



Universidade de Brasília - UnB
Faculdade de Tecnologia - FT
Engenharia Elétrica

Avaliação da Influência do Tamanho da Janela de Tempo na Quantificação de Distorções Harmônicas e Inter-Harmônicas

Autor: João Lucas Magalini Zago
Orientador: Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho

Brasília, DF
2016



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA - UNB
FACULDADE DE TECNOLOGIA - FT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - ENE

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DO TAMANHO DA
JANELA DE TEMPO NA QUANTIFICAÇÃO DAS
DISTRORÇÕES HARMÔNICAS E INTER-HARMÔNICAS

JOÃO LUCAS MAGALINI ZAGO

ORIENTADOR: ANÉSIO DE LELES FERREIRA FILHO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO - 2016.

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DO TAMANHO DA
JANELA DE TEMPO NA QUANTIFICAÇÃO DAS
DISTORÇÕES HARMÔNICAS E INTER-HARMÔNICAS

JOÃO LUCAS MAGALINI ZAGO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO
DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVER-
SIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA
A OBTENÇÃO DO GRAU DE BACHAREL EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

APROVADA POR:

Prof. Anésio de Leles Ferreira Filho, PhD. (ENE-UnB)
(Orientador)

Prof. Jorge Andrés Cormane Angarita, PhD. (FGA-UnB)
(Examinador)

Wesley Rodrigues de Oliveira, Msc. (IEM-ITA)
(Examinador Externo)

BRASÍLIA/DF, 09 DE DEZEMBRO DE 2016.

FICHA CATALOGRÁFICA

ZAGO, JOÃO LUCAS MAGALINI

Avaliação da Influência do Tamanho da Janela de Tempo na Quantificação de Distorções Harmônicas e Inter-Harmônicas.

[Distrito Federal] 2016.

xvii, 65p., 297 mm (ENE/FT/UnB, Bacharel, Engenharia Elétrica, 2016).

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília.

Faculdade de Tecnologia - Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|----------------------------------|------------------------------------|
| 1. Fontes Renováveis de Energia | 2. Distorções Harmônicas |
| 3. Qualidade de Energia Elétrica | 4. Processamento Digital de Sinais |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ZAGO, J. L. M. (2016). Avaliação da Influência do Tamanho da Janela de Tempo na Quantificação de Distorções Harmônicas e Inter-Harmônicas. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação MTARH.DM - XX A/XX, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 65p.

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: João Lucas Magalini Zago.

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO DO TRABALHO: Avaliação da Influência do Tamanho da Janela de Tempo na Quantificação de Distorções Harmônicas e Inter-Harmônicas.

GRAU / ANO: Bacharel / 2016

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

João Lucas Magalini Zago
QI 01, Conjunto X, Casa 32
66.000-520 Brasília - DF - Brasil.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por todas as oportunidades que tive na vida, sabendo que sem Ele nada teria sido possível até aqui.

À minha família de forma incondicional, à minha mãe Rosilene, ao meu pai Édio e ao meu irmão João Ricardo por todo apoio que me deram até aqui, e que continuam contribuindo para o meu crescimento a cada dia.

Ao meu orientador Prof. Anésio por todo suporte no tempo que lhe coube, por suas correções e contínuo acompanhamento no desenvolvimento deste trabalho. Agradeço ainda ao Prof. Jorge e ao Wesley, pelas valorosas e essenciais discussões.

À Embaixada da Itália por ceder generosamente parte de seu espaço para coleta dos dados presentes nesse trabalho.

Aos meus amigos queridos, que caminharam juntos comigo nessa trajetória, alguns desde a infância, outros desde o Ensino Médio e da faculdade. Ao Christian, Érica, Enrico, Jefferson, Peng, Rafael, Rodrigo e Sérgio. Obrigado por toda ajuda e amizade, saibam que poderão sempre contar comigo.

Aos meus estimados colegas do LQEE/UnB, por toda ajuda prestada, em especial ao Arthur, João Paulo, João Pedro e Marcus Diego.

E a todos os demais colegas e familiares que direta ou indiretamente contribuíram no caminhar da minha formação, ficam aqui os meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DO TAMANHO DA JANELA DE TEMPO NA QUANTIFICAÇÃO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS E INTER-HARMÔNICAS

Autor: João Lucas Magalini Zago

Orientador: Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho

Programa de Graduação em Engenharia Elétrica - FT/UNB

Brasília, dezembro de 2016

Em face do constante crescimento de fontes renováveis de geração de energia, faz-se necessário um estudo criterioso no que tange à Qualidade de Energia Elétrica a fim de se garantir que suas emissões de harmônicas e inter-harmônicas, geradas a partir das cargas não-lineares presentes no sistema, estejam dentro dos limites normativos sugeridos por órgãos regulatórios nacionais e internacionais. O padrão IEC 61000-4-7 propõe que, dentro do conjunto de métodos de cálculo, a decomposição espectral seja realizada por da Transformada Discreta de Fourier (DFT) com uma janela de tempo retangular de 12 ciclos da fundamental de 60 Hz. Contudo, tal período genérico não leva em consideração as particularidades advindas de cada tipo de geração. O objetivo desse trabalho é identificar, por meio de uma metodologia desenvolvida em (OLIVEIRA,2015) os tamanhos da janela de tempo mais adequados para o cálculo e, por conseguinte, a medição das emissões harmônicas e inter-harmônicas de uma instalação fotovoltaica e um aerogerador de uma usina eólica, por meio da comparação entre a IEC o método de Prony-Kalman. Tal metodologia permitiu selecionar o período de janela que minimiza as discrepâncias com a DFT, levando em consideração as particularidades de cada tipo de geração renovável, e compará-las com aquela proposta pela IEC.

Palavras-Chave: Fontes Renováveis de Energia; Distorções Harmônicas e Inter-Harmônicas; Qualidade de Energia Elétrica; Processamento Digital de Sinais.

ABSTRACT

Author: João Lucas Magalini Zago

Advisor: Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho

Undergraduate Program in Electrical Engineering

Brasília, december 2016

In view of the constant growth of renewable energy generation sources, a judicious study in Power Quality (PQ) is necessary to ensure its harmonic and inter-harmonic emission, usually generated by non-linear loads present in the power system, are under the normative limits suggested by national and international regulatory organizations. IEC's 61000-4-7 protocol suggests that the harmonic analysis should be carried out by applying the Discrete Fourier Transform (DFT) to the signal in study through a rectangular time window of length 12 fundamental cycles of 60 Hz, however such a generic parameter does not take into account all the particularities contained in each kind of generation system. The goal of this paper is to identify the time-window length, using the methodology described in (OLIVEIRA,2015), that best fits the emission of photovoltaic and wind powered generations, by comparing the DFT with Prony-Kalman's method. Such methodology allowed the selection of a time-window length that minimizes the discrepancy between the values of the main PQ indexes in comparison to the values obtained when the DFT is used, considering the particularities of each kind of renewable generation kind. Besides, the window's period was compared to those proposed by IEC.

