

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LETÍCIA BATISTA SILVA

**INVESTIGAÇÃO DA AGREGAÇÃO TEMPORAL DOS ÂNGULOS DE FASE DAS
COMPONENTES HARMÔNICAS DE TENSÃO E CORRENTE**

Uberlândia

2023

LETÍCIA BATISTA SILVA

**INVESTIGAÇÃO DA AGREGAÇÃO TEMPORAL DOS ÂNGULOS DE FASE DAS
COMPONENTES HARMÔNICAS DE TENSÃO E CORRENTE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Ivan Nunes Santos

Coorientadora: Bárbara Morais Giancesini

Uberlândia

2023

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

S586 Silva, Leticia Batista, 1999-
2023 Investigação da Agregação Temporal dos Ângulos de Fase das Componentes Harmônicas de Tensão e Corrente [recurso eletrônico] / Leticia Batista Silva. - 2023.

Orientador: Ivan Nunes Santos .

Coorientador: Bárbara Moraes Giancesini .

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Uberlândia, Graduação em
Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. I. , Ivan Nunes Santos,1979-,
(Orient.). II. , Bárbara Moraes Giancesini,1994-,
(Coorient.). III. Universidade Federal de Uberlândia.
Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091

Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

LETÍCIA BATISTA SILVA

**Investigação da Agregação Temporal dos Ângulos de Fase das Componentes
Harmônicas de Tensão e Corrente**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Faculdade de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Uberlândia como
requisito parcial para obtenção do título de
bacharel em Engenharia Elétrica

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Uberlândia, 27 de janeiro de 2023

Banca Examinadora:

Ivan Nunes Santos – Prof. Doutor (UFU)

Guilherme Leal Xavier – Prof. Doutor (UFV)

Bárbara Morais Giancesini – Mestre (UFU)

Dedico este trabalho aos meus pais, Maria José
e Antônio, que sempre acreditaram que eu
conseguiria voar mais alto. Se vocês eu não
estaria aqui.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, à minha mãe e ao meu pai, que me apoiaram sempre e sempre foram além de todas as possibilidades para garantirem que eu alcançasse meus objetivos. Todas as minhas conquistas de vida devo a eles e aos sacrifícios que fizeram por mim.

Agradeço aos meus irmãos, Alexandre e Felipe, que sempre foram minhas inspirações e que sempre tiveram total certeza de que eu era capaz de conquistar meus sonhos. Agradeço por todas as conversas, ao apoio e ao incentivo e por cuidarem tão bem de mim.

Agradeço ao Professor Doutor Ivan Nunes Santos e à minha coorientadora, Barbara Morais Giancesini, pela orientação extremamente delicada e atenciosa durante o desenvolvimento deste trabalho, por terem me apresentado o mundo da pesquisa e me incentivado a desenvolver todo o conteúdo presente, por toda a atenção e ao apoio possível que recebi e que tornou possível a realização deste trabalho.

Agradeço a minhas melhores amigas, Alicia e Rúbia, pelos conselhos, pelos momentos de diversão e companheirismo. Vocês fizeram todos esses anos de amizade os melhores de minha vida.

Agradeço a todas as amigas que fiz ao longo da graduação, por todos os momentos de estudo e de diversão que tivemos e por sempre me inspirarem a querer ser o melhor que eu poderia ser ao longo de todo o curso.

Agradeço a todos os professores que tive ao longo da minha trajetória e auxiliaram na minha formação como profissional e discente.

Agradeço a Universidade Federal de Uberlândia (UFU), pelo fornecimento de todo o suporte, o conhecimento e o espaço físico para o meu desenvolvimento e o desenvolvimento da pesquisa.

“Nowhere is it written that you can’t do
it.”

(Elena Ferrante, 2011)

RESUMO

A crescente conexão de equipamentos não lineares tem levado à intensificação dos níveis harmônicos no Sistema Elétrico de Potência. Desta forma, cada vez mais tem-se realizado estudos voltados para a melhoria da medição e mensuração das distorções, sendo estabelecidas através de normas técnicas as metodologias e procedimentos que os medidores de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) devem empregar para o cálculo das distorções. Entretanto, as normas atuais se mostram incompletas, visto que são apresentadas apenas metodologias e procedimentos para a medição e agregação das amplitudes das componentes harmônicas de tensão e de corrente, não estabelecendo a medição e agregação dos respectivos ângulos de fase. Em contrapartida, o conhecimento dos ângulos é importante pois os mesmos são utilizados em diversos estudos como fluxo harmônico e compartilhamento de responsabilidades. Portanto, têm sido propostos na literatura métodos para realizar a agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas, e além disso, alguns medidores de QEE disponibilizam essa grandeza sem que haja uma padronização ou detalhamento dos procedimentos de cálculo. Em vista disso, o presente trabalho visa realizar uma investigação acerca das metodologias e períodos de agregação das amplitudes e, principalmente, dos ângulos de fase das componentes harmônicas das tensões e correntes com o intuito de observar as diferenças que podem ser encontradas e os impactos que tais resultados podem trazer em estudos que usam essas grandezas. Para tanto, foram realizadas medições em laboratório de formas de onda de tensão e corrente de cargas com contribuições harmônicas distintas. Além disso, foi realizada a implementação computacional do cálculo de agregação das amplitudes das componentes harmônicas, conforme metodologias vigentes nas normas, bem como o cálculo da agregação dos ângulos de fase dessas distorções, a partir de métodos propostos na literatura. As formas de onda coletadas em laboratório foram utilizadas como entrada do medidor computacional. Os resultados obtidos evidenciaram que diferentes períodos e métodos para o cálculo da agregação dos ângulos de fase podem acarretar em resultados com divergências, que podem se tornar significativas a depender das características e ordem de grandeza das tensões e correntes harmônicas existentes. Conclui-se, dessa forma, a necessidade de se estabelecer metodologias através de normas para a medição e quantificação dos ângulos das componentes harmônicas, para serem aplicadas em medidores e utilizadas em estudos, visto a importância que tal assunto representa para a QEE.

Palavras-chave: ângulo de fase das componentes harmônicas; medição e agregação; distorção harmônica; qualidade de energia elétrica.

ABSTRACT

The growing connection of non-linear equipment has led to the intensification of harmonic levels in Electric Power Systems. In this way, studies have been carried out to improve the measurement of harmonic distortions. The methodologies and procedures that the Power Quality (PQ) meters must use to calculate harmonic distortions are established through technical standards. However, the current standards are incomplete since they establish only the methodology for measuring and aggregating voltage and current harmonic magnitudes, not establishing the measurement and aggregation of the respective phase angles. On the other hand, knowledge of phase angles is important because they are used in several studies, such as harmonic flow and sharing of harmonic responsibility. Therefore, methods have been proposed in the literature to perform the aggregation of harmonic angles. In addition, some PQ meters make this quantity available without standardizing or detailing the calculation method. Given this, the present work has as its main objective to investigate the methodologies and aggregation periods of the magnitudes and, mainly, phase angles of harmonic voltages and currents in order to observe the differences that can be found and the impacts that such results can bring to studies that use these quantities. For this purpose, laboratory measurements of voltage and current waveforms of loads with different harmonic contributions were carried out, in addition to the computational implementation of the standardized harmonic magnitude aggregation and the calculation of the phase angle aggregations based on methods proposed in the literature. The waveforms collected in the laboratory were used as input for the computational meter. The results have shown that different periods and methods for aggregating the phase angles may present different results, which can become significant depending on the characteristics and order of magnitude of the existing harmonic voltages and currents. Therefore, the conclusion is the need to establish methodologies through technical standards for measuring and quantifying the phase angles of the harmonic components to be applied in PQ meters and used in studies, given the importance that this subject represents for the PQ area.

Keywords: phase angle of harmonic components; measurement and time aggregation; harmonic distortion; power quality.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Decomposição de uma onda periódica não senoidal em seus componentes harmônicos.	20
Figura 3.1. Estrutura geral para instrumentos de medição de distorções harmônicas, adaptado da IEC 61000-4-7.	32
Figura 3.2 - Representação gráfica do grupo harmônico para um sinal com frequência fundamental de 60 Hz.	34
Figura 3.3 - Representação gráfica do subgrupo harmônico para um sinal com frequência fundamental de 60 Hz.	35
Figura 4.1 - Fluxograma para determinação das amplitudes das componentes harmônicas de tensão e corrente – Medidor implementado no Matlab.	46
Figura 4.2 - Fluxograma para determinação dos ângulos de fase das componentes harmônicas de tensão e corrente – Medidor implementado no Matlab.	47
Figura 5.1 – Cargas (lâmpadas) utilizadas na medição.	52
Figura 5.2 - Cargas (lâmpadas) utilizadas na medição.	52
Figura 5.3 – Medidor de QEE e de forma de onda utilizado na medição.	53
Figura 5.4 - Comparação das amplitudes das componentes harmônicas das tensões e correntes para os períodos de agregação de 1 segundo, 3 segundos e 1 minuto considerando agrupamento por subgrupo harmônico. (a) 3ª e 5ª ordens harmônicas. (b) 7ª e 11ª ordens harmônicas.	56
Figura 5.5 - Comparação dos Métodos 1, 2 e 3 de agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas da tensão e da corrente para o período de agregação de 1 segundo. (a) 3ª e 5ª ordens harmônicas. (b) 7ª e 11ª ordens harmônicas.	59
Figura 5.6 - Comparação dos Métodos 1, 2 e 3 de agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas da tensão e da corrente para o período de agregação de 1 segundo (zoom). (a) 3ª e 5ª ordens harmônicas. (b) 7ª e 11ª ordens harmônicas.	61
Figura 5.7 - Comparação dos Métodos 1, 2 e 3 de agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas da tensão e da corrente para o período de agregação de 1 minuto. (a) 3ª e 5ª ordens harmônicas. (b) 7ª e 11ª ordens harmônicas.	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
UPQC	<i>Unified Power Quality Conditioner</i>
DHI	Distorção Harmônica Individual
DHT	Distorção Harmônica Total
FPA	Filtros de Potência Ativos
FPH	Filtros de Potência Híbridos
FPP	Filtros de Potência Passivos
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
NQEE	Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SIN	Sistema Integrado Nacional
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TDF	Transformada Discreta de Fourier
UFU	Universidade Federal de Uberlândia
VTCD	Varição de Tensão de Curta Duração
VTLD	Varição de Tensão de Longa Duração

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	MOTIVAÇÕES.....	14
1.2	OBJETIVO GERAL	15
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE DISTORÇÕES HARMÔNICAS.....	18
2.1	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	18
2.2	DEFINIÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS	19
2.3	SEQUÊNCIA DE FASE DE HARMÔNICOS EM SISTEMAS TRIFÁSICOS...	21
2.4	CAUSAS E EFEITOS DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS	22
2.5	MITIGAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS	24
2.6	DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL E INDIVIDUAL.....	27
2.7	NORMATIVAS E REGULAMENTAÇÕES PARA DISTORÇÕES HARMÔNICAS	28
3	MEDIÇÃO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS DE TENSÃO E CORRENTE	30
3.1	PROTOCOLO DE MEDIÇÃO E CÁLCULO DAS AMPLITUDES DAS COMPONENTES HARMÔNICAS.....	31
3.1.1	PROCESSAMENTO DOS SINAIS DE TENSÃO E DE CORRENTE PARA OBTENÇÃO DE COMPONENTES ESPECTRAIS E AGRUPAMENTO PARA O CÁLCULO DAS DISTORÇÕES - NORMA IEC 61000-4-7	31
3.1.2	AGREGAÇÃO TEMPORAL PARA CÁLCULO DAS DISTORÇÕES – NORMA IEC 61000-4-30	36
3.2	AGREGAÇÃO DOS ÂNGULOS DE FASE DAS COMPONENTES HARMÔNICAS PROPOSTOS NA LITERATURA	37
3.2.1	MÉTODO 1: MÉTODO DA SOMA FASORIAL	37
3.2.2	MÉTODO 2: MÉTODO DA ÚLTIMA JANELA DA TDF	39
3.2.3	MÉTODO 3: MÉTODO DO FLUXO E ENERGIA HARMÔNICA	40
4	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO MEDIDOR DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS	45
5	AVALIAÇÃO EM LABORATÓRIO.....	51
5.1	PROCEDIMENTOS REALIZADOS	51
5.2	AVALIAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	54

6 CONCLUSÃO	67
REFERÊNCIAS	70
APÊNDICE A – ANEEL – PRODIST: MÓDULO 8	74
APÊNDICE B – ONS – SUBMÓDULO 2.9	78
APÊNDICE C – IEC 61000	80
APÊNDICE D – IEEE 519-2014	84
APÊNDICE E – EM 50160:2008	87
APÊNDICE F – IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DE MEDIDOR DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS	88
ANEXO A – CÁLCULO DA TRANSFORMADA DISCRETA DE FOURIER	98

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica possui um lugar de extrema importância no desenvolvimento e no fomento de cadeias industriais, de equipamentos eletrônicos e é um produto fundamental para a sociedade, a economia e a tecnologia. Desta forma, o uso de fontes renováveis de energia elétrica vem crescendo como parte da composição da matriz energética no mundo, com o Brasil se evidenciando com uma grande diversidade de fontes energéticas [1].

Com isso, a modernização dos sistemas elétricos de potência, tanto na geração, transmissão quanto na distribuição, se encontra em grande crescimento, sendo tal crescimento permeado com o aumento de tecnologias de geração distribuída (GD), uma forma de geração de energia que se organiza de modo descentralizado e planejado. De fato, considerando todas as fontes de geração de energia elétrica, em 2021, no Brasil, a fonte que mais cresceu foi a de geração eólica, representando 50,91% da nova capacidade instalada no ano, seguida da solar fotovoltaica, com um crescimento de 17,95% em nova capacidade [2]. Tal crescimento está fortemente atrelado a incentivos financeiros, que levam à redução dos custos de implantação de tais tecnologias e ao crescente olhar pelo menor impacto ambiental que a tecnologia oferece [3-4]. Desta forma, é possível diversificar o fornecimento de energia elétrica e, em conjunto, possibilitar a diminuição dos impactos ambientais.

Além dos avanços vinculados à geração de energia, o desenvolvimento tecnológico atrelado à indústria e ao comércio pela utilização da eletrônica de potência e microeletrônica [5] possuíram crescimento notório [6]. O investimento na utilização de cargas eletrônicas não lineares a partir do emprego da eletrônica de potência tem visado procedimentos de eficiência energética, para a redução de perdas e eliminação de desperdícios, o que resulta em uma maior sensibilidade em relação à temática da Qualidade de Energia Elétrica (QEE), em especial no que tange à elevação dos níveis harmônicos inseridos no sistema elétrico [7].

Diante deste novo cenário, tanto a geração distribuída, a geração em fazendas fotovoltaicas e parques eólicos, a utilização de cargas eletrônicas conectadas na rede e seu constante chaveamento, quanto a presença de elementos eletromagnéticos saturados, trazem algumas preocupações relacionadas ao bom funcionamento do Sistema Integrado Nacional (SIN). Nesse contexto, estudos de QEE procuram avaliar e mitigar o impacto que tais equipamentos proporcionam no sistema elétrico de potência, tanto para os consumidores de energia quanto para as concessionárias, a partir da correta estimação dos fenômenos observados, para garantir que o sistema elétrico opere de forma satisfatória, segura e confiável, sem prejuízo de desempenho e de vida útil [8] de equipamentos e processos industriais.

Dentre os principais eventos causadores de distúrbios nas redes de transmissão e de distribuição, têm-se: variações da frequência da rede, desequilíbrio e flutuações de tensão, variações de tensão de curta e longa duração (VTCD/VTLD), transitórios eletromagnéticos e as distorções harmônicas [9].

Componentes harmônicas se caracterizam por sinais de frequências múltiplas inteiras da componente fundamental, que deformam a forma de onda elétrica, prejudicando a qualidade da energia [10]. As distorções harmônicas são consideradas um dos distúrbios mais preocupantes, pois devido à alta degradação que causam no sinal elétrico [11-12] acarretam em consequências danosas aos equipamentos e processos industriais, tais como sobreaquecimento de motores e máquinas, perda de eficiência em processos, redução de vida, erros na medição de energia de consumidores, perdas nas linhas de transmissão e distribuição, entre outros [13].

Os impactos na QEE, especialmente com respeito às distorções harmônicas, se tornaram objetos de grande interesse em estudos, tanto por parte de empresas quanto de usuários. Para tanto, os procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para questões relacionadas à geração e transmissão de energia, e o módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), desenvolvido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), voltado para as concessionárias de distribuição, trazem instruções com relação à QEE em nível nacional. As recomendações internacionais para as distorções harmônicas são descritas na IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) 519 [14], e os procedimentos e protocolos para quantificação das distorções harmônicas adotados em grande parte dos equipamentos analisadores (medidores) de QEE, utilizando Transformada Discreta de Fourier (TDF), são definidos pelas normas técnicas IEC 61000-4-7 [15] e IEC 61000-4-30 [16].

Entretanto, no contexto dessas normas, que são utilizadas como base para os medidores de QEE, preocupa-se que as mesmas se mostrem incompletas diante da medição dos ângulos de fase das componentes harmônicas das tensões e das correntes, possuindo apenas um estabelecimento de metodologia para a medição das amplitudes harmônicas. Vale salientar que, apesar de não existir uma metodologia padronizada que atenda aos cálculos necessários para a mensuração dos ângulos de fase das componentes harmônicas das tensões e das correntes, os fabricantes de alguns equipamentos trazem como resultado de suas medições esse valor. Isso pode levar a resultados discrepantes advindos da aplicação de distintas metodologias embasadas em grandezas instantâneas, de forma que os resultados obtidos podem não ser considerados confiáveis.

Diante do exposto, além dos problemas advindos pela própria distorção harmônica presente no sistema, acrescenta-se também a questão da dificuldade na quantificação dos ângulos de fase da tensão e da corrente, visto que possuem influência em diversos problemas práticos, tais como: estudos de fluxo de potência harmônico [17-18], análise do incremento das perdas técnicas nos sistemas de distribuição [19-21], estudo da performance de relés de proteção [22], análise dos impactos sobre ocorrência de descargas parciais [23], compartilhamento de responsabilidades harmônica [24], dentre outros. Com a falta da padronização acerca da questão abordada, podem ser realizados estudos e avaliações sobre os procedimentos atualmente utilizados nos equipamentos analisadores de QEE e as metodologias propostas na literatura, visando a comparação de seus resultados. Portanto, existem diversas técnicas que podem ser estudadas e aplicadas de modo a contribuir para a correta e padronizada estimação dos componentes harmônicos dos ângulos de fase da tensão e da corrente.

1.1 MOTIVAÇÕES

O funcionamento de forma adequada, com a garantia de boa qualidade no fornecimento da energia elétrica, é fundamental para instalações industriais, comerciais e residenciais. O crescimento na conexão de equipamentos com cargas não lineares tem acarretado em um incremento substancial nos níveis harmônicos, tanto para tensão como para corrente, o que gera uma série de problemas comprometedores nas instalações elétricas e nos equipamentos conectados na rede.

Assim, evitar o sobreaquecimento de máquinas, a perda de eficiência de complexos industriais e cargas, acionamento indevido de dispositivos de proteção, mau funcionamento de aparelhos elétricos e eletrônicos, redução de sua vida útil e incremento de perdas adicionais, entre outros problemas é de suma importância nos estudos e aplicações da QEE, ganhando cada vez mais relevância ao longo dos últimos anos.

Apesar dos avanços no monitoramento e na determinação das distorções harmônicas presentes no sistema elétrico de potência, pouco se sabe no que diz respeito à agregação temporal dos ângulos de fase da tensão e da corrente e sua contribuição para os distúrbios que deterioram a rede. De forma que alguns medidores apresentam tal informação sem a determinação de uma correta e padronizada metodologia, o que levanta questões quanto aos resultados divergentes obtidos. Dessa maneira, se torna necessário evidenciar a importância desta problemática tendo em vista a dinâmica existente na geração e nas cargas dos sistemas, com valores de tensão e de corrente harmônica variando ao longo do tempo.

Através do exposto, o presente trabalho pretende investigar e analisar os diferentes métodos, seja os estabelecidos por fabricantes de medidores ou por estudos propostos na literatura, utilizados para estimar os ângulos de fase das componentes harmônicas da tensão e da corrente. O principal intuito é verificar possíveis correlações e divergências entre eles, assim como as correlações existentes de acordo com o intervalo de agregação temporal empregado, utilizando ferramentas de simulação computacional e dados reais. Dessa forma, o estudo encontra-se alinhado com a necessidade de identificar e investigar os protocolos de agregação utilizados nos medidores e os possíveis impactos que diferentes procedimentos de medição podem acarretar a partir dos resultados obtidos na medição das formas de onda de tensões e correntes de um sistema.

1.2 OBJETIVO GERAL

O principal objetivo do presente trabalho é investigar, verificar e comparar, através de medições realizadas em laboratório com cargas de diferentes contribuições harmônicas e através da utilização de implementação computacional de normas e estudos realizados na literatura (medidor de distorções harmônicas), a agregação das amplitudes e dos ângulos de fase das tensões e das correntes em específicos períodos, e o impacto que tais procedimentos de agregação podem trazer em estudos sobre distorções harmônicas para a QEE em todo o sistema elétrico de potência.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

O trabalho apresentado tem os seguintes objetivos específicos:

- a) Realizar medições em laboratório das formas de onda de tensão e correntes de cargas e equipamentos que geram diferentes contribuições harmônicas e identificar os níveis de distorção harmônica;
- b) Calcular computacionalmente as agregações temporais das amplitudes e ângulos das grandezas harmônicas através do desenvolvimento de um medidor (programação) baseado em normas técnicas e em metodologias propostas na literatura;
- c) Investigar e estudar a influência de diferentes procedimentos para a agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas das tensões e das correntes harmônicas nos resultados obtidos, para efeito comparativo;

- d) Investigar e estudar a influência do período escolhido para a agregação das amplitudes e dos ângulos de fase das componentes harmônicas tensões e das correntes;
- e) Verificar o impacto que tais procedimentos podem trazer em estudos que utilizam distorções harmônicas para a QEE.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para alcançar os objetivos propostos no trabalho, os assuntos foram organizados em capítulos, expostos de maneira a ajudar no desenvolvimento de ideias, com referências bibliográficas que auxiliaram no aprofundamento do estudo e para uma posterior consulta do leitor. O trabalho será dividido da seguinte maneira:

O Capítulo 1 expõe uma breve análise da utilização da energia elétrica e das tecnologias que vêm sendo inseridas no sistema elétrico de potência através de inovações tecnológicas que passam a compor as várias camadas de uma cadeia de produção e de consumo do insumo estudado. É demonstrado brevemente os problemas acarretados por estas tecnologias, as justificativas para a pesquisa realizada neste trabalho, assim como os objetivos que são almeçados.

No Capítulo 2 são apresentados conceitos básicos sobre qualidade de energia, os principais problemas estudados dentro da QEE, com foco nas distorções harmônicas oriundas de equipamentos não lineares presentes no sistema elétrico de potência, os principais efeitos ocasionados pela circulação destas na rede, suas formas de mitigação e, por fim, os indicadores e as normativas existentes para sua quantificação e limitação nacional e internacionalmente.

O Capítulo 3 aborda de forma mais aprofundada a medição das distorções harmônicas de tensão e corrente, incluindo a descrição dos procedimentos estabelecidos para as medições das amplitudes das distorções em medidores de QEE e seus cálculos de acordo com normativas, assim como as metodologias propostas na literatura para a agregação dos ângulos.

O Capítulo 4 apresenta a implementação computacional do medidor desenvolvido para as análises das distorções harmônicas, para cálculo e agregação das amplitudes e ângulos, de acordo com as normativas apresentadas e as propostas da literatura, assim como detalha suas características.

O Capítulo 5 detalha os procedimentos realizados para avaliação em laboratório, incluindo a descrição das características dos aparelhos de medição de QEE (forma de onda), como foram realizadas as medições e quais métodos serão levantados. Por fim, são apresentados os resultados a partir das medições realizadas e da aplicação dessas medições no medidor

computacional, a fim de comparar os resultados obtidos para a agregação dos ângulos de fase utilizando as diferentes metodologias abordadas, bem como definindo diferentes períodos de agregação.

Por fim, o Capítulo 6 traz as conclusões referentes ao trabalho realizado, as medições feitas e os resultados obtidos, assim como sugestões de futuros trabalhos e pesquisas.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Neste capítulo é apresentada a fundamentação teórica necessária para auxiliar o desenvolvimento e o entendimento do tema abordado. São fornecidas informações acerca da qualidade da energia elétrica, dos fenômenos que causam distúrbios na energia fornecida, com destaque maior para as distorções harmônicas, os problemas causados pelas distorções, soluções para mitigação e os índices de medição atualmente considerados em normas técnicas.

