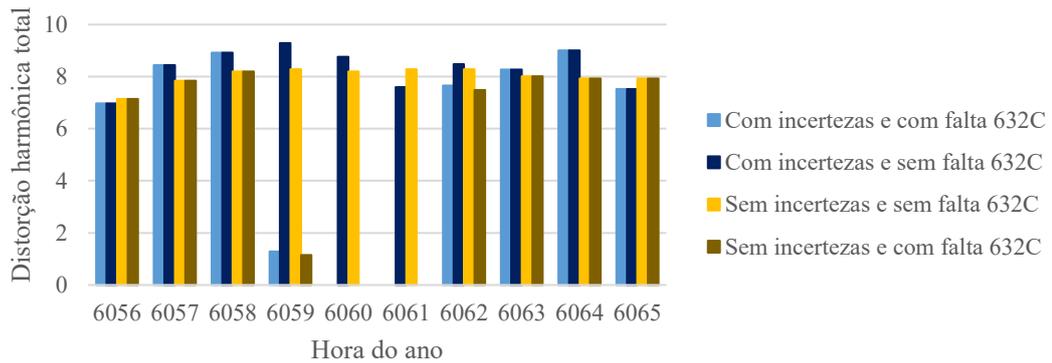
A coluna correspondente a THD com incertezas e com falta (azul claro) e a coluna THD com incertezas e sem falta (azul escuro) terá o mesmo valor durante o ano inteiro, com exceção dos momentos que envolvem a falta. Neste caso, pode-se observar que a transição para a falta começa na hora 6.059,13. Na hora 6062 o valor com falta é elevado, devido ao retorno da linha de distribuição ao funcionamento na hora 6062,08.

A mesma análise pode ser estendida para as colunas amarelas, que correspondem as THD “sem incertezas e sem falta” e “sem incertezas e com falta”.

Além da análise do comportamento da distorção harmônica durante faltas permanentes, a Figura 28 permite visualizar o comportamento da incerteza adicionada nas cargas. Para cada hora é acrescido ou decrescido um valor sorteado, que pode ser visualizado se comparar as colunas azuis e amarelas.

Figura 28 – Distorção harmônica total de tensão durante falta permanente no trecho 650-650.1.





Fonte: Autoria própria.

6.2.3.2 Faltas permanentes em trechos com cargas lineares

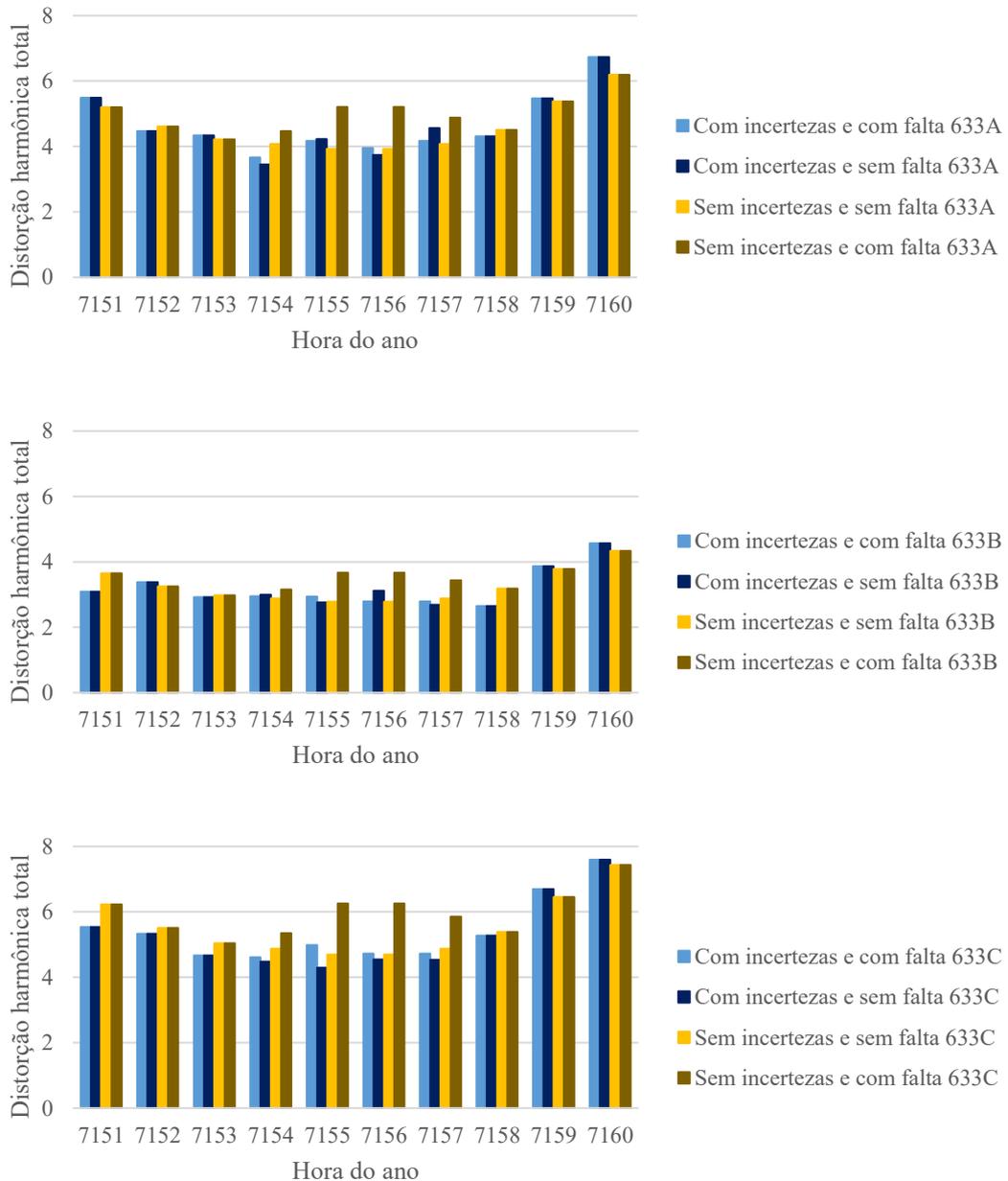
Em faltas permanentes o número de cargas diminui e espera-se que, conseqüentemente a THD seja reduzida nos instantes da falta. No entanto, essa premissa não é uma verdade absoluta, dependendo da nova configuração do sistema, e de como as cargas lineares e não lineares serão afetadas. A falta permanente pode atingir trechos com cargas lineares ou em trecho com cargas não lineares.

Em geral, quando ocorre uma falta permanente afetando o funcionamento de cargas não lineares a distorção harmônica é reduzida. Quando a falta afeta o funcionamento de cargas lineares a distorção harmônica é elevada, devido ao cancelamento das fases das correntes harmônicas.

Para respaldar essa teoria, analisa-se um exemplo de falta permanente no trecho 633-634, no ano 17. A barra 634 apresenta uma carga linear, a qual serve para amortecer a distorção harmônica, devido ao cancelamento entre os ângulos de fase.

O fenômeno pode ser observado na Figura 29, a falta permanente inicia-se na hora 7154,65 e a distorção harmônica na Barra 633 com falta aumenta. Na Barra 634 a THD vai a zero durante a falta.

Figura 29 – Distorção harmônica total de tensão durante falta permanente no trecho 633-634.



Fonte: Autoria própria.

Comportamentos similares são verificados sempre que ocorre uma falta permanente no trecho 632-633 e 633-634, removendo o único trecho de rede com cargas puramente lineares.

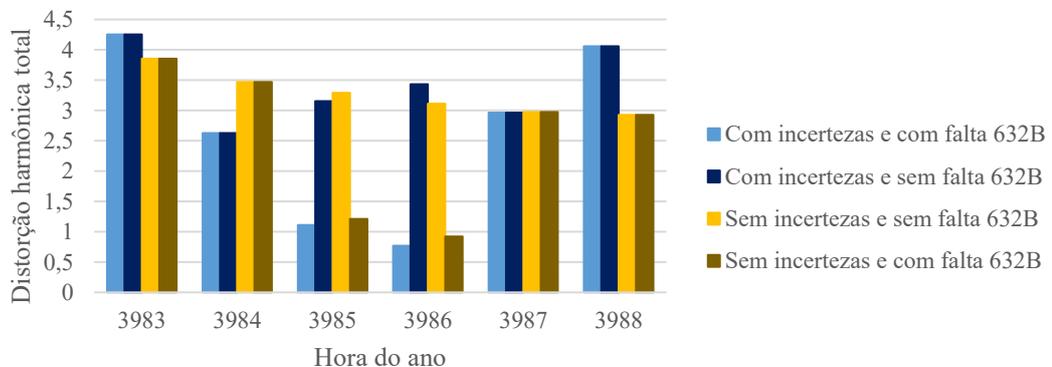
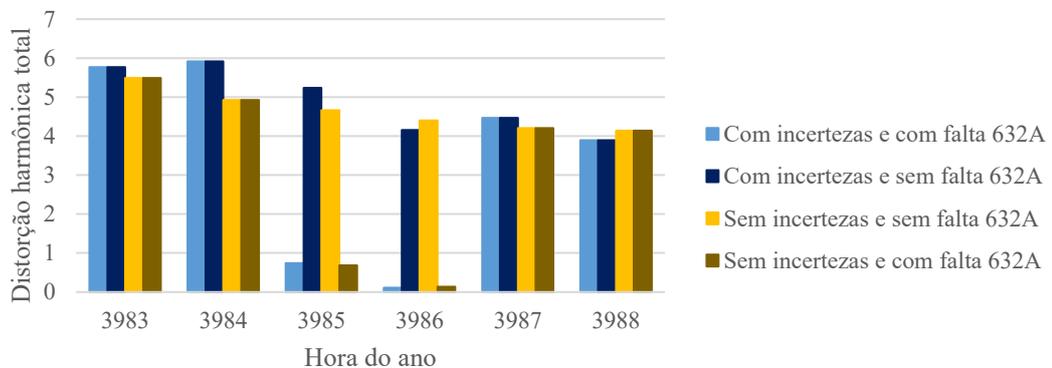
6.2.3.3 Faltas permanentes em trechos com cargas não lineares