Keywords: Renewable Generation Sources; Harmonic and Inter-Harmonic Distortions; Power Quality; Digital Signal Processing.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
1.2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	2
1.3	OBJETIVOS E ESTRUTURA DO TRABALHO	3
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	5
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	5
2.2	ANÁLISE DE FOURIER	5
2.2.1	Amostragem e a Transformada de Fourier	5
2.2.2	Janelamento e a Transformada Discreta de Fourier	7
2.3	DISTORÇÕES HARMÔNICAS E INTER-HARMÔNICAS	9
2.3.1	Definições	9
2.3.2	Causas e Efeitos	12
2.3.3	Aplicação da DFT para Estimativa dos Índices de Distorção Harmônica e Inter-Harmônica	13
2.4	MÉTODOS PARAMÉTRICOS PARA ESTIMAÇÃO DA AMPLITUDE E FREQUÊNCIA DE HARMÔNICAS E INTER-HARMÔNICAS	15
2.4.1	Formulação Clássica do Método de Prony	15
2.4.2	O Método de Prony Modificado	17
2.4.3	Filtro de Kalman	19
2.5	ANÁLISE ESTATÍSTICA	21
3	METODOLOGIA	23
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	23
3.2	ESPECIFICAÇÕES DO INSTRUMENTO DE COLETA DOS DADOS	23
3.3	INSTALAÇÕES E CRITÉRIOS DE ANÁLISE	24
3.3.1	Da instalação fotovoltaica	24
3.3.2	Da instalação eólica	25
3.4	ARMAZENAMENTO E PREPARAÇÃO DOS ARQUIVOS	25
3.5	PROCESSAMENTO DOS DADOS	27

4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	31
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	31
4.2	INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA	31
4.2.1	Avaliação das medições de corrente	31
4.2.2	Avaliação das janelas de tempo	33
4.2.3	Análise das tendências	37
4.3	INSTALAÇÃO EÓLICA	39
4.3.1	Avaliação das medições de tensão	39
4.3.2	Avaliação das janelas de tempo	40
4.3.3	Análise das tendências	44
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	45
5.1	TRABALHOS FUTUROS	47
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48
	APÊNDICES	50
A	DISCREPÂNCIAS NORMALIZADAS PARA OS ÍNDICES DE THD E TID NA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA.	51
B	DISCREPÂNCIAS NORMALIZADAS PARA OS ÍNDICES DE THD E TID NA INSTALAÇÃO EÓLICA.	52

LISTA DE TABELAS

2.1	Sinais sintéticos harmônicos e inter-harmônicos gerados para análise. . .	13
2.2	Quadro de discrepâncias entre os valores de THD teóricos e estimados via DFT.	15
2.3	Quadro de discrepâncias entre os valores de TID teóricos e estimados via DFT.	15
A.1	Discrepâncias normalizadas de THD para todos os dias da semana na instalação fotovoltaica.	51
A.2	Discrepâncias normalizadas de TID para todos os dias da semana na instalação fotovoltaica.	51
B.1	Discrepâncias normalizadas de THD para todos os dias da semana na instalação eólica.	52
B.2	Discrepâncias normalizadas de TID para todos os dias da semana na instalação eólica.	52

LISTA DE FIGURAS

2.1	Espectros e formas de onda de $x(t)$ antes e após amostragem por trem de impulsos. Adaptado de (SILVA, 2016).	7
2.2	Efeitos do Aliasing sobre o espectro do sinal. Adaptado de (SILVA, 2016).	8
2.3	Efeitos da distorção (a)Harmônica e (b)Inter-Harmônica sobre a fundamental.	10
2.4	Agrupamentos segundo a IEC 61000-4-7. Adaptado de (HANZELKA; BIEN, 2004).	11
2.5	Espectro de amplitudes estimado para cada janela de tempo.	14
3.1	Esquema de medição para a instalação fotovoltaica.	24
3.2	Esquema de medição para a instalação eólica.	25
3.3	Fluxo de processos para preparação dos arquivos.	26
3.4	Fluxo de processos para processamento dos arquivos.	28
3.5	Fluxo de processos para aplicação do método de referência.	30
4.1	Envoltória unilateral de corrente em cada fase durante um dia de medição para a instalação fotovoltaica.	31
4.2	Formas de onda de corrente em cada fase no período de 200 ms para a instalação fotovoltaica.	32
4.3	Perfil de THD diário estimado na instalação fotovoltaica via DFT e PK para as janelas de 1, 6, 12, 30 e 60 ciclos.	33
4.4	Perfil de THD de 8 horas estimado na instalação fotovoltaica via DFT e PK para as janelas de 1, 6, 12, 30 e 60 ciclos.	34
4.5	Perfil de TID diário estimado na instalação fotovoltaica via DFT e PK para as janelas de 6, 12, 30 e 60 ciclos.	35
4.6	Percentis diários e semanal do THD _{95%} na instalação fotovoltaica.	36
4.7	Percentis diários e semanal do TID _{95%} na instalação fotovoltaica.	36
4.8	Ajuste de curvas de THD e TID para a instalação fotovoltaica em função da discrepância e do tamanho da janela.	38
4.9	Envoltória unilateral de tensão em cada fase durante um dia de medição para a instalação eólica.	39

4.10	Formas de onda de tensão em cada fase no período de 200 ms para a instalação eólica.	40
4.11	Perfil de THD diário estimado na instalação eólica via DFT e PK para as janelas de 1, 6, 12, 30 e 60 ciclos.	41
4.12	Perfil de TID diário estimado na instalação eólica via DFT e PK para as janelas de 1, 6, 12, 30 e 60 ciclos.	42
4.13	Percentis diários e semanal do $\text{THD}_{95\%}$ na instalação eólica.	43
4.14	Percentis diários e semanal do $\text{TID}_{95\%}$ na instalação eólica.	43
4.15	Ajuste de curvas de THD e TID para a instalação eólica em função da discrepância e do tamanho da janela.	44

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

DFT - *Discrete Fourier Transform* - Transformada Discreta de Fourier

DTFT - *Discrete-Time Fourier Transform* - Transformada de Fourier de Tempo Discreto

FT - *Fourier Transform* - Transformada de Fourier

THD - *Total Harmonic Distortion* - Distorção Harmônica Total

TID - *Total Interharmonic Distortion* - Distorção Inter-Harmônica Total

SFCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SEP - Sistema Elétrico de Potência

RMS - *Root Mean Square* - Valor Quadrático Médio

ANEEL - Agência Nacional de Engenharia Elétrica

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

IEC - *International Electrotechnical Commission* - Comissão Eletrotécnica Internacional

PM - Prony Modificado

PK - Prony Kalman

DC - *Direct Current* - Corrente Contínua (contudo, refere-se à um sinal genérico contínuo)

p.u. - Valor por unidade

p.p. - Pontos percentuais

S_a - *Sample* - Amostra

f_s - Frequência/taxa de amostragem

T_s - Período de amostragem

$x(t)$ - Sinal genérico analógico

$w(t)$ - Janela de tempo

$X(f)$ - Transformada de Fourier de $x(t)$

$\delta_{T_s}(t)$ - Trem de impulsos centrados em kT_s

$\Delta_{T_s}(f)$ - Transformada de Fourier de $\delta_{T_s}(t)$

$x[n]$ - Sinal digital indexado por n

$\hat{X}[n]$ - Transformada Discreta de Fourier de $x[n]$ indexado por n

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Em vista do contínuo e progressivo crescimento da demanda por energia elétrica, faz-se necessário voltar a atenção de especialistas de todo o planeta para as questões não apenas socio-econômicas, mas também aos impactos ambientais que acarretam sua geração. Dados do relatório de informações gerenciais da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016) apontam que, apenas no Brasil, houve crescimento de mais de 48 GW de potência elétrica instalada nos últimos 10 anos, que engloba ambas as fontes renováveis e não-renováveis, com destaque para os atuais 157,4 GW efetivamente instalados decorrentes de geração hidroelétrica, que ocupa uma fatia de 61,28% do total. Não obstante, a matriz hídrica não se mantém em um horizonte global, onde em 2010, 66,5% dos 20,225 TWh gerados estavam concentrados apenas na geração térmica convencional (MME, 2015), constatação que notavelmente traz consigo grandes impactos ambientais no tocante à emissão de gases na atmosfera.