2.1 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

A Qualidade da Energia Elétrica pode ter, como uma de suas definições, o conjunto de determinações de limites elétricos para o funcionamento de equipamentos sem que ocorra perdas significativas em seu desempenho ou vida útil, de acordo com especificações [25]. É um termo amplamente utilizado para englobar os aspectos relacionados à amplitude, fase e frequência das formas de onda de tensão e de corrente que compõe o sistema elétrico de potência, de forma a verificar se os mesmos se encontram dentro de padrões de qualidade definidos e se não apresentam distúrbios, ou ao menos níveis aceitáveis que não prejudiquem o funcionamento da rede elétrica e dos equipamentos conectados a ela [26]. Desta forma, qualquer desvio significativo em um desses três parâmetros pode significar um potencial problema na qualidade da energia elétrica fornecida [7].

Assim, o estudo da QEE visa garantir o funcionamento adequado do sistema e das cargas conectadas a ele, de forma a evitar perdas operacionais, os riscos à segurança e os custos com possíveis distúrbios que possam afetar a rede.

Visto que, no sistema de potência, a única grandeza possível de ser controlada é a tensão, as principais normas da QEE são voltadas na manutenção da tensão de alimentação dentro de limites pré-estabelecidos. Esses limites demonstram a importância da classificação dos resultados das medições realizadas com medidores de QEE e para a descrição dos fenômenos eletromagnéticos relacionados, sendo categorizados principalmente pelas normas IEEE 1159-2009 (2009) e IEEE 519-2014 (2014). As categorias de distúrbio estudadas dentro da qualidade da energia são:

- Variações de Tensão de Curta Duração;
- Variações de Tensão de Longa Duração (ou Tensão em Regime Permanente);
- Variações de Frequência;

- Transitórios Eletromagnéticos;
- Desequilíbrios;
- Flutuações de Tensão;
- Distorções da Forma de Onda.

A distorção na forma de onda, quando a forma de onda do sinal não segue o padrão ideal senoidal, é referida como um distúrbio de regime permanente e tem como principais causas a conexão de equipamentos e cargas não lineares no sistema elétrico de potência. As cargas não lineares são aquelas que solicitam uma corrente que possui uma forma de onda distorcida provocada pela função não linear entre a tensão aplicada e a corrente resultante na carga. Como parte da categoria das distorções da forma de onda, tem-se os harmônicos, tema estudado e abordado de forma abrangente no presente trabalho.

2.2 DEFINIÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

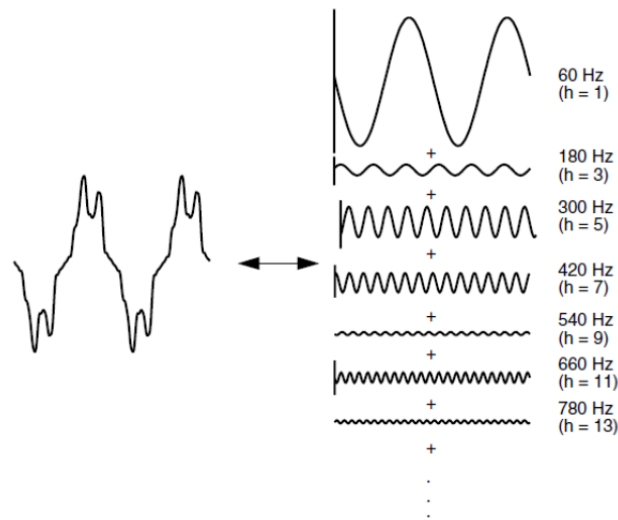
O conceito de harmônicas é oriundo da física, e tem como definição serem sinais de tensão e/ou de corrente com forma senoidal cujas frequências são múltiplas inteiras da frequência fundamental do sistema [8]. São associados à operação de cargas em seu estado contínuo ou por vários segundos. No sistema elétrico, espera-se que tais sinais não possuam distorções, mantendo-se puramente senoidais, entretanto, com o advento da conexão de diversas cargas não lineares ao longo da rede, tais como computadores, lâmpadas compactas e fluorescentes, controladores eletrônicos voltados para cargas industriais, entre outros, distorções oscilatórias na forma da onda da tensão e da corrente estão se tornando cada vez mais frequentes, principalmente em conexões mais próximas a tais cargas, originando indesejáveis consequências em todo o sistema.

Enquanto as distorções causadas na forma de onda da corrente se devem à conexão de cargas/equipamentos não-lineares no sistema, tem-se que as causas das distorções harmônicas na forma de onda da tensão se devem a passagem de tal corrente através das impedâncias do sistema, por causar quedas de tensão distorcidas [7] e estas se propagarem pelo sistema.

Esses distúrbios no sistema acarretaram em um maior destaque nos estudos de qualidade da energia, visando o desenvolvimento de processos que evitem ou mitiguem os mesmos [27]. Estudos recentes também visam categorizar o nível de responsabilidade de consumidores, concessionárias e agentes geradores a partir da determinação da contribuição de carga individual e em conjunto das distorções harmônicas de tensão e de corrente.

A análise de Fourier [28] realiza a decomposição do sinal distorcido, seja de tensão ou corrente, de forma a representá-lo como uma soma infinita de senos e cossenos com frequências múltiplas da fundamental. Essa decomposição faz do método de Fourier universal para a análise harmônica, possibilitando uma análise de cada componente harmônica. A Figura 2.1 ilustra o Teorema de Fourier, constatando a composição da onda distorcida em várias componentes senoidais com frequência múltiplas inteiras da componente fundamental.

Figura 2.1. Decomposição de uma onda periódica não senoidal em seus componentes harmônicos.



Fonte: [7]

A Equação (2.1) a seguir mostra o cálculo da série de Fourier, com a soma infinita de senos e cossenos. Os coeficientes presentes na Equação (2.1) podem ser obtidos a partir das Equações (2.2), (2.3) e (2.4).

$$f(t) = \frac{1}{2}a_0 + \sum_{n=1}^{\infty}[a_n \cos(nw_1t) + b_n \text{sen}(nw_1t)], \quad (2.1)$$

$$a_0 = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) dt \quad (2.2)$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(t) \cos(nw_1t) dt \quad (2.3)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(t) \text{sen}(nw_1t) dt \quad (2.4)$$

Sendo:

$\frac{a_0}{2}$ representa o valor médio ou nível CC de $f(t)$;

a_n e b_n representam as amplitudes da componente de ordem n ;

n representa a ordem harmônica;

ω_1 representa a frequência angular dada por $\frac{2\pi}{T}$.

Através da utilização da Série de Fourier, é possível determinar os harmônicos presentes nas tensões e correntes, seu valor de pico, eficaz, ângulo de fase, entre outros parâmetros. Assim, é uma ferramenta essencial para a quantificação de harmônicos, juntamente com a utilização de demais fórmulas, previamente estipuladas em normas técnicas.

Além disso, a possibilidade da identificação do sinal como harmônicos de ordem par ou ímpar facilita o estudo, visto que boa parte de cargas que injetam harmônicos no sistema apresentam dois semiciclos iguais, caracterizando uma carga não-linear simétrica. Com isso, percebe-se que a maior parte dos harmônicos presentes no sistema elétrico de potência são de ordem ímpar, visto que a simetria de meia onda da forma de onda senoidal resulta em um cancelamento de harmônicos de ordem par. Desta forma, a presença de harmônicos de ordem par pode representar a utilização de retificadores de meia onda, fornos à arco elétrico, bem como sistema com elevada dinâmica de operação ou, ainda, a existência de problemas na carga [7].

2.3 SEQUÊNCIA DE FASE DE HARMÔNICOS EM SISTEMAS TRIFÁSICOS

As Componentes Simétricas representam a decomposição de um sistema polifásico de fasores em n sistemas de fasores balanceados, aprimorando o estudo de cargas de impedância diferente ou análise de curto circuito [29], assim como o de um sistema trifásico desbalanceado, a partir da definição de sequências: positiva, negativa e zero. É possível explicar as harmônicas de sequências positivas, negativas e zero de acordo com a ordem da componente harmônica, de forma a existir uma relação entre componente simétrica e ordem harmônica [7]. Assim, são compostos três grupos de harmônicos:

- Sequência positiva: harmônicos de sequência positiva (4^a , 7^a , 10^a , ...) são compostos de três fasores de mesmo módulo, defasados de 120° , com a mesma rotação de fase que a frequência fundamental;
- Sequência negativa: harmônicos de sequência negativa (2^a , 5^a , 8^a , ...) são compostos de três fasores de mesmo módulo, defasados de 120° , com rotação de fase oposta à fundamental;

- Sequência zero: harmônicos de sequência zero (3^a, 6^a, 9^a, ...) são compostos de três fasores de igual magnitude e não existe defasagem entre eles, ou seja, não produzem um campo rotativo.

Uma atenção especial deve ser dada para a circulação de harmônicos no neutro, visto que as componentes da sequência zero se somam aritmeticamente por não possuírem defasagem, ao contrário das componentes de sequência positiva e negativa que se anulam devido ao atraso das fases. Essa característica das componentes de sequência zero afeta tanto sistemas balanceados como sistemas desbalanceados, sendo necessário leva-la em consideração em dimensionamentos para evitar a ocorrência de transtornos no sistema elétrico de potência.

Também é válido salientar que a correlação das componentes de sequência com as ordens harmônicas, apresentada acima, somente é válida quando o sistema elétrico é equilibrado. A partir do momento que o sistema em questão se torna desequilibrado, além de distorcido, as ordens harmônicas poderão apresentar outras componentes de sequência, além daquelas características para sistemas equilibrados.

2.4 CAUSAS E EFEITOS DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS

As cargas não lineares, que injetam distorções nas ondas de tensão e de corrente, podem ser classificadas em: dispositivos ferromagnéticos, como geradores, motores, transformadores e reatores, em que a geração harmônica decorre das características magnéticas não lineares do núcleo de tais equipamentos [8, 30, 31]; dispositivos baseados em conversores estáticos de potência, como dispositivos eletrônicos (computadores, televisores, micro-ondas, entre outros), inversores de frequência, retificadores, UPS, entre outros, nos quais a não linearidade se deve à presença de chaves eletrônicas, como diodos e tiristores [26, 30]; e dispositivos que trabalham com funcionamento baseado em descargas elétricas, tais como fornos industriais a arco, máquinas de solda, iluminação fluorescente, entre outras, onde as harmônicas são geradas a partir da natureza estocástica da corrente decorrente dos frequentes curtos circuitos que ocorrem durante sua operação [8, 26, 30].

Os principais dispositivos e componentes afetados pela presença de distorções harmônicas de tensão e de corrente são elencados a seguir.

a) Máquinas Rotativas – Motores e Geradores

Destacam-se como efeitos das distorções harmônicas nas máquinas rotativas o aumento no nível de ruído e de oscilação mecânica, queda no rendimento e aquecimento acima dos valores nominais devido ao aumento das perdas no ferro e no cobre, o que afeta o torque.

b) Capacitores

São afetados principalmente pelo aumento das perdas dielétricas causadas pela forma de onda distorcida. Além disso, ocorre um aquecimento e esforço excessivos em sua isolamento quando submetidos a altas frequências, podendo ocasionar em um curto-circuito devido à baixa reatância resultante das altas frequências [7, 12].

c) Transformadores

Os efeitos são concentrados na diminuição da vida útil do equipamento, visto que ocorre uma elevação de sua temperatura de operação, ocasionando aumento das perdas no cobre e perdas envolvendo fluxos de dispersão. Ocorrem também maiores solicitações do isolamento e possíveis ressonâncias – para as frequências harmônicas – entre os enrolamentos do transformador e as capacitâncias das linhas ou de outros equipamentos [7].

Outro efeito causado pelas distorções harmônicas nos transformadores está relacionado a magnetização assimétrica do mesmo devido à presença de componentes de corrente contínua oriundas de cargas com conversores assimétricos, aumentando as perdas no ferro e dos harmônicos da corrente de excitação [31].

d) Redes de Distribuição

Os efeitos das distorções harmônicas na rede de distribuição são caracterizados principalmente pelo aumento da corrente eficaz, o que ocasiona na sobrecarga e na operação inadequada de fusíveis e relés de proteção.

e) Cabos de Alimentação

Os cabos de alimentação são principalmente afetados devido aos maiores níveis de perdas ôhmicas e dielétricas e também pelo aumento da corrente devido às componentes em outras frequências, ocasionando o aquecimento dos mesmos.

No geral, observa-se o efeito de harmônicos no sistema elétrico de potência em sistemas desequilibrados pelo surgimento de sequência positiva, negativa e zero das componentes harmônicas.

Portanto, a distorção na forma de onda da tensão ou da corrente no sistema elétrico de potência causa diversos efeitos indesejáveis nas cargas conectadas. Sejam ruídos, mau funcionamento, sobreaquecimento, redução da vida útil ou medições que detectem a distorção harmônica, é importante perceber rapidamente os distúrbios para que seja possível mitigá-los antes que o dano seja irreversível.

2.5 MITIGAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

A presença da distorção harmônica no sistema elétrico de potência, seja em maior ou menor quantidade, gera uma preocupação constante com o desenvolvimento de melhores técnicas para que seja possível mitigá-las quando as mesmas ultrapassam os limites previamente estabelecidos por normas e regulamentações. Segundo [8], a análise dos métodos e estratégias de mitigação de distorções é melhor realizada na etapa de projeto e idealização de novas instalações elétricas ou, então, na etapa de compra de novos equipamentos.

As características únicas de cada sistema elétrico acarretam na necessidade da utilização de técnicas e soluções também únicas e exclusivas para o sistema, acrescentando ao mercado uma gama de soluções. O controle dos índices harmônicos é realizado principalmente a partir dos seguintes princípios:

- Redução ou eliminação de correntes harmônicas produzidas nas cargas;
- Utilização de filtros que desviem correntes harmônicas do sistema, a partir de derivação com a carga, realizando sua drenagem;
- Utilização de filtros, indutores e capacitores, para modificação da resposta de frequência do sistema.

Algumas técnicas comuns de mitigação de distorções harmônicas incluem: utilização de reatores em série, transformadores de isolamento e transformadores com fator K maior que 1, retificadores com elevado número de pulsos, deslocamento de fase em transformadores, filtros harmônicos de potência, quem podem ser classificados quanto à sua construção e são divididos em: passivos, ativos e híbridos [32]. Os filtros de potência, sejam ativos ou passivos, possuem eficácia elevada na mitigação pela correção que realizam na forma de onda das correntes e tensões, melhorando suas características senoidais e diminuindo o efeito das distorções harmônicas [8].

Os filtros de potência passivos (FPP) são constituídos de elementos passivos, tais como resistores, capacitores e indutores, ou seja, elementos que não requerem uma fonte de energia para o desempenho de sua função, funcionando a partir da associação de seus elementos em diferentes combinações, de acordo com o requisitado para a formação de topologias. Eles separam o sinal elétrico de corrente para realizar alterações em sua forma de onda, tanto na amplitude quanto na fase, visando a redução da distorção das ondas de tensão e corrente produzidas por cargas não lineares [8], além de executarem o papel de um compensador de reativos na frequência fundamental.

Podem ser classificados quanto à conexão na rede elétrica, sendo em série com a carga – proporcionando caminho de alta impedância para a corrente harmônica na frequência sintonizada –, ou em derivação (paralelo/shunt) – instalados nos barramentos, em paralelo com o sistema e próximo à fonte de distorção, proporcionando um caminho de baixa impedância para as correntes harmônicas, através do filtro, reduzindo a distorção harmônica no sistema elétrico de potência e evitando sua passagem por determinadas partes do sistema.

Sendo mais usual que o em série, por ser uma solução de custo menos elevado e sem a possibilidade de causar queda de tensão na carga [8, 33, 34] os filtros passivos de derivação são divididos em duas categorias: sintonizados e amortecidos, no qual os filtros sintonizados são utilizados para a filtragem de harmônicas de baixa ordem e são formados por elementos R, L e C em série ou combinações série-paralela destes elementos no circuito e se comportam como compensadores de potência reativa na frequência fundamental pois apresentam-se como circuitos capacitivos em frequências abaixo da frequência de ressonância [8, 35]. Porém, tais características podem contribuir para o aumento da potência reativa na rede e inserem um alto valor de ressonância paralela com a rede em frequências abaixo da frequência de sintonia.

Já os filtros amortecidos, assim como os sintonizados, se comportam como circuitos capacitivos na frequência fundamental, porém apresentam uma impedância baixa sobre uma larga faixa de frequência e seus arranjos estão se tornando uma simples e econômica alternativa na redução de perdas na frequência fundamental da rede [8].

Os filtros de potência ativos (FPA), diferentemente dos FPP, utilizam-se de elementos como interruptores eletrônicos, para a produção de correntes que anulem as distorções harmônicas presentes na rede elétrica, realizando também a compensação da parcela reativa da corrente de carga, a compensação do desequilíbrio de tensão e de corrente e a correção do fator de potência [8, 7, 36]. Podem ser divididos em duas categorias: série e paralelo.

O FPA série atua como uma fonte de tensão controlada e filtra as distorções de tensão. Possui um transformador de acoplamento, o qual faz a conexão série do filtro com o barramento ou linha de alimentação da carga, e é controlado por PWM (Pulse Width Modulation – modulação por largura de pulso). Ele se baseia na obstrução do fluxo harmônico nas ordens desejadas através do transformador, de forma a oferecer uma forma de onda mais próxima da senoidal para a alimentação das cargas [8, 37].

Atuando como uma fonte de corrente controlada conectada em paralelo à carga, o FPA paralelo produz uma corrente de compensação, com uma conexão no barramento realizada através de um indutor. Seu controle é realizado através de PWM e um inversor de tensão. Ele

funciona com o objetivo de injetar uma corrente de compensação, de forma a cancelar as componentes harmônicas da corrente da carga, tornando a corrente da fonte senoidal [38].

Como cada topologia – série e paralelo – possui suas vantagens, a combinação deles é utilizada para realizar a compensação de tensão e corrente, simultaneamente. Chamado de Condicionador Unificado de Energia (UPQC – Unified Power Quality Conditioner), seu uso é voltado para cargas que ao mesmo tempo são sensíveis à qualidade de tensão, e responsáveis por injetar correntes harmônicas no sistema.

Além dos filtros passivos e ativos, os filtros de potência híbridos (FPH) são compostos pela combinação de filtros passivos com filtro ativo de potência reduzida, visando reduzir os custos elevados dos filtros FPA, visto que a parte ativa irá atuar apenas sobre as componentes não corrigidas pelo filtro passivo [39]. O filtro híbrido também é dividido em duas categorias, sendo elas série e paralelo, onde na estrutura série o filtro ativo é conectado em série com o filtro passivo e o conjunto é conectado em paralelo com a carga não linear e a rede elétrica, e na estrutura em paralelo, ambos os filtros são conectados em paralelo com a carga e a rede elétrica.

Sendo o mais comumente empregado dos filtros híbridos, o FPH em série utiliza de um inversor com tensão reduzida, mas que conduz a corrente total do filtro passivo. Esta configuração permite que o FPP filtre previamente o sinal com distorção harmônica no sistema, para então o FPA melhorar a qualidade da filtragem harmônica. Já na configuração em paralelo, cada um dos filtros pode operar de forma isolada ou em conjunto, permitindo a redução da potência nominal do filtro ativo [40, 41].

Entre as técnicas de mitigação de harmônicos, pode ser citada também a utilização de transformadores com retificadores multi-pulso, os quais baseiam-se no princípio do cancelamento de harmônicos no sistema através do deslocamento de fase, mediante a combinação de transformadores de deslocamento de fase de forma a obter retificadores de 12, 18 e 24 pulsos [42].

Além da adaptação de cada técnica para o respectivo sistema elétrico, deve-se levar em consideração o desempenho perante os níveis de distorção harmônica e o seu custo relativo de implementação. A solução mais usada devido ao seu baixo custo é a de filtros em derivação – shunt – seguidos da utilização das outras configurações de filtros passivos, por serem uma solução simples e econômica na mitigação das distorções harmônicas do sistema.

Por possuírem desvantagens como sobrecarga, sensibilidade às condições de rede e interações adversas com impedância do sistema e frequência de ressonância, algumas aplicações exigem a utilização dos filtros ativos como solução. Os FPA apresentam um custo

elevado quando comparados aos FPP, porém a vantagem de proporcionar um funcionamento adequado independentemente das características de impedância do sistema, evitando problemas como ressonância, faz com que estes sejam utilizados em condições críticas.

2.6 DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL E INDIVIDUAL

A distorção harmônica total (DHT), segundo o PRODIST, representa a composição das distorções harmônicas individuais que expressa o grau de desvio da onda em relação ao valor da componente fundamental. Pode ser calculada tanto para tensão quanto para corrente a partir das equações (2.5) e (2.6) a seguir:

$$DHT_{V\%} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (2.5)$$

$$DHT_{I\%} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \times 100 \quad (2.6)$$

Onde,

h representa a ordem harmônica;

V_h representa a tensão harmônica de ordem h ;

V_1 representa a componente fundamental da tensão;

I_h representa a corrente harmônica de ordem h ;

I_1 representa a componente fundamental da corrente.

Já a distorção harmônica individual (DHI) indica a porcentagem de um determinado harmônico em relação à componente fundamental do sinal e é determinada através da divisão da amplitude de ordem h pela amplitude da fundamental, seja da tensão ou da corrente. As equações (2.7) e (2.8) a seguir demonstram o cálculo da distorção individual de tensão e de corrente, respectivamente.

$$V_h = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (2.7)$$

$$I_h = \frac{I_h}{I_1} \times 100 \quad (2.8)$$

2.7 NORMATIVAS E REGULAMENTAÇÕES PARA DISTORÇÕES HARMÔNICAS

As distorções harmônicas de tensão ou de corrente devem estar dentro de critérios e limites aceitáveis, sendo tais limites estabelecidos por normas técnicas ou recomendações relacionadas com a QEE. A determinação através de normas também é importante para o estudo dos impactos e as definições das ações que devem ser tomadas para realizar a mitigação do fenômeno, garantindo o estabelecimento de um funcionamento adequado e seguro de cargas e equipamentos sensíveis às perturbações harmônicas e, conseqüentemente, uma avaliação adequada e segura da QEE, compreendendo todo o procedimento utilizado, direta ou indiretamente, para determinar o cumprimento de prescrições pertinentes. Assim, as normas e regulamentações determinam os seguintes padrões e regulamentos [43]:

- Padrões de emissões aplicáveis aos equipamentos que causam distorções harmônicas;
- Padrões de compatibilidade para redes de distribuição;
- Recomendações emitidas por concessionárias e aplicáveis às instalações.

Com isso, também se torna necessário o estabelecimento de normas voltadas para as medições das distorções harmônicas. Os índices mais utilizados são a distorção harmônica total e individual e são medidas a partir do valor efetivo de uma forma de onda, tanto da tensão como da corrente.

Contempla-se então um conjunto de normas técnicas que estabelecem limites de níveis de distorção, a medição e a mitigação das distorções harmônicas. No Brasil, utiliza-se os limites estabelecidos pelo ONS, em termos de limites globais e individuais de harmônicos para a rede básica, e o Módulo 8 do PRODIST, da ANEEL [44], com apresentação também de valores de referência de distorção total, individual, e outros indicadores, voltado agora para sistemas de distribuição.

Além disso, destaca-se as normas da International Electrotechnical Commission (IEC), mais especificamente a série IEC 61000-4-7 [45] e IEC 61000-4-30 [46], que tratam de compatibilidade eletromagnética e abordam a temática de qualidade de energia elétrica através do estabelecimento de metodologias de medição. Outra norma que trata de limites harmônicos é proposta pelo documento IEEE 519-2014, sendo uma revisão da norma IEEE 519-1992, abordando a relação entre clientes e concessionárias sobre o impacto do distúrbio no sistema elétrico de potência. Por fim, a definição de limites harmônicos também é apresentada pela norma europeia EM 50160:2008.

Nos Apêndices A-E desta monografia de conclusão de curso tem-se uma apresentação detalhada das principais normas vigentes utilizadas para a avaliação da conformidade da QEE no que diz respeito às distorções harmônicas presente no sistema elétrico de potência.

3 MEDIÇÃO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS DE TENSÃO E CORRENTE

A necessidade de monitoramento da QEE vem se tornando uma prática comum e que acarreta na constante melhoria dos instrumentos de medição utilizados, buscando maior precisão e segurança nos resultados entregues, visto a importância tanto para os agentes responsáveis pela distribuição da energia elétrica como para os consumidores. Desta forma, tornou-se necessária a padronização e definição da medição dos fenômenos de QEE por meio de normas. Nesse tocante, destacam-se as normas IEC 61000-4-30 [46] e IEC 61000-4-7 [45], que têm foco em definir os protocolos e métodos de medição quanto as recomendações técnicas para teste e medição dos fenômenos de qualidade da energia que os medidores de QEE (qualímetros) devem seguir.