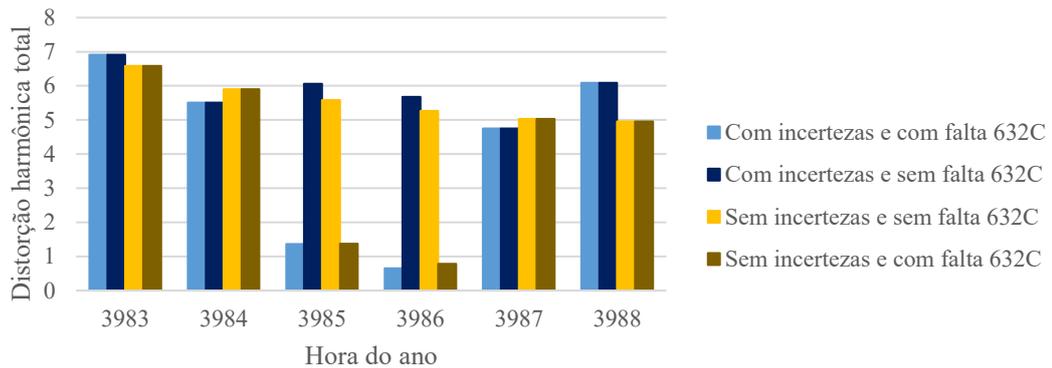
Quando ocorre uma falta permanente afetando o funcionamento das cargas não lineares a distorção harmônica é reduzida. Busca-se verificar como as cargas não lineares influenciam o comportamento harmônico do sistema.

A influência das cargas lineares e não lineares no comportamento da distorção harmônica é verificada mesmo nas cargas mais distantes. Um exemplo disso é a falta permanente no trecho 632-671, que provoca o desligamento de diversas cargas não lineares conectadas no sistema, restando apenas as cargas não lineares conectadas nas barras 645 e 646 e as cargas lineares da barra 634. Esta falta resulta em um novo arranjo de cargas no sistema, e conseqüentemente em mudanças no cancelamento harmônico.

A Figura 30 apresenta as distorções harmônicas de tensão durante a falta permanente no trecho 632-371, na amostra anual 86. A THD durante a falta é reduzida devido à desconexão de diversas cargas não lineares.

Figura 30 – Distorção harmônica total de tensão durante falta permanente no trecho 632-671.



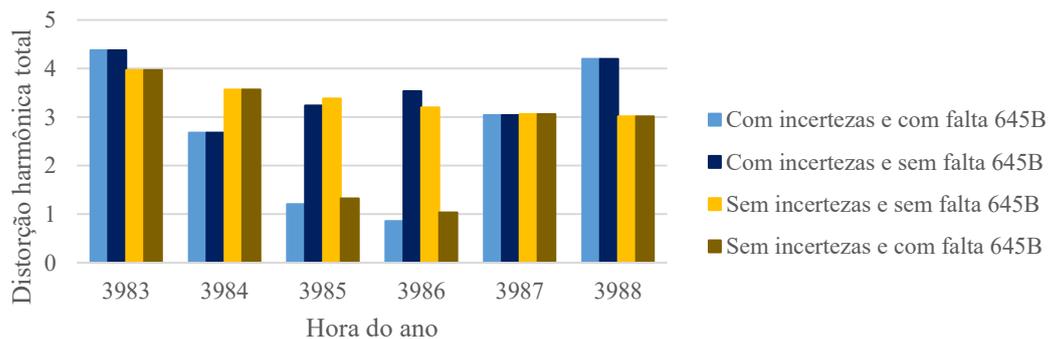


Fonte: Autoria própria.

Para avaliar como a desconexão das cargas não lineares influenciam na distorção harmônica, é apresentada a Figura 31. Neste caso, a falta permanente não é aplicada diretamente a barra 645, no entanto, verifica-se que há uma diminuição na THD durante a falta, isso ocorre devido à nova configuração do sistema.

A distorção harmônica resultante na barra 632, durante a falta, é a combinação da distorção harmônica originada nas barras 645 e 646, com o cancelamento da carga linear da barra 634.

Figura 31 – Distorção harmônica total de tensão durante falta permanente no trecho 632-671 na barra 645 - fase B.



Fonte: Autoria própria.

Comportamentos similares podem ser verificados em faltas permanentes nos trechos com cargas não lineares. Por exemplo, uma falta permanente no trecho 671-692, o qual apresenta as maiores cargas não lineares do sistema reduz significativamente as distorções harmônicas na barra 671, e conseqüentemente em todas as barras do sistema.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo apresentam-se as conclusões do trabalho e proposta de trabalhos futuros.

7.1 CONCLUSÕES

O crescimento de fontes não lineares no sistema, acrescido do uso de fontes de geração intermitente baseadas em inversores tem aumentado significativamente a injeção de correntes harmônicas no sistema, trazendo a preocupação com os limites de distorção harmônica. É importante avaliar as taxas de distorção harmônica ainda na fase de planejamento do sistema.

Este trabalho teve como objetivo a análise da distorção harmônica em sistemas de distribuição, buscando mapear a interação entre cargas lineares e não lineares com os demais equipamentos do sistema, e obter um diagnóstico das harmônicas no sistema. Aliada a motivação do trabalho, de considerar métodos de fluxo de potência harmônico na fase de planejamento, é estudado um método de fluxo de potência harmônico.

O fluxo de potência harmônico é baseado no método de injeção de corrente, desacoplado entre as ordens harmônicas, e permite a inclusão de qualquer fonte geradora de harmônica, representado como um equivalente de Norton. Para isto, requer somente os dados de entrada, as informações do espectro harmônico, e a composição das características não lineares.

A distorção harmônica no sistema é afetada principalmente pelas cargas, e a interação dos dispositivos da rede com a frequência. É imprescindível o uso de modelos para representar os componentes e cargas, considerando a característica da resposta da frequência. No trabalho são apresentadas discussões sobre a modelagem e a falta de consenso na literatura, principalmente a escolha de métodos adequados para representar a carga linear, em muitos estudos não sendo representada. Dessa forma, optou-se por uma representação simplificada modelando todas as cargas lineares no fluxo de potência harmônico como cargas de impedância constante e depende da frequência. Para a fonte harmônica o ponto de atenção é na representação do ângulo de fase harmônico, escolhido uma alternativa entre três apresentadas na Força Tarefa do IEEE sobre harmônicos a que apresentou resultados mais coerentes.

Como resultado do trabalho é obtida uma ferramenta computacional que permite diagnosticar a distorção harmônica em sistemas de distribuição, considerando diferentes fontes

harmônicas. Essa análise pode ser realizada na etapa de planejamento do sistema, servindo como indicador para avaliar o impacto de novas conexões no sistema, além de permitir investigar medidas mitigatórias para a alta penetração de fontes renováveis conectadas na rede com dispositivos com características não lineares, como a eólica e solar.

Para tornar o estudo mais sensível ao planejamento e operação do sistema, a ferramenta computacional é desenvolvida no ambiente determinístico e estocástico. A análise determinística, apresenta bons resultados e baixo esforço computacional, permitindo quantificar as distorções harmônicas para um cenário operativo. Para considerar mais cenários, como pelo menos para as três demandas indicadas pelas normativas (leve, média e pesada) aliada a diferentes condições operativas a análise determinística pode requerer diversas simulações.

A análise estocástica apresenta melhores resultados quando se deseja atribuir incertezas na carga e diferentes condições operativas, no entanto, o esforço computacional é proporcional ao nível de discretização da simulação.

Neste trabalho foram considerados dois sistemas testes que permitiram validar a ferramenta, e posteriormente avaliar possíveis melhorias. Inicialmente validou-se a ferramenta para um sistema pequeno e controlável de 5 barras com uma única fonte harmônica, obtendo bons resultados. Em seguida, para o sistema IEEE 13 nós, não tão controlável como o primeiro, com uma única fonte harmônica é validado novamente a ferramenta e aspectos metodológicos, e proposto alterações nas premissas da simulação e nas condições iniciais.

O terceiro estudo, considerando o sistema IEEE 13 nós com múltiplas fontes harmônicas, é um sistema com maior complexidade pela interação das fontes não lineares proporcionarem aumento ou amortecimento das harmônicas no sistema conforme a configuração do sistema. Para este sistema, além da simulação determinística, é investigada a influência das variáveis estocásticas como as condições operativas do sistema e as incertezas da carga na distorção harmônica.

A incerteza na carga, para o sistema IEEE 13 nós, não afetou significativamente as distorções harmônicas. Quando aplicado 20% de incertezas nas cargas, resultou em um aumento de aproximadamente 0,625% nas THD, o que pode ser considerado um baixo impacto, sinalizando a necessidade de maior aprofundamento na modelagem de incertezas.