Nesse sentido, fontes alternativas de energia renovável com baixo impacto ambiental têm crescido consideravelmente para suprir parte da demanda, com foco nas energias fotovoltaica, eólica e no biodiesel. No Brasil, os indicadores de energias renováveis têm apresentado crescimento, embora ainda modestos. O grupo que engloba ambas produções eólica e fotovoltaica já representa mais de 11,7 GW, 6,1% de toda matriz energética brasileira (ANEEL, 2016), com apenas 0,1% de participação solar. Já no mundo a energia solar é a que apresenta maior crescimento, com taxa média de 8,3% ao ano, e ocupa hoje 15% dos 5.9 TWP mundiais gerados de forma renovável (EIA, 2016).

No intuito de estabelecer metas quanto à Qualidade da Energia Elétrica (QEE), órgãos nacionais e internacionais definem indicadores e limites para as distorções de formas de onda geradas nos componentes não-lineares da rede. Entre os fenômenos de interesse de investigação para garantia da manutenção da QEE estão as distorções harmônicas e inter-harmônicas. No Brasil, o foco normativo de QEE está concentrado nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST, 2016), módulo 8, onde são definidos conceitos, protocolos e parâmetros

que estabelecem um conjunto de medidas necessárias para verificação da conformidade do sistema em análise. O próprio módulo 8 do PRODIST, assim como boa parte dos protocolos internacionais, está baseado no padrão IEC 61000-4-7 (IEC, 2002).

Constata-se que os protocolos em que se baseiam as normas citadas são voltadas à geração tradicional de energia elétrica, a qual não leva em consideração os casos especiais de energias renováveis. Faz-se necessário, por conseguinte, um estudo mais aprofundado quanto à validade da aplicação desses protocolos nos sistemas renováveis destacados.

1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

A IEC 61000-4-7 define o conjunto de procedimentos necessários aos cálculos do principal índice de QEE: a Distorção Harmônica Total (THD, do inglês *Total Harmonic Distortion*). De maneira análoga e sem perda de generalização, a Distorção Inter-Harmônica Total (TID, do inglês *Total InterHarmonic Distortion*) pode também seguir os procedimentos expostos pela IEC 61000-4-7. Para tanto, é proposto que a estimativa do espectro das formas de onda de tensão e corrente sob investigação seja feita por meio da Transformada Discreta de Fourier (DFT, do inglês *Discrete Fourier Transform*), utilizando uma janela de tempo retangular de 12 ciclos de 60 Hz (ou 200 ms).

Sabe-se, porém, que a aplicação da DFT é limitada a sinais periódicos em regime permanente, além de possuir uma resolução de frequência que limita a estimação de componentes espectrais significativas presentes no domínio da Transformada de Fourier de Tempo Discreto (DTFT, do inglês *Discrete Time Fourier Transform*) (GAVIN, 2016). Em contrapartida, as gerações eólica e solar não são constantes com o tempo. Enquanto a geração fotovoltaica varia conforme a irradiância solar local, a geração eólica contém um grande fator de imprevisibilidade da intensidade do vento que se choca contra as pás dos aerogeradores. Logo, a aplicação da DFT com uma janela fixa de tempo nesses casos incorre em possíveis erros de estimação nos espectros e indicadores mencionados.

Uma forma de mitigar esse problema é realizar a análise espectral quando da comparação entre várias janelas de tempo com períodos fixos. No entanto, essas janelas devem ser comparadas entre si por meio da aplicação de um método de estimação espectral mais robusto que a DFT, de forma que se permita selecionar e minimizar as

discrepâncias entre ambos os métodos. É nesse contexto que se propõe a estimação espectral por meio do método de Prony-Kalman Modificado (PK), formulado originalmente por Costa (2005). Dessa forma, é possível analisar um conjunto de janelas e verificar aquela que melhor atende às condições especificadas.

A pergunta que deve ser respondida no presente trabalho é: *A janela de 12 ciclos de 60 Hz proposta pela IEC é a mais adequada para medições de formas de onda em sistemas eólicos e fotovoltaicos? Se não, qual o melhor período de janela que minimiza o erro de medição para esses sistemas?*

1.3 OBJETIVOS E ESTRUTURA DO TRABALHO

O objetivo desse trabalho é identificar, por meio de uma metodologia desenvolvida em (OLIVEIRA, 2015), os tamanhos das janelas de tempo mais adequados para uma instalação fotovoltaica e um aerogerador de uma usina eólica. Para tanto, são metas gerais desenvolvidas nesse projeto:

- Coletar as formas de onda de tensão e corrente em uma instalação solar e outra eólica pelo período de 7 dias corridos;
- Processar os dados coletados utilizando ambas as metodologias de referência e aquela proposta pela IEC 61000-4-7, por meio do emprego de janelas com períodos distintos;
- Realizar uma análise comparativa entre os indicadores mencionados e selecionar o melhor período de janela para cada instalação.

No intuito de alcançar as metas propostas, esse trabalho foi organizado nos seguintes capítulos:

- No capítulo 2, são formulados todos os conceitos teóricos que regem o presente estudo, passando por pontos chaves como janelamento, amostragem e DFT, até a apresentação das definições formais de THD e TID, suas causas e efeitos, além da base matemática que fundamenta a metodologia PK e os conceitos estatísticos;

- No capítulo 3, é apresentada a metodologia que foi adotada para a coleta e processamento dos dados;
- No capítulo 4, são apresentados os resultados obtidos da análise realizada. Adicionalmente são analisados os principais aspectos acerca do período ideal de janelamento para cada instalação em investigação;
- No capítulo 5, estão presentes as conclusões tomadas acerca dos resultados obtidos e da metodologia aplicada, bem como sugestões de possíveis trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo são apresentados e formulados os preceitos teóricos que dão sustentação à metodologia aplicada no Capítulo 3. Inicialmente, discute-se o efeito da amostragem em um sinal contínuo, além das consequências advindas da não obediência ao princípio de amostragem de Nyquist. Em seguida, é apresentada sua importância, de maneira conjunta com o mecanismo necessário para a obtenção da DFT de forma analítica a partir da Transformada de Fourier convencional, passando pelo conceito de janelamento e seus impactos sobre a DFT. São definidos então os conceitos de distorção harmônica e inter-harmônica, bem como formulam-se o THD e TID, de onde usa-se a DFT em um exemplo sintético de análise espectral. A última parte do capítulo foca na formulação matemática do método PK e em conceitos básicos de análise estatística.

2.2 ANÁLISE DE FOURIER

2.2.1 Amostragem e a Transformada de Fourier

A Transformada de Fourier (FT, do inglês *Fourier Transform*), definida em (2.1), é uma operação linear aplicada a um sinal contínuo $x(t)$ em todo o domínio temporal $t = (-\infty, \infty)$ tal que

$$X(f) = \mathcal{F}[x(t)] = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)e^{-j2\pi ft} dt \quad (2.1)$$

Onde $X(f)$ é a Transformada de Fourier de $x(t)$, f é a frequência contínua em todo intervalo $f = (-\infty, \infty)$ e $j = \sqrt{-1}$ é a unidade imaginária.