De forma mais específica, a IEC 61000-4-30 estabelece definições de parâmetros relacionados com a medição de vários fenômenos de QEE, abordando frequência e magnitude da tensão de alimentação; cintilação de tensão (flicker); afundamentos, elevações e interrupções momentâneas de tensão; tensões transitórias; desequilíbrio de tensão; tensões harmônicas; tensões inter-harmônicas; mudanças rápidas de tensão; e medição de desvios superiores e inferiores de parâmetros. Quando necessário, a norma faz referência a outras IECs, como é o caso da medição de distorções harmônicas e cintilação de tensão. A normativa também define três classes para equipamentos de medição, com exigências de compatibilidade e erros máximos apresentados, sendo as classes: A, S e B. Os medidores classe A são utilizados para a obtenção de medidas mais precisas, principalmente para verificação de conformidade com os padrões e em obrigações contratuais. Os medidores classe S possuem um conjunto limitado de parâmetros, apresentando uma precisão mais baixa que os medidores classe A e tem aplicações mais para fins estatísticos. Por fim, a classe B não deve ser considerada no desenvolvimento de novas implementações, visto que foi definida principalmente para que muitos aparelhos do mercado não se tornassem obsoletos. São medidores que não atendem aos critérios estabelecidos pela norma.

A IEC 61000-4-7, por sua vez, estabelece a metodologia de cálculo de componentes de frequência contidos em sinais no sistema elétrico de potência, e também aborda o agrupamento da energia das componentes espectrais espalhadas ao longo do espectro, dividindo-os em grupos e subgrupos harmônicos e inter-harmônicos. Além disso, o subitem 7 também procura determinar a imunidade que o equipamento de medição deve possuir para funcionar de modo adequado quando inserido na rede que apresenta distúrbios eletromagnéticos.

Ademais, em se tratando da medição das distorções harmônicas, ambas as normas abordam os cálculos dos parâmetros das amplitudes dos sinais, não desenvolvendo uma definição apropriada para os respectivos cálculos dos ângulos de fase das componentes harmônicas. Desta forma, será abordado nesse capítulo as definições atuais das IECs para o cálculo das amplitudes dos sinais harmônicos, apresentando o agrupamento em grupo e subgrupo e os procedimentos de agregação para a estimação das amplitudes das componentes harmônicas dos sinais de tensão e de corrente de forma correta. Além disso, também serão apresentados os principais métodos desenvolvidos na literatura para a agregação dos ângulos de fase, diante da problemática da falta de uma normativa que contemple a aquisição dos valores dos ângulos das componentes harmônicas para os medidores de QEE.

3.1 PROTOCOLO DE MEDIÇÃO E CÁLCULO DAS AMPLITUDES DAS COMPONENTES HARMÔNICAS

Como apresentado anteriormente, a IEC desenvolveu dois subitens que apresentam metodologias e protocolos internacionais para a medição de distorções harmônicas, sendo elas a IEC 61000-4-7 e a IEC 61000-4-30.

Os métodos de cálculo são divididos nas seguintes etapas: (i) processamento dos sinais de tensão e de corrente para obtenção de componentes espectrais, (ii) agrupamentos em grupo ou subgrupo e (iii) agregação das amplitudes, no qual a agregação representa uma média do parâmetro para determinados períodos de tempo.

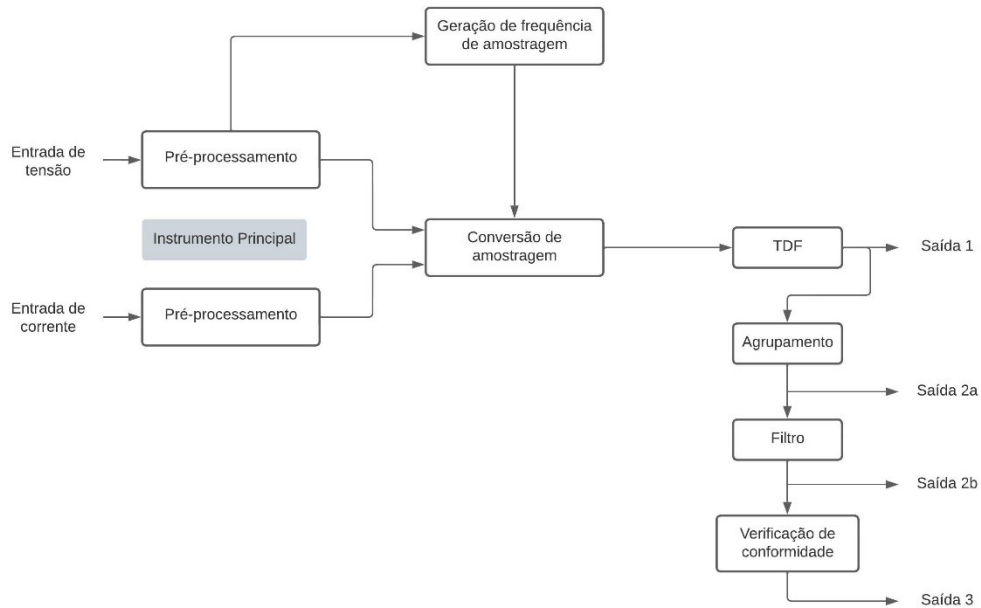
As etapas (i) e (ii) são estabelecidas pela IEC 61000-4-7 e a etapa (iii) é estabelecida na IEC 61000-4-30 e serão apresentadas a seguir.

3.1.1 PROCESSAMENTO DOS SINAIS DE TENSÃO E DE CORRENTE PARA OBTENÇÃO DE COMPONENTES ESPECTRAIS E AGRUPAMENTO PARA O CÁLCULO DAS DISTORÇÕES - NORMA IEC 61000-4-7

A norma IEC 61000-4-7 apresenta a instrumentação dos medidores de QEE, em específico para as componentes espectrais dos sinais com frequência inferior a 9 kHz, para sistemas elétricos de potência em 50 Hz ou 60 Hz. A norma destina-se a definir os processos que devem ser seguidos nos instrumentos de medição de tensão e de corrente, sendo eles: pré-processamento do sinal, que corresponde à utilização de um filtro anti-aliasing, conversor A/D incluindo unidade de amostragem e a unidade de sincronismo e modelagem de janelas para

processamento da TDF. Após a aplicação da TDF é realizado o agrupamento do sinal, a aplicação de um filtro para suavização dos resultados e, por fim, realiza-se a verificação dos resultados a partir dos requisitos apresentados na norma. A Figura 3.1 a seguir ilustra o processo descrito.

Figura 3.1. Estrutura geral para instrumentos de medição de distorções harmônicas, adaptado da IEC 61000-4-7.



Fonte: [44]

A Transformada Discreta de Fourier pode ser calculada pela equação (3.1). A partir desta equação tem-se a representação no domínio da frequência de um sinal no domínio do tempo amostrado a uma frequência de N amostras por ciclo. O domínio da frequência apresenta os valores em amplitude e ângulo de fase do sinal presentes para diversas frequências.

$$F(w_k) = \sum_{n=0}^{N-1} f(n) \left[\cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) - j \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \right] \quad (3.1)$$

Onde:

$F(w_k)$ = Espectro de $f(n)$;

k = ordem harmônica (0, 1, ..., $N-1$);

$$w_k = \left(\frac{2\pi}{T_s N}\right) k = \left(\frac{2\pi}{T}\right) k$$

$T_s = \frac{T}{N}$, sendo T o período do sinal e T_s a frequência de amostragem.

A TDF pode ser calculada utilizando diferentes janelas de amostragem, desde que essa janela represente uma quantidade inteira de ciclos do sinal a frequência fundamental. Portanto, o tamanho da janela determina a resolução espectral do sinal amostrado. A resolução espectral é calculada de acordo com a equação (3.2).

$$\Delta f = \frac{f_1}{p} \quad (3.2)$$

Onde:

Δf é a resolução espectral em frequência do sinal amostrado (Hz);

p é o número de ciclos da janela de amostragem;

f_1 é a frequência fundamental do sinal.

Dessa forma, o cálculo da TDF entrega como resultado os valores de amplitude e ângulo de fase para cada frequência espectral.

Segundo a IEC, deve-se aplicar a TDF a partir da utilização de janelas retangulares com duração de 12 ciclos consecutivos, para sistemas com frequência de 60 Hz e 10 ciclos consecutivos, para sistemas com frequência de 50 Hz, de forma que a resolução espectral resultante para os sinais de entrada será de 5 Hz. Assim, após aplicada a TDF, o sinal de tensão e de corrente apresentará para cada janela de 10 (50 Hz) ou 12 (60 Hz) ciclos um valor de amplitude e ângulo de fase a cada 5 Hz (0, 5Hz, 10Hz, 15 Hz, ..., 55Hz, 60 Hz, 65 Hz), até a ordem harmônica máxima.

Em seguida, é aplicado o agrupamento, que pode ser de dois tipos diferentes, denominados agrupamento por grupo e agrupamento por subgrupo, visando diminuir os erros associados ao fenômeno de espalhamento espectral. O espalhamento do espectro faz com que sejam espalhadas as energias de determinadas frequências, influenciando no resultado e na estimação da amplitude das componentes espectrais. Tal fenômeno acontece quando existe algum componente inter-harmônico fora da resolução da frequência da TDF ou quando o sinal for amostrado de maneira assíncrona.

Desta forma, são agrupados os valores eficazes do espectro resultante, os quais podem ser obtidos, para sinais com frequência de 60 Hz, para grupos harmônicos, a partir da equação (3.3) a seguir. Define-se a partir dela o acréscimo em sua totalidade os cinco valores adjacentes em torno de cada componente harmônica múltipla de 60 Hz, enquanto que são consideradas

apenas a metade da amplitude das componentes de frequência situadas no meio de suas componentes múltiplas de 60 Hz.

$$G_{g,h}^2 = \frac{C_{k-6}^2}{2} + \sum_{i=-5}^5 C_{k+i}^2 + \frac{C_{k+6}^2}{2} \quad (3.3)$$

Sendo:

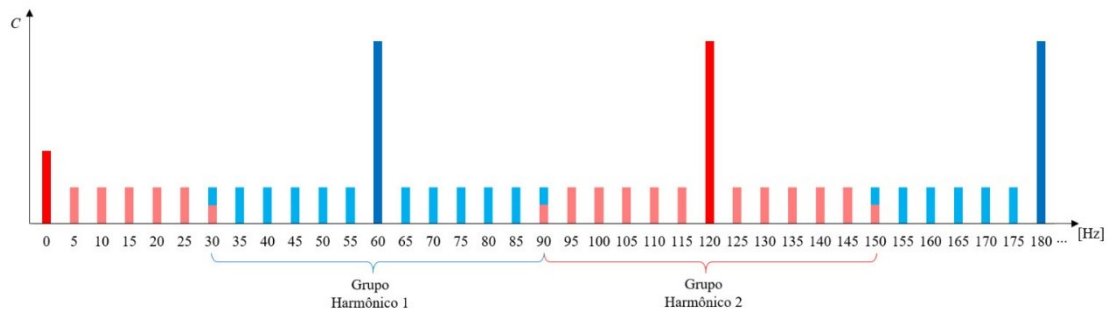
$G_{g,h}$ = valor eficaz equivalente do grupo harmônico de ordem h;

C_k = valor eficaz da componente espectral de frequência k;

i = valor incremental.

A Figura 3.2 apresenta de forma simples o cálculo dos grupos harmônicos a partir dos componentes espectrais, considerando um sinal com frequência fundamental de 60 Hz.

Figura 3.2 - Representação gráfica do grupo harmônico para um sinal com frequência fundamental de 60 Hz.



Fonte: [46]

Para sinais com frequência fundamental de 50 Hz, segue-se a equação (3.4) pois existem menos componentes espectrais entre as frequências múltiplas da fundamental.

$$G_{g,h}^2 = \frac{C_{k-5}^2}{2} + \sum_{i=-4}^4 C_{k+i}^2 + \frac{C_{k+5}^2}{2} \quad (3.4)$$

Já para o método de agrupamento por subgrupos harmônicos, tanto em sistemas de 50 Hz, quanto em sistemas de 60 Hz, os valores eficazes podem ser obtidos de acordo com a equação (3.5), apresentada a seguir.

$$G_{sg,h}^2 = \sum_{i=-1}^1 C_{k+i}^2 \quad (3.5)$$

Sendo:

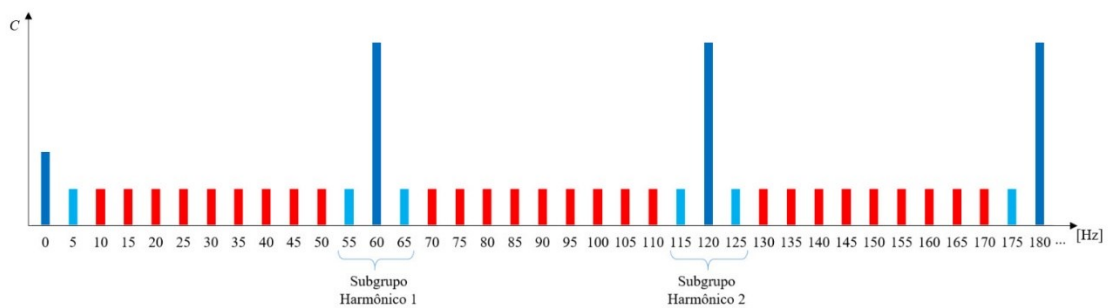
$G_{g,h}$ = valor eficaz equivalente do Subgrupo harmônico de ordem h;

C_k = valor eficaz da componente espectral de frequência k;

i = valor incremental.

No agrupamento por subgrupos, é realizado o agrupamento dos dois valores mais próximos, um para cada lado, para cada componente harmônica múltipla da fundamental, conforme mostrado na Figura 3.3, para o caso da frequência fundamental de 60 Hz.

Figura 3.3 - Representação gráfica do subgrupo harmônico para um sinal com frequência fundamental de 60 Hz.



Fonte: [46]

Como visto, o agrupamento dos componentes espectrais pode ocorrer de duas formas, por grupos ou subgrupos harmônicos. No caso dos medidores de QEE, a norma estabelece que medidores Classe A devem seguir o procedimento de agrupamento por grupos e as componentes harmônicas devem ser calculadas até a 50ª ordem harmônica, enquanto que os medidores classe S permitem a escolha entre os grupos e subgrupos harmônicos e as componentes harmônicas devem ser calculadas até a 40ª ordem harmônica.

Como o agrupamento harmônico realizado utiliza apenas valores da amplitude do sinal, os ângulos de fase das componentes harmônicas, calculados pela TDF, são perdidos.

A norma IEC 61000-4-7 também faz referência à utilização de um filtro para suavização dos resultados, visando obter uma saída mais estável que facilite a obtenção de medições comparáveis entre dois instrumentos conectados em um mesmo sinal. Recomenda-se, pela norma, a utilização de um filtro passa baixa de primeira ordem, para então realizar a última parte do que é especificado pela norma, a verificação da conformidade dos resultados de acordo com os requisitos de precisão para medição dos sinais de tensão e de corrente.

3.1.2 AGREGAÇÃO TEMPORAL PARA CÁLCULO DAS DISTORÇÕES – NORMA IEC 61000-4-30

A norma IEC 61000-4-30 volta sua análise de tensões harmônicas para o procedimento de agregação das amplitudes em intervalos pré-definidos, visando uma redução na memória e no processamento que os medidores devem realizar para entregar os resultados dos parâmetros de qualidade de energia. Assim, é estabelecido pela norma três valores de intervalo:

- Agregação de 180 ciclos (sistemas em 60 Hz) ou 150 ciclos (sistemas em 50 Hz), que equivale a 3 segundos;
- Agregação de 10 minutos;
- Agregação de 2 horas.

É estabelecido também que as agregações das amplitudes devem ser realizadas utilizando a raiz quadrada da média aritmética dos quadrados dos valores de entrada. A agregação de 180/150 ciclos é composta por 15 registros de valores de 12/10 ciclos, visto que a agregação por ciclo se refere a frequência da rede. Como a frequência pode não ser necessariamente fixa em 60 Hz, não é possível garantir que 180 ciclos dará um tempo exato de 3 segundos. A agregação de 180/150 ciclos pode ser obtida a partir da equação a seguir (3.6):

$$C_{180/150} = \sqrt{\frac{1}{N_{180/150}} \sum_{i=1}^{N_{180/150}} C_{12/10(i)}^2} \quad (3.6)$$

Sendo:

$C_{180/150}$ = valor eficaz resultante da agregação de 180/150 ciclos de medição;

$C_{12/10}$ = registros medidos de 12/10 ciclos;

$N_{180/150}$ = número de valores de entrada para a agregação dos 180/150 ciclos;

i = valor incremental.

A agregação de 10 minutos segue a mesma equação apresentada para a agregação de 180/150 ciclos, a diferença é somente a quantidade de registros de 12/10 ciclos que é utilizada para realizar a agregação, que nesse caso passa a ser 3000 registros de 12/10 ciclos. A agregação para um intervalo de 2 horas é composta de 12 registros de 10 minutos, e pode ser calculada conforme a equação (3.7).

$$C_{2h} = \sqrt{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} C_{10 \min(i)}^2} \quad (3.7)$$

Onde:

C_{2h} = valor eficaz resultante da agregação de 2 horas de medição;

$C_{10 \min}$ = registros agregados de 10 minutos;

i = valor incremental.

A norma contempla que as amplitudes das correntes harmônicas podem ser determinadas da mesma forma que apresentado para as tensões harmônicas. No entanto, da mesma forma como as tensões, a norma apenas contempla as agregações para as amplitudes de corrente, não especificando os cálculos para os ângulos de fase dos sinais medidos.

3.2 AGREGAÇÃO DOS ÂNGULOS DE FASE DAS COMPONENTES HARMÔNICAS PROPOSTOS NA LITERATURA

Como observado anteriormente, as normas atuais não abordam a questão da agregação temporal dos ângulos de fase das componentes harmônicas. Apesar disso, alguns medidores de QEE entregam resultados para os ângulos das componentes harmônicas de tensão e corrente, e muitas vezes não possuem um processo claro de como calculam tal resultado.

A seguir, serão apresentados os três principais métodos propostos na literatura para a agregação temporal dos ângulos de fase dos componentes harmônicos da tensão e da corrente, tendo em vista que a metodologia utilizada por medidores de QEE, quando apresentam o resultado para tais medições, não se encontra totalmente clara e estabelecida. Desta forma, as metodologias propostas serão analisadas para uma posterior comparação de resultados.

3.2.1 MÉTODO 1: MÉTODO DA SOMA FASORIAL

Um dos principais métodos propostos, disponível em [48], apresenta uma metodologia de agregação dos ângulos de fase baseada na soma fasorial dos registros dos 12/10 ciclos gerados como resultado da TDF. Como apresentado anteriormente pela IEC 61000-4-7, cada intervalo de 12/10 ciclos é composto de uma magnitude eficaz (Y_h) e um ângulo de fase (φ_h), para cada componente espectral de ordem h , sendo h correspondente apenas às frequências

múltiplas inteiras da fundamental, conforme representado pela equação (3.8), podemos fazer a substituição de Y pela tensão (V) ou pela corrente (I).

$$\dot{Y}_h = Y_h \angle \varphi_h \quad (3.8)$$

Nesse método, considera-se somente os componentes espectrais das frequências múltiplas da fundamental, ou seja, não é realizado nenhum agrupamento, apenas armazena-se os componentes espectrais múltiplos da frequência fundamental (amplitude e ângulos) para posterior cálculo da agregação temporal.

De acordo com o método apresentado, as amplitudes são agregadas de forma similar aos padrões apresentados na IEC 61000-4-30, ou seja utilizando a raiz quadrada da média aritmética dos valores ao quadrado, conforme apresentado na equação (3.9).

$$Y_{ag,h} = \sqrt{\frac{1}{N_{periodo}} \sum_{i=1}^{N_{periodo}} Y_{h(i)}^2} \quad (3.9)$$

Onde:

$Y_{ag,h}$ = amplitude do fasor agregado, de ordem h ;

$N_{periodo}$ = número de registros a serem agregados no período escolhido;

Os ângulos de fase são agregados de forma distinta, a partir da soma fasorial de registros individuais de 12/10 ciclos, de acordo com o intervalo de tempo para agregação utilizado. Assim, obtêm-se o ângulo do fasor resultante, para cada ordem harmônica, relacionado com a amplitude agregada $Y_{ag,h}$. A equação (3.10) apresenta o cálculo realizado.

$$\varphi_{ag,h} = \arg \left(\sum_{i=1}^{N_{periodo}} \dot{Y}_{h(i)} \right) \quad (3.10)$$

Onde:

$\varphi_{ag,h}$ = ângulo de fase do fasor agregado, de ordem h .

A agregação pode ser calculada para qualquer intervalo de agregação, no entanto, são recomendados os propostos na IEC 61000 4-30.

Além disso, o método desenvolvido por [48] apresenta que, no caso de uma grande variação dos ângulos de fase em determinada ordem harmônica, a informação do ângulo de fase do fasor harmônico agregado perde o seu significado, pois pode resultar em um ângulo agregado que não é referenciado em nenhum instante durante a agregação. Assim, a avaliação do nível de prevalência do ângulo de fase agregado de uma determinada componente harmônica, de modo a quantificar o nível de variação dos fasores das componentes harmônicas em relação ao valor agregado, é feito a partir da seguinte equação (3.11):

$$PR_{ag,h} = \frac{\left| \sum_{i=1}^{N_{periodo}} \dot{Y}_{h(i)} \right|}{\sum_{i=1}^{N_{periodo}} |\dot{Y}_{h(i)}|} \quad (3.11)$$

Desta forma, a partir da prevalência do ângulo de fase agregado encontrada, o método proposto por [47] criou quatro faixas de classificação para o nível de prevalência, determinadas através de simulações probabilísticas.

As quatro faixas de prevalência são divididas em: alta prevalência, para $PR_{ag,h} \geq 0,95$, quando os fasores harmônicos, para ordem h , possuem baixa aleatoriedade e o ângulo de fase agregado uma incerteza muito baixa; média prevalência, para $0,95 > PR_{ag,h} \geq 0,89$, para fasores harmônicos individuais com boa similaridade e ângulo de fase agregado com baixa incerteza; baixa prevalência, para $0,89 > PR_{ag,h} \geq 0,8$, no qual os fasores harmônicos de ordem h estão mais dispersos, com tendência geral identificável, de forma que a incerteza do ângulo de fase se encontra numa faixa aceitável; e sem prevalência, com $R_{ag,h} < 0,8$, no qual apresenta fasores harmônicos dispersos em mais de dois quadrantes, deixando de possuir uma prevalência identificável. Neste último caso, o ângulo de fase agregado não possui significado real, podendo ser descartada sua agregação.

3.2.2 MÉTODO 2: MÉTODO DA ÚLTIMA JANELA DA TDF

O segundo método é utilizado pelo Analisador PowerNET PQA-700 [49], equipamento disponível no mercado que apresenta os ângulos de fase das componentes harmônicas durante uma medição. Apesar de não realizar um cálculo para a agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas, esse medidor entrega o resultado da TDF da última janela de 12/10 ciclos do intervalo de agregação selecionado, considerando apenas as frequências múltiplas

inteiras. Dessa forma, os ângulos de fase apresentados para as componentes harmônicas são apenas uma amostra dentro de uma determinada janela de agregação.

3.2.3 MÉTODO 3: MÉTODO DO FLUXO E ENERGIA HARMÔNICA

Um dos trabalhos mais recentes para realizar a agregação temporal dos ângulos de fase das componentes harmônicas, apresentado por [47], tem como base de desenvolvimento o fluxo de energia harmônica real, dentro do período de agregação, observado no ponto de medição.

Seu conceito se baseia também na tarifação de excedentes de energia reativa, visto que o ângulo de defasamento entre uma tensão e corrente alternada é definido a partir dos montantes das energias ativa e reativa, durante o período de tempo desejado. Assim, aplica-se o conceito nas frequências harmônicas, visando a agregação dos ângulos de fase a partir do fluxo de energia harmônica ativa e reativa.

Desta forma, é apresentado na metodologia em [47] que a defasagem angular pode ser obtida a partir do cálculo do fasor de potência harmônico, que deve ser calculado com base nas potências, ou energias, harmônicas ativas e reativas. Tais parâmetros devem ser obtidos a partir de cada janela de utilização da TDF e, a partir do somatório das parcelas referentes às potências harmônicas ativa e reativa, calculada de forma individual, consegue-se obter o ângulo agregado, referente ao defasamento angular para o intervalo de agregação escolhido, θ_{ag} .

É definida também uma referência para os ângulos de fase calculados pela TDF. Ao manter o ângulo de fase da tensão fundamental da fase A igual a zero para cada janela da TDF de 12/10 ciclos, a referência irá ser resincronizada a cada intervalo de 12/10 ciclos. Considerando uma mudança na referência dos ângulos de fase da frequência fundamental, todos os ângulos de fase devem ser ajustados de acordo com sua respectiva frequência.