As faltas permanentes aplicadas no sistema permitiram avaliar o comportamento das harmônicas durante uma falha de um componente. Verificou-se que a remoção de uma carga não linear, os níveis de THD diminuem proporcionalmente a quantidade de carga removida, e

influenciada pela característica do sistema. Já na remoção de uma carga linear, verificou-se que os níveis de THD aumentaram, comprovando que a carga linear servia como amortecimento de harmônicos. Neste sentido, é evidente a necessidade de representação estocástica para se avaliar com maior precisão esses fenômenos classificados como variações do produto energia elétrica.

7.2 TRABALHOS FUTUROS

A expansão natural deste trabalho passa por estabelecer uma modelagem mais aprofundada dos fenômenos que conduzem a variações nos sistemas de distribuição, como por exemplo:

- I. Modelar os fenômenos harmônicos oriundos dos sistemas renováveis, os quais inserem inversores de frequência no processo de geração de energia.
- II. Atualizar o espectro das fontes harmônicas do sistema, com o objetivo de melhor representar os dispositivos baseados em cargas sólidas.
- III. Posicionar as avaliações de distorção harmônicas na fase de planejamento dos sistemas elétricos de forma mais assertiva, buscando padronizar estudos de planejamento.
- IV. Incluir a análise da distorção harmônica durante faltas transitórias em sistemas de distribuição.

REFERÊNCIAS

- ABU-HASHIM, R. et al. Test systems for harmonics modeling and simulation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 14, n. 2, p. 579-587, April 1999.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist) - Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.]: [s.n.], 2021.
- ARABSALMANABADI, B.; JAVADI, A.; AL-HADDAD, K. **Harmonic Power Flow in Unbalanced and Polluted Radial Distribution Systems**. IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT). Toronto, ON: IEEE. 2017. p. 1504-1509.
- ARCHUNDIA-ARANDA, I.; MOTA-PALOMINO, R. O. **Harmonic Load Flow Method for Radial Distribution Networks**. Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2010. [S.l.]: [s.n.]. 2010.
- ARRILAGA, J. et al. The Harmonic Domain. A Frame of Reference for Power System Harmonic Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 1, p. 433-440, February 1995.
- ARRILAGA, J.; WATSON, N. R. **Power System Harmonics**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2004.
- ARRILLAGA, J. et al. AC System modelling for AC filter design - An overview of impedance modelling. **Electra**, v. 164, 1996.
- AU, M. T. **Stochastic Modelling and Mitigation of Harmonics in Distribution Network**. Manchester: [s.n.], 2005.
- AU, M. T.; MILANOVIC, J. V. **Stochastic Assessment of Harmonic Distortion Level of Medium Voltage Radial Distribution Network**. 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. [S.l.]: [s.n.]. 2006.
- AU, M. T.; MILANOVIC, V. Development of Stochastic Aggregate Harmonic Load Model Based on Field Measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, p. 323-330, Janeiro 2007.
- AWAD, H.; BOLLEN, M. H. Power electronics for power quality improvements. **IEEE International Symposium on Industrial Electronics**, Rio de Janeiro, 03 Março 2004. 1129-1136.
- BAGHZOUZ, Y. et al. Time-Varying Harmonics: Part I - Characterizing Measured Data. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 13, n. 3, July 1998.

- BAGHZOUZ, Y. et al. Time-Varying Harmonics: Part II - Harmonic Summation and Propagation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 1, January 2002.
- BAGHZOUZ, Y.; TAN, O. T. Probabilistic Modeling of Power System Harmonics. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. IA-23, n. 1, p. 173-180, Janeiro 1987.
- BILLINTON, R.; ALLAN, N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2. ed. [S.l.]: Plenum Press , 1996.
- BLANCO, A. M. et al. Stochastic harmonic load model of residential users based on measurements. **IEEE Eindhoven Power Tech**, Netherlands, 2 Julho 2015.
- BOLLEN, M. H. What is power quality? **Electric Power Systems Research**, v. 66, n. 1, p. 5-14, 2003.
- BOLLEN, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems: voltage sags and interruptions**. [S.l.]: IEEE Press, 2000.
- BOLLEN, M. H. J. et al. **Power quality aspects of smart grids**. International Conference on Renewable Energies and Power Quality. [S.l.]: [s.n.]. 2010.
- BOLLEN, M. H.; GU, I. Y. **Signal Processing of Power Quality Disturbances**. [S.l.]: John Wiley & Sons, v. 30, 2006.
- BONNER, A. et al. Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks. 1. Concepts, models, and simulation techniques. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. II, n. 1, p. 452-465, January 1996.
- BONNER, A. et al. Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electrical Power Networks - Part II: Sample Systems and Examples. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, n. 1, p. 466-474, January 1996.
- BORKOWSKA, B. Probabilistic Load Flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1974.
- BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2^a. ed. [S.l.]: CRC Press, 2008.
- BURCH, R. et al. Impact of Aggregate Linear Load Modeling on Harmonic Analysis: A Comparasion of Commom Practice and Analytical Models. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 18, n. 2, p. 625-630, Abril 2003.
- BURCH, R. et al. Impact of Aggregate Linear Load Modeling on Harmonic Analysis: A Comparison of Common Practice and Analytical Models. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 18, 2003.

- CARAMIA, P. et al. Probabilistic iterative harmonic analysis of power systems. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 141, n. 4, p. 329-338, Julho 1994.
- CARAMIA, P.; VARILONE, P. Probabilistic ac/dc 3-phase load flow. **8th International Conference on Harmonics and Quality of Power**, Grécia, 14-16 Outubro 1998. 1018-1028.
- CARPINELLI, G. **Some considerations on probabilistic aspects and harmonic standards**. Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power. [S.l.]: [s.n.]. 2000. p. 254-256.
- CARPINELLI, G. et al. First-order probabilistic harmonic power flow. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 148, n. 6, p. 541-548, Novembro 2001.
- CASTRO, A. M. **Fluxo de Potência Probabilístico via Simulação Monte Carlo e Método da Entropia Cruzada**. [S.l.]: [s.n.], 2017.
- CAVALLINI, A. et al. Evaluation of Harmonic Levels in Electrical Networks by Statistical Indexes. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 30, n. 4, August 1994.
- CAVALLINI, A.; MONTANARI, G. C. A Deterministic/Stochastic Framework for Power System Harmonic Modeling. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, February 1997.
- CAVALLINI, A.; MONTANARI, G. C.; CACCIARI, M. Stochastic Evaluation of Harmonics at Network Buses. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 10, n. 3, July 1995.
- CIGRE JWG C4/B4.38. **Network Modelling for Harmonic Studies**. [S.l.]: [s.n.], v. 766, 2019.
- CIGRE WORKING GROUP 36-05. Harmonics, characteristics parameters, methods of study, estimates of existing values in the network, v. 77, p. 35-54, 1981.
- DAS, J. C. **Power system analysis: short-circuit load flow and harmonics**. New York: CRC Press, 2016.
- ENTSO-E. **High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters**. [S.l.]: [s.n.], 2016.
- ESPOSITO, T. et al. Probabilistic harmonic power flow for percentile evaluation. **Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering 2001. Conference Proceedings**, Toronto, Canada, 13-16 Maio 2001. 831-838.
- FITZGERALD, A. E.; UMANS, S. D.; JR. KINGSLEY, C. **Máquinas elétricas**. 7. ed. [S.l.]: AMGH Editora, 2014.

FORCE, T.; CHANG, G. Characteristics and Modeling of Harmonic Sources - Power Electronic Devices. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 16, n. 4, p. 791-800, October 2001.

FRANCHI, T. P. **Fluxo de Potência Trifásico Harmônico Baseado no Método Backward/Forward Sweep para o Estudo dos Harmônicos Gerados por Cargas Industriais e Residenciais**. Campinas: [s.n.], 2017.

FRANCHI, T. P.; MURARI, C. A. F. **Fluxo de Potência Trifásico Harmônico para o Estudo dos Harmônicos Gerados por Cargas Industriais**. XLIV Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia. [S.l.]: [s.n.]. 2016.

GALLEGO, L. A.; ECHEVERRI, M. G.; PADILHA-FELTRIN, A. Fluxo de potência trifásico probabilístico para redes de distribuição usando o método de estimação por pontos. **Controle & Automação**, v. 23, n. 2, Março e Abril 2012.

GOEKE, T.; WELLSSOW, W. H. A Statical Approach to the Calculation of Harmonics in MW Systems Caused by Dispersed LV Customers. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 1, February 1996.

GRIGG, C. et al. The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 3, p. 1010-1020, 1999.

HATZIARGYRIOU, N. D.; KARAKATSANIS, T. S.; PAPADOPOULOS, M. Probabilistic Load Flow in Distribution Systems Containing Dispersed Wind Power Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 1, p. 159-165, February 1993.

HEYDT, G. T.; GRADY, W. M. Distributed Rectifier Loads in Electric Power Systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-103, n. 9, p. 2452-2459, September 1984.

HEYDT, G. T.; JACKOVICH, P. A. **Fifth harmonic voltages in EHV transmission systems**. 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Chicago, IL, USA: IEEE. 2017. p. 1-5. IEC/TR 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**. Geneva: [s.n.], 2008.

IEEE. Distribution Test Feeders, 2010. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>>. Acesso em: Junho 2019.

IEEE STANDARD. **Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Non Sinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions**. IEEE-SA. New York, p. 1459-2010. 2010. (978-0-7381-6058-0).

IEEE STD 519-2014. **IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. New York: IEEE-SA Standards Board, 2014.

IEEE WORKING GROUP ON POWER SYSTEM HARMONICS. Power System Harmonics: An Overview. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-102, n. 8, p. 2455-2460, August 1983.