Grande parte dos sinais presentes na natureza, sejam eles elétricos ou mecânicos, são analógicos, isto é, são bem definidos no tempo contínuo. Por outro lado, os sinais

digitais são discretos na amplitude e no tempo. Há numerosas vantagens em se trabalhar com sinais discretos, dentre as quais destacam-se: transmissão e compressão de dados, correção de erros, compatibilidade com processadores para processamento de dados, dentre outros (LATHI, 2007). Além disso, o cálculo analítico da FT de um sinal nem sempre é possível devido à grande complexidade de funções reais. Desse modo, para alguns casos deve-se recorrer aos métodos discretos. O processo de discretização de uma função se dá por meio de algumas etapas básicas, onde se destaca a amostragem como primeiro passo.

O processo de amostragem consiste em avaliar periodicamente a amplitude da variável de interesse a cada instante de tempo $t = nT_s$, onde $n \in Z$ e T_s é o período de amostragem. Para efeitos práticos, é usual utilizar a notação $x[n] = x(nT_s)$ que relaciona o domínio discreto com o domínio contínuo, omitindo o período amostral. Outra grandeza em destaque no processo de discretização é a frequência de amostragem f_s , definida como o inverso de T_s . Além disso, depreende-se dos conceitos de taxa de amostragem que, para $x(t)$ periódico de período T e frequência f , pode-se quantificar uma relação entre a taxa de amostragem e a frequência fundamental do sinal de origem, definida como o número de amostras por ciclo $N_s = f_s/f$. Admite-se aqui, porém, a hipótese subjacente de sincronização amostral, isto é, T_s é um múltiplo inteiro de f .

Considere $x(t)$ genérico a ser amostrado por um trem de impulsos periódicos $\delta_{T_s}(t)$. O sinal resultante da amostragem $x_s(t)$ é equacionado conforme (2.2):

$$x_s(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} x(nT_s)\delta(t - nT_s) \quad (2.2)$$

Com o uso das propriedades lineares da FT, e ainda utilizando-se a relação produto-convolução entre os domínios do tempo e frequência, a FT $X_s(f)$ do sinal amostrado $x_s(t)$ é formulada em (2.3):

$$\begin{aligned} X_s(f) &= \mathcal{F}\left[\sum_{n=-\infty}^{\infty} x(nT_s)\delta(t - nT_s)\right] = X(f) * \Delta(f) \\ &= X(f) * f_s \sum_{k=-\infty}^{\infty} \delta(f - kf_s) = f_s \sum_{k=-\infty}^{\infty} X(f - kf_s) \end{aligned} \quad (2.3)$$

Onde $*$ é o operador convolução. Da equação (2.3), é possível verificar que ao se amostrar $x(t)$ pelo trem de impulsos à frequência f_s , são criadas cópias periódicas centradas em kf_s para algum k inteiro do espectro de $X(f)$ em todo domínio da frequência. A Figura 2.1 apresenta as formas de onda e o espectro de $x(t)$, $\delta_{T_s}(t)$ e $x_s(t)$

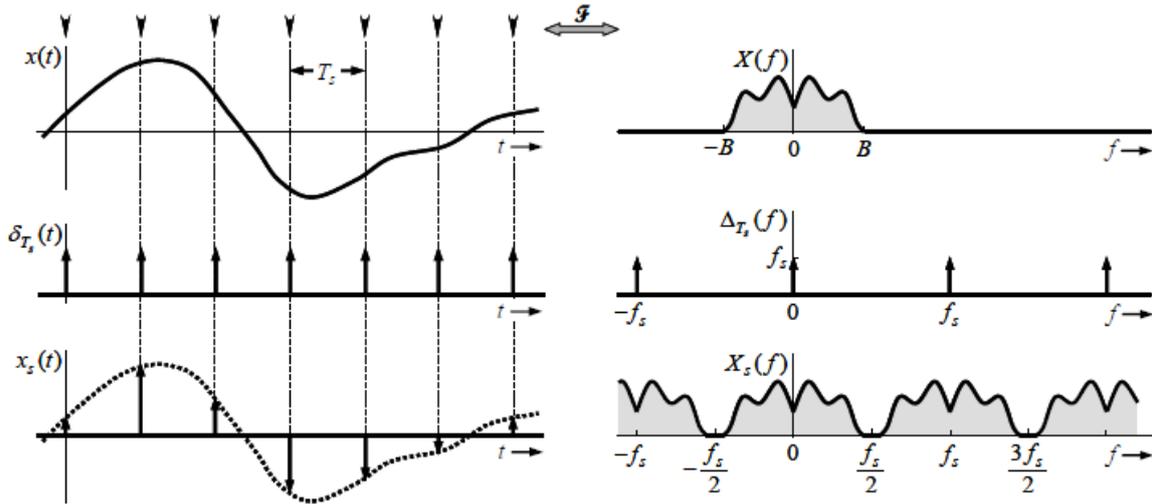


Figura 2.1: Espectros e formas de onda de $x(t)$ antes e após amostragem por trem de impulsos. Adaptado de (SILVA, 2016).

Da Figura 2.1 percebe-se que, caso $X(f) = 0$ para $|f| \geq \frac{f_s}{2}$, não haverá sobreposição dos espectros. Segue dessa conclusão o *Teorema da Amostragem*, para o qual define-se a menor taxa de amostragem f_s de um sinal a partir de sua banda B . A essa taxa dá-se o nome de *Frequência de Nyquist*, que de acordo com a Figura 2.1 deve valer $f_s \geq 2B$. Caso não seja obedecida a condição de Nyquist, o sinal $x(t)$ não poderá ser reconstruído por meio de seu espectro. Isso porque uma vez que $X(f) \neq 0$ para $|f| \geq \frac{f_s}{2}$, ocorrerá a sobreposição e consecutiva soma das cópias espectrais de $X_s(f)$, causando o fenômeno conhecido por *Aliasing*, ou Dobramento Espectral. A Figura 2.2 mostra como o *Aliasing* interfere no espectro.

2.2.2 Janelamento e a Transformada Discreta de Fourier

Caso aplicada diretamente ao sinal discreto $x_s(t)$, a Transformada de Fourier formulada em (2.3) será tal que:

$$X(f) = T_s \sum_{n=-\infty}^{\infty} x(nT_s) e^{-j2\pi f n T_s} \quad (2.4)$$

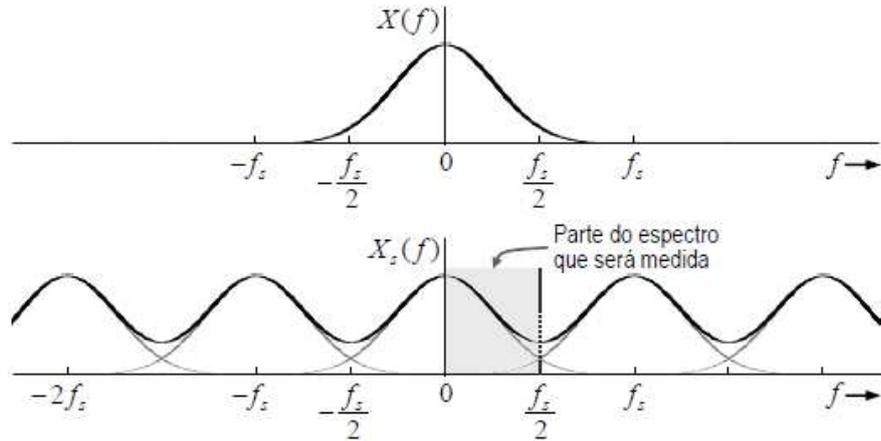


Figura 2.2: Efeitos do Aliasing sobre o espectro do sinal. Adaptado de (SILVA, 2016).