Assim, após o cálculo das amplitudes e ângulos para as janelas de 12/10 ciclos e a mudança de referência dos ângulos de fase, o próximo passo apresentado no método desenvolvido é o agrupamento dos ângulos de fase. A referência [46] afirma que a metodologia de agrupamento para os ângulos se difere para a tensão e para a corrente, e deve ser realizada adotando a criação de grupos e subgrupos harmônicos, conforme recomendado para as amplitudes na IEC 61000-4-30. Os agrupamentos dos ângulos de fase das componentes harmônicas de tensão, para grupo e subgrupo, são dados através dos argumentos dos resultados das somas fasoriais, como apresentado nas equações (3.12) e (3.13), respectivamente.

$$\dot{V}_{g,n} = \frac{\dot{V}_{h_{k-6}}}{2} + \sum_{i=-5}^5 \dot{V}_{h_{k+i}} + \frac{\dot{V}_{h_{k+6}}}{2}, \text{ para sistemas em 60 Hz} \quad (3.12)$$

$$\dot{V}_{g,n} = \frac{\dot{V}_{h_{k-5}}}{2} + \sum_{i=-4}^4 \dot{V}_{h_{k+i}} + \frac{\dot{V}_{h_{k+5}}}{2}, \text{ para sistemas em 50 Hz}$$

$$\dot{V}_{sg,n} = \sum_{i=-1}^1 \dot{V}_{h_{k+i}} \quad (3.13)$$

Onde,

$\dot{V}_{g,n}$ = agrupamento por grupo das componentes harmônicas associado a ordem harmônica igual a n ;

$\dot{V}_{sg,n}$ = agrupamento por subgrupo das componentes harmônicas associado a ordem harmônica igual a n ;

n = ordem harmônica referente ao agrupamento das componentes harmônicas – resolução espectral igual a 60/50 Hz.

Já o agrupamento dos ângulos de fase das componentes harmônicas de corrente é obtido através das energias harmônicas resultantes de cada janela de 12/10 ciclos, determinadas a partir da potência harmônica ativa (P_h) e reativa (Q_h). As potências harmônicas são calculadas a partir da tensão e corrente, pelas equações clássicas de circuitos elétricos. Desta forma, a energia harmônica resultante de cada janela de 12/10 ciclos é definida a partir da equação (3.14) e (3.15).

$$E_{A,h} = \sum_{i=1}^N (P_{h(i)} \Delta t_1) \quad (3.14)$$

$$E_{R,h} = \sum_{i=1}^N (Q_{h(i)} \Delta t_1) \quad (3.15)$$

Sendo,

$E_{A,h}$ = energia harmônica ativa de ordem h referente a janela de 12/10 ciclos;

$E_{R,h}$ = energia harmônica reativa de ordem h referente a janela de 12/10 ciclos;

Δt_1 = intervalo de tempo referente a janela de 12/10 ciclos – 0,2 segundos.

A seguir, [47] apresenta o agrupamento em grupos, a partir das equações (3.16) e (3.17), e subgrupos, apresentado em (3.18) e (3.19), a partir do somatório das energias harmônicas ativa e reativa.

$$E_{Ag,n} = \frac{E_{A,h_{k-6}}}{2} + \sum_{i=-5}^5 E_{A,h_{k+i}} + \frac{E_{A,h_{k+6}}}{2}, \text{ para sistemas em 60 Hz} \quad (3.16)$$

$$E_{Ag,n} = \frac{E_{A,h_{k-5}}}{2} + \sum_{i=-4}^4 E_{A,h_{k+i}} + \frac{E_{A,h_{k+5}}}{2}, \text{ para sistemas em 50 Hz}$$

$$E_{Rg,n} = \frac{E_{R,h_{k-6}}}{2} + \sum_{i=-5}^5 E_{R,h_{k+i}} + \frac{E_{R,h_{k+6}}}{2}, \text{ para sistemas em 60 Hz} \quad (3.17)$$

$$E_{Rg,n} = \frac{E_{R,h_{k-5}}}{2} + \sum_{i=-4}^4 E_{R,h_{k+i}} + \frac{E_{R,h_{k+5}}}{2}, \text{ para sistemas em 50 Hz}$$

$$E_{Asg,n} = \sum_{i=-1}^1 E_{A,h_{k+i}} \quad (3.18)$$

$$E_{Rsg,n} = \sum_{i=-1}^1 E_{R,h_{k+i}} \quad (3.19)$$

Onde,

$E_{Ag,n}$ = agrupamento por grupo da energia harmônica ativa de ordem n referente a janela de 12/10 ciclos;

$E_{Rg,n}$ = agrupamento por grupo da energia harmônica reativa de ordem n referente a janela de 12/10 ciclos;

$E_{Asg,n}$ = agrupamento por subgrupo da energia harmônica ativa de ordem n referente a janela de 12/10 ciclos;

$E_{Rsg,n}$ = agrupamento por subgrupo da energia harmônica reativa de ordem n referente a janela de 12/10 ciclos;

Por fim, após a realização do agrupamento da tensão e da das energias ativa e reativa, o método apresentado por [47] desenvolve o cálculo para a agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas de tensão e de corrente, sendo que as mesmas também ocorrem de formas distintas, assim como apresentado no agrupamento.

A agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas das tensões é determinada a partir dos ângulos resultantes das somas fasoriais das tensões harmônicas, após o agrupamento dos mesmos. A equação é apresentada em (3.20):

$$\phi_{Vag,n} = \arg\left(\sum_{i=1}^N \dot{V}_{g,n(i)}\right) \quad (3.20)$$

Sendo:

$\phi_{V_{ag,n}}$ = ângulo de fase das componentes harmônicas de tensão agregado;

$\dot{V}_{g,n}$ = fasor de tensão harmônica após a realização do agrupamento, que pode ser por grupos ou subgrupos harmônicos.

N = quantidade de registros de 12/10 ciclos no intervalo de agregação escolhido.

Para a agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas das correntes, leva-se em consideração o fluxo de energia harmônica resultante do intervalo de agregação utilizado, de forma que os fluxos das energias resultantes serão definidos a partir do somatório das energias harmônicas ativa e reativa referentes às janelas de 12/10 ciclos agrupadas, durante o intervalo de tempo estabelecido para a agregação, conforme mostram as equações (3.21) e (3.22), respectivamente:

$$E_{ag\ A,n} = \sum_{i=1}^N \left(E_{A_{g,n(i)}} \right) \quad (3.21)$$

$$E_{ag\ R,n} = \sum_{i=1}^N \left(E_{R_{g,n(i)}} \right) \quad (3.22)$$

Sendo:

$E_{ag\ A,n}$ e $E_{ag\ R,n}$ = as energias harmônicas ativa e reativa, respectivamente, agregadas de ordem n;

$E_{A_{g,n(i)}}$ e $E_{R_{g,n(i)}}$ = as energias harmônicas ativa e reativa, respectivamente, após a realização do agrupamento, que pode ser por grupos ou subgrupos harmônicos;

Por fim, encontra-se o ângulo de fase agregado para cada componente harmônica de corrente a partir de (3.23), no qual o sinal referente do ângulo de defasamento entre a tensão e a corrente harmônica ($\theta_{ag,n}$) é definido de acordo com a característica da energia harmônica reativa (3.24). Destaca-se que no cálculo dos ângulos de fase agregados da corrente utiliza-se as amplitudes eficazes (módulos) agregadas tanto da tensão ($V_{ag,n}$) quanto da corrente ($I_{ag,n}$) harmônica. Essas amplitudes são calculadas de acordo com os procedimentos descritos nas IEC 61000-4-7 e IEC 61000-4-30.

$$\phi_{I_{ag,n}} = \phi_{V_{ag,n}} - \theta_{ag,n} \quad (3.23)$$

$$\text{Com: } \begin{cases} \theta_{ag,n} = \cos^{-1} \left(\left(\frac{E_{agA,n}/\Delta t_2}{V_{ag,n}I_{ag,n}} \right) \right), \text{ se } E_{agR,n} \geq 0 \\ \theta_{ag,n} = -\cos^{-1} \left(\left(\frac{E_{agA,n}/\Delta t_2}{V_{ag,n}I_{ag,n}} \right) \right), \text{ se } E_{agR,n} < 0 \end{cases} \quad (3.24)$$

Sendo:

$\phi_{I_{ag,n}}$ = ângulo de fase das componentes harmônicas de corrente agregado;

Δt_2 = intervalo de tempo (em segundos) referente a agregação temporal, onde os valores padronizados são 180/150 ciclos, 10 minutos e 2 horas.

Assim, obtém-se como saída na metodologia proposta por [47], os ângulos de fase das componentes harmônicas de tensão e de corrente, agregados de acordo com o intervalo de agregação desejado.

4 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO MEDIDOR DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

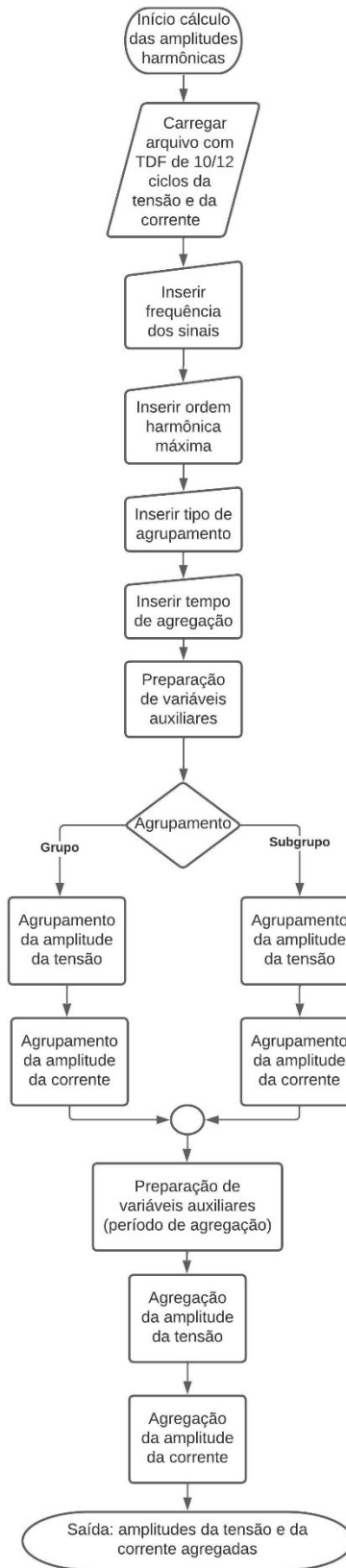
Neste capítulo será apresentado o medidor de distorções harmônicas implementado em ambiente Matlab. A implementação do medidor contou com a utilização das equações elaboradas a partir das normas técnicas IEC para a construção dos cálculos voltados para as amplitudes das componentes harmônicas dos sinais de tensão e corrente, conforme apresentado no Capítulo 3.

Os cálculos dos ângulos de fase das componentes harmônicas de tensão e de corrente foram elaborados a partir dos três métodos apresentados no Capítulo 3, com o objetivo de realizar uma comparação entre os métodos supracitados e visualizar possíveis semelhanças entre os medidores utilizados no mercado quanto ao cálculo da agregação dos ângulos de fase, visto que não existe nenhuma normativa para tal.

A principal característica da aplicação desenvolvida é possibilitar o cálculo das componentes harmônicas de sinais de tensão e de corrente, tanto para as amplitudes seguindo as normativas técnicas apresentadas, quanto para os ângulos de fase, de acordo com cálculos dispostos na literatura.

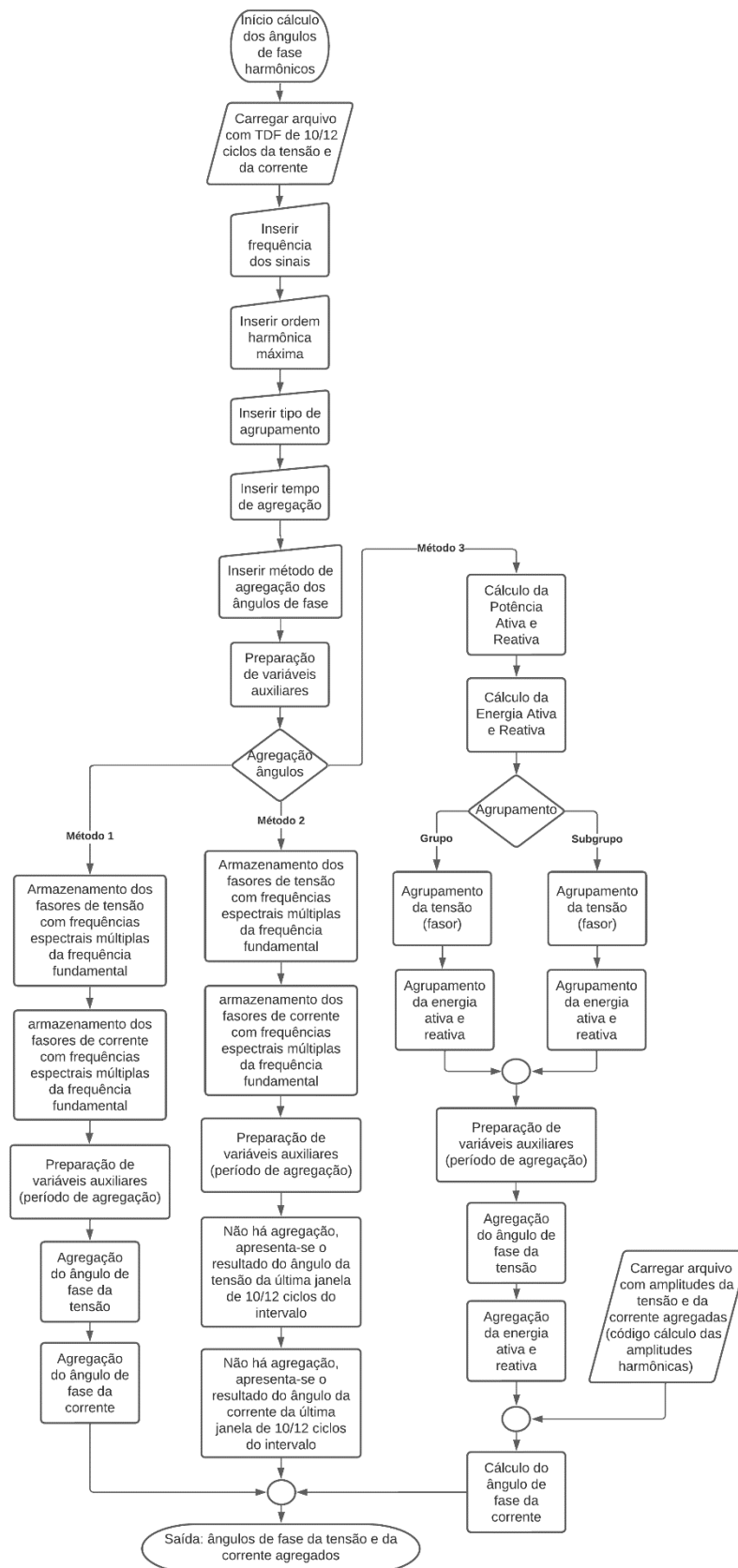
A seguir, é apresentado na Figura 4.1 o fluxograma referente ao desenvolvimento dos cálculos realizados para obtenção das amplitudes das componentes harmônicas. A Figura 4.2 apresenta o fluxograma referente ao desenvolvimento dos cálculos para os ângulos de fase, a partir da utilização das três metodologias apresentadas.

Figura 4.1 - Fluxograma para determinação das amplitudes das componentes harmônicas de tensão e corrente – Medidor implementado no Matlab.



Fonte: A autora.

Figura 4.2 - Fluxograma para determinação dos ângulos de fase das componentes harmônicas de tensão e corrente – Medidor implementado no Matlab.



Fonte: A autora.

A partir da Figura 4.1, a primeira parte, composta pelo segundo bloco do fluxograma, representa a entrada dos dados, onde serão carregados os arquivos compostos pela TDF dos sinais coletados. Para o cálculo da TDF, utilizou-se um código já desenvolvido pelos pesquisadores do NQEE (Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica) da UFU (Universidade Federal de Uberlândia), o qual é apresentado no Anexo A. Esses sinais serão compostos pelo resultado da TDF (amplitudes e ângulos de fase) calculados utilizando 10 ou 12 ciclos da tensão e da corrente, a depender da decomposição dos sinais a partir da frequência do sinal da rede, que será a primeira entrada de parâmetro do usuário: 50 Hz ou 60 Hz.

A partir disso, a implementação do medidor contará com a entrada dos seguintes parâmetros pelo usuário: a ordem harmônica máxima, para o posterior cálculo do agrupamento harmônico, o tipo de agrupamento, para definição do agrupamento a partir de grupo ou subgrupo, e o tempo de agregação, que seguirá os padrões de 1 segundo, 3 segundos, 1 minuto e, para análises de sinais com maior tempo de aquisição, 10 minutos. Assim, além dos períodos de agregação indicados na norma, inseriu-se os tempos de agregação de 1 segundo e 1 minuto, por serem utilizados em alguns estudos de QEE, como o compartilhamento de responsabilidades harmônicas.

A partir das entradas realizadas pelo usuário, é feita então a preparação de variáveis auxiliares. Essas variáveis auxiliares serão utilizadas para separar o sinal de entrada, de tensão ou de corrente, a partir da amplitude e do ângulo de fase. Como as amplitudes e ângulos são carregados de forma separada, calcula-se posteriormente o valor complexo da tensão e da corrente.

Como esta parte do código, apresentada através do fluxograma, se refere apenas ao cálculo das amplitudes das componentes harmônicas, as variáveis auxiliares serão então utilizadas para prosseguir com o cálculo do agrupamento, a depender da entrada do usuário do tipo de agrupamento a partir de grupos ou subgrupos harmônicos. O cálculo do agrupamento é extraído da norma IEC 61000-4-7, conforme apresentado no Capítulo 3. A partir disso então é realizado o cálculo do agrupamento, grupo ou subgrupo, da amplitude da tensão e da corrente.

A agregação contará com a utilização de variáveis auxiliares também, desta vez para auxiliar na quantidade de registros que serão agregados a depender do tempo de agregação escolhido pelo usuário. Outra variável auxiliar será a variável que armazenará o tamanho da matriz dos resultados do agrupamento da amplitude da tensão, onde as linhas representarão a quantidade de sinais agrupados e as colunas a quantidade de ordens harmônicas com a resolução espectral a partir da frequência de rede do sinal – 50 Hz ou 60 Hz.

É realizado o cálculo da agregação da amplitude da tensão, com a utilização do método disposto na norma IEC 61000-4-30, também apresentado no Capítulo 3. Assim, ao final, o fluxograma terá como saída as amplitudes da tensão e da corrente agregados.

Considerando agora o cálculo para os ângulos de fase das componentes harmônicas, como mostrado no fluxograma da Figura 4.2, o código seguirá pelo mesmo molde realizado para o cálculo das amplitudes até a primeira preparação das variáveis auxiliares. A única diferença é que o usuário também deverá escolher o método para agregação de ângulos de fase.

Em seguida, a partir da escolha do usuário do método de agregação dos ângulos de fase, o fluxograma segue caminhos diferentes. A seguir explica-se os blocos do fluxograma referentes a cada método conforme detalhamentos apresentados no Capítulo 3.

O método 1, conforme apresentado anteriormente, fará o armazenamento o fasor das ordens harmônicas múltiplas da fundamental. Para a agregação é realizado a preparação de variáveis auxiliares, onde será utilizada uma variável para armazenar a quantidade registros que serão agregados para posteriormente calcular a agregação do ângulo de fase da tensão e da corrente, a partir do tempo de agregação escolhido pelo usuário.

O método 2 apresenta uma metodologia no fluxograma semelhante com a do método 1. A partir da implementação das equações que compõe o método em questão, é então realizado o armazenamento do fasor das ordens harmônicas múltiplas da fundamental, e não se realiza a agregação, apenas apresenta-se o resultado do ângulo da tensão e da corrente da última janela de 10/12 ciclos do intervalo de agregação escolhido.

Por fim, o método 3 se mostra com mais etapas, visto que é um método mais complexo. A primeira etapa diz respeito ao cálculo da potência ativa e reativa do sinal analisado, para em seguida realizar o cálculo da energia ativa e reativa, conforme descrito nas equações presentes no Capítulo 3. A partir do cálculo da energia ativa e reativa, realiza-se o agrupamento, por grupo ou subgrupo, a depender da escolha do usuário, do fasor da tensão e das energias ativa e reativa. Como demonstrado no Capítulo 3, não se realiza o agrupamento da corrente, apenas da energia ativa e reativa. O resultado para o agrupamento da tensão será um valor complexo, visto que o fasor será utilizado para calcular a agregação posteriormente. Nesse momento é feita uma mudança na referência nos fasores da tensão agrupados. Essa mudança tem o objetivo de manter o fasor da tensão fundamental com ângulo de zero graus. Por fim, é realizada a agregação do ângulo de fase da tensão e da energia ativa e reativa e, a partir do arquivo que contém as amplitudes de tensão e de corrente agregadas, de acordo com o calculado no fluxograma da Figura 4.1, é realizado o cálculo do ângulo de fase da corrente. Desta forma, a saída será a

agregação dos ângulos de fase da tensão e da corrente, de acordo com o método escolhido pelo usuário.

O código completo do medidor implementado é apresentado no Apêndice F.

5 AVALIAÇÃO EM LABORATÓRIO

A análise harmônica em estudos de Sistemas Elétricos de Potência (SEP) possui extrema importância devido ao aumento constante na quantidade de harmônicos que circulam na rede elétrica. Apesar de ser uma tarefa complexa devido à integração de múltiplas cargas, que podem se somar ou cancelar a depender do perfil harmônico de cada uma, diversos estudos são desenvolvidos, principalmente baseados em métodos de medições. Tais estudos visam a estimação precisa e correta da contribuição harmônica, com análises realizadas na interface entre concessionária e consumidor ou considerando múltiplas cargas localizadas em diferentes pontos do sistema.

Diante disto, o presente capítulo apresentará a medição realizada em laboratório, com a utilização de medidores de qualidade de energia elétrica, visando aplicar os procedimentos de cálculo das distorções harmônicas, representados pelo medidor elaborado em ambiente computacional, em cargas/medições reais, de forma a avaliar a influência dos métodos de agregação dos ângulos e do período de agregação. A partir da aplicação no medidor e nas medições, serão apresentados os resultados obtidos e a significância deles para os estudos de QEE.

5.1 PROCEDIMENTOS REALIZADOS

A seguir será apresentada a metodologia desenvolvida para a realização dos estudos na medição realizada em laboratório. Será apresentado o cenário da medição, o qual foi composto pela utilização de lâmpadas de diferentes potências e tipos, avaliando tanto o seu uso contínuo como a forma de onda ao realizar a variação das cargas.

A escolha deste cenário se deve principalmente à complexidade das cargas analisadas e a possibilidade de estar chaveando e verificando a diferença na contribuição harmônica de cada uma, para fins de aplicação dos procedimentos de cálculo estudados e desenvolvidos no presente trabalho.

A medição elaborada em laboratório para o estudo consistiu na conexão de quatro lâmpadas em paralelo, como mostrado na Figura 5.1 e Figura 5.2 a seguir, onde cada uma das lâmpadas utilizadas possuem as seguintes características:

- Lâmpada Vapor Metálico: 250 W e 220 V (60 Hz);
- Lâmpada Vapor de Mercúrio: 250 W e 220 V (60 Hz);
- Lâmpada Vapor de Sódio: 250 W e 220 V (60 Hz);

- Lâmpada de Luz Mista: 250 W e 220 V (60 Hz);

Figura 5.1 – Cargas (lâmpadas) utilizadas na medição.



Fonte: A autora.

Figura 5.2 - Cargas (lâmpadas) utilizadas na medição.



Fonte: A autora.

As cargas foram alimentadas a partir da tensão de fornecimento da CEMIG. Foi então realizada a medição da forma de onda da tensão e da corrente da fase A, através da utilização do analisador de energia classe S MARH-21, da fabricante RMS, que realiza medições ponto a ponto das formas de onda de tensão e corrente por períodos determinados. Ele é um registrador digital destinado ao registro de tensões, correntes, potências, energia, harmônicas e oscilografia de perturbações em sistemas elétricos de geração, consumo e distribuição. Ele faz o registro das grandezas em tempo real para sistemas monofásicos, bifásicos e trifásicos em baixa e média tensão e, além de indicar os valores medidos, armazena os mesmos em sua memória, podendo posteriormente ser transferidos para outras fontes, como um computador, a fim de se realizar análise em cima dos dados coletados em formato de gráficos e relatórios, possibilitando uma análise mais detalhada das formas de onda obtidas. O medidor MARH-21 é mostrado na Figura 5.3.

Figura 5.3 – Medidor de QEE e de forma de onda utilizado na medição.



Fonte: A autora.

Foram realizadas duas medições separadas, cada uma com 89 segundos, ou 1 minuto e 29 segundos, devido a restrições no equipamento utilizado. A primeira medição foi realizada desligando as lâmpadas, uma por vez, em um determinado período de tempo. A segunda

medição contou com todas as lâmpadas ligadas ao mesmo tempo, durante todo o tempo, totalizando a utilização de todas as cargas citadas. Entre uma medição e outra ocorreu um intervalo de tempo e, em vista de facilitar a apresentação dos resultados, ambas as medições serão mostradas juntas nos gráficos mostrados posteriormente e serão chamadas de Medição 1 e Medição 2.