IEEE, T. O. P. D. **Task force on harmonics modeling and simulation, Characteristics and modeling of harmonic sources-power electronic devices**. IEEE. [S.l.], p. 452-465. 1996.

ISSICABA, D. **Block-Oriented Agent-Based Architecture to Support the Power Distribution System Operation - System Design and Environment Model**. Porto: [s.n.], 2013.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. [S.l.]: Electric Power Engineering Series, 2001.

LA ROSA, F. C. D. **Harmonics, Power Systems and Smart Grids**. Texas, USA: CRC Press, 2015.

LEÃO, R. P. S.; SAMPAIO, R. F.; ANTUNES, F. L. M. **Harmônicos em Sistemas Elétricos**. [S.l.]: Elsevier, 2014.

NASAR, S. A. **Máquinas elétricas**. São Paulo: McGraw-Hill, 1984.

ONS. Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos., Brasil, 16 Dezembro 2016.

ONS. **Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras**. [S.l.]. 2018.

OWEN, E. L. A history of harmonics in power systems. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 4, n. 1, p. 6-12, 1998.

PAPATHANASSIOU, S. A.; PAPADOPOULOS, M. P. Harmonic Analysis in a Power System with Wind Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 4, p. 2006-2016, Outubro 2006.

POMALIS, et al. **Harmonic Distortion Mitigation in Unbalanced Distribution Systems by NSGAI optimization**. 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America). [S.l.]: [s.n.]. 2019.

- P.U.LZ, L. T. C. et al. **Harmonic distortion assessment using state estimation algorithm**. 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). [S.l.]: [s.n.]. 2016.
- RELIABILITY TEST SYSTEM TASK FORCE. The IEEE Reliability Test System - 1996. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 3, p. 1010-1020, August 1999.
- RIBEIRO, P. F. **An Overview of Probabilistic Aspects of Harmonics: State of the Art and New Developments**. IEEE Power Engineering Society General Meeting. [S.l.]: [s.n.]. August 2005.
- RÍOS M., S.; CASTAÑEDA P., R. **Newton-Raphson probabilistic harmonic power flow through Monte Carlo simulation**. 38th Midwest Symposium on Circuits and Systems. Proceedings. [S.l.]: [s.n.]. 1995.
- RIOS, S. M.; CASTANEDA, R. P. Newton-Raphson Probabilistic Harmonic Power Flow Through Montecarlo Simulation. **38th Midwest Symposium on Circuits and Systems. Proceedings**, Rio de Janeiro, 13-16 Agosto 1995. 1297-1300.
- ROBERT, A. et al. Guide for assessing the network harmonic impedance. **14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Part 1. Contributions (IEE Conf. P.u.bl. No. 438)**, 1997.
- ROCCO, A. **Máquinas Síncronas e Cargas Não Lineares, Efeitos da Distorção Harmônica, uma Análise Numérico-Experimental**. São Paulo: Tese de Doutorado - USP, 1998.
- ROSA, M. A. D. **Agent-based Technology Applied to Power Systems Reliability**. Porto: [s.n.], 2009.
- SAÁ, M. M. L. D.; GARCÍA, J. U. Three-phase harmonic load flow in frequency and time domains. **IEE Proceedings - Electric Power Applications** , v. 150, n. 3, p. 295-300, Maio 2003. ISSN 1350-2352.
- SAINZ, L.; CLUA, J.; JORDI, O. Load Modeling For Unbalancead Harmonic Power Flow Studies. **8º International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 1998.
- SCHAU, H.; NOVITSKIY, A. Identification of the Dominant Harmonic Source in the LV Network on the Base of Anomalous Power Flow Considerations. **IEEE Russia Power Tech**, 2005.
- SCHWANZ, ; LEBORGNE, R. C. **Harmonic distortion in transmission networks due to wind farm interconnection using IGBT frequency inverters**. 2013 North American Power Symposium (NAPS). [S.l.]: [s.n.]. 2013.

- TENTZERAKIS, S. T.; PAPATHANASSIOU, S. A. An Investigation of the Harmonic Emissions of Wind Turbines. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, n. 1, p. 150-158, Fevereiro 2007.
- TOSTES, M. E. D. L.; MOURA, C. C. M. D.; BEZERRA, U. H. **Fluxo de Carga Harmônico Trifásico via Método Somatório de Corrente**. V SBQEE - Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica. [S.l.]: [s.n.]. 2003.
- ULINUHA, A.; MASOUM, M. A. S.; ISLAM, S. M. **Harmonic power flow calculations for a large power system with multiple nonlinear loads using decoupled approach**. Australasian Universities Power Engineering Conference. [S.l.]: [s.n.]. 2007. p. 1-6.
- ULINUHA, A.; MASOUM, M. A. S.; ISLAM, S. M. **Harmonic Power Flow Calculations for a Large Power System with Multiple Nonlinear Loads Using Decoupled Approach**. Australasian Universities Power Engineering Conference. [S.l.]: [s.n.]. 2007.
- USAOLA, J.; MAYORDOMO, J. G. Multifrequency analysis with time-domain simulation. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 6, n. 1, p. 53-60, Janeiro/Fevereiro 1996.
- VALCÁRCEL, M.; MAYORDOMO, J. G. Harmonic Power Flow for Unbalanced Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 4, p. 2052-2059, Outubro 1993.
- VARIZ, A. M. et al. Cálculo do Fluxo de Potência de Harmônicos em Sistemas de Potência Trifásicos Utilizando o Método de Injeção de Correntes com Solução Iterativa. **Controle & Automação**, v. 19, n. 2, p. 178-198, Abril, Maio e Junho 2008.
- VÉLIZ, F. C.; VARRICCHIO, S. L.; COSTA, C. O. Metodologia para a Representação de Redes Elétricas por Polígonos de Admitâncias para Estudos de Impacto Harmônico. **XXII SNPTEE**, Brasília, 2013.
- VIEIRA, P. C. C. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Elétricos Multiárea: Representações, Modelos e Metodologia de Simulação**. Florianópolis: [s.n.], 2020.
- VORSIC, J.; MUZEK, V.; SKERBINEK, G. Stochastic Load Flow Analysis. **6th Mediterranean Electrotechnical Conference**, Slovenia, 22-24 Maio 1991.
- WATSON, N. R.; ARRILAGA, J. Harmonics in Large Systems. **Electric Power Systems Research**, p. 15-29, 2003.
- XIA, D.; HEYDT, G. Harmonic power flow studies part I-formulation and solution. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-101, n. 6, p. 1257-1265, Junho 1982. ISSN 0018-9510.

XIA, D.; HEYDT, G. T. Harmonic Power Flow Studies - Part II: Implementation and Practical Application. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-101, n. 6, p. 1266-1270, June 1982.

XU, W.; MARTI, J. R.; DOMMEL, H. W. A Multiphase Harmonic Load Flow Solution Technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 1, February 1991.

YU, G.; LIN, T.. $2m+1$ point estimate method for probabilistic harmonic power flow. **IEEE Power and Energy Society General Meeting** , p. 1-5, 2016.

ZHANG, Y.; WANG, S. **Harmonic Power Flow Analysis for Distribution System with Distributed Generations**. China International Conference on Electricity Distribution. [S.l.]: [s.n.]. 2014.

ZOLETT, ; LEBORGNE,. **Propagation of Supraharmonics Generated by PMSG Wind Power Plants into Transmission Systems**. 2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA). [S.l.]: [s.n.]. 2020.

ANEXO A – REPRESENTAÇÃO DO MOTOR DE INDUÇÃO

O motor de indução é um dos mais comuns de todos os motores, consiste em um estator e um rotor. A corrente alternada é entregue aos enrolamentos do estator e as correntes nos enrolamentos do rotor são induzidas pelo campo magnético produzidas pelas correntes do estator, que gira com uma velocidade denominada velocidade síncrona (ω_s), a qual depende das características construtivas da máquina e da frequência (f) que é alimentada (NASAR, 1984):

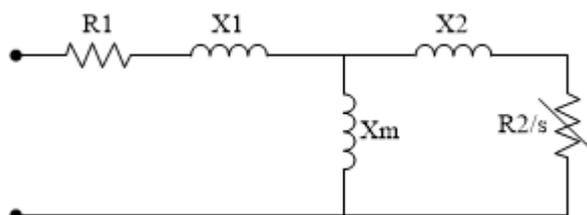
$$\omega_s = \frac{120f}{n^\circ \text{ pares de pólos}} \quad (56)$$

O escorregamento do rotor é definido como a diferença entre a velocidade síncrona e a do rotor, usualmente expresso como uma fração da velocidade síncrona (FITZGERALD, UMANS e JR. KINGSLEY, 2014):

$$s = \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s} \quad (57)$$

A representação do motor de indução trifásico para a componente fundamental é realizada utilizando o modelo representado pela Figura 32.

Figura 32 – Circuito equivalente para a representação do motor de indução para a componente fundamental.



Fonte: Adaptado de (NASAR, 1984).

Avaliando o circuito apresentado, escreve-se a Equação (58) que representa a impedância equivalente do motor para a frequência fundamental (KERSTING, 2001):

$$Z_m = R_1 + jX_1 + \left(\frac{1}{jX_m} + \frac{1}{\frac{R_2}{s} + jX_2} \right)^{-1} \quad (58)$$

Onde:

R_1 : resistência do estator;

X_1 : reatância de dispersão do estator;

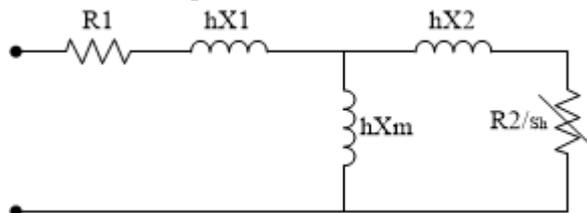
X_m : reatância de magnetização;

R_2 : resistência do rotor;

X_2 : reatância de dispersão do rotor.