Nesse caso, a equação (2.4) apresenta a definição da Transformada de Fourier de Tempo Discreto (DTFT, do inglês *Discrete-Time Fourier Transform*). A DTFT é uma transformada contínua no domínio da frequência digital, contudo possui uma limitação computacional intrínseca à sua definição. Uma quantidade infinita de termos a serem somados torna a DTFT impraticável em casos reais, sendo portanto necessária sua adaptação para um número finito N de pontos. Uma forma convencional de limitar o número de pontos é truncar $x(t)$ no tempo, de tal forma que $n \in [0, N - 1]$ contenha apenas os N pontos de interesse.

Esse truncamento é feito multiplicando-se no tempo $x(t)$ por uma função que tenha valor nulo passado um tempo $t = T_w$, ao qual dá-se o nome de Janela de Tempo. Nesse sentido uma função janela $w(t)$ pode assumir diversas formas, que por sua vez têm implicações diretas na transformada de $x(t)$. Dentre as formas mais comuns de janelas estão as retangulares, de Hanning, de Hamming e de Blackman. O foco desse trabalho reside na análise de janelas retangulares, as quais se destacam por sua simplicidade e boa resolução de frequência. A janela retangular discreta $w[n]$ e o módulo de sua DTFT correspondente, $|W(\omega)|$, são formulados conforme as Equações (2.5) e (2.6), respectivamente:

$$w[n] = \text{rect}\left(\frac{n - N/2}{N}\right) = \begin{cases} 1, & \text{se } n \leq N \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.5)$$

$$|W(\omega)| = \frac{\text{sen}(\omega(N + 1)/2)}{\text{sen}(\omega/2)} \quad (2.6)$$

Ressalta-se que a relação entre o período de amostragem e o período de janela deve ser $T_w = NT_s$ para uma análise sincronizada, donde $x_w(t) = x(t)w(t)$ e ainda, $x[n] = 0$ para $n \notin [0, N - 1]$. Ao se truncar o sinal de origem por uma janela para limitar o número de pontos da DTFT, a nova transformada $\hat{X}(f)$ é apenas uma aproximação de $X(f)$. Tal aproximação é, por consequência, tão melhor quanto maior o número de pontos escolhidos, e pode ser representada matematicamente conforme exposto em (2.7):

$$\hat{X}(f) = T_s \sum_{n=0}^{N-1} x_w(nT_s) e^{-j2\pi f n T_s}, \quad |f| < f_s/2 \quad (2.7)$$

É notável que $\hat{X}(f)$ é uma função contínua no domínio da frequência, o que torna pouco prática a solução do somatório para cada valor de f desejado. Para contornar esse problema, pode-se avaliar a frequência em intervalos igualmente espaçados, de forma similar ao procedimento adotado na amostragem temporal, avaliando $\hat{X}(k\Delta f)$ para $k \in Z$ e $\Delta f = f_s/N$. Nesse caso, o espaçamento espectral Δf é chamado de resolução da transformada. Além disso, Oppenheim e Willsky (2010) propõe a simplificação na forma de agrupamentos de frequências discretas digitais $\Omega_k = 2\pi k/N$. Usando notação similar àquela proposta para amostragem temporal, a equação (2.8) apresenta então a definição formal da Transformada Discreta de Fourier:

$$\hat{X}[k] = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_w[n] e^{-j\Omega_k n} \quad (2.8)$$

Em sistemas computacionais, a DFT é calculada a partir de um algoritmo conhecido como Transformada Rápida de Fourier (FFT, do inglês *Fast Fourier Transform*), que implementa um conjunto de instruções capaz de reduzir o tempo de processamento da DFT convencional. A ordem de complexidade para o cálculo da FFT é de $N \log_2 N$ (MORGENSTERN, 1973).

2.3 DISTORÇÕES HARMÔNICAS E INTER-HARMÔNICAS

2.3.1 Definições

Seja $x(t)$ um sinal senoidal de frequência fundamental f_1 . Defini-se a n -ésima ordem harmônica como um sinal $x_n(t)$ igualmente senoidal que possui uma frequência

f_n como um múltiplo inteiro da fundamental, ou seja, $f_n = n f_1$ para $n \in N$. Todavia, observa-se que os casos particulares $n = 0$ e $n = 1$ implicam, respectivamente, em um sinal DC de frequência nula e no próprio sinal fundamental. Por outro lado, um sinal inter-harmônico pode ser definido como qualquer sinal $x_m(t)$ cuja frequência f_m não é um múltiplo inteiro da fundamental para $m \in R$. Em outras palavras, uma inter-harmônica pode ser interpretada como uma frequência contida entre duas harmônicas consecutivas, onde, para o caso especial em que $0 < f_m < f_1$ dá-se o nome de sub-harmônica (HANZELKA; BIEN, 2004).

De forma geral, os sinais harmônicos e inter-harmônicos indesejados são somados ao sinal fundamental, causando a distorção do mesmo. Para efeitos de análise, considere dois casos distintos, onde serão analisados os efeitos das distorções harmônica e inter-harmônica separadamente.

Para o primeiro caso, um sinal fundamental de frequência $f_1 = 60\text{Hz}$ e amplitude de 1 p.u. é distorcido por suas 3ª e 5ª harmônicas de amplitudes iguais a 0,5 e 0,3 p.u., respectivamente.

Para o segundo caso, o mesmo sinal fundamental é distorcido por uma componente inter-harmônica (sub-harmônica) de baixa frequência e outra de alta frequência, de 10 e 330 Hz, respectivamente, ambas de amplitude 0.5 p.u., como pode se ver na Figura 2.3a e 2.3b.

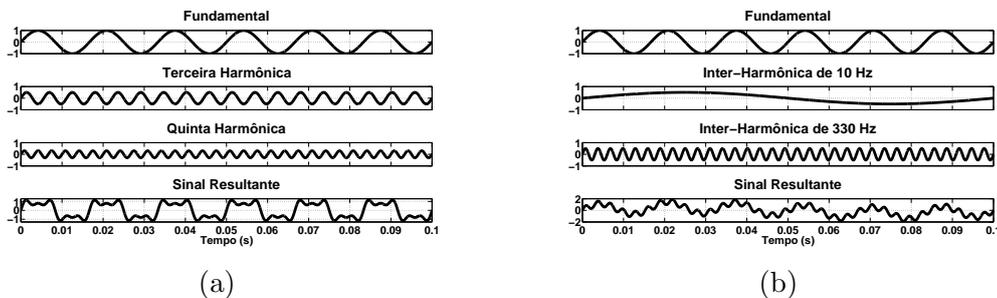


Figura 2.3: Efeitos da distorção (a)Harmônica e (b)Inter-Harmônica sobre a fundamental.

Observa-se das Figuras 2.3a e 2.3b os efeitos de sobre-amplitude, distorção de forma de onda e oscilações do valor médio da componente de 60 Hz que as componentes harmônicas e inter-harmônicas podem causar.

Entre o conjunto de métodos propostos pela IEC, estão os agrupamentos das diferentes componentes espectrais em barras, grupos e sub-grupos, como se apresenta na Figura 2.4

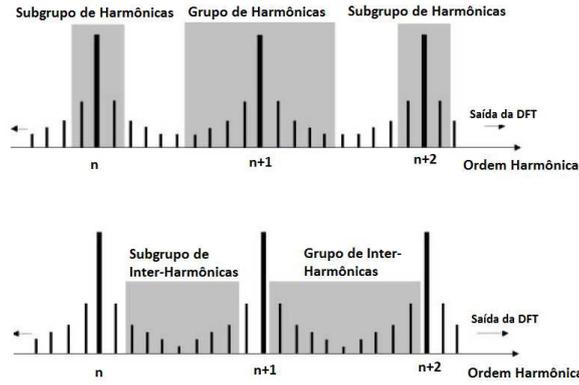


Figura 2.4: Agrupamentos segundo a IEC 61000-4-7. Adaptado de (HANZELKA; BIEN, 2004).