Após a utilização do medidor para a aquisição dos sinais, foi enviado para o computador os valores das amostras por ciclo para ser então realizada a avaliação computacional. Os dados adquiridos foram utilizados como dados de entrada para o cálculo da Transformada Discreta de Fourier através do código mencionado no Capítulo 4, de forma a prepará-los para serem inseridos como dados de entrada no medidor computacional desenvolvido. Como os sinais medidos possuem frequência fundamental de 60 Hz, a TFD foi calculada a cada 12 ciclos dos sinais. Através da TDF (amplitudes e ângulos) dos dados coletados, calculou-se, utilizando o medidor computacional, o agrupamento e da agregação das amplitudes das componentes harmônicas das tensões e correntes, bem como o agrupamento e a agregação dos ângulos de fase das tensões e das correntes para os três métodos apresentados. Também foi considerada a análise de acordo com o período de agregação, tanto para as amplitudes quanto para os ângulos de tensão como de corrente. Devido aos curtos intervalos de medição coletados, que resultou de restrições do medidor utilizado, estabeleceu-se como períodos de agregação os tempos de 1 segundo, 3 segundos e 1 minuto.

5.2 AVALIAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

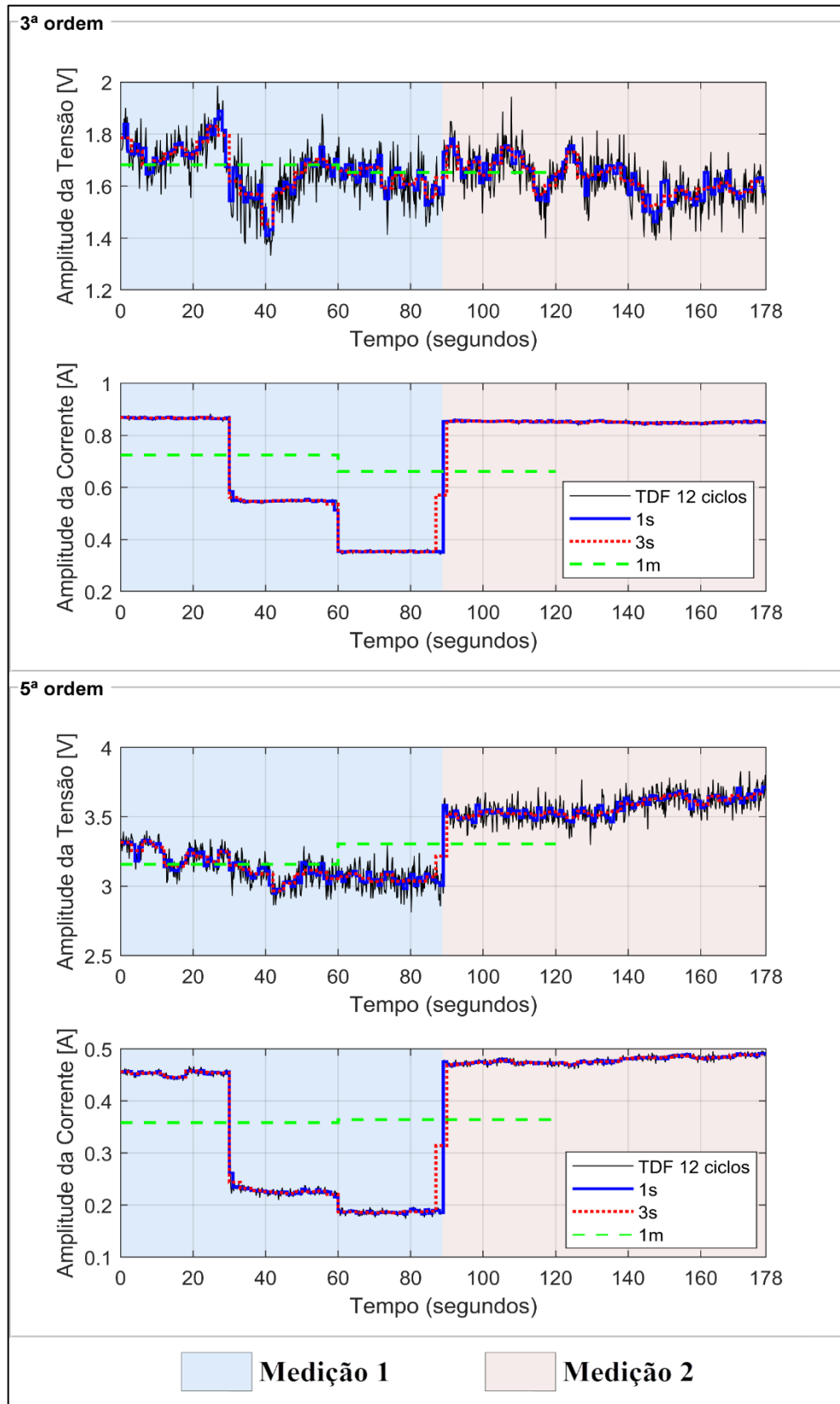
Com o intuito de verificar as metodologias de cálculo de agrupamento e agregação harmônica da tensão e da corrente, foram geradas imagens do resultado do cálculo da agregação realizada nos sinais de tensão e de corrente através da implementação do medidor.

Desta forma, a Figura 5.4 a seguir foi elaborada de forma a demonstrar a comparação dos resultados entre diferentes períodos de agregação: 1 segundo, 3 segundos e 1 minuto, para as amplitudes de tensão e de corrente, visando mostrar os valores das amplitudes medidas ao longo do tempo. Assim, na imagem, tem-se que em preto é mostrado o resultado entregue pela TDF de 12 ciclos, em azul é apresentada a agregação realizada para um período de 1 segundo, em vermelho a agregação de 3 segundos e, por fim, em verde, tem-se a agregação para 1 minuto. Em todos os períodos de agregação apresentados, utilizou-se o agrupamento por subgrupos harmônicos.

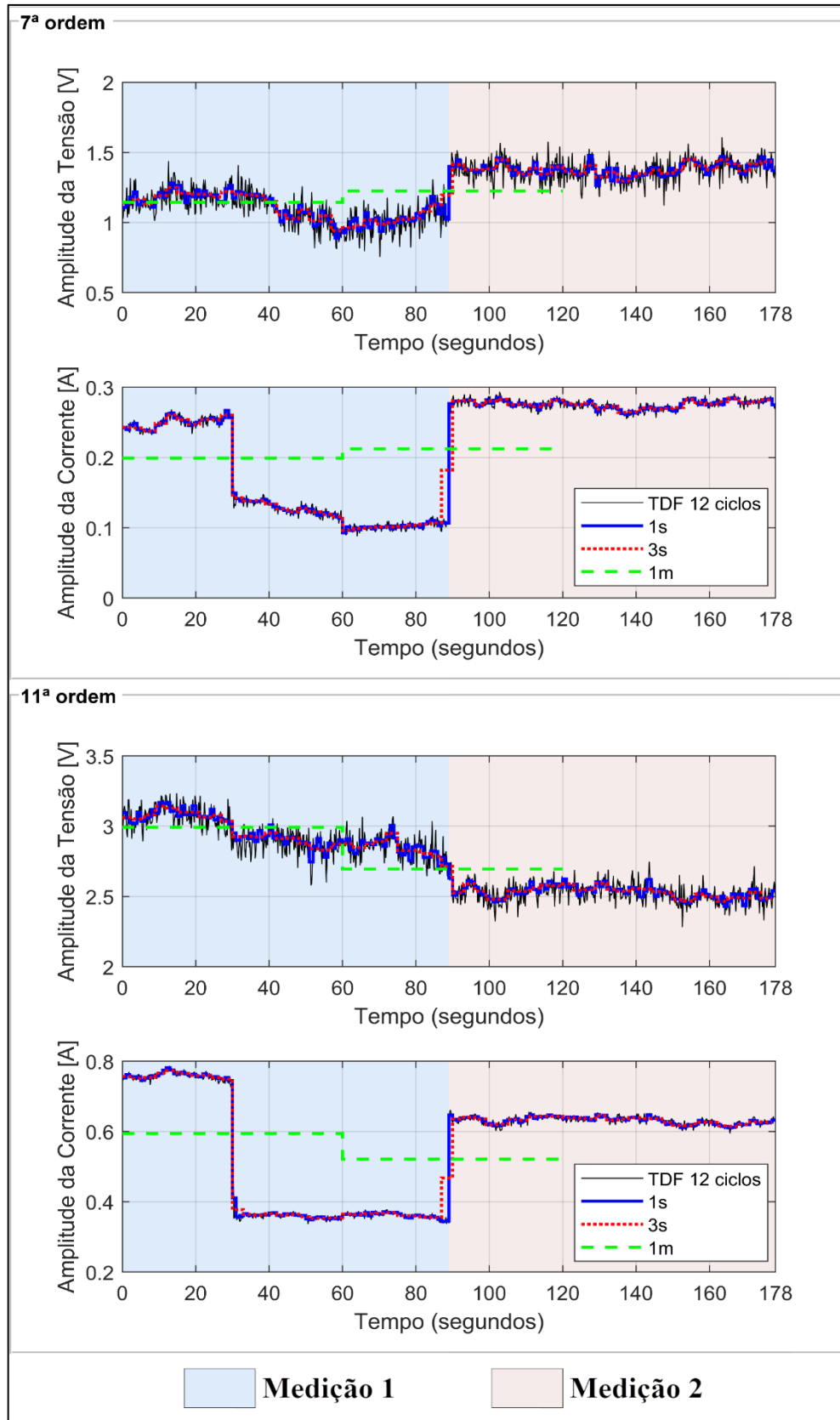
Para esta análise, foram escolhidas as harmônicas de 3^a, 5^a, 7^a e 11^a ordem, visto que foram as ordens harmônicas que apresentaram um valor mais significativo quando comparadas com as demais, o que já era esperado. Vale ressaltar que o período de agregação de 10 minutos não foi levado em consideração devido à duração do sinal medido.

Através da Figura 5.4, pode-se perceber como a utilização de períodos de agregação diferentes podem levar a resultados de tensão e de corrente agregados – aqui com a análise centrada na amplitude de ambos – diferentes, visto que ao aumentar o período de agregação, percebe-se a tendência de atenuação das variações dos valores obtidos. Desta forma, resultou-se que quanto maior o período de agregação escolhido para analisar a presença de harmônicos em um sinal, menor a sua precisão em seguir a tendência do sinal. Outra observação que pode ser destacada, é que a influência do período de agregação se torna maior quando existe uma variação mais rápida da grandeza analisada ao longo do tempo. Como exemplo, tem-se que para a agregação de 1 minuto do sinal de corrente, pelo sinal agregado ter a duração total de 2 minutos e 58 segundos, ela apresentou uma característica semelhante à de uma média do sinal da TDF de 12 ciclos. Isso é o esperado, uma vez que ao aplicar-se a agregação de uma grandeza, espera-se que o valor agregado seja um valor representativo da grandeza para aquele intervalo de tempo escolhido.

Figura 5.4 - Comparação das amplitudes das componentes harmônicas das tensões e correntes para os períodos de agregação de 1 segundo, 3 segundos e 1 minuto considerando agrupamento por subgrupo harmônico. (a) 3ª e 5ª ordens harmônicas. (b) 7ª e 11ª ordens harmônicas.



(a)



(b)

Fonte: A autora.

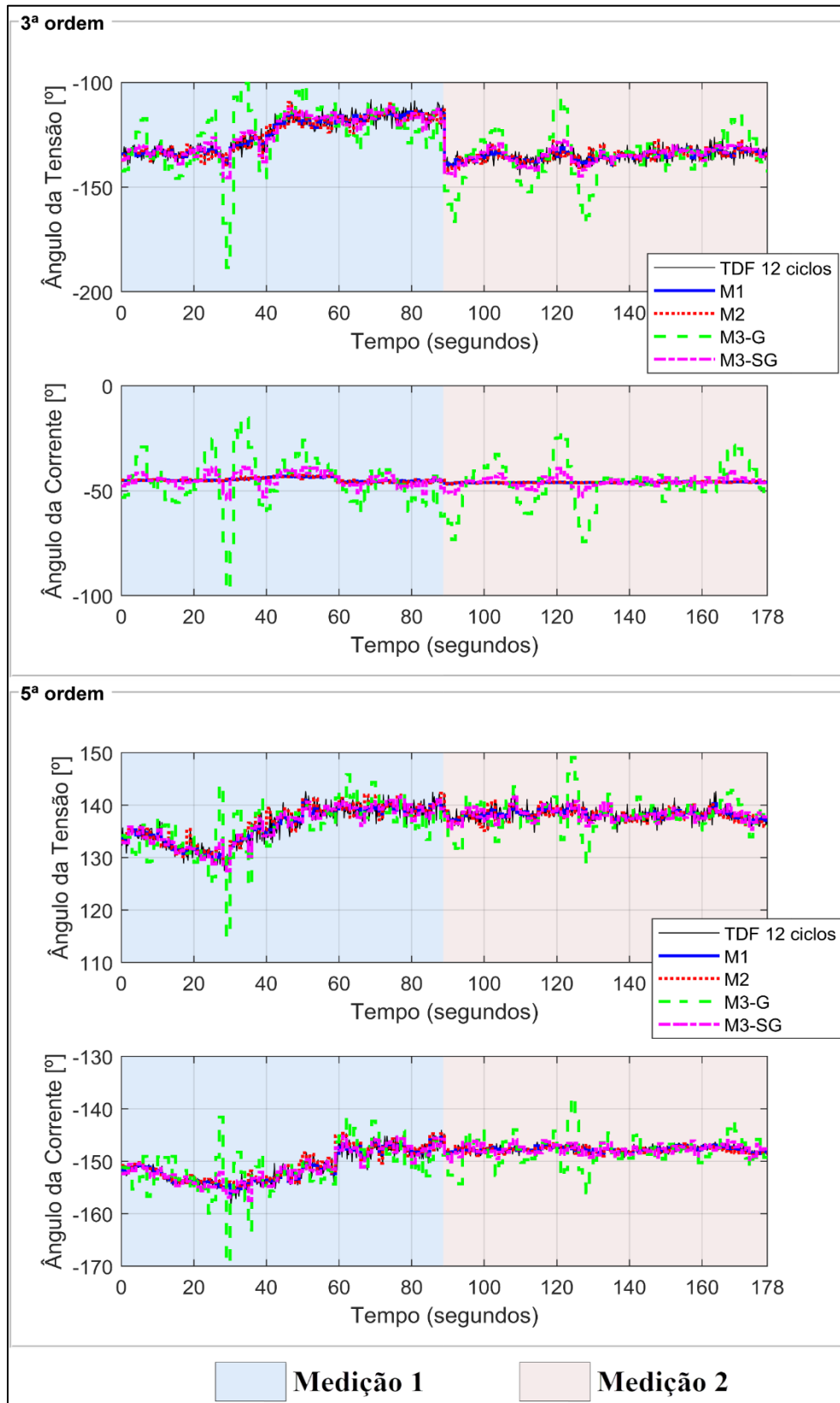
No âmbito das metodologias para agregação dos ângulos, foi adotada como primeira análise a comparação dos métodos para o período de agregação de 1 segundo. A Figura 5.5 a seguir apresenta o resultado da agregação realizada para o Método 1, em azul, para o Método 2 em vermelho e, como no Método 3 pode-se realizar o agrupamento a partir de grupos e subgrupos harmônicos, é apresentado o resultado da agregação para o Método 3 com agrupamento por grupos, em verde, e por subgrupos, em rosa. Por fim, os resultados entregues pela TDF de 12 ciclos são apresentados na cor preta. Novamente foram escolhidas as harmônicas de 3^a, 5^a, 7^a e 11^a ordem.

A partir da Figura 5.5, pode-se perceber a diferença na agregação dos ângulos de tensão e de corrente para a agregação de 1 segundo. Como esse período de agregação é curto (agregação de 5 registros de 12 ciclos), possui uma maior tendência de seguir o sinal da TDF. Percebe-se também que o método da agregação que apresentou maior variação em relação aos demais foi o Método 3 com agrupamento por grupos harmônicos.

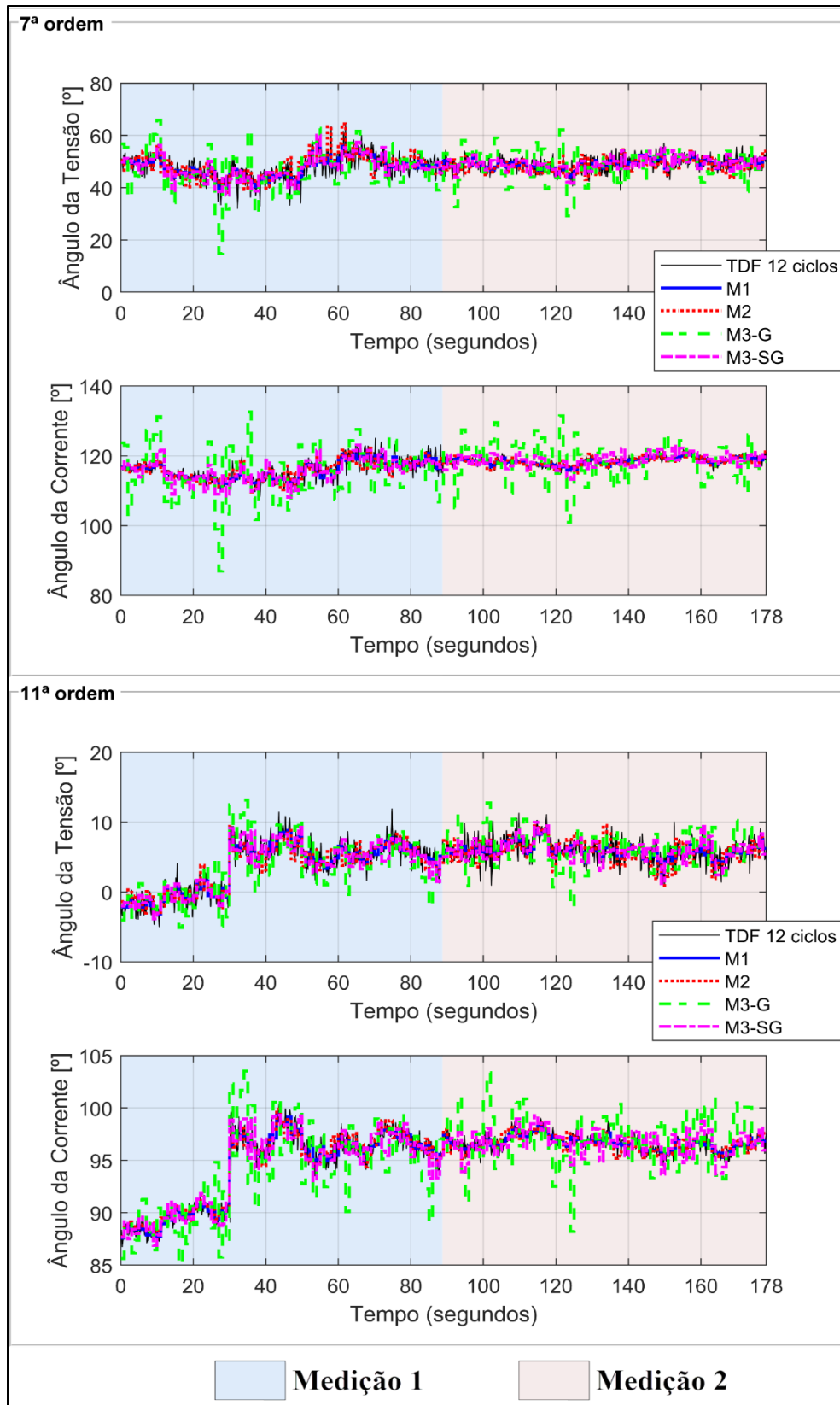
Essa diferença pode ser melhor observada na Figura 5.6, onde realizou-se um “zoom” nos resultados, conforme apresentado. O Método 1, por realizar a soma fasorial de registros individuais de 12 ciclos existentes no intervalo de tempo para agregação (1 segundo), e obtendo-se o ângulo do fasor resultante para cada ordem harmônica, apresenta uma tendência visualmente melhor de seguir a TDF. Lembrando que esse método considera, para cada ordem harmônica, somente as frequências múltiplas inteiras da fundamental, ou seja, não realiza nenhum agrupamento. Enquanto isso, o Método 2, por entregar o resultado da TDF da última janela de 12 ciclos do intervalo de agregação selecionado (da frequência múltipla da fundamental, também sem agrupamento), apresenta um resultado onde alguns pontos não seguem tão bem a tendência da TDF. Por fim, o Método 3, tanto para grupo como para subgrupo, apresenta resultados diferentes dos demais métodos, evidenciando tanto a diferença entre eles como a diferença apresentada quanto à forma de agrupamento.

As discrepâncias observadas para o Método 3 principalmente quando utilizado o agrupamento por grupos para agregação dos ângulos das tensões podem ser devido ao fato dos componentes de frequências interharmônicas possuírem valores de amplitude e ângulo que influenciaram na alteração do fasor de tensão após o cálculo do agrupamento, quando comparado somente com o fasor de frequência múltipla inteira da fundamental.

Figura 5.5 - Comparação dos Métodos 1, 2 e 3 de agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas da tensão e da corrente para o período de agregação de 1 segundo. (a) 3ª e 5ª ordens harmônicas. (b) 7ª e 11ª ordens harmônicas.