A representação do motor de indução trifásico para as componentes harmônicas é realizada analisando o circuito apresentado na Figura 33.

Figura 33 – Circuito equivalente para a representação do motor de indução para as componentes harmônicas.



Fonte: (FRANCHI, 2017).

Similar a representação para a componente fundamental, escreve-se a Equação (59) que representa a impedância equivalente do motor para as componentes harmônicas:

$$Z_m^h = R_1 + jhX_1 + \left(\frac{1}{jhX_m} + \frac{1}{\frac{R_2}{s_h} + jhX_2} \right)^{-1} \quad (59)$$

Onde:

h : ordem harmônica

s_h : escorregamento para a ordem harmônica h .

O escorregamento para cada ordem harmônica pode ser de sequência positiva ou negativa, apresentado nas Equações (60) e (61), respectivamente.

$$s_h^+ = \frac{h\omega_s - n^{\circ} \text{ pares de pólos} \times \omega_m}{h\omega_s} \quad (60)$$

$$s_h^- = \frac{h\omega_s + n^{\circ} \text{ pares de pólos} \times \omega_m}{h\omega_s} \quad (61)$$

A admitância do motor é equivalente ao inverso da impedância, assim, determina-se a corrente de sequência do motor (KERSTING, 2001):

$$\begin{bmatrix} I_{M_0} \\ I_{M_1} \\ I_{M_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{M_1} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{M_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{LN_0} \\ V_{LN_1} \\ V_{LN_2} \end{bmatrix} \quad (62)$$

A tensão de fase da frequência de sequência é determinada a partir da tensão de linha:

$$\begin{bmatrix} V_{LN_0} \\ V_{LN_1} \\ V_{LN_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & t_s^* & 0 \\ 0 & 0 & t_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{LL_0} \\ V_{LL_1} \\ V_{LL_2} \end{bmatrix} \quad (63)$$

Onde t_s representa $\frac{1}{\sqrt{3}} \angle 30^{\circ}$, e t_s^* representa o conjugado de t_s .

A corrente de fase do motor de indução trifásico é determinada pela Equação (64) que transforma as correntes de sequência em correntes de fase:

$$\begin{bmatrix} I_{M_a} \\ I_{M_b} \\ I_{M_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^* & a_s \\ 1 & a_s & a_s^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{M_0} \\ I_{M_1} \\ I_{M_2} \end{bmatrix} \quad (64)$$

Onde $a_s = 1 \angle 120^{\circ}$. Reescrevendo a Equação (64):

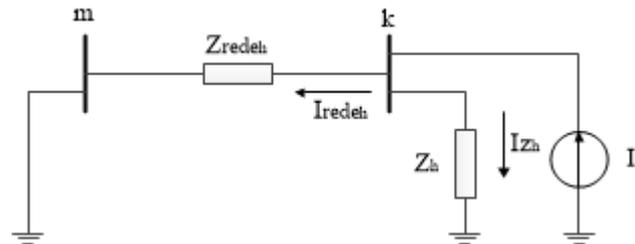
$$[I_{M_{abc}}] = [A_s][Y_{M_{012}}][T][A_s]^{-1}[V_{LL_{abc}}] \quad (65)$$

Para a análise harmônica, é utilizada informações de porcentagem de emissão harmônica, para cada componente em relação à componente fundamental. A corrente harmônica é determinada:

$$[I_h] = \frac{\text{porcentagem}}{100} [I_1] \quad (66)$$

Por fim, determina-se a corrente harmônica injetada na rede, através de um circuito Norton representado na Figura 34.

Figura 34 – Representação da corrente harmônica injetada na rede



Fonte: (FRANCHI, 2017).

Onde Z_{rede}^h representa a impedância da rede, determinada através da soma das impedâncias do tronco principal, isto é, desde onde o motor de indução está instalado até a barra da subestação. A impedância equivalente (Z_{eq}^h) é a relação da impedância da rede em paralelo com a impedância do motor de indução:

$$Z_{eq}^h = \frac{Z_{rede}^h \times Z_{eq}^h}{Z_{rede}^h + Z_{eq}^h} \quad (67)$$

Utilizando a impedância equivalente, determina-se a tensão na barra k:

$$V_k^h = Z_{eq}^h \times I_h \quad (68)$$

E a parcela da corrente harmônica que passa pela impedância harmônica:

$$I_z^h = \frac{V_k^h}{Z^h} \quad (69)$$

A corrente harmônica injetada na rede (I_{rede}^h), a ser utilizada no fluxo de potência harmônico, é a diferença da corrente emitida pelo motor de indução trifásico menos a parcela que passa pela impedância do motor:

$$I_{rede}^h = I_h - I_z^h \quad (70)$$

Desta forma a corrente harmônica injetada na rede mantém-se fixa durante todas as interações do fluxo de potência harmônico.

ANEXO B – DADOS DO SISTEMA IEEE 13 NÓS

Neste Anexo são apresentados os dados do sistema IEEE 13 nós apresentado em (IEEE, 2010).

Tabela 37 – Dados dos segmentos de linhas do sistema IEEE 13 nós.

Nó de saída	Nó de chegada	Comprimento (pés)	Configuração
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2010).

Tabela 38 – Dados das configurações de linhas aéreas do sistema IEEE 13 nós.

Configuração	Faseamento	Condutor Fase ACSR	Condutor Neutro ACSR	Estrutura Condutor
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2010).

Tabela 39 – Dados das configurações de linhas subterrâneas do sistema IEEE 13 nós.

Configuração	Faseamento	Fase	Neutro	Estrutura Condutor
606	A B C N	250,000 AA,CN	Não possui	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2010).

Tabela 40 – Dados das cargas distribuídas do sistema IEEE 13 nós.

Nó de saída	Nó de chegada	Modelo de carga	Fase A		Fase B		Fase C	
			kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2010).

Tabela 41 – Dados das cargas pontuais do sistema IEEE 13 nós.

Nó	Modelo de carga	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2010).

Tabela 42 – Dados dos capacitores *shunt* do sistema IEEE 13 nós.

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611	0	0	100
TOTAL	200	200	300

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2010).

Tabela 43 – Dados dos transformadores do sistema IEEE 13 nós.

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Subestação	5000	115-D	4,16 – Gr. Y.	1	8
XFM-1	500	4,16 – Gr. Y.	0,48 – Gr. W.	1,1	2

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2010).

Tabela 44 – Dados do regulador de tensão do sistema IEEE 13 nós.

ID do Regulador:	1
Segmento de linhas:	650-632
Localização:	650
Fases:	A-B-C
Conexão:	3-Ph, LG
Fases monitoradas:	A-B-C
Largura de banda:	2.0 volts
Razão do TP:	20
Razão do primário do TC:	700
Configuração de compensação:	Ph-A Ph-B Ph-C
R-configuração:	3 3 3
X-configuração	9 9 9
Nível de tensão	122 122 122

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2010).

**ANEXO C – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PARA O SISTEMA TESTE IEEE 13
NÓS COM MOTOR**

Tabela 45 – Magnitude e ângulo das tensões harmônicas para o sistema IEEE 13 nós com motor.

Barra	ORDEM HARMÔNICA										
	5		7		11		13		17		
	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)	
650	A	0,00039	44,17	0,00044	47,91	0,00041	51,74	0,00032	52,87	8,3E-05	54,38
	B	0,00035	-92,37	0,00040	-92,30	0,00037	-83,08	0,00029	-81,76	7,5E-05	-80,02
	C	0,00034	152,50	0,00038	156,85	0,00035	161,29	0,00027	162,61	7,1E-05	164,44
645	A	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,0E+00	0,00
	B	0,00071	-78,79	0,00080	-77,14	0,00075	-70,41	0,00059	-69,19	1,6E-04	-68,42
	C	0,00077	158,26	0,00088	161,87	0,00083	164,57	0,00066	165,49	1,7E-04	167,59
633	A	0,00080	41,93	0,00091	45,48	0,00086	49,41	0,00068	50,30	1,7E-04	51,73
	B	0,00071	-78,65	0,00081	-77,00	0,00076	-70,28	0,00060	-69,06	1,6E-04	-68,28
	C	0,00077	158,29	0,00088	161,90	0,00083	164,63	0,00065	165,54	1,7E-04	167,63
634	A	0,00077	41,32	0,00088	44,91	0,00083	48,89	0,00065	49,81	1,7E-04	51,19
	B	0,00069	-79,07	0,00079	-77,36	0,00074	-70,60	0,00058	-69,35	1,5E-04	-68,45
	C	0,00075	157,83	0,00086	161,45	0,00081	164,26	0,00064	165,19	1,7E-04	167,24
646	A	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,0E+00	0,00
	B	0,00070	-78,88	0,00080	-77,23	0,00075	-70,50	0,00059	-69,28	1,6E-04	-68,51
	C	0,00077	158,30	0,00088	161,91	0,00083	164,62	0,00065	165,53	1,7E-04	167,64
REG	A	0,00042	44,17	0,00047	47,91	0,00043	51,74	0,00034	52,87	8,8E-05	54,38
	B	0,00037	-92,37	0,00042	-92,30	0,00039	-83,08	0,00030	-81,76	7,9E-05	-80,02
	C	0,00036	152,50	0,00041	156,85	0,00037	161,29	0,00029	162,61	7,6E-05	164,44
632	A	0,00080	42,00	0,00091	45,56	0,00087	49,48	0,00068	50,38	1,7E-04	51,82
	B	0,00071	-78,60	0,00081	-76,95	0,00076	-70,22	0,00060	-69,01	1,6E-04	-68,27
	C	0,00077	158,27	0,00089	161,88	0,00084	164,58	0,00066	165,50	1,7E-04	167,61
652	A	0,00116	41,43	0,00134	44,93	0,00128	48,89	0,00101	49,72	2,6E-04	51,05
	B	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,0E+00	0,00
	C	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,0E+00	0,00
671	A	0,00117	41,39	0,00135	44,91	0,00129	48,90	0,00102	49,73	2,6E-04	51,11
	B	0,00105	-74,69	0,00120	-72,44	0,00111	-66,58	0,00088	-65,39	2,3E-04	-64,82
	C	0,00117	159,71	0,00135	163,05	0,00128	165,30	0,00101	166,10	2,7E-04	168,20
684	A	0,00117	41,35	0,00135	44,86	0,00129	48,83	0,00101	49,66	2,6E-04	51,02
	B	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,0E+00	0,00
	C	0,00117	159,64	0,00134	162,98	0,00127	165,26	0,00100	166,06	2,7E-04	168,14
680	A	0,00132	39,61	0,00152	43,12	0,00145	47,10	0,00114	47,94	2,9E-04	49,29
	B	0,00123	-73,99	0,00140	-71,58	0,00130	-66,07	0,00103	-64,91	2,7E-04	-64,22
	C	0,00132	159,48	0,00153	162,82	0,00144	165,18	0,00114	166,00	3,0E-04	167,99