Da Figura 2.4 as barras representam a amplitude RMS de cada componentes espectral do sistema. O n -ésimo grupo de harmônicas engloba a n -ésima harmônica e ainda todas as barras espectrais adjacentes até a repetição do sinal no domínio de Fourier. Já o n -ésimo subgrupo de harmônica engloba apenas a n -ésima harmônica e apenas algumas de suas barras espectrais adjacentes. De forma análoga, pode-se definir o n -ésimo grupo de inter-harmônicas como todas as barras espectrais contidas entre as harmônicas n e $n + 1$. Seu subgrupo, por consequência, terá apenas uma parte simétrica das barras contidas no grupo.

Entre os principais indicadores de distorções harmônicas e inter-harmônicas destacam-se a Distorção Harmônica Total (THD, do inglês *Total Harmonic Distortion*) e a Distorção Inter-harmônica Total (TID, do inglês *Total Interharmonic Distortion*). Tais índices são capazes de quantificar o percentual de distorção harmônica e inter-harmônica presentes na rede avaliando as amplitudes dos sinais harmônicos/inter-harmônicos em função do sinal fundamental.

Em termos práticos, o THD é formulado segundo (IEC, 2000) como em (2.9):

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^H \frac{U_h^2}{U_1^2}} \quad (2.9)$$

Onde, h é a ordem harmônica, U_h é o valor RMS de tensão ou corrente a h -ésima harmônica, U_1 é o valor RMS de tensão ou corrente da fundamental, e H é a maior ordem harmônica de interesse. A IEC 61000-2-2 recomenda ainda $H = 50$ para casos gerais, e $H = 25$ para quando o risco de ressonância de ordens maiores é pequeno. De

maneira similar, é possível definir o TID, que quantifica a influência das componentes inter-harmônicas em função da fundamental, exibido em (2.10):

$$TID = \sqrt{\sum_{n=2}^{IH} \frac{U_n^2}{U_1}} \quad (2.10)$$

Onde n é o índice atual do subgrupo de inter-harmônicas, U_n é o valor RMS de tensão ou corrente a n -ésima inter-harmônica, U_1 é o valor RMS de tensão ou corrente da fundamental, e IH é o maior índice do subgrupo de inter-harmônicas de interesse.

2.3.2 Causas e Efeitos

Em sistemas de potência, é comum verificar a presença de harmônicas nas formas de onda de tensão e corrente. Isso decorre em especial pelo uso de cargas não-lineares conectadas à rede, dentre as quais destacam-se os inversores de frequência, aparelhos domésticos, entre outras. Entende-se no presente estudo por “carga não-linear” aquela que não absorve uma corrente com a mesma forma de onda da tensão que a alimenta (SCHNEIDER, 2006). Já as componentes inter-harmônicas encontram sua origem em dois tipos básicos de mecanismos: no rápido chaveamento de um sistema assíncrono de dispositivos semi-condutores em conversores estáticos, e ainda, na rápida mudança do valor de corrente em instalações e equipamentos elétricos (HANZELKA; BIEN, 2004).

Quando projetada, as gerações solar e eólica devem-se levar em consideração a distorção intrínseca ao uso de seus inversores para o sistema, afim de atenuar ao máximo os possíveis danos que podem ser causados ao mesmo. SCHNEIDER (2006) aponta alguns dos prejuízos advindos da distorção harmônica em sistemas de potência, entre os quais destacam-se:

- Sobrecarga da rede de distribuição;
- Sobrecarga do neutro em função da 3ª harmônica gerada por cargas monofásicas;
- Sobrecarga, vibração, saturação e envelhecimento precoce dos transformadores e capacitores da rede;
- Perturbação dos sistemas de comunicação.

Por outro lado, Hanzelka e Bien (2004) indicam alguns dos efeitos mais comuns decorrentes da presença de correntes inter-harmônicas em sistemas de potência, com foco em:

- Efeitos térmicos;
- Oscilações de baixa frequência em sistemas mecânicos;
- Distúrbios na operação de lâmpadas fluorescentes e equipamentos eletrônicos (*flicker*);
- Interferência em sinais de controle e proteção de linhas de transmissão;
- Sobrecarga de filtros passivos paralelos para ordens harmônicas elevadas.

2.3.3 Aplicação da DFT para Estimativa dos Índices de Distorção Harmônica e Inter-Harmônica

A IEC 61000-4-7 recomenda o uso de janelas retangulares com período de 12 ciclos da fundamental de 60Hz. No intuito de analisar a influência do tamanho da janelas de tempo nos índices de THD e TID, considere o seguinte cenário: um sinal sintético fundamental de amplitude 1 p.u. e frequência 60Hz é corrompido por uma distorção aditiva contendo sinais harmônicos e inter-harmônicos apresentados na Tabela 2.1. São analisadas 3 janelas retangulares distintas, de 1, 6 e 12 ciclos da fundamental. Além disso, para efeitos de análise, todos os sinais são amostrados à uma taxa de $N_s = 16$ amostras por ciclo da fundamental, o que garante que o sistema é imune ao *Aliasing*.

Tabela 2.1: Sinais sintéticos harmônicos e inter-harmônicos gerados para análise.

Classificação	Amplitude (p.u.)	Frequência (Hz)	Forma de Onda
Fundamental	1	60	$x(t) = \text{sen}(2\pi 60t)$
Sub-Harmônica	0,3	40	$x(t) = 0,3\text{sen}(2\pi 40t)$
3 ^a Harmônica	0,5	180	$x(t) = 0,5\text{sen}(2\pi 180t)$
Inter-Harmônica	0,2	305	$x(t) = 0,2\text{sen}(2\pi 305t)$

A Figura 2.4 apresenta a aplicação da DFT janelada para os diferentes tamanhos mencionados.

Vale notar da Figura 2.4 alguns pontos chaves. O primeiro diz respeito à resolução Δf da DFT para cada janela. Em geral, uma janela de tempo maior possuirá mais pontos, e por consequência, uma menor (e melhor) resolução.

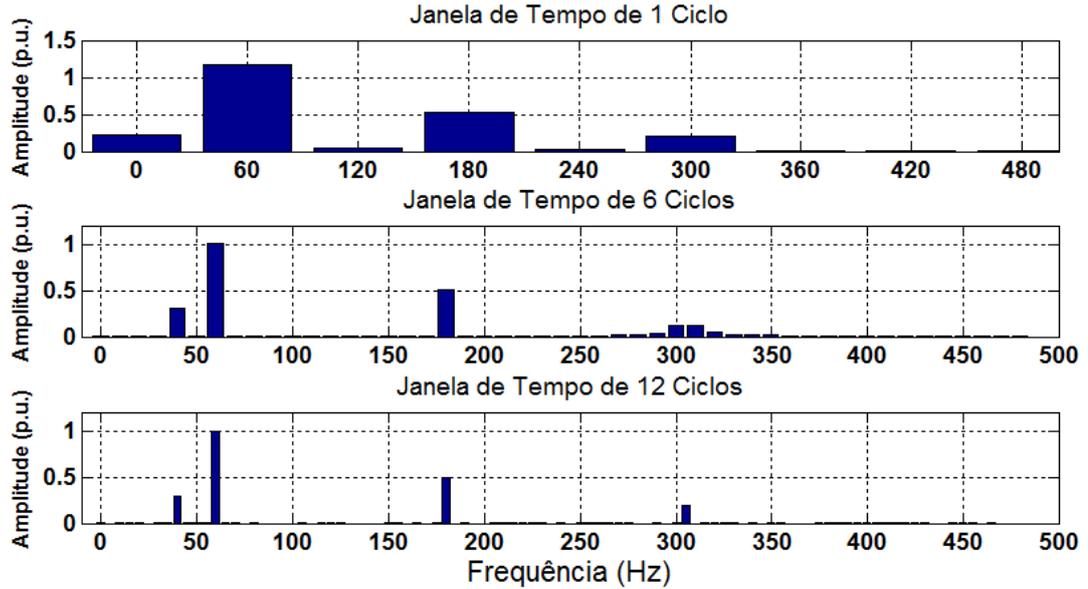


Figura 2.5: Espectro de amplitudes estimado para cada janela de tempo.