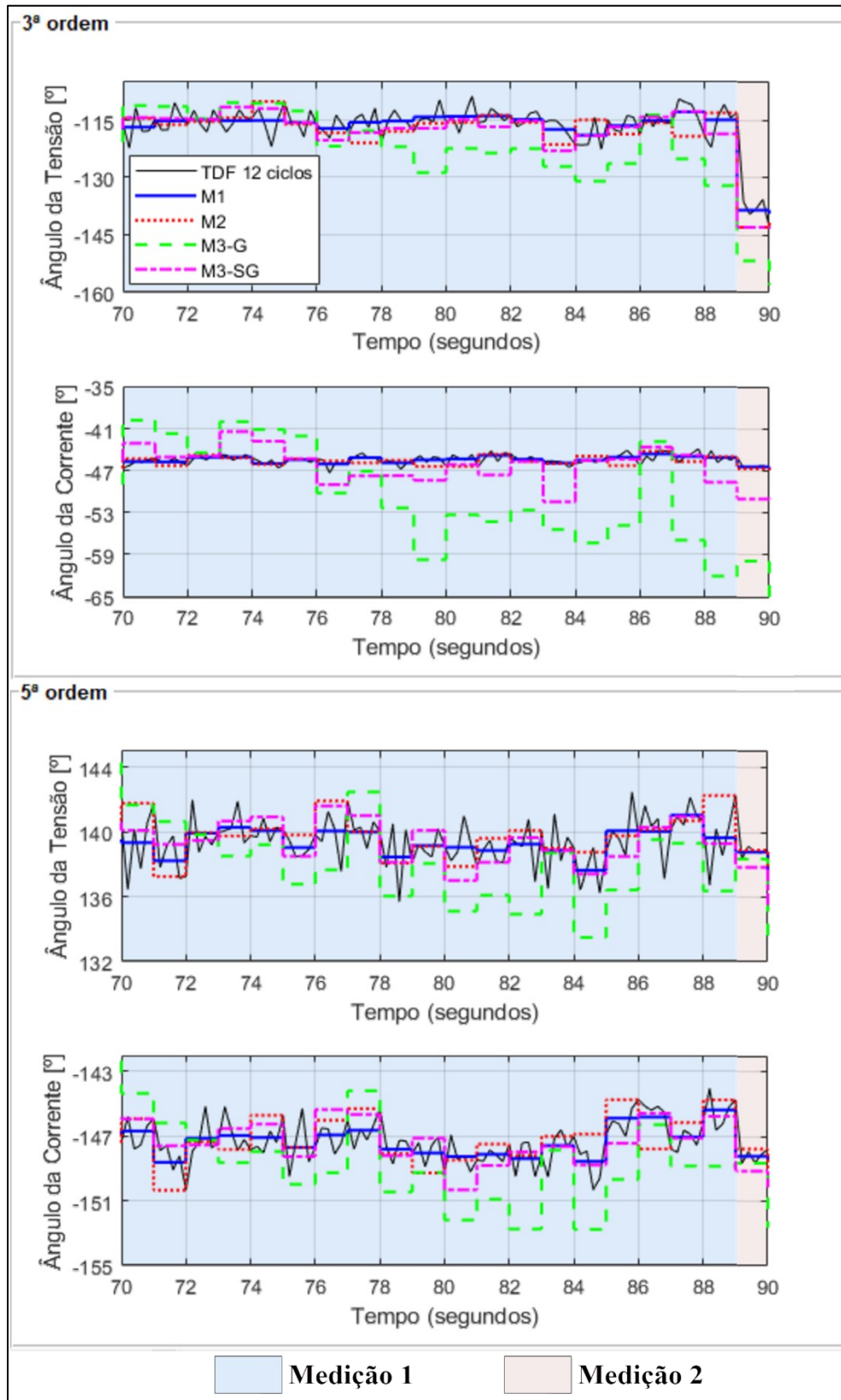
(a)



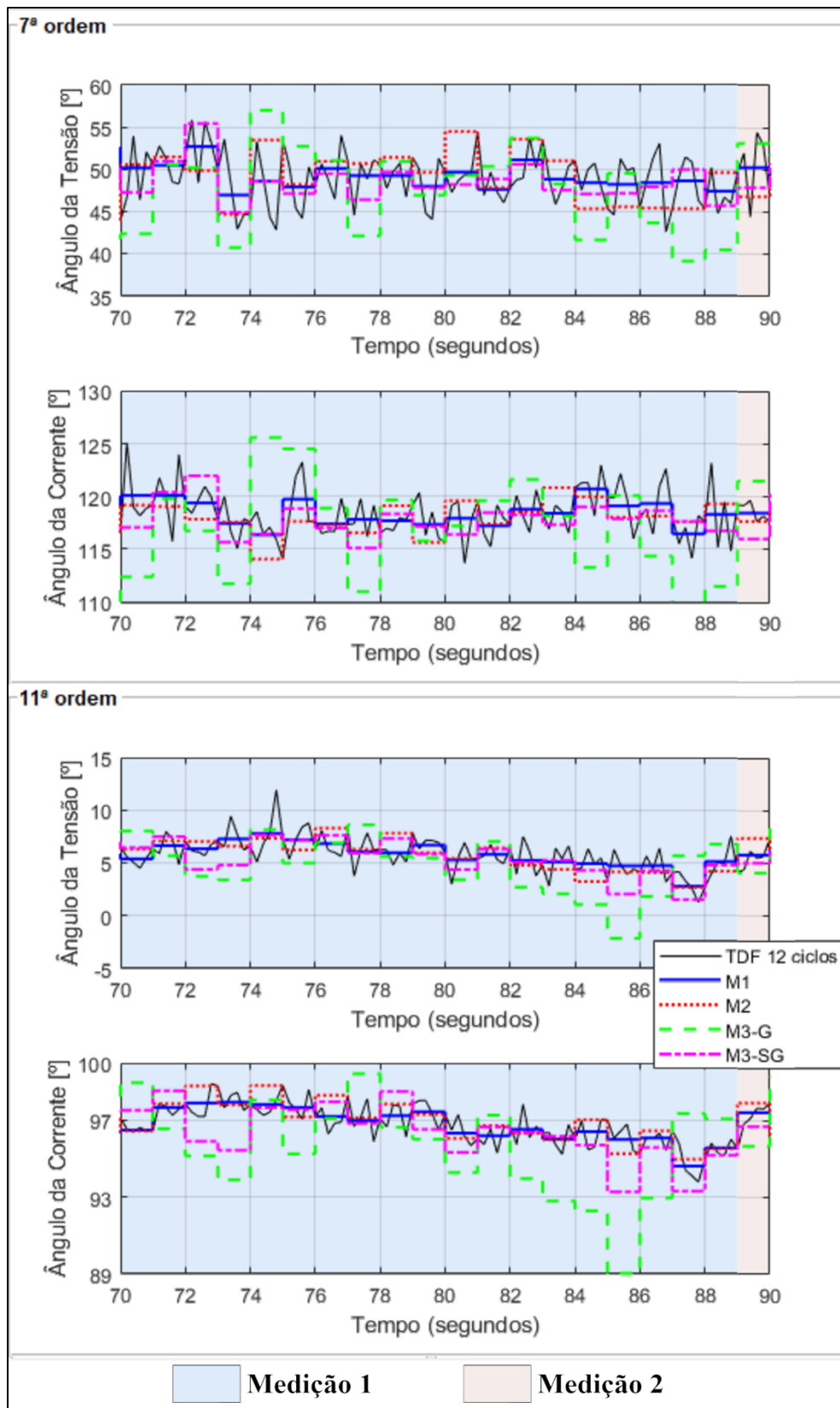
(b)

Fonte: A autora.

Figura 5.6 - Comparação dos Métodos 1, 2 e 3 de agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas da tensão e da corrente para o período de agregação de 1 segundo (zoom). (a) 3ª e 5ª ordens harmônicas. (b) 7ª e 11ª ordens harmônicas.



(a)



(b)

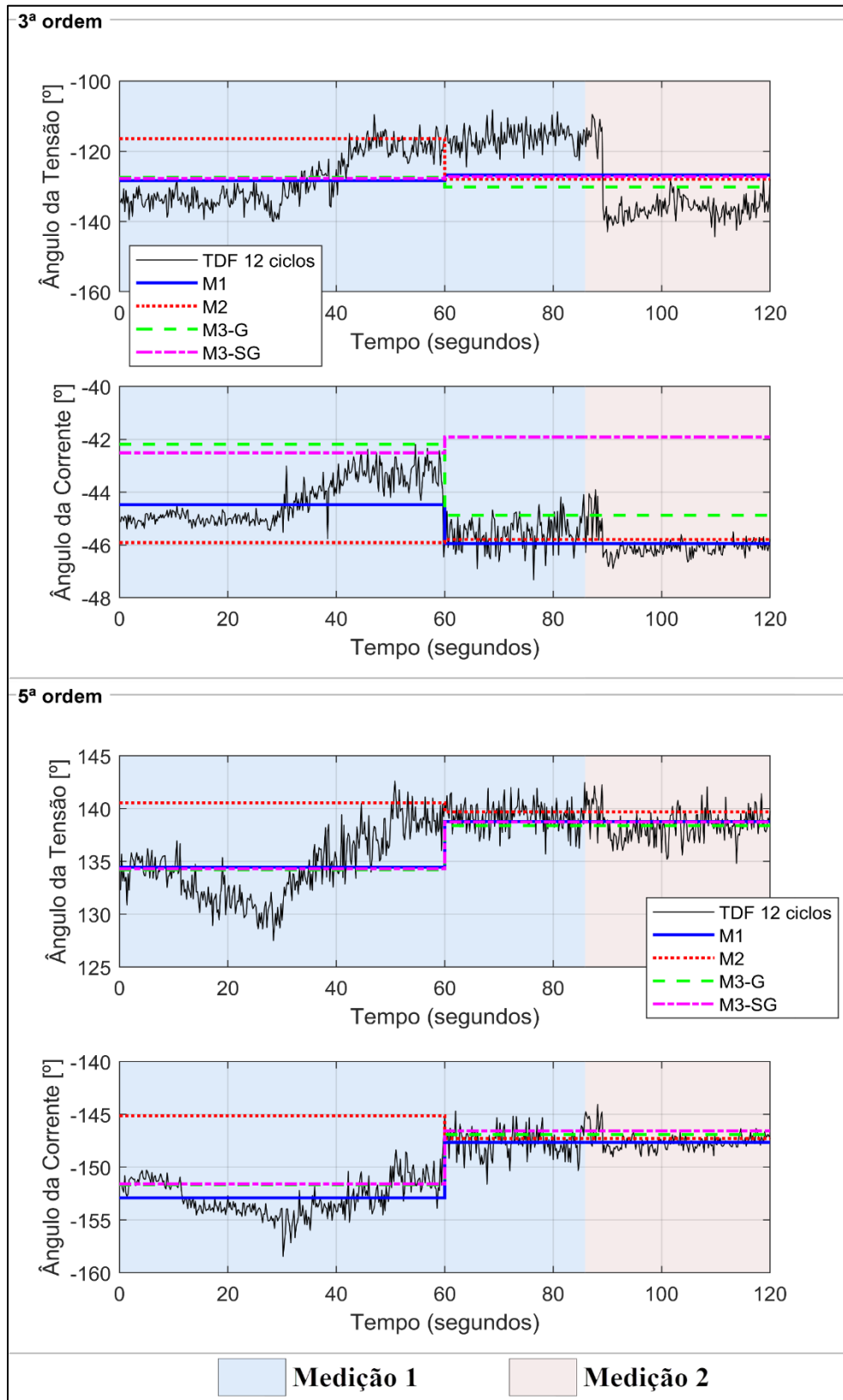
Fonte: A autora.

Por fim, a última análise realizada, voltada para a comparação dos métodos de agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas de tensão e de corrente, foi para a agregação de 1 minuto, apresentada na Figura 5.7. Com ela, percebe-se a diferença na agregação quando se compara com a agregação de 1 segundo (Figura 5.5), e também fica mais perceptível a diferença entre os métodos de agregação de ângulo.

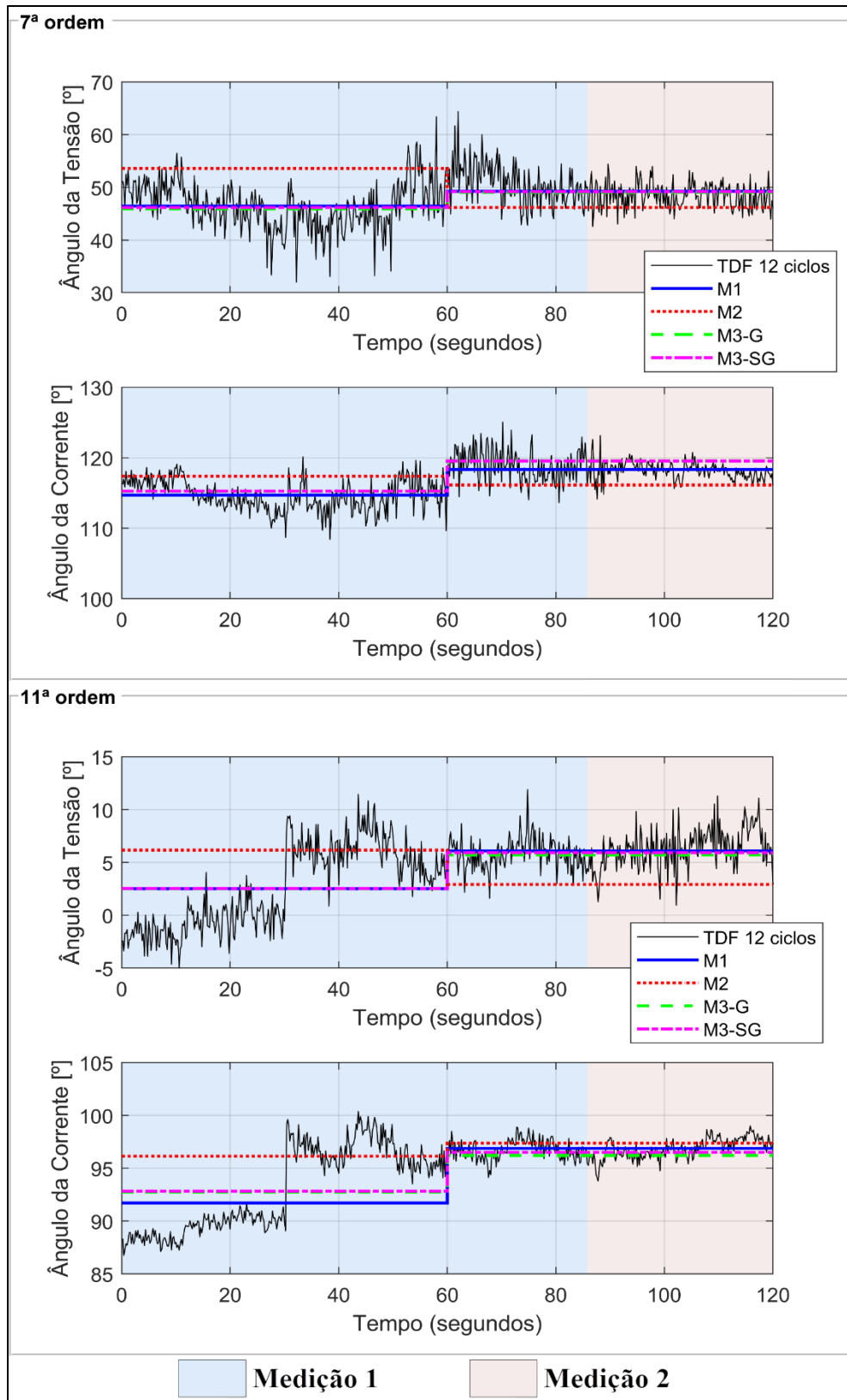
Novamente, apresenta-se na cor azul o Método 1, na cor vermelha o Método 2, na cor verde o Método 3 para o agrupamento utilizando grupos e, na cor rosa, o Método 3 para o agrupamento por subgrupos, com a cor preta representando a TDF de 12 ciclos.

Com a agregação realizada no período de 1 minuto, fica mais evidente as discrepâncias nos resultados para cada método. O presente resultado, observado tanto na agregação de 1 segundo como na agregação de 1 minuto, leva ao entendimento da influência da metodologia de agregação de ângulos utilizada, seja por medidores e qualímetros, seja através de implementação computacional, tanto no resultado como nas ações que podem ser tomadas quanto aos demais estudos sobre o fenômeno de distorções harmônicas, visto a importância da análise dos ângulos de fase dentro desses estudos para melhorar a qualidade da energia elétrica.

Figura 5.7 - Comparação dos Métodos 1, 2 e 3 de agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas da tensão e da corrente para o período de agregação de 1 minuto. (a) 3ª e 5ª ordens harmônicas. (b) 7ª e 11ª ordens harmônicas.



(a)



(b)

Fonte: A autora.

Ao comparar os resultados obtidos pelos diferentes métodos, vale salientar que não é o objetivo do trabalho dizer qual dos métodos apresenta um resultado mais coerente, ou definir um método certo ou errado. O principal objetivo do trabalho é comparar os métodos existentes, principalmente dado o fato dessas grandezas, ângulos de fase das componentes harmônicas, serem disponibilizados por medidores sem que seja seguida uma padronização na obtenção dos resultados ou uma escolha do método, por parte do usuário, a depender da aplicação/estudo a ser realizado. Conseqüentemente, como percebido através dos resultados, os métodos existentes podem levar a resultados divergentes, que podem, conseqüentemente, influenciar nos estudos e análises da área de QEE que utilizam dos ângulos das componentes harmônicas.

Essa influência nos resultados se mostra muito pertinente quanto a temática da análise do compartilhamento de responsabilidades, suscitando na necessidade de adequações e na definição de uma metodologia a ser empregada nos medidores, elaborada por normativa técnicas.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho investigou e analisou as distorções harmônicas presentes nos sinais de tensão e corrente decorrentes de diferentes cargas, com o intuito de verificar os métodos de agregação para as amplitudes e os ângulos, visando tanto uma análise acerca dos diferentes períodos de agregação quanto os métodos de agregação para os ângulos de fase dispostos na literatura. A análise foi realizada através da implementação e da utilização de um medidor em ambiente Matlab, no qual foi desenvolvido de acordo com as normativas técnicas para o agrupamento e a agregação das amplitudes das componentes harmônicas e, quanto à agregação, o desenvolvimento foi realizado de acordo com os métodos descritos na literatura.

A análise foi realizada através de um estudo em laboratório, no qual realizou-se a coleta de um sinal ponto a ponto de 4 cargas distintas, estando as mesmas conectadas em paralelo, e foi realizado procedimentos de desligar e ligar tais cargas de modo a variar as mesmas, obtendo-se assim um sinal com distorções harmônicas variáveis ao longo do tempo.

A princípio, realizou-se uma comparação entre os períodos de agregação, de 1 segundo, 3 segundos e de 1 minuto, para avaliar os efeitos da implementação computacional realizada, considerando a análise feita apenas para as amplitudes e com agrupamento por subgrupo. A escolha das componentes harmônicas levou em consideração aquelas com uma maior amplitude, de forma a serem escolhidas as harmônicas de 3^a, 5^a, 7^a e 11^a ordem, e observou-se através do resultado obtido uma influência no resultado de acordo com o período de agregação. Essa influência pode ser percebida na tendência do sinal em seguir de forma mais ou menos precisa a TDF de 12 ciclos, sendo que quanto maior o período de agregação, menor é essa precisão, principalmente quando a grandeza tende a variar de forma mais rápida ao longo do tempo. Isso é o esperado, uma vez que ao aplicar-se a agregação de uma grandeza, espera-se que o valor agregado seja um valor representativo da mesma para aquele intervalo de tempo escolhido. Assim, no caso do compartilhamento de responsabilidades harmônicas, pode não ser interessante utilizar intervalos de agregação muito longos, justamente pelo efeito que a agregação, tanto para as amplitudes, quanto para os ângulos, causa nos resultados.

Na segunda análise, buscou-se avaliar os efeitos dos diferentes métodos apresentados pela literatura no agrupamento e na agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas da tensão e da corrente. Foi realizada uma análise para o período de agregação de 1 segundo e 1 minuto, para verificar também os efeitos do período de agregação, e observou-se a ocorrência de variações nos resultados obtidos a partir de cada um dos métodos existentes apresentados.

Como observado, em todas as metodologias empregadas, percebe-se que se obtêm diferentes resultados. Dessa forma, analisar os dados para o agrupamento e a agregação dos ângulos de fase leva-se a conclusão de que, sem uma metodologia firmemente definida através de cálculos e de normas, a análise da agregação dos ângulos torna-se, visto que os resultados podem influenciar nos estudos que necessitam da informação do ângulo de fase dessas grandezas.

É importante frisar que, através da análise da implementação computacional realizada nas formas de onda de tensão e de corrente das cargas analisadas, para a agregação dos ângulos de fase, não se espera encontrar através dos resultados o melhor método, ou o mais coerente e mais correto. Foi realizada a comparação entre os métodos visando salientar a necessidade de uma padronização na obtenção dos resultados da agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas, visto que os mesmos são disponibilizados por medidores sem um critério definido, ou mesmo informação de como são realizados os cálculos e agregações. Além disso, também pode-se chegar à conclusão, que, a depender da aplicação, podem ser definidos diferentes métodos de agregação, tanto para as amplitudes, quanto para os ângulos, que podem ser mais coerentes que outros. Nesse tocante, por exemplo, o Método 3 foi desenvolvido para estudos de fluxo harmônico considerando intervalos de agregação de 10 minutos. Já no caso do compartilhamento de responsabilidades, pode-se ser necessário considerar um período de agregação mais curto e outra metodologia de agregação.

Desta forma, verificou-se que, com a metodologia utilizada para a implementação computacional e a análise dos resultados, os objetivos voltados para a investigação e o estudo da influência dos diferentes procedimentos para a agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas das tensões e das correntes e da influência do período de agregação foram realizados com sucesso e de forma satisfatória, contribuindo para o entendimento das questões acerca da QEE.

Vale ressaltar que o estudo dos ângulos de fase das componentes harmônicas de tensão e corrente é de extrema importância, pois os mesmos podem influenciar nos resultados de análises e nos estudos na área de QEE, principalmente para os estudos voltados para a determinação do compartilhamento de responsabilidades.

Com o intuito de buscar um maior aprofundamento no tema, e assim verificar com maior propriedade os impactos que tais procedimentos de análise do agrupamento e da agregação dos ângulos e também na questão do período de agregação possuem em estudos sobre distorções harmônicas para a QEE, sugere-se para trabalhos futuros:

- Desenvolvimento e a aplicação de outras metodologias para a análise da agregação dos ângulos de fase, visto ser uma questão complexa e que demanda atenção;
- Estudos acerca do compartilhamento de responsabilidades voltado para aplicações de métodos de agregação para os ângulos de fase e estudando também a questão dos diferentes períodos de agregação com o intuito de verificar a influência dessa grandeza nos resultados do compartilhamento.

REFERÊNCIAS

- [1] ABBEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Números ABBEólica – Fevereiro de 2019**. 2019.
- [2] ABBEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Boletim Anual**. 2021.
- [3] International Energy Agency. **Technology roadmap - Wind energy**. Technology Roadmap. 2013
- [4] REIS, Alex. **Uma Contribuição para o Controle Operativo de Unidades Eólicas: Modelagem, Regulação de Tensão e Minimização das Distorções Harmônicas**. 2015. Tese (Doutorado em Engenharias) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2015.
- [5] DRABEK, Pavel. **Power electronic converters and their negative influence**. In: **2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)**, Alghero, Italy, 2013, p. 679-685. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2013.6586927>
- [6] ORTMANN, Márcio Silveira. **Filtro Ativo Trifásico com Controle Vetorial Utilizando DSP: Projeto e Implementação**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.
- [7] DUGAN, Roger C et al. **Electrical Power Systems Quality**. 2nd Edition, New York: McGraw-Hill, 2014.
- [8] LEÃO, Ruth P.; SAMPAIO, Raimundo F.; ANTUNES, Fernando L. M. **Harmônicos em sistemas elétricos**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.
- [9] MOHSENI, Mansour; ISLAM, Syed. M. Review of international grid codes for wind power integration: Diversity technology and a case for global standard, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.16, n. 6, p. 3876-3890, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.039>
- [10] NUNES, Evandro A. F. **Análise de Impactos Na Rede de Distribuição de Energia Elétrica Decorrentes Da Inserção de Sistemas de Geração Fotovoltaicos**. 2017. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.
- [11] ARRILLAGA, Jos; WATSON, Neville. **Power system harmonics**. New York: John Wiley & Sons, 2004.
- [12] BOLLEN, Math H. J.; GU, Irene Y. H. **Signal processing of power quality disturbances**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2006.
- [13] COSTA, Fabiano F.; CARDOSO, A. J. M.; FERNANDES, Darlan A. **Harmonic Analysis Based on Kalman Filtering and Prony's Method**. Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2007.
- [14] Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992), pp.1-29, 11 June 2014. Disponível em: [10.1109/IEEESTD.2014.6826459](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6826459).

- [15] International Electrotechnical Commission (IEC). **Electromagnetic compatibility (EMC) – IEC/TR 61000-4-7: Testing and measurement techniques – General Guide on Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation, For Power Supply Systems and Equipment Connected Thereto**. 2002.
- [16] International Electrotechnical Commission (IEC). **Electromagnetic compatibility (EMC) – IEC/TR 61000-4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods**. 2008.
- [17] VARIZ, Abilio Manuel. **Determination of Harmonic Flow in Three-Phase Systems Using Current Injection Method**. 2006. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- [18] XU, Wilsun. **Status and Future Directions of Power System Harmonic Analysis**. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, Denver, 2004.
- [19] EMANUEL, Alexander Eigeles. **Power Definitions and the Physical Mechanism of Power Flow**. Hoboken: John Wiley & Sons Ltd, 2010.
- [20] BOLLEN, Math H. The Smart Grid: Adapting the Power System to New Challenges, **Synthesis Lectures on Power Electronics**, n. 2, p 1-180, 2011.
- [21] BRAZ, Lara de Lima; MENEZES JUNIOR, Manoel Messias V.; MACEDO JUNIOR, José Rubens R.; SANTOS, Moisés Dias; FLORES, Marco Antônio Pinheiro. **Impacto das correntes de compensação no cálculo de perdas técnicas na distribuição**. In: XXIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2018, Fortaleza, Ceará.
- [22] WAGNER, Van E et al. Effects of Harmonics on Equipment. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 8, n. 2, p. 672-680, 1993.
- [23] MACHADO, Gustavo de Oliveira. **Análise dos impactos das distorções harmônicas de tensão sobre a ocorrência de descargas parciais utilizando um modelo de elementos finitos**. 2022. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2022.
- [24] GIANESINI, Bárbara Morais. Compartilhamento de responsabilidades harmônicas: implementação de Benchmark do IEEE e aplicação de metodologias. 2020. 171 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2020. DOI <http://doi.org/10.14393/ufu.di.2020.619>
- [25] SANKARAN, C. **Power quality**. Boca Raton, Florida: Crc Press, 2019.
- [26] MANITO, Alan Rodrigo Arrifano. **Análise da Qualidade da Tensão no Ponto de Conexão de uma Fábrica de Alumínio com o Sistema Interligado Nacional**. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2009.
- [27] ROSA, Francisco C. de La. **Harmonics and power systems**. Crc Press, 2006.
- [28] PEREIRA, André Galdino. **Séries de Fourier e Aplicações**. Monografia (Especialização em Matemática Pura e Aplicada) — Universidade Estadual da Paraíba, 2011.