ORDEM HARMÔNICA											
Barra	5		7		11		13		17		
	Mag (p.u.)	Ang (°)									
692	A	0,00117	41,39	0,00135	44,91	0,00129	48,90	0,00102	49,73	2,6E-04	51,11
	B	0,00105	-74,69	0,00120	-72,44	0,00111	-66,58	0,00088	-65,39	2,3E-04	-64,82
	C	0,00117	159,71	0,00135	163,05	0,00128	165,30	0,00101	166,10	2,7E-04	168,20
611	A	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,0E+00	0,00
	B	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,00000	0,00	0,0E+00	0,00
	C	0,00116	159,51	0,00134	162,85	0,00127	165,14	0,00100	165,95	2,7E-04	168,03
675	A	0,00116	41,22	0,00134	44,74	0,00128	48,74	0,00101	49,58	2,6E-04	50,94
	B	0,00105	-74,84	0,00120	-72,58	0,00112	-66,71	0,00088	-65,51	2,3E-04	-64,92
	C	0,00117	159,72	0,00135	163,05	0,00128	165,30	0,00100	166,09	2,7E-04	168,18

Fonte: Autoria própria.

Tabela 46 – Magnitude e ângulo das tensões harmônicas para o sistema IEEE 13 nós com motor.

ORDEM HARMÔNICA											
Barra	5		7		11		13		17		
	Mag (p.u.)	Ang (°)									
650	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
645	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0006	-62,62	0,0007	-62,03	0,0007	-61,37	0,0006	-61,09	0,0001	-58,85
	C	0,0007	173,07	0,0008	174,01	0,0008	174,99	0,0006	175,34	0,0002	174,18
633	A	0,0005	41,77	0,0006	43,52	0,0006	44,59	0,0005	44,49	0,0001	43,38
	B	0,0006	-62,48	0,0007	-61,89	0,0007	-61,24	0,0006	-60,96	0,0001	-58,77
	C	0,0007	173,08	0,0008	174,02	0,0008	175,02	0,0006	175,36	0,0002	174,25
634	A	0,0005	41,06	0,0006	42,86	0,0006	44,05	0,0005	44,01	0,0001	43,18
	B	0,0006	-62,90	0,0007	-62,29	0,0007	-61,60	0,0005	-61,32	0,0001	-59,27
	C	0,0007	172,66	0,0008	173,65	0,0008	174,72	0,0006	175,10	0,0002	174,17
646	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0006	-62,71	0,0007	-62,12	0,0007	-61,46	0,0006	-61,18	0,0001	-58,93
	C	0,0007	173,12	0,0008	174,05	0,0008	175,04	0,0006	175,38	0,0002	174,23
REG	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
632	A	0,0006	41,84	0,0006	43,58	0,0006	44,65	0,0005	44,54	0,0001	43,38
	B	0,0006	-62,42	0,0007	-61,83	0,0007	-61,18	0,0006	-60,89	0,0001	-58,62
	C	0,0007	173,07	0,0008	174,01	0,0008	175,00	0,0006	175,34	0,0002	174,17

		ORDEM HARMÔNICA									
Barra		5		7		11		13		17	
		Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)	Mag (p.u.)	Ang (°)
652	A	0,0011	42,08	0,0013	43,85	0,0012	44,95	0,0010	44,88	0,0003	43,87
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
671	A	0,0011	42,05	0,0013	43,83	0,0012	44,94	0,0010	44,86	0,0003	43,79
	B	0,0013	-63,08	0,0015	-62,47	0,0014	-61,80	0,0011	-61,52	0,0003	-59,50
	C	0,0013	172,79	0,0016	173,75	0,0015	174,78	0,0012	175,14	0,0003	174,14
684	A	0,0011	42,01	0,0013	43,77	0,0012	44,88	0,0010	44,81	0,0003	43,76
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0013	172,71	0,0016	173,68	0,0015	174,73	0,0012	175,10	0,0003	174,15
680	A	0,0013	40,45	0,0015	42,20	0,0015	43,38	0,0012	43,35	0,0003	42,49
	B	0,0016	-63,65	0,0018	-63,09	0,0017	-62,49	0,0014	-62,27	0,0004	-60,67
	C	0,0016	172,13	0,0019	173,22	0,0019	174,47	0,0015	174,93	0,0004	174,41
692	A	0,0011	42,05	0,0013	43,83	0,0012	44,94	0,0010	44,86	0,0003	43,79
	B	0,0013	-63,08	0,0015	-62,47	0,0014	-61,80	0,0011	-61,53	0,0003	-59,50
	C	0,0013	172,79	0,0016	173,75	0,0015	174,78	0,0012	175,14	0,0003	174,14
611	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0013	172,59	0,0016	173,57	0,0015	174,63	0,0012	175,01	0,0003	174,09
675	A	0,0011	41,83	0,0013	43,62	0,0012	44,77	0,0010	44,70	0,0003	43,71
	B	0,0013	-63,20	0,0015	-62,59	0,0014	-61,91	0,0011	-61,63	0,0003	-59,61
	C	0,0013	172,78	0,0016	173,74	0,0015	174,76	0,0012	175,12	0,0003	174,13

Fonte: Autoria própria.

**ANEXO D – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PARA O SISTEMA TESTE IEEE 13
NÓS COM MÚLTIPLAS FONTES HARMÔNICAS**

Tabela 47 – Magnitude e ângulo das tensões harmônicas para o sistema IEEE 13 nós sem dependência da frequência.

Barra	ORDEM HARMÔNICA								
	1		3		5		7		
	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	
650	A	1,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	1,0000	-120,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	1,0000	120,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
645	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	1,0326	-121,91	0,0194	-37,44	0,0059	-50,25	0,0025	-29,14
	C	1,0156	117,86	0,0337	137,84	0,0091	143,30	0,0047	135,26
633	A	1,0180	-2,55	0,0281	35,29	0,0079	34,12	0,0039	36,74
	B	1,0399	-121,78	0,0189	-35,65	0,0058	-49,33	0,0025	-26,95
	C	1,0150	117,82	0,0331	138,68	0,0090	143,98	0,0046	136,16
634	A	0,9940	-3,22	0,0281	35,29	0,0079	34,12	0,0039	36,74
	B	1,0216	-122,23	0,0189	-35,65	0,0058	-49,33	0,0025	-26,95
	C	0,9962	117,34	0,0331	138,68	0,0090	143,98	0,0046	136,16
646	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	1,0309	-121,99	0,0197	-38,39	0,0060	-50,72	0,0026	-30,39
	C	1,0136	117,90	0,0340	137,33	0,0091	142,90	0,0048	134,74
REG	A	1,0625	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	1,0500	-120,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	1,0688	120,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
632	A	1,0210	-2,48	0,0281	35,29	0,0079	34,12	0,0039	36,74
	B	1,0418	-121,73	0,0189	-35,65	0,0058	-49,33	0,0025	-26,95
	C	1,0176	117,83	0,0331	138,68	0,0090	143,98	0,0046	136,16
652	A	0,9824	-5,23	0,0394	39,09	0,0105	37,23	0,0055	40,34
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
671	A	0,9899	-5,29	0,0387	40,23	0,0104	38,05	0,0054	41,61
	B	1,0526	-122,36	0,0185	-26,87	0,0059	-45,52	0,0024	-15,75
	C	0,9781	116,03	0,0436	138,70	0,0115	143,47	0,0061	136,57
684	A	0,9880	-5,31	0,0390	40,17	0,0104	38,02	0,0054	41,53
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,9761	115,93	0,0444	138,52	0,0117	143,26	0,0062	136,40
680	A	0,9899	-5,29	0,0387	40,23	0,0104	38,05	0,0054	41,61
	B	1,0526	-122,36	0,0185	-26,87	0,0059	-45,52	0,0024	-15,75
	C	0,9781	116,03	0,0436	138,70	0,0115	143,47	0,0061	136,57