A janela de 1 ciclo possui resolução $\Delta f = 60Hz$, o que inviabiliza sua utilização para a medição de qualquer inter-harmônica, uma vez que essas não estão definidas nas frequências digitais Ω_k para k inteiro. Dessa maneira, nessa janela as frequências inter-harmônicas de 40Hz e 305Hz não podem ser corretamente estimadas, e parte de sua energia espectral é espalhada para frequências vizinhas, fenômeno ao qual dá-se o nome de “Espalhamento Espectral”. Note que essa janela indicou uma forte componente DC, a princípio inexistente no sistema, além de estimar incorretamente todas as outras frequências.

Já a janela de 6 ciclos possui $\Delta f = 10Hz$, o que possibilita uma estimativa correta das frequências que são múltiplos inteiros desta resolução, a saber: 40, 60 e 180 Hz. Note que a componente inter-harmônica de 305Hz não está incluída nas condições que satisfazem Ω_k para um k inteiro, ocorrendo portanto o espalhamento espectral e estimativa incorreta dessa componente. Dado a distância e baixa energia da mesma em relação às outras componentes espectrais, o espalhamento não possui efeito significativo sobre as componentes de menor frequência, de tal forma que essas foram estimadas corretamente.

Por fim, uma janela de 12 ciclos possui a melhor das resoluções entre as janelas selecionadas $\Delta f = 5Hz$. Dado que todas as harmônicas e inter-harmônicas que compõem o sinal $x(t)$ são múltiplos inteiros de Δf , então essa janela consegue estimar com

precisão todas as componentes espectrais.

Para esse caso específico, as Tabelas 2.2 e 2.3 mostram as discrepâncias entre os valores reais de THD e TID – calculados com base nas equações (2.9) e (2.10), respectivamente – e os valores estimados pela DFT entre as diferentes janelas:

Tabela 2.2: Quadro de discrepâncias entre os valores de THD teóricos e estimados via DFT.

Numero de Ciclos	THD _T (%)	THD _{DFT} (%)	$\varepsilon_{THD}(p.p.)$
1	42,04	44,99	2,95
6	42,04	43,40	1,36
12	42,04	42,04	0

Tabela 2.3: Quadro de discrepâncias entre os valores de TID teóricos e estimados via DFT.

Numero de Ciclos	TID _T (%)	TID _{DFT} (%)	$\varepsilon_{TID}(p.p.)$
1	30,32	0	30,32
6	30,32	28,35	1,97
12	30,32	30,32	0

Onde a discrepância (erro) ε é calculada como o valor absoluto das diferenças entre os valores teórico e estimado e quantificada em pontos percentuais (p.p.). Das Tabelas 2.2 e 2.3, verifica-se de imediato que a janela de 12 ciclos, com maior e com melhor resolução entre as janelas selecionadas, diminui de forma significativa o erro associado ao THD e TID. Além disso, a Tabela 2.3 fornece um resultado já abordado anteriormente. Dado que a DFT de 1 ciclo não está definida para qualquer inter-harmônica de 60 Hz, o erro gerado para o TID de 1 ciclo é máximo e vale o próprio valor do TID teórico.

2.4 MÉTODOS PARAMÉTRICOS PARA ESTIMAÇÃO DA AMPLITUDE E FREQUÊNCIA DE HARMÔNICAS E INTER-HARMÔNICAS

2.4.1 Formulação Clássica do Método de Prony

O método de Prony, originalmente desenvolvido por Gaspard Riche (Barão de Prony), é um método paramétrico capaz de ajustar p senóides amortecidas às N amostras observadas de um sinal discreto $x[n]$, a fim de se obter uma estimativa $\hat{x}[n]$ por meio da equação (2.11):

$$\hat{x}[n] = \sum_{k=1}^p A_k e^{(\sigma_k + j2\pi f_k)(n-1)T_s + j\theta_k}, \quad n = 1, 2, \dots, N-1 \quad (2.11)$$

Onde A_k é a amplitude, f_k é a frequência, θ_k é a fase, e σ_k é o fator de amortecimento da k -ésima senoide amortecida. A equação (2.11) pode ainda ser reescrita como uma série de potências complexas como visto em (2.12):

$$\hat{x}[n] = \sum_{k=1}^p h_k z_k^{n-1} \quad (2.12)$$

Onde h_k é o parâmetro que contém informações acerca da amplitude e fase, e z_k , normalmente denominado “polo”, contém informações sobre a frequência e o fator de amortecimento. É possível mostrar ainda que h_k e z_k são formulados conforme (2.13)

$$\begin{cases} h_k = A_k e^{j\theta_k} \\ z_k = e^{(\sigma_k + j2\pi f_k)T} \end{cases} \quad (2.13)$$

Essa formulação resulta em um sistema com N equações e $2N$ incógnitas para se determinar, uma vez que cada equação no sistema admita como solução um par complexo conjugado, o que torna apenas a equação (2.12) insuficiente para prosseguir com a formulação original do problema. A contribuição de Prony foi propor que (2.12) é a solução para uma equação de diferenças homogênea. Para tanto, pode ser definido um polinômio $\phi(z)$ com raízes z_k como em (2.14):

$$\phi(z) = \prod_{k=1}^p (z - z_k) = \sum_{m=0}^p (a_m z^{p-m}) \quad (2.14)$$

Onde os coeficientes a_m são constantes, e ainda, $a_0 = 1$ sem perda de generalidade. De forma geral o algoritmo de Prony pode ser exposto nas seguintes etapas:

Primeiramente, encontra-se a solução para o modelo de predição linear construído por meio dos dados amostrados do sinal original. Nessa etapa, deve-se escrever o sinal $x[n]$ como uma equação de diferenças relacionadas aos coeficientes a_m , avaliando $x[n]$

para o caso onde $n = p, p + 1, \dots, 2p, \dots, N - 1$. Na forma matricial, o sistema sobre-determinado deve ser resolvido para o vetor de coeficientes conforme visto em (2.15).

$$\begin{bmatrix} x[p] \\ x[p+1] \\ \vdots \\ x[N-1] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x[p-1] & x[p-2] & \cdots & x[1] \\ x[p] & x[p-1] & \cdots & x[0] \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x[N-2] & x[N-3] & \cdots & x[N-p-1] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_p \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Em seguida, encontram-se as raízes z_k a partir dos coeficientes a_m conhecidos para $\phi(z) = 0$. Finalmente, é possível calcular os valores de h_k relacionado aos polos z_k no novo sistema descrito por (2.16):

$$\begin{bmatrix} x[0] \\ x[1] \\ x[2] \\ \vdots \\ x[N-1] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdots & 1 \\ z_1 & z_2 & \cdots & z_p \\ z_1^2 & z_2^2 & \cdots & z_p^2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_1^{N-1} & z_2^{N-1} & \cdots & z_p^{N-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} h_1 \\ h_2 \\ h_3 \\ \vdots \\ h_p \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Calculados h_k e z_k que satisfaçam (2.14), todos os fatores de interesse podem ser calculados diretamente a partir de (2.13).