- [29] GARCIA, Flávio Resende. **Harmônicos em Sistemas Elétricos de Potência**. In: **Capacitores INEPAR**. IESA/SA. São Paulo, 2008. Disponível em: <http://www.iesa.com.br/institucional/pdf/pdf_reativa/ap_harmonicosePCap.pdf>.
- [30] TOSTES, Maria Emília de Lima. **Avaliação de Impactos na Rede de Distribuição Causados pela Geração de Harmônicos em Consumidores em Baixa Tensão**. 2003. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2003.
- [31] SOARES, Thiago Mota. **Estimação da Contribuição de Múltiplas Fontes Harmônicas Utilizando Regressão Não Paramétrica**. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Belém, 2012.
- [32] KALAIR, Anam R.; ABAS, Naeem; KALAIR, A. Raza.; SALEEM, Zahid; KHAN, Nasrullah. Review of harmonic analysis, modeling and mitigation techniques, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 1152-1187, 2017.
- [33] NASSIF, Alexandre. B.; XU, Wilsun. **Passive Harmonic Filters for Medium-Voltage Industrial Systems: Practical Considerations and Topology Analysis**. In: **Annual North American Power Symposium**, v. 39, 2007, Las Cruces, NM. Las Cruces: IEEE, 2007, p. 301–307.
- [34] CREPALDI, Juliano; AMOROSO, Marcelo Marcos; ANDO JUNIOR, Oswaldo Hideo. Analysis of the Topologies of Power Filters Applied in Distributed Generation Units – Review, **IEEE Latin America Transactions**, v. 16, n. 7, p. 1892–1897, 2018.
- [35] NASCIMENTO, Rogério Pinto do. **Propostas de Procedimentos para Projetar Filtros Harmônicos a partir de um Programa de Penetração Harmônica, Incluindo Cálculos de Desempenho de Suportabilidade**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharias) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2007.
- [36] FERREIRA, Célio Geraldo. **Análise de um Filtro Ativo em Paralelo com Cicloconverters e Filtro Passivo**. 2008. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal Do Espírito Santo, Vitória, 2008.
- [37] WATANABE, Edson H.; AREDES, Maurício. Teoria de Potência Ativa e Reativa Instantânea e Aplicações – Filtros Ativos e FACTS, **XII Congresso Brasileiro de Automática**, n. 1, p. 81-122, Uberlândia, 1998.
- [38] SALMERÓN, Patricio; VÁZQUEZ, Jesús R. **Active Power-line Conditioners**. In: **Moreno-Muñoz A.** (eds) Power Quality. Power Systems. London: Springer, 2007, p. 231-291.
- [39] LIMA, Calebe Hermann de Oliveira. **Controle de Harmônicos e Potência Reativa em Cargas Desbalanceadas Utilizando um Filtro Híbrido Trifásico Dual Baseado no Inversor Nove-Chaves**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.
- [40] ANTUNES, Hélio Marcos André. **Análise Comparativa entre Filtros Híbridos Aplicados a Cicloconverters em uma Siderúrgica**. 2009. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2009.

- [41] ASIMINOAEI, Lucian; WIECHOWSKI, Wojciech; BLAABJERG, Frede, KRZESZOWIAK, Tomasz; KEDRA, Bartosz. **A new control structure for hybrid power filter to reduce the inverter power rating**. In: ECON 2006 - 32nd Annual Conference, IEEE Industrial Electronics, Paris, France, 2006, pp. 2712-2717.
- [42] KUMAR, Dinesh; ZARE, Firuz. **Analysis of harmonic mitigations using hybrid passive filters**. In: 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition, Antalya, Turkey, 2014, pp. 945-951
- [43] KAMENKA, Alexander. **Six tough topics about harmonic distortion and Power Quality indices in electric power systems**. A White Paper of Schaffner Group, 2014.
- [44] PRODIST- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, ANEEL, 2018.
- [45] IEC 61000-4-7:2002, **Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto**, Geneva, Switzerland: IEC, 2002.
- [46] IEC 61000-4-30:2008, **Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods**, Geneva, Switzerland: IEC, 2008.
- [47] XAVIER, Guilherme Leal. **Desenvolvimento e Implementação de uma Metodologia para Agregação Temporal de Ângulos de Fase de Componentes Harmônicas**. 2020. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2020.
- [48] MEYER, Jan; BLANCO, Ana-Maria; DOMAGK, Max; SCHEGNER, Peter. Assessment of Prevailing Harmonic Current Emission in Public Low-Voltage Networks, **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 32, p. 962-970, 2017.
- [49] IMS Soluções em Energia Ltda, **Analizador PowerNET PQA-700**, Porto Alegre, 2018.

APÊNDICE A – ANEEL – PRODIST: MÓDULO 8

O PRODIST elaborado pela ANEEL tem como objetivo a normatização e a padronização das atividades relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, em especial, o Módulo 8 tem foco a qualidade do produto e do serviço prestado. Abrange desde consumidores à produtores de energia e distribuidoras, contemplando também agentes importadores ou exportadores de energia elétrica e Transmissoras Detentoras de Demais Instalações de Transmissão (DIT).

Os indicadores citados na sessão 8.1 – Qualidade do Produto, em seu item 4 – Distorções Harmônicas, se referem aos fenômenos associados a deformações das formas de onda, e tratam da Distorção de Tensão Harmônica Individual (DTHI) e a Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT). A Tabela A.1 a seguir apresenta a terminologia adotada pelo Módulo 8 do PRODIST.

Tabela A.1 Terminologia adotada no PRODIST Módulo 8

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	$DTT_p\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3	$DTT_i\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3	$DTT_3\%$
Tensão harmônica de ordem h	V_h
Ordem harmônica	h
Ordem harmônica máxima	$h_{máx}$
Ordem harmônica mínima	$h_{mín}$
Tensão fundamental medida	V_1
Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	$DTT_{95\%}$

Valor do indicador DTTp% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	DTTp95%
Valor do indicador DTTi% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	DTTi95%
Valor do indicador DTT3% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	DTT395%

Fonte: ANEEL, 2021.

As grandezas DTT95%, DTTp95%, DTTi95% e DTT395% correspondem, aos respectivos indicadores (DTT, DTTp, DTTi e DTT3), quando superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas. O cálculo dos indicadores apresentados é dado por equações, como apresentado pelas equações (A.1) a (A.5), a seguir:

$$DIT_h = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (\text{A.1})$$

Onde:

h = ordem harmônica individual.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hm\acute{a}x} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (\text{A.2})$$

Onde:

h = todas as ordens harmônicas de 2 até hmáx.

$$DTTp\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hpm\acute{a}x} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (\text{A.3})$$

Onde:

h = todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3 (h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, 32, 34, 38, ...);

$$DTTi\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{him\acute{a}x} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (\text{A.4})$$

Onde:

h = todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 (h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37,...).

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_{3\text{máx}}} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (\text{A.5})$$

Onde:

h = todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 (h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39,...);

As ordens harmônicas máximas, utilizadas nestas equações são estabelecidas de acordo com classe do medidor, sendo a ordem 50 para classe A, e 40 para classe S.

A Tabela A.2 indica os valores de referência para as distorções harmônicas totais, correspondendo ao máximo valor desejável a ser observado em um sistema de distribuição, sendo levado em consideração no planejamento da rede elétrica e na regulamentação da QEE.

Tabela A.2 Limites das distorções harmônicas totais (% da tensão fundamental)

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT95%	10%	8,0%	5,0%
DTT _P 95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTT _I 95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT ₃ 95%	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: ANEEL, 2021.

Os valores de referência das distorções harmônicas individuais são apresentados na Tabela A.3.

Tabela A.3 Limites das distorções harmônicas individuais (% da tensão fundamental)

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão (%)				
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} \leq V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n \leq 230 \text{ kV}$	
Ímpares não múltiplos 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
	3	6,5	5	4	2
Ímpares múltiplos de 3	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
	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
Pares	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.

APÊNDICE B – ONS – SUBMÓDULO 2.9

O Submódulo 2.9 dos Procedimentos de Rede elaborado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), apresenta os requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica, por instalações que possuam elementos com características não lineares ou especiais que possam vir a ocasionar distorções relativas à QEE na Rede Básica.

Sua estrutura voltada para as distorções de tensão realiza a avaliação a partir da comparação dos indicadores Distorção de Tensão Harmônica Individual (DTHI) e Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHTs95%), com respectivos limites globais e individuais. Os limites globais, obtidos a partir de medições, e os individuais, obtidos por meio de cálculos específicos em estudos, aplicam-se ao PAC.

Os limites globais inferiores são indicados na Tabela B.1 a seguir, para os indicadores DTHI e DTHTs95%. Os limites globais superiores são determinados pela multiplicação dos limites globais inferiores correspondentes pelo fator 4/3. Para cada ordem harmônica h , a tensão harmônica resultante em qualquer ponto do sistema é obtida com a combinação dos efeitos provocados por diferentes agentes.

Tabela B.1 Limites globais inferiores para os indicadores DTHI e DTHTs95%.

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
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%		
DTHTs95% = 6%				DTHTs95% = 3%			

Fonte: ONS, 2022.

Os limites individuais, apresentados na Tabela B.2 a seguir, são voltados para os indicadores DTHI e DTHTs95%.

Tabela B.2 Limites individuais para os indicadores DTHI e DTHTs95%.

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	2%			todos	0,3%
≥27	0,7%			≥27	0,4%		
	DTHTs95% = 6%				DTHTs95% = 3%		

Fonte: ONS, 2022.

APÊNDICE C – IEC 61000

A série IEC 61000 é uma estrutura de normas, dividida em partes, por funções. As normas IEC que tratam a questão harmônica são divididas da seguinte forma:

- IEC 61000-2-2: define os limites para a injeção de correntes harmônicas causadas por equipamentos elétricos e eletrônicos, e define os níveis de compatibilidade para sistemas públicos de distribuição CA para baixa tensão. Desta forma, são tratados os distúrbios encontrados na faixa de frequência de 0 a 9 kHz, as redes possuem tensão nominal de 420 V quando monofásicas e 690 V quando trifásicas, e a frequência da rede é de 50 ou 60 Hz.
- IEC 61000-3-6: especifica o percentual de distorção harmônica em redes de média (MT), alta (AT) e extra alta tensão (EAT), para harmônicos individuais de tensão, divididos em harmônicos ímpares e pares.
- IEC 61000-3-2: define os limites para a injeção de correntes harmônicas causadas por equipamentos elétricos e eletrônicos com corrente nominal de entrada maior que 16 A por fase, conectados em sistemas públicos de baixa tensão.
- IEC 61000-3-4: define os limites para a injeção de correntes harmônicas causadas por equipamentos elétricos e eletrônicos com corrente nominal de entrada superior a 16 A por fase, conectados em sistemas de distribuição CA de baixa tensão.
- IEC 61000-3-12: define os limites para a injeção de correntes harmônicas causadas por equipamentos elétricos e eletrônicos de tamanho médio, com corrente entre 16 e 75 A por fase, conectados em redes públicas de baixa tensão CA.

Os níveis de compatibilidade para tensão harmônica individual em rede de baixa tensão para componentes ímpares e pares, apresentados na IEC 61000-2-2, podem ser vistos na Tabela C.1 e na Tabela C.2, respectivamente. Elas indicam os limites de componentes harmônicos da corrente de entrada que podem ser produzidos/emitidos por equipamentos testados em condições especificadas.

Tabela C.1 Níveis de compatibilidade para tensões harmônicas individuais em rede de baixa tensão – componentes ímpares.

Harmônicas Ímpares não múltiplas de 3		Harmônicas Ímpares múltiplas de 3	
Ordem h	Harmônica de Tensão (%)	Ordem h	Harmônica de Tensão (%)
5	6,0	3	5
7	5,0	9	1,5
11	3,5	15	0,4
13	3	21	0,3
$17 \leq h \leq 49$	$2,27 (17/h) - 0,27$	$21 \leq h \leq 45$	0,2

Fonte: IEC 61000-2-2, 2002.

Tabela C.2 Níveis de compatibilidade para tensões harmônicas individuais em rede de baixa tensão – componentes pares.

Harmônicas Pares	
Ordem h	Harmônica de Tensão (%)
2	2,0
4	1,0
6	0,5
8	0,5
$10 \leq h \leq 50$	$0,25 (10/h) + 0,25$

Fonte: IEC 61000-2-2, 2002.

Os equipamentos podem ser classificados em 4 classes, conforme a Tabela C.3.

Tabela C.3 Classes de equipamentos conforme norma 61000-2-2.

Classe	Tipo de Equipamento
A	Equipamentos trifásicos balanceados
	Aparelhos domésticos, excluindo equipamentos identificados como classe D
	Ferramentas, excluindo ferramentas portáteis
	<i>Dimmers</i> para lâmpadas incandescentes
	Equipamentos de áudio

	Equipamentos não especificado em uma das outras três classes devem ser consideradas como equipamento da classe A
B	Ferramentas portáteis Equipamentos de soldagem a arco que não são equipamentos profissionais
C	Equipamentos de iluminação
D	Equipamentos com potência especificada inferior ou igual a 600 W, dos seguintes tipos: computadores pessoais e monitores de computadores pessoais, receptores de televisão

Fonte: IEC 61000-2-2, 2002.

Os níveis de distorção especificados pela norma IEC 61000-3-6 são apresentados na Tabela C.4 e na Tabela C.5 a seguir, divididos em harmônicos pares e ímpares, respectivamente. Tem-se que os limites de distorção harmônica total de tensão são definidos como $DHT_v = 6,5\%$ para média tensão (MT) e $DHT_v = 3\%$ para alta (AT) e extra alta tensão (EAT).

Tabela C.4 Níveis de compatibilidade de tensões harmônicas – componentes ímpares.

Harmônicas Ímpares não múltiplas de 3			Harmônicas Ímpares múltiplas de 3		
Ordem h	Harmônica de Tensão (%)		Ordem h	Harmônica de Tensão (%)	
	MT	AT-EAT		MT	AT-EAT
5	5,0	2,0	3	4,0	2,0
7	4,0	2	9	1,2	1,0
11	3,0	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 C.5 Níveis de compatibilidade de tensões harmônicas – componentes pares.

Harmônicas Pares		
Ordem h	Harmônica de Tensão (%)	
	MT	AT-EAT
2	1,8	1,4

4	1,0	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.

APÊNDICE D – IEEE 519-2014

A norma IEEE 519 de 2014 trata da organização entre fornecedores e clientes voltados para a limitação do impacto dos distúrbios causados por cargas não lineares no sistema, estabelecendo valores máximos de distorções harmônicas em níveis aceitáveis de tensão e de corrente. A análise é feita a partir do ponto de entrega da energia pela concessionária ou no PAC, definindo a qualidade da energia a ser fornecida, e descrevendo as formas de onda que podem existir em todo o sistema, abordando a limitação em regime permanente.

Os limites harmônicos de corrente dispostos pela IEEE 519 levam em consideração a injeção harmônica de clientes individuais para que não ocorra níveis de distorção de tensão inaceitáveis para características normais do sistema e também para a distorção harmônica geral do sistema fornecido pelo supridor.

Os limites são classificados tanto em relação à tensão nominal dos circuitos quanto às ordens harmônicas individuais, e são definidos por faixa de tensão de 120 V a 69 kV, entre 69 kV e 161 kV e acima de 161 kV, sendo estes limites descritos nas Tabela D.1, Tabela D.2 e Tabela D.3.

A razão I_{SC}/I_L sumariza a proporção de curto-circuito disponível no PAC, até a corrente de carga fundamental máxima, na qual I_{SC} representa a corrente máxima de curto-circuito no PAC e I_L representa a corrente máxima de demanda de carga – componente de frequência fundamental – no PAC sob condições operacionais de carga. Por fim, DTD significa a distorção total da demanda, ou seja, proporção da raiz quadrada média do conteúdo harmônico, considerando componentes harmônicos até a ordem 50 e especificamente excluindo os inter-harmônicos.

Tabela D.1 Limites das distorções harmônicas de corrente recomendada para sistemas com classificação de 120 V até 69 kV.

Máxima Corrente de distorção harmônica em porcentagem de I_L						
Ordem harmônica individual (ordem ímpar)						
I_{SC}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	DTD
$< 20^C$	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
--------	------	-----	-----	-----	-----	------

Fonte: IEEE 519, 2014.

Tabela D.2 Limites das distorções harmônicas de corrente recomendada para sistemas com classificação acima de 69 kV até 161 kV.

Máxima Corrente de distorção harmônica em porcentagem de I_L						
Ordem harmônica individual (ordem ímpar)						
I_{SC}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	DTD
< 20 ^C	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 519, 2014.

Tabela D.3 Limites das distorções harmônicas de corrente recomendada para sistemas com classificação acima de 161 kV.

Máxima Corrente de distorção harmônica em porcentagem de I_L						
Ordem harmônica individual (ordem ímpar)						
I_{SC}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	DTD
< 25 ^C	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 519, 2014.

Os limites de distorção de tensão são apresentados na Tabela D.4 a seguir, os quais são definidos apenas para os níveis de tensão nominal dos circuitos no PAC, com limites globais (DHTv) e um limite igual para cada uma das ordens harmônicas em um mesmo nível de tensão.

Tabela D.4 Limites das distorções harmônicas de tensão

Tensão de Barra no PAC	Harmônica Individual (%)	Distorção harmônica Total – DHTv (%)
$V \leq 1,0$ kV	5,0	8,0

$1,0 \text{ kV} \leq V \leq 69 \text{ kV}$	3,0	5,0
$69 \text{ kV} \leq V \leq 161 \text{ kV}$	1,5	2,5
$161 \text{ kV} < V$	1,0	1,5

Fonte: IEEE 519, 2014.

APÊNDICE E – EM 50160:2008

A norma Europeia EN 50160:2008 – Voltage Characteristic in Public Distribution Systems trata da qualidade da distribuição de energia elétrica na Europa e em outras partes do mundo. Define os limites harmônicos de tensão e de corrente, a partir do fornecimento dos principais parâmetros de tensão e seus valores permissíveis no PAC em sistemas de baixa, média e alta tensão, caracterizando os parâmetros no sistema de distribuição.

A partir da EN 50160:2008 é definida a qualidade mínima de energia a ser garantida e disponibilizada pelo fornecedor no PAC, para o funcionamento correto e adequado dos equipamentos instalados pelo consumidor. Os requisitos de tensão harmônica em condições normais de operação são definidos para períodos de uma semana e 95% dos valores médios rms de 10 minutos de cada tensão harmônica individual devem ser menores ou iguais aos valores indicados na Tabela E.1. O limite de distorção harmônica total de tensão, DHTv, é de 8%.

Tabela E.1 Valores de tensões harmônicas individuais nos terminais de fornecimento dados em porcentagem da tensão fundamental (u_1), em rede de distribuição de baixa e média tensão.

Harmônicos Ímpares				Harmônicos Pares	
Não múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
Ordem h	Amplitude relativa U_h	Ordem h	Amplitude relativa U_h	Ordem h	Amplitude relativa U_h
5	6,0%	3	5,0%	2	2,0%
7	5,0%	9	1,5%	4	1,0%
11	3,5%	15	0,5%	6, ..., 24	0,5%
13	3,0%	21	0,5%		
17	2,0%				
19, 23, 25	1,5%				

Nota Nenhum valor é dado para harmônicos de ordens superiores a 25, pois geralmente são pequenos, mas em grande parte imprevisíveis devido a efeitos de ressonância.

Fonte: EN 50160, 2008.

APÊNDICE F – IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DE MEDIDOR DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

1	<code>clc; clear;</code>
2	<code>%% Carregar arquivo com TDF de 10/12 ciclos da tensão e da corrente</code>
3	<code>prompt0 = 'Qual o nome do arquivo? ';</code>
4	<code>n_arquivo = input(prompt0,'s');</code>
5	<code>%% dados inseridos pelo usuário</code>
6	<code>prompt1 = 'Insira a frequência dos sinais a serem analisados: ';</code> <code>%% 50 ou 60 Hz</code>
7	<code>freq = input(prompt1);</code>
8	<code>prompt2 = 'Insira ordem harmônica máxima: '; %% máximo 50</code>
9	<code>ordmax = input(prompt2);</code>
10	<code>prompt3 = 'Insira o agrupamento desejado: \n 1 = Grupos Harmônicos \n 2 = Subgrupos Harmônicos \n ';</code>
11	<code>agrupamento = input(prompt3);</code>
12	<code>prompt4 = 'Insira o período de agregação: \n 1 = 1 segundo \n 2 = 3 segundos \n 3 = 1 minuto \n 4 = 10 minutos \n ';</code>
13	<code>agreg = input(prompt4);</code>
14	<code>prompt5 = 'Insira o modo de agrupamento/agregação dos ângulos de fase desejado: \n 1 = Método 1 \n 2 = Método 2 \n 3 = Método 3 \n ';</code>
15	<code>angulo = input(prompt5);</code>
16	<code>prompt6 = 'Wrap ângulos: \n 1 = 0 a 360° \n 2 = -180° a 180° \n ';</code>
17	<code>wrap = input(prompt6);</code>
18	<code>load(strcat(n_arquivo, '.mat')); %% carregando arquivo com fft (módulos e ângulos) 10/12 ciclos da tensão e da corrente</code>
19	
20	<code>%% preparação de variáveis auxiliares</code>
21	<code>n_modulo_tensao = VA_h_mod; %% magnitude dos sinais de tensão</code>
22	<code>n_angulo_tensao = VA_h_ang; %% angulo dos sinais de tensão em graus</code>
23	<code>n_modulo_corrente = IA_h_mod; %% magnitude dos sinais de corrente</code>
24	<code>n_angulo_corrente = IA_h_ang; %% angulo dos sinais de corrente em graus</code>
25	<code>n_tensao = VA_h_mod.*cosd(VA_h_ang)+VA_h_mod.*sind(VA_h_ang).*1i;</code> <code>%% como os módulos e ângulos foram carregados separados, aqui calcula o valor complexo</code>
26	<code>n_corrente = IA_h_mod.*cosd(IA_h_ang)+IA_h_mod.*sind(IA_h_ang).*1i;</code>
27	<code>[lin,col] = size(n_tensao); %% variáveis auxiliares para realizar o agrupamento (lin = quantidade de ffts de 10/12 ciclos e col = quantidade de ordens harmônicas com a resolução espectral de 5 Hz)</code>
28	
29	<code>%% Cálculo dos módulos das distorções harmônicas</code>
30	
31	<code>%% Agrupamento</code>
32	
33	<code>%% Grupo harmônico</code>
34	<code>if agrupamento == 1</code>
35	<code> n_agrup = 'G';</code>

36	%%% Tensão
37	for i=1:lin
38	k=1;
39	for j=1:ordmax
40	if freq == 50
41	k=k+10;
42	soma_agrup_V = ((n_modulo_tensao(i,k-5)^2)/2)+((n_modulo_tensao(i,k-4))^2)+((n_modulo_tensao(i,k-3))^2)+((n_modulo_tensao(i,k-2))^2)+((n_modulo_tensao(i,k-1))^2)+((n_modulo_tensao(i,k))^2)+((n_modulo_tensao(i,k+1))^2)+((n_modulo_tensao(i,k+2))^2)+((n_modulo_tensao(i,k+3))^2)+((n_modulo_tensao(i,k+4))^2)+((n_modulo_tensao(i,k+5)^2)/2);
43	elseif freq == 60
44	k=k+12;
45	soma_agrup_V = ((n_modulo_tensao(i,k-6)^2)/2)+((n_modulo_tensao(i,k-5))^2)+((n_modulo_tensao(i,k-4))^2)+((n_modulo_tensao(i,k-3))^2)+((n_modulo_tensao(i,k-2))^2)+((n_modulo_tensao(i,k-1))^2)+((n_modulo_tensao(i,k))^2)+((n_modulo_tensao(i,k+1))^2)+((n_modulo_tensao(i,k+2))^2)+((n_modulo_tensao(i,k+3))^2)+((n_modulo_tensao(i,k+4))^2)+((n_modulo_tensao(i,k+5))^2)+((n_modulo_tensao(i,k+6)^2)/2);
46	end
47	Agrup_Modulo_Tensao(i,j) = sqrt(soma_agrup_V);
48	end
49	end
50	
51	%%% Corrente
52	for i=1:lin
53	k=1;
54	for j=1:ordmax
55	if freq == 50
56	k=k+10;
57	soma_agrup_I = ((n_modulo_corrente(i,k-5)^2)/2)+((n_modulo_corrente(i,k-4))^2)+((n_modulo_corrente(i,k-3))^2)+((n_modulo_corrente(i,k-2))^2)+((n_modulo_corrente(i,k-1))^2)+((n_modulo_corrente(i,k))^2)+((n_modulo_corrente(i,k+1))^2)+((n_modulo_corrente(i,k+2))^2)+((n_modulo_corrente(i,k+3))^2)+((n_modulo_corrente(i,k+4))^2)+((n_modulo_corrente(i,k+5)^2)/2);
58	elseif freq == 60
59	k=k+12;
60	soma_agrup_I = ((n_modulo_corrente(i,k-6)^2)/2)+((n_modulo_corrente(i,k-5))^2)+((n_modulo_corrente(i,k-4))^2)+((n_modulo_corrente(i,k-3))^2)+((n_modulo_corrente(i,k-2))^2)+((n_modulo_corrente(i,k-1))^2)+((n_modulo_corrente(i,k))^2)+((n_modulo_corrente(i,k+1))^2)+((n_modulo_corrente(i,k+2))^2)+((n_modulo_corrente(i,k+3))^2)+((n_modulo_corrente(i,k+4))^2)+((n_modulo_corrente(i,k+5))^2)+((n_modulo_corrente(i,k+6)^2)/2);
61	end
62	Agrup_Modulo_Corrente(i,j) = sqrt(soma_agrup_I);
63	end
64	end
65	
66	%% Subgrupo harmônico