		ORDEM HARMÔNICA							
Barra		1		3		5		7	
		MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG
692	A	0,9899	-5,29	0,0387	40,22	0,0104	38,04	0,0054	41,60
	B	1,0526	-122,36	0,0185	-26,87	0,0059	-45,52	0,0024	-15,75
	C	0,9780	116,03	0,0436	138,70	0,0115	143,47	0,0061	136,56
611	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,9740	115,78	0,0436	138,58	0,0115	143,38	0,0061	136,43
675	A	0,9834	-5,54	0,0405	38,96	0,0108	37,14	0,0057	40,20
	B	1,0550	-122,53	0,0188	-26,22	0,0059	-44,87	0,0025	-15,28
	C	0,9761	116,04	0,0442	137,82	0,0116	142,74	0,0062	135,67
		ORDEM HARMÔNICA							
Barra		9		11		13		15	
		MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG
650	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
645	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0016	-29,67	0,0012	-27,86	0,0008	-26,78	0,0006	-26,99
	C	0,0030	135,43	0,0022	135,15	0,0016	135,17	0,0013	135,51
633	A	0,0025	36,74	0,0018	37,09	0,0013	37,43	0,0010	37,61
	B	0,0016	-27,53	0,0011	-25,59	0,0008	-24,44	0,0006	-24,67
	C	0,0030	136,32	0,0022	136,04	0,0015	136,07	0,0012	136,39
634	A	0,0025	36,74	0,0018	37,09	0,0013	37,43	0,0010	37,61
	B	0,0016	-27,53	0,0011	-25,59	0,0008	-24,44	0,0006	-24,67
	C	0,0030	136,32	0,0022	136,04	0,0015	136,07	0,0012	136,39
646	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0017	-30,91	0,0012	-29,16	0,0008	-28,12	0,0007	-28,32
	C	0,0030	134,91	0,0022	134,63	0,0016	134,65	0,0013	134,99
REG	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
632	A	0,0025	36,74	0,0018	37,09	0,0013	37,43	0,0010	37,61
	B	0,0016	-27,53	0,0011	-25,59	0,0008	-24,44	0,0006	-24,67
	C	0,0030	136,32	0,0022	136,04	0,0015	136,07	0,0012	136,39
652	A	0,0035	40,29	0,0026	40,73	0,0018	41,11	0,0015	41,28
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
671	A	0,0035	41,56	0,0025	42,01	0,0018	42,39	0,0015	42,53
	B	0,0016	-16,59	0,0011	-13,69	0,0008	-11,85	0,0006	-11,99
	C	0,0039	136,71	0,0029	136,46	0,0021	136,48	0,0017	136,75

Barra	ORDEM HARMÔNICA								
	9		11		13		15		
	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	
684	A	0,0035	41,48	0,0025	41,93	0,0018	42,31	0,0015	42,47
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0040	136,54	0,0029	136,30	0,0021	136,31	0,0017	136,59
680	A	0,0035	41,56	0,0025	42,01	0,0018	42,39	0,0015	42,53
	B	0,0016	-16,59	0,0011	-13,69	0,0008	-11,85	0,0006	-11,99
	C	0,0039	136,71	0,0029	136,46	0,0021	136,48	0,0017	136,75
692	A	0,0035	41,55	0,0025	41,99	0,0018	42,37	0,0015	42,52
	B	0,0016	-16,59	0,0011	-13,69	0,0008	-11,85	0,0006	-11,99
	C	0,0039	136,70	0,0029	136,45	0,0021	136,47	0,0017	136,74
611	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0039	136,57	0,0029	136,32	0,0021	136,33	0,0017	136,61
675	A	0,0036	40,17	0,0026	40,54	0,0019	40,87	0,0015	41,00
	B	0,0016	-16,11	0,0011	-13,26	0,0008	-11,46	0,0006	-11,58
	C	0,0040	135,81	0,0029	135,54	0,0021	135,54	0,0017	135,81

Fonte: Autoria própria.

Tabela 48 – Magnitude e ângulo das tensões harmônicas para o sistema IEEE 13 nós considerando a modelagem simplificada para a representação da dependência da frequência.

Barra	ORDEM HARMÔNICA								
	1		3		5		7		
	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	
650	A	1,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	1,0000	-120,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	1,0000	120,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
645	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	1,0326	-121,91	0,0574	-30,92	0,0292	-41,38	0,0174	-19,75
	C	1,0156	117,86	0,0984	145,10	0,0439	152,63	0,0319	146,19
633	A	1,0180	-2,55	0,0803	42,39	0,0370	43,55	0,0254	47,43
	B	1,0399	-121,78	0,0560	-29,74	0,0287	-40,93	0,0169	-18,60
	C	1,0150	117,82	0,0969	145,64	0,0435	153,00	0,0314	146,60
634	A	0,9940	-3,22	0,0803	42,39	0,0370	43,55	0,0254	47,43
	B	1,0216	-122,23	0,0560	-29,74	0,0287	-40,93	0,0169	-18,60
	C	0,9962	117,34	0,0969	145,64	0,0435	153,00	0,0314	146,60
646	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	1,0309	-121,99	0,0583	-31,54	0,0295	-41,59	0,0176	-20,41
	C	1,0136	117,90	0,0993	144,77	0,0442	152,40	0,0322	145,95

		ORDEM HARMÔNICA							
Barra		1		3		5		7	
		MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG
REG	A	1,0625	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	1,0500	-120,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	1,0688	120,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
632	A	1,0210	-2,48	0,0803	42,39	0,0370	43,55	0,0254	47,43
	B	1,0418	-121,73	0,0560	-29,74	0,0287	-40,93	0,0169	-18,60
	C	1,0176	117,83	0,0969	145,64	0,0435	153,00	0,0314	146,60
652	A	0,9824	-5,23	0,1125	46,80	0,0495	47,27	0,0361	52,03
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
671	A	0,9899	-5,29	0,1108	47,45	0,0490	47,59	0,0355	52,47
	B	1,0526	-122,36	0,0550	-21,54	0,0293	-37,49	0,0167	-8,37
	C	0,9781	116,03	0,1276	145,78	0,0558	152,63	0,0415	147,17
684	A	0,9880	-5,31	0,1114	47,49	0,0492	47,67	0,0358	52,57
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,9761	115,93	0,1295	145,72	0,0564	152,58	0,0421	147,22
680	A	0,9899	-5,29	0,1108	47,45	0,0490	47,59	0,0355	52,47
	B	1,0526	-122,36	0,0550	-21,54	0,0293	-37,49	0,0167	-8,37
	C	0,9781	116,03	0,1276	145,78	0,0558	152,63	0,0415	147,17
692	A	0,9899	-5,29	0,1108	47,44	0,0490	47,59	0,0355	52,47
	B	1,0526	-122,36	0,0549	-21,54	0,0293	-37,49	0,0167	-8,37
	C	0,9780	116,03	0,1276	145,77	0,0558	152,63	0,0415	147,16
611	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,9740	115,78	0,1275	145,65	0,0558	152,53	0,0414	147,03
675	A	0,9834	-5,54	0,1147	46,63	0,0502	47,15	0,0367	51,86
	B	1,0550	-122,53	0,0557	-21,29	0,0295	-37,28	0,0169	-8,39
	C	0,9761	116,04	0,1292	145,37	0,0563	152,38	0,0420	147,01
		ORDEM HARMÔNICA							
Barra		9		11		13		15	
		MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG
650	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
645	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0144	-19,59	0,0125	-17,35	0,0103	-15,96	0,0095	-15,90
	C	0,0262	147,15	0,0233	147,47	0,0197	147,95	0,0184	148,62
633	A	0,0209	48,25	0,0184	49,19	0,0155	49,98	0,0144	50,51
	B	0,0140	-18,54	0,0122	-16,27	0,0101	-14,87	0,0093	-14,86
	C	0,0258	147,52	0,0230	147,81	0,0194	148,27	0,0181	148,93

Barra	ORDEM HARMÔNICA								
	9		11		13		15		
	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	
634	A	0,0209	48,25	0,0184	49,19	0,0155	49,98	0,0144	50,51
	B	0,0140	-18,54	0,0122	-16,27	0,0101	-14,87	0,0093	-14,86
	C	0,0258	147,52	0,0230	147,81	0,0194	148,27	0,0181	148,93
646	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0146	-20,20	0,0127	-17,97	0,0105	-16,58	0,0097	-16,50
	C	0,0265	146,93	0,0236	147,27	0,0199	147,76	0,0185	148,44
REG	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
632	A	0,0209	48,25	0,0184	49,19	0,0155	49,98	0,0144	50,51
	B	0,0140	-18,54	0,0122	-16,27	0,0101	-14,87	0,0093	-14,86
	C	0,0258	147,52	0,0230	147,81	0,0194	148,27	0,0181	148,93
652	A	0,0296	52,87	0,0263	53,96	0,0222	54,84	0,0207	55,38
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
671	A	0,0291	53,25	0,0259	54,29	0,0219	55,13	0,0204	55,63
	B	0,0138	-8,63	0,0120	-5,50	0,0100	-3,50	0,0092	-3,47
	C	0,0341	148,08	0,0305	148,42	0,0258	148,87	0,0241	149,48
684	A	0,0293	53,35	0,0261	54,41	0,0220	55,26	0,0205	55,78
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0345	148,15	0,0309	148,51	0,0262	148,98	0,0245	149,60
680	A	0,0291	53,25	0,0259	54,29	0,0219	55,13	0,0204	55,63
	B	0,0138	-8,63	0,0120	-5,50	0,0100	-3,50	0,0092	-3,47
	C	0,0341	148,08	0,0305	148,42	0,0258	148,87	0,0241	149,48
692	A	0,0291	53,24	0,0259	54,29	0,0219	55,12	0,0204	55,63
	B	0,0138	-8,64	0,0120	-5,50	0,0100	-3,50	0,0092	-3,47
	C	0,0341	148,08	0,0305	148,42	0,0259	148,87	0,0241	149,48
611	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0340	147,94	0,0305	148,28	0,0258	148,73	0,0241	149,35
675	A	0,0301	52,71	0,0268	53,77	0,0226	54,63	0,0210	55,16
	B	0,0140	-8,67	0,0122	-5,59	0,0101	-3,62	0,0093	-3,60
	C	0,0345	147,98	0,0309	148,36	0,0262	148,84	0,0245	149,47

Fonte: Autoria própria.

Tabela 49 – Magnitude e ângulo das tensões harmônicas para o sistema IEEE 13 nós considerando a modelagem completa para a representação da dependência da frequência.

Barra	ORDEM HARMÔNICA								
	1		3		5		7		
	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	
650	A	1,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	1,0000	-120,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	1,0000	120,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
645	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	1,0326	-121,91	0,0590	-28,59	0,0300	-38,30	0,0181	-18,89
	C	1,0156	117,86	0,0958	150,30	0,0431	157,87	0,0309	151,87
633	A	1,0180	-2,55	0,0776	45,26	0,0359	46,89	0,0244	49,69
	B	1,0399	-121,78	0,0576	-27,83	0,0295	-38,12	0,0176	-18,23
	C	1,0150	117,82	0,0944	150,68	0,0426	158,12	0,0304	152,11
634	A	0,9940	-3,22	0,0776	45,26	0,0359	46,89	0,0244	49,69
	B	1,0216	-122,23	0,0576	-27,83	0,0295	-38,12	0,0176	-18,23
	C	0,9962	117,34	0,0944	150,68	0,0426	158,12	0,0304	152,11
646	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	1,0309	-121,99	0,0598	-28,98	0,0303	-38,38	0,0184	-19,27
	C	1,0136	117,90	0,0967	150,07	0,0433	157,71	0,0312	151,74
REG	A	1,0625	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	1,0500	-120,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	1,0688	120,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
632	A	1,0210	-2,48	0,0776	45,26	0,0359	46,89	0,0244	49,69
	B	1,0418	-121,73	0,0576	-27,83	0,0295	-38,12	0,0176	-18,23
	C	1,0176	117,83	0,0944	150,68	0,0426	158,12	0,0304	152,11
652	A	0,9824	-5,23	0,1085	49,69	0,0479	50,47	0,0346	54,22
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
671	A	0,9899	-5,29	0,1071	50,09	0,0475	50,63	0,0342	54,44
	B	1,0526	-122,36	0,0576	-20,86	0,0308	-35,15	0,0177	-10,06
	C	0,9781	116,03	0,1235	150,87	0,0543	157,85	0,0398	152,71
684	A	0,9880	-5,31	0,1078	50,17	0,0477	50,72	0,0344	54,55
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,9761	115,93	0,1252	150,89	0,0549	157,87	0,0403	152,85
680	A	0,9899	-5,29	0,1071	50,09	0,0475	50,63	0,0342	54,44
	B	1,0526	-122,36	0,0576	-20,86	0,0308	-35,15	0,0177	-10,06
	C	0,9781	116,03	0,1235	150,87	0,0543	157,85	0,0398	152,71
692	A	0,9899	-5,29	0,1071	50,09	0,0475	50,63	0,0342	54,44
	B	1,0526	-122,36	0,0576	-20,86	0,0308	-35,15	0,0177	-10,06
	C	0,9780	116,03	0,1235	150,87	0,0543	157,85	0,0398	152,71

		ORDEM HARMÔNICA							
Barra		1		3		5		7	
		MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG
611	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,9740	115,78	0,1234	150,77	0,0543	157,78	0,0398	152,61
675	A	0,9834	-5,54	0,1096	49,13	0,0481	50,10	0,0346	53,83
	B	1,0550	-122,53	0,0581	-21,19	0,0309	-35,33	0,0178	-10,43
	C	0,9761	116,04	0,1249	150,50	0,0547	157,58	0,0402	152,47
		ORDEM HARMÔNICA							
Barra		9		11		13		15	
		MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG
650	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
645	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0150	-18,99	0,0131	-17,17	0,0109	-16,03	0,0101	-16,03
	C	0,0253	152,82	0,0224	153,18	0,0188	153,81	0,0174	154,66
633	A	0,0200	50,33	0,0176	51,09	0,0147	51,90	0,0136	52,58
	B	0,0146	-18,41	0,0127	-16,56	0,0106	-15,41	0,0098	-15,43
	C	0,0249	153,03	0,0221	153,38	0,0185	154,00	0,0171	154,85
634	A	0,0200	50,33	0,0176	51,09	0,0147	51,90	0,0136	52,58
	B	0,0146	-18,41	0,0127	-16,56	0,0106	-15,41	0,0098	-15,43
	C	0,0249	153,03	0,0221	153,38	0,0185	154,00	0,0171	154,85
646	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0152	-19,33	0,0133	-17,53	0,0110	-16,39	0,0102	-16,37
	C	0,0256	152,69	0,0226	153,07	0,0190	153,69	0,0176	154,54
REG	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
632	A	0,0200	50,33	0,0176	51,09	0,0147	51,90	0,0136	52,58
	B	0,0146	-18,41	0,0127	-16,56	0,0106	-15,41	0,0098	-15,43
	C	0,0249	153,03	0,0221	153,38	0,0185	154,00	0,0171	154,85
652	A	0,0283	54,79	0,0251	55,61	0,0211	56,38	0,0196	56,93
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
671	A	0,0280	54,98	0,0248	55,77	0,0209	56,52	0,0194	57,05
	B	0,0147	-10,60	0,0129	-8,18	0,0107	-6,66	0,0099	-6,76
	C	0,0326	153,60	0,0291	153,96	0,0245	154,51	0,0228	155,25
684	A	0,0282	55,10	0,0250	55,90	0,0210	56,65	0,0195	57,19
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0331	153,75	0,0294	154,13	0,0248	154,69	0,0231	155,43

		ORDEM HARMÔNICA							
Barra		9		11		13		15	
		MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG	MAG	ANG
680	A	0,0280	54,98	0,0248	55,77	0,0209	56,52	0,0194	57,05
	B	0,0147	-10,60	0,0129	-8,18	0,0107	-6,66	0,0099	-6,76
	C	0,0326	153,60	0,0291	153,96	0,0245	154,51	0,0228	155,25
692	A	0,0280	54,97	0,0248	55,77	0,0209	56,52	0,0194	57,05
	B	0,0147	-10,60	0,0129	-8,18	0,0107	-6,66	0,0099	-6,76
	C	0,0326	153,60	0,0291	153,96	0,0245	154,51	0,0228	155,24
611	A	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	B	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	C	0,0326	153,50	0,0291	153,86	0,0245	154,41	0,0228	155,15
675	A	0,0283	54,49	0,0251	55,35	0,0211	56,15	0,0196	56,73
	B	0,0147	-10,91	0,0129	-8,47	0,0107	-6,94	0,0099	-7,01
	C	0,0329	153,40	0,0293	153,79	0,0247	154,37	0,0229	155,12

Fonte: Autoria própria.

ANEXO E – ANÁLISE NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA: SÉRIE DE FOURIER

A definição da série de Fourier indica que qualquer função contínua repetitiva em um intervalo T pode ser representada pelo somatório do componente dc, um componente sinusoidal fundamental e uma série de componentes sinusoidais de ordem superior em frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental (ARRILAGA e WATSON, 2004). A série de Fourier estabelece uma relação entre o domínio do tempo e domínio da frequência.

Assim, a função periódica $f(t)$ pode ser representada por uma série trigonométrica de elementos que consistem em um componente DC e outros elementos com frequência compreendendo a componente fundamental e suas frequências múltiplas inteiras (LA ROSA, 2015). A série trigonométrica $f(t)$ é definida como:

$$f(t) = \frac{a_0}{2} \sum_{k=1}^{\infty} [a_h \cos(h\omega_0 t) + b_h \text{sen}(h\omega_0 t)] \quad (71)$$

Onde $\omega_0 = 2\pi/T$ e h é a ordem harmônica.

Simplificando a Equação (71) escreve-se a série de Fourier, a qual descreve a função periódica constituída pelas contribuições de funções sinusoidais de frequências distintas.

$$f(t) = c_0 + \sum_{k=1}^{\infty} c_h \text{sen}(h\omega_0 t + \phi_h) \quad (72)$$

Onde:

$$c_0 = \frac{a_0}{2}, \quad c_h = \sqrt{a_h^2 + b_h^2}, \quad e \quad \phi_h = \tan^{-1} \left(\frac{a_h}{b_h} \right) \quad (73)$$

Onde:

$(h \omega_0)$: h ésimio harmônico da função periódica;

c_0 : magnitude do componente DC;

c_h e ϕ_h : magnitude e ângulo de fase da h ésimia componente harmônica.

A Equação (71) pode ser escrita em sua forma complexa:

$$f(t) = \sum_{h=1, \infty} c_h e^{jh\omega_0 t} \quad (74)$$

Onde $h = 0, \pm 1, \pm 2, \frac{1}{4}$. E o termo c_h é escrito como:

$$c_h = \frac{1}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(t) e^{-jh\omega_0 t} dt \quad (75)$$