67	<code>elseif agrupamento == 2</code>
68	<code> n_agrup = 'SG';</code>
69	<code> %%% Tensão</code>
70	<code> for i=1:lin</code>
71	<code> k=1;</code>
72	<code> for j=1:ordmax</code>
73	<code> if freq == 50</code>
74	<code> k=k+10;</code>
75	<code> elseif freq == 60</code>
76	<code> k=k+12;</code>
77	<code> end</code>
78	<code> soma_agrup_V = (n_modulo_tensao(i,k-</code> <code>1))^2+(n_modulo_tensao(i,k))^2+(n_modulo_tensao(i,k+1))^2;</code>
79	<code> Agrup_Modulo_Tensao(i,j)=sqrt(soma_agrup_V);</code>
80	<code> end</code>
81	<code> end</code>
82	
83	<code> %%% Corrente</code>
84	<code> for i=1:lin</code>
85	<code> k=1;</code>
86	<code> for j=1:ordmax</code>
87	<code> if freq == 50</code>
88	<code> k=k+10;</code>
89	<code> elseif freq == 60</code>
90	<code> k=k+12;</code>
91	<code> end</code>
92	<code> soma_agrup_I = (n_modulo_corrente(i,k-</code> <code>1))^2+(n_modulo_corrente(i,k))^2+(n_modulo_corrente(i,k+1))^2;</code>
93	<code> Agrup_Modulo_Corrente(i,j)=sqrt(soma_agrup_I);</code>
94	<code> end</code>
95	<code> end</code>
96	<code>end</code>
97	
98	<code>%% Agregação</code>
99	
100	<code>%% preparação de variáveis auxiliares</code>
101	<code>%%% variável auxiliar x define a quantidade de linhas para fazer a</code> <code>agregação a depender do tempo de agregação escolhido.</code>
102	<code>if agreg == 1</code>
103	<code> x=5;</code>
104	<code> n_agreg = '1s';</code>
105	<code>elseif agreg == 2</code>
106	<code> x = 15;</code>
107	<code> n_agreg = '3s';</code>
108	<code>elseif agreg == 3</code>
109	<code> x = 300;</code>
110	<code> n_agreg = '1m';</code>
111	<code>elseif agreg == 4</code>
112	<code> x = 3000;</code>
113	<code> n_agreg = '10m';</code>
114	<code>end</code>

115	
116	[lin2,col2] = size(Agrup_Modulo_Tensao); %% variáveis auxiliares para realizar a agregação (lin2 = quantidade de sinais agrupados e col2 = quantidade de ordens harmônicas com a resolução espectral de 50 ou 60 Hz)
117	
118	%%% Tensao
119	for y=1:lin2/x
120	soma_agreg_V = 0;
121	for z=1:x
122	soma_agreg_V = (Agrup_Modulo_Tensao(z+((y-1)*x),:).^2) + soma_agreg_V;
123	end
124	Agreg_Modulo_Tensao(y,:) = sqrt((1/x).*soma_agreg_V);
125	end
126	
127	%%% Corrente
128	for y=1:lin2/x
129	soma_agreg_I = 0;
130	for z=1:x
131	soma_agreg_I = (Agrup_Modulo_Corrente(z+((y-1)*x),:).^2) + soma_agreg_I;
132	end
133	Agreg_Modulo_Corrente(y,:) = sqrt((1/x).*soma_agreg_I);
134	end
135	
136	%% Cálculo dos ângulos das distorções harmônicas
137	
138	%% Método 1
139	if angulo == 1
140	n_mang = 'M1';
141	%% Agrupamento
142	
143	%%% Tensão (fasor)
144	for i=1:lin
145	k=1;
146	for j=1:ordmax
147	if freq == 50
148	k=k+10;
149	elseif freq == 60
150	k=k+12;
151	end
152	Agrup_Tensao(i,j)=(n_tensao(i,k)); %% não é um agrupamento, apenas armazena o fasor das ordens harmônicas múltiplas da fundamental
153	end
154	end
155	
156	%%% Corrente (fasor)
157	for i=1:lin
158	k=1;
159	for j=1:ordmax

160	if freq == 50
161	k=k+10;
162	elseif freq == 60
163	k=k+12;
164	end
165	Agrup_Corrente(i,j)=(n_corrente(i,k)); %% não é um agrupamento, apenas armazena o fasor das ordens harmônicas multiplas da fundamental
166	end
167	end
168	
169	%% Agregação
170	
171	%%% Tensão
172	for y=1:lin2/x
173	somaAgreg_Ang_Tensao = 0;
174	for z=1:x
175	somaAgreg_Ang_Tensao = Agrup_Tensao(z+((y-1)*x), :) + somaAgreg_Ang_Tensao;
176	end
177	Agreg_Angulo_Tensao(y,:) = angle(somaAgreg_Ang_Tensao).*(180/pi());
178	end
179	
180	%%% Corrente
181	for y=1:lin2/x
182	somaAgreg_Ang_Corrente = 0;
183	for z=1:x
184	somaAgreg_Ang_Corrente = Agrup_Corrente(z+((y-1)*x), :) + somaAgreg_Ang_Corrente;
185	end
186	Agreg_Angulo_Corrente(y,:) = angle(somaAgreg_Ang_Corrente).*(180/pi());
187	end
188	
189	%% Método 2
190	elseif angulo == 2
191	n_mang = 'M2';
192	%% Agrupamento
193	
194	%%% Tensão (fasor)
195	for i=1:lin
196	k=1;
197	for j=1:ordmax
198	if freq == 50
199	k=k+10;
200	elseif freq == 60
201	k=k+12;
202	end
203	Agrup_Tensao(i,j)=(n_tensao(i,k)); %% não é um agrupamento, apenas armazena o fasor das ordens harmônicas multiplas da fundamental

204	end
205	end
206	
207	%%% Corrente (fasor)
208	for i=1:lin
209	k=1;
210	for j=1:ordmax
211	if freq == 50
212	k=k+10;
213	elseif freq == 60
214	k=k+12;
215	end
216	Agrup_Corrente(i,j)=(n_corrente(i,k)); %% não é um agrupamento, apenas armazena o fasor das ordens harmônicas multiplas da fundamental
217	end
218	end
219	
220	%% Agregação
221	
222	%%% Tensão
223	for y=1:lin2/x
224	Agreg_Angulo_Tensao(y,:) = angle(Agrup_Tensao(x*y,:)).*(180/pi());
225	end
226	
227	%%% Corrente
228	for y=1:lin2/x
229	Agreg_Angulo_Corrente(y,:) = angle(Agrup_Corrente(x*y,:)).*(180/pi());
230	end
231	
232	%% Método 3
233	elseif angulo == 3
234	n_mang = 'M3';
235	%% Potência Ativa e Reativa
236	P_harm = n_modulo_tensao.*n_modulo_corrente.*cosd((n_angulo_tensao)-(n_angulo_corrente));
237	Q_harm = n_modulo_tensao.*n_modulo_corrente.*sind((n_angulo_tensao)-(n_angulo_corrente));
238	
239	%% Energia ativa e reativa
240	dt=0.2;
241	Eatv = P_harm.*dt;
242	Ertv = Q_harm.*dt;
243	
244	%% Agrupamento
245	
246	%% Grupo harmônico
247	if agrupamento == 1

248	
249	%%% Tensão (fasor)
250	for i=1:lin
251	k=1;
252	for j=1:ordmax
253	if freq == 50
254	k=k+10;
255	soma_agrup_V = (n_tensao(i,k-5)/2)+(n_tensao(i,k-4))+(n_tensao(i,k-3))+(n_tensao(i,k-2))+(n_tensao(i,k-1))+(n_tensao(i,k))+(n_tensao(i,k+1))+(n_tensao(i,k+2))+(n_tensao(i,k+3))+(n_tensao(i,k+4))+(n_tensao(i,k+5)/2);
256	elseif freq == 60
257	k=k+12;
258	soma_agrup_V = (n_tensao(i,k-6)/2)+(n_tensao(i,k-5))+(n_tensao(i,k-4))+(n_tensao(i,k-3))+(n_tensao(i,k-2))+(n_tensao(i,k-1))+(n_tensao(i,k))+(n_tensao(i,k+1))+(n_tensao(i,k+2))+(n_tensao(i,k+3))+(n_tensao(i,k+4))+(n_tensao(i,k+5))+(n_tensao(i,k+6)/2);
259	end
260	Agrup_Tensao(i,j)=soma_agrup_V; %%% esse resultado é o valor complexo (fasor), porque será usado o fasor para calcular a agregação
261	end
262	end
263	
264	%%% Energias (usado para corrente)
265	for i=1:lin
266	k=1;
267	for j=1:ordmax
268	if freq == 50
269	k=k+10;
270	soma_ativa = (Eatv(i,k-5)/2)+Eatv(i,k-4)+Eatv(i,k-3)+Eatv(i,k-2)+Eatv(i,k-1)+Eatv(i,k)+Eatv(i,k+1)+Eatv(i,k+2)+Eatv(i,k+3)+Eatv(i,k+4)+(Eatv(i,k+5)/2);
271	soma_reativa = (Ertv(i,k-5)/2)+Ertv(i,k-4)+Ertv(i,k-3)+Ertv(i,k-2)+Ertv(i,k-1)+Ertv(i,k)+Ertv(i,k+1)+Ertv(i,k+2)+Ertv(i,k+3)+Ertv(i,k+4)+(Ertv(i,k+5)/2);
272	elseif freq == 60
273	k=k+12;
274	soma_ativa = (Eatv(i,k-6)/2)+Eatv(i,k-5)+Eatv(i,k-4)+Eatv(i,k-3)+Eatv(i,k-2)+Eatv(i,k-1)+Eatv(i,k)+Eatv(i,k+1)+Eatv(i,k+2)+Eatv(i,k+3)+Eatv(i,k+4)+Eatv(i,k+5)+(Eatv(i,k+6)/2);
275	soma_reativa = (Ertv(i,k-6)/2)+Ertv(i,k-5)+Ertv(i,k-4)+Ertv(i,k-3)+Ertv(i,k-2)+Ertv(i,k-1)+Ertv(i,k)+Ertv(i,k+1)+Ertv(i,k+2)+Ertv(i,k+3)+Ertv(i,k+4)+Ertv(i,k+5)+(Ertv(i,k+6)/2);
276	end
277	Agrup_E_Ativa(i,j)=soma_ativa;
278	Agrup_E_Reativa(i,j)=soma_reativa;
279	end
280	end

281	
282	%% Subgrupo harmônico
283	elseif agrupamento == 2
284	
285	%%% Tensão (fasor)
286	for i=1:lin
287	k=1;
288	for j=1:ordmax
289	if freq == 50
290	k=k+10;
291	elseif freq == 60
292	k=k+12;
293	end
294	Agrup_Tensao(i,j) = (n_tensao(i,k-1))+n_tensao(i,k)+n_tensao(i,k+1)); %%% esse resultado é o valor complexo (fasor), porque será usado o fasor para calcular a agregação
295	end
296	end
297	
298	%%% Energias (usado para corrente)
299	for i=1:lin
300	k=1;
301	for j=1:ordmax
302	if freq == 50
303	k=k+10;
304	elseif freq == 60
305	k=k+12;
306	end
307	Agrup_E_Ativa(i,j) =Eatv(i,k-1)+Eatv(i,k)+Eatv(i,k+1);
308	Agrup_E_Reativa(i,j) =Ertv(i,k-1)+Ertv(i,k)+Ertv(i,k+1);
309	end
310	end
311	end
312	
313	%%% colocar o ângulo da tensão fundamental como referência (0 graus)
314	mod_Agrup_Tensao = abs(Agrup_Tensao);
315	ang_Agrup_Tensao = angle(Agrup_Tensao).*(180/pi());
316	for q=1:length(Agrup_Tensao)
317	for m=1:ordmax
318	ang_Agrup_Tensao_new(q,m) = wrapTo360(ang_Agrup_Tensao(q,m) - (m.*ang_Agrup_Tensao(q,1)));
319	end
320	end
321	Agrup_Tensao = mod_Agrup_Tensao.*cosd(ang_Agrup_Tensao_new) + (mod_Agrup_Tensao.*sind(ang_Agrup_Tensao_new)).*1i;
322	
323	%%% Agregação
324	

325	%%% Tensão
326	for y=1:lin2/x
327	somaAgp_Angulo_Tensao = 0;
328	for z=1:x
329	somaAgp_Angulo_Tensao = Agrup_Tensao(z+((y-1)*x), :) + somaAgp_Angulo_Tensao;
330	end
331	Agreg_Angulo_Tensao(y, :) = angle(somaAgp_Angulo_Tensao).*(180/pi());
332	end
333	
334	%%% Energias (usado para corrente)
335	for y=1:lin2/x
336	SomaAgp_EAtiva = 0;
337	SomaAgp_EReativa = 0;
338	for z=1:x
339	SomaAgp_EAtiva = Agrup_E_Ativa(z+((y-1)*x), :) + SomaAgp_EAtiva;
340	SomaAgp_EReativa = Agrup_E_Reativa(z+((y-1)*x), :) + SomaAgp_EReativa;
341	end
342	Agreg_EAtiva(y, :) = SomaAgp_EAtiva;
343	Agreg_EReativa(y, :) = SomaAgp_EReativa;
344	end
345	
346	%%% Corrente
347	
348	[lin3,col3] = size(Agreg_EReativa); %% variáveis auxiliares para agregação das correntes a partir das energias e dos módulos das tensões e correntes já agregadas
349	for l=1:lin3
350	for m=1:col3
351	if Agreg_EReativa(l,m)>=0
352	theta_ag = acosd((Agreg_EAtiva(l,m)/(x*0.2))/(Agreg_Modulo_Corrente(l,m)*Agreg_Modulo_Tensao(l,m)));
353	end
354	if Agreg_EReativa(l,m)<0
355	theta_ag = - acosd((Agreg_EAtiva(l,m)/(x*0.2))/(Agreg_Modulo_Corrente(l,m)*Agreg_Modulo_Tensao(l,m)));
356	end
357	theta(l,m) = theta_ag;
358	end
359	end
360	
361	Agreg_Angulo_Corrente = Agreg_Angulo_Tensao-theta;
362	end
363	%% função para manter os ângulos agregados no intervalo de 0 a 360°
364	if wrap == 1
365	Agreg_Angulo_Corrente = wrapTo360(Agreg_Angulo_Corrente);
366	Agreg_Angulo_Tensao = wrapTo360(Agreg_Angulo_Tensao);

367	<code>elseif wrap == 2</code>
368	<code> Agreg_Angulo_Corrente = wrapTo180(Agreg_Angulo_Corrente);</code>
369	<code> Agreg_Angulo_Tensao = wrapTo180(Agreg_Angulo_Tensao);</code>
370	<code>end</code>
371	
372	<code>%%%%% ARMAZENAMENTO</code>
373	<code>n_arquivo_split = strsplit(n_arquivo, '_');</code>
374	<code>nome_arquivo = strcat(char(n_arquivo_split(1,1)), '_', int2str(freq), 'Hz', '_', n_agr up, '_', n_agreg, '_', n_mang, '.mat'); % nome do arquivo com o resultado da TDF</code>
375	<code>save(nome_arquivo, 'Agreg_Modulo_Corrente', 'Agreg_Modulo_Tensao', 'Agreg_Angulo_Corrente', 'Agreg_Angulo_Tensao')</code>

ANEXO A – CÁLCULO DA TRANSFORMADA DISCRETA DE FOURIER

A seguir, é apresentado o código utilizado para o cálculo da TDF, elaborado em ambiente Matlab, desenvolvido pelos pesquisadores do NQEE (Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica).

1	<code>clc; clear;</code>
2	<code>%%% importar arquivo com medição ponto a ponto da tensão (coluna 1) e da corrente (coluna 2)</code>
3	<code>prompt0 = 'Qual o nome do arquivo entregue pelo medidor? ';</code>
4	<code>n_arquivo = input(prompt0, 's');</code>
5	<code>load(strcat(n_arquivo, '.mat'));</code>
6	<code>n_arquivo_split = strsplit(n_arquivo, '_');</code>
7	<code>nome_arquivo = strcat(n_arquivo, '_janela.mat'); % nome do arquivo preparado para calcular a TDF</code>
8	
9	<code>prompt1 = 'Quantos pontos por ciclo foram amostrados pelo medidor (64, 192, etc.)? ';</code>
10	<code>sample_rate = input(prompt1);</code>
11	<code>prompt2 = 'Qual a frequência fundamental dos sinais (Hz)? ';</code>
12	<code>freq = input(prompt2); % freq. fundamental</code>
13	
14	<code>VAp = inputdata(:,1);</code>
15	<code>IAp = inputdata(:,2);</code>
16	<code>tot = length(VAp); %% criando vetor de tempo do tamanho da janela original (amostras)</code>
17	
18	<code>disp(' ');</code>
19	
20	<code>disp('Características do sinal de entrada =====');</code>
21	<code>disp(' ');</code>
22	<code>disp([' Taxa Amostral: , num2str(sample_rate), ' amostras/ciclo']);</code>
23	<code>disp([' Tamanho do Sinal: , num2str(tot/sample_rate), ' ciclos']);</code>
24	<code>disp(' ');</code>
25	<code>disp('=====');</code>
26	<code>disp(' ');</code>
27	<code>beep;</code>
28	<code>prompt3 = ' Quantos ciclos serão utilizados? ';</code>
29	<code>nciclos = input(prompt3);</code>
30	
31	<code>for i = 1:tot</code>
32	<code> tmp(i) = i*1/freq/sample_rate;</code>
33	<code>end</code>
34	<code>%%%</code>
35	

36	step = (1/freq)/(sample_rate); % passo de amostragem (segundos)
37	
38	janela = nciclos * sample_rate;
39	disp(' ');
40	pause(2);
41	
42	%clc;
43	
44	disp(' Processando....');
45	disp(' Este processo pode demorar alguns segundos, por favor aguarde!');
46	
47	t = tmp(1:janela)';
48	VA = VAp(1:janela);
49	IA = IAp(1:janela);
50	
51	N = janela;
52	
53	disp(' ');
54	disp(' Leitura de dados concluída com sucesso!');
55	
56	Fs = 1/step; % Sampling frequency
57	T = 1/Fs; % Sampling period
58	L = length(t); % Length of signal
59	
60	save(nome_arquivo, 'freq', 'nciclos', 'N', 'sample_rate', 'VA', 'IA', 't')
61	
62	%%
63	% variáveis de entrada
64	% freq - frquência do sinal
65	% N - número total de amostras no sinal salvo
66	% VA, IA - amostragem dos sinais
67	% nciclos - número total de ciclos do sinal salvo
68	% sample_rate - taxa de amostragem do sinal para cada período (50/60Hz)
69	%%
70	
71	prompt4 = 'Calcular TDF com quantos ciclos (1, 10 [50Hz] ou 12 [60Hz])? ';
72	ciclos_a1 = input(prompt4);
73	prompt5 = 'Calcular TDF até qual ordem harmônica? ';
74	h_max = input(prompt5);
75	
76	%% CALCULO HARMONICAS %%
77	if ciclos_a1 == 1
78	raias = 1;
79	nome_arquivo1 = strcat(char(n_arquivo_split(1,2)), '_janela_FFT_1ciclo_', int2str (freq), 'Hz.mat'); % nome do arquivo com o resultado da TDF

80	<code>elseif ciclos_a1 == 10</code>
81	<code> raias = 6;</code>
82	<code> nome_arquivo1 = strcat(char(n_arquivo_split(1,2)), '_janela_FFT_10ciclo_', int2s tr(freq), 'Hz.mat'); % nome do arquivo com o resultado da TDF</code>
83	<code>elseif ciclos_a1 == 12</code>
84	<code> raias = 7;</code>
85	<code> nome_arquivo1 = strcat(char(n_arquivo_split(1,2)), '_janela_FFT_12ciclo_', int2s tr(freq), 'Hz.mat'); % nome do arquivo com o resultado da TDF</code>
86	<code>end</code>
87	
88	<code>resolucao_espectral = freq/ciclos_a1; %% resolução que aparecerão as harmônicas --- para 10/12 ciclos = 5Hz</code>
89	<code>amostras_a1 = ciclos_a1 * sample_rate; %% quantas amostras existem em 1, 10 ou 12 ciclos</code>
90	<code>omega = 2*pi()/amostras_a1;</code>
91	
92	<code>sumVA = 0; sumIA = 0;</code>
93	<code>a0_VA = 0; a0_IA = 0;</code>
94	<code>ordens = (h_max*ciclos_a1)+raias;</code>
95	<code>a_VA(1:ordens) = 0; b_VA(1:ordens) = 0;</code>
96	<code>a_IA(1:ordens) = 0; b_IA(1:ordens) = 0;</code>
97	<code>sum_Vh_VA(1:ordens) = 0; sum_Vh_IA(1:ordens) = 0;</code>
98	<code>sum1_Vh_VA(1:ordens) = 0; sum1_Vh_IA(1:ordens) = 0;</code>
99	
100	<code>j = 0; k = 0; p = 0;</code>
101	<code>for i=1:N</code>
102	<code> k=k+1;</code>
103	<code> for m=1:(h_max*ciclos_a1)+raias</code>
104	<code> if m == 1</code>
105	<code> a0_VA = a0_VA + VA(i);</code>
106	<code> a0_IA = a0_IA + IA(i);</code>
107	<code> else</code>
108	<code> a_VA(m) = a_VA(m) + (VA(i)*cos(omega*(k-1)*((m- 1)))));</code>
109	<code> b_VA(m) = b_VA(m) + (VA(i)*sin(omega*(k-1)*((m- 1)))));</code>
110	<code> a_IA(m) = a_IA(m) + (IA(i)*cos(omega*(k-1)*((m- 1)))));</code>
111	<code> b_IA(m) = b_IA(m) + (IA(i)*sin(omega*(k-1)*((m- 1)))));</code>
112	<code> end</code>
113	<code> end</code>
114	
115	<code> %%%%%%%%%% COMPLETOU 1, 10 ou 12 CICLOS</code>
116	<code> if rem(i,amostras_a1) == 0</code>
117	<code> p = p+1;</code>
118	<code> k = 0;</code>
119	
120	<code> VA_h_mod(p,1)=abs(a0_VA)/amostras_a1;</code>
121	<code> IA_h_mod(p,1)=abs(a0_IA)/amostras_a1;</code>
122	

123	VA_h_ang(p,1)=0; IA_h_ang(p,1)=0;
124	VA_h_ang1(p,1)=0; IA_h_ang1(p,1)=0;
125	
126	for m=2:(h_max*ciclos_a1)+raias
127	
128	%%% MODULOS
129	VA_h_mod(p,m) = sqrt(((2*a_VA(m)/amostras_a1))^2 + ((2*b_VA(m)/amostras_a1))^2)/sqrt(2);
130	IA_h_mod(p,m) = sqrt(((2*a_IA(m)/amostras_a1))^2 + ((2*b_IA(m)/amostras_a1))^2)/sqrt(2);
131	
132	%%% ÂNGULOS
133	aVA(m) = 2*a_VA(m)/amostras_a1;
134	bVA(m) = 2*b_VA(m)/amostras_a1;
135	
136	aIA(m) = 2*a_IA(m)/amostras_a1;
137	bIA(m) = 2*b_IA(m)/amostras_a1;
138	
139	if bVA(m) >= 0
140	VA_h_ang1(p,m) = atand (aVA(m)/bVA(m));
141	else
142	VA_h_ang1(p,m) = atand (aVA(m)/bVA(m)) + 180;
143	end
144	
145	if bIA(m) >= 0
146	IA_h_ang1(p,m) = atand (aIA(m)/bIA(m));
147	else
148	IA_h_ang1(p,m) = atand (aIA(m)/bIA(m)) + 180;
149	end
150	end
151	a_VA(1:ordens) = 0; b_VA(1:ordens) = 0;
152	a_IA(1:ordens) = 0; b_IA(1:ordens) = 0;
153	a0_VA = 0; a0_IA = 0;
154	end
155	end
156	%% todos os ângulos das ordens harmônicas têm como referência o ângulo zero para a tensão fundamental
157	for q=1:p
158	for m=2:(h_max*ciclos_a1)+raias
159	VA_h_ang(q,m)= wrapTo360 (VA_h_ang1(q,m)-(((m-1)./ciclos_a1).*VA_h_ang1(q,ciclos_a1+1)));
160	IA_h_ang(q,m)= wrapTo360 (IA_h_ang1(q,m)-(((m-1)/ciclos_a1).*VA_h_ang1(q,ciclos_a1+1)));
161	end
162	end
163	
164	save(nome_arquivo1, 'VA_h_mod', 'IA_h_mod', 'VA_h_ang', 'IA_h_ang')