2.4.2 O Método de Prony Modificado

O método clássico de Prony possui algumas limitações que inviabilizam sua aplicação direta às medições de harmônicas e inter-harmônicas de sistemas reais. A primeira limitação está na escolha da ordem p de senoides que serão ajustadas, onde é necessário um conhecimento *a priori* do sistema como um todo. Uma vez que as ordens harmônicas e inter-harmônicas variam ao longo do dia para sistemas fotovoltaicos e eólicos, é necessário testar e cada intervalo de tempo novos valores de p que atendam à um critério de escolha da melhor ordem, em relação ao qual destaca-se o Critério da Norma Mínima (CNM) (COSTA, 2005). Ademais, o Método de Prony se mostra ineficiente em identificar as componentes de frequência quando o sinal é submetido à

ruído, condição oriunda de qualquer sistema real. No intuito de maximizar a eficiência do Método de Prony em sistemas reais, Costa (2005) propõe o Método de Prony Modificado (PM). Nesse contexto, o método PM se vale da filtragem iterativa pela aplicação $p - 1$ filtros digitais \mathbf{f}_i , como se vê em (2.17):

$$\mathbf{f}_i = \begin{bmatrix} 1 & b_i & 1 \end{bmatrix}^T, \text{ para } i = 1, 2, \dots, p \quad (2.17)$$

Onde os coeficientes $b_i = -2\cos(\omega_i T_s)$ são tais que o vetor resíduo gerado por sua aplicação seja mínimo na presença de ruído, como se nota no sistema de equações de diferenças em (2.18).

$$\begin{cases} y_1[n] = y[n], & n = 1, 2, \dots, N \\ y_2[n] = y_1[n-1] + b_1 y_1[n] + y_1[n+1], & n = 2, 3, \dots, N-1 \\ y_3[n] = y_2[n-1] + b_2 y_2[n] + y_2[n+1], & n = 3, 4, \dots, N-2 \\ \vdots \\ y_{p+1}[n] = y_p[n-1] + b_p y_p[n] + y_p[n+1], & n = (p+1), \dots, (N-p) \end{cases} \quad (2.18)$$

Costa (2005) propõe ainda que os coeficientes b_i sejam calculados por meio dos seguintes passos:

Primeiramente, escolhe-se um vetor inicial \mathbf{b}^0 e calcula-se \mathbf{y}_{p+1} e a matriz Jacobiana \mathbf{J} . Para essas condições, \mathbf{y}_{p+1} é formulado como (2.19):

$$\mathbf{y}_{k+1} = \mathbf{B}_k \mathbf{y}_k \quad (2.19)$$

Onde \mathbf{B}_k é uma matriz triangular retangular $(N-2k) \times (N-2k+2)$ como se vê em (2.20):

$$\begin{cases} \mathbf{B}_k[i, i] = 1 \\ \mathbf{B}_k[i, i + 1] = b_k \\ \mathbf{B}_k[i, i + 2] = 1 \end{cases}, \quad i = 1, 2, \dots, (N - 2k) \quad (2.20)$$

Constata-se ainda que os coeficientes \mathbf{v}_j da j -ésima linha da matriz Jacobiana \mathbf{J} são calculados como em (2.21):

$$\mathbf{v}_j = \left[\left(\mathbf{y}_1^T \frac{\partial \mathbf{B}_1}{\partial b_1} \lambda_1 \right) \left(\mathbf{y}_2^T \frac{\partial \mathbf{B}_2}{\partial b_2} \lambda_2 \right) \dots \left(\mathbf{y}_p^T \frac{\partial \mathbf{B}_p}{\partial b_p} \lambda_p \right) \right] \quad (2.21)$$

Para λ_j o j -ésimo multiplicador de Lagrange.

Em seguida, corrige-se o vetor \mathbf{b}^0 por meio de :

$$\mathbf{b}^1 = \mathbf{b}^0 - \mu \mathbf{J}^{-1} \mathbf{y}_{p+1} \quad (2.22)$$

para μ um escalar auxiliar na convergência, determinado em cada iteração através do Método da Seção Dourada (COSTA, 2005).

2.4.3 Filtro de Kalman

O filtro de Kalman é um algoritmo capaz de estimar de forma recursiva parâmetros de sistemas lineares variantes no tempo, que consiste de duas etapas principais: medição e predição dos dados. Para tanto, o sistema que é objeto de estudo deve ser escrito na forma de espaço de estados, como se vê na equação (2.23).

$$\begin{cases} \mathbf{x}_{n+1} = \mathbf{\Phi}_n \mathbf{x}_n + \mathbf{\Psi}_n \\ y[n] = \mathbf{h}_n \mathbf{x}_n + \eta_n \end{cases} \quad (2.23)$$

Onde \mathbf{x}_n é o vetor ($px1$) de estados estimado no tempo n ; $\mathbf{\Phi}_n$ é a matriz (pxp) de transição de estados no tempo n , que relaciona dois estados estimados consecutivos;

Ψ_n é um vetor ($px1$) de perturbações de elementos sem correlação temporal, associado ao ruído do sistema com matriz de covariância \mathbf{Q} ; $y[n]$ é o valor medido no instante n ; \mathbf{h}_n é o vetor ($1xp$) de acoplamento entre o vetor de estimação e o valor medido e η_n é o ruído branco de covariância r associado à medição de $y[n]$.

Aplicado ao problema de estimação das componentes harmônicas e inter-harmônicas, o filtro de Kalman mostra-se como uma ferramenta eficiente no rastreamento das amplitudes. Para tanto, considera-se o vetor de estados \mathbf{x}_n contendo as amplitudes harmônicas e inter-harmônicas variantes no tempo. Representa-se então a i -ésima componente senoidal $C_i[n]$ como em (2.24)

$$\begin{aligned} C_i[n] &= A_i \cos(\omega_i n T_s + \theta_i) \\ &= A_i [\cos(\theta_i) \cos(\omega_i n T_s) - \text{sen}(\theta_i) \text{sen}(\omega_i n T_s)] \end{aligned} \quad (2.24)$$

Pela relação estabelecida em (2.23), resulta de (2.24) que $x_i[n]$ e $h_i[n]$ são modelados conforme exposto em (2.25) e (2.26)

$$\begin{cases} x_i[n] = A_i \cos(\theta_i), & \text{se } i = 1, 3, 5, \dots, 2p - 1 \\ x_i[n] = A_i \text{sen}(\theta_i), & \text{se } i = 2, 4, 6, \dots, 2p \end{cases} \quad (2.25)$$

$$\begin{cases} h_i[n] = \cos(\omega_i n T_s), & \text{se } i = 1, 3, 5, \dots, 2p - 1 \\ h_i[n] = -\text{sen}(\omega_i n T_s), & \text{se } i = 2, 4, 6, \dots, 2p \end{cases} \quad (2.26)$$

Nesse modelo, é necessário um conhecimento *a priori* das frequências ω_i que compõem o sinal analisado. Essa informação é obtida previamente via aplicação do método PM aplicado ao sinal de interesse, que resulta por fim no método de Prony-Kalman Modificado (PK).

O processo de predição do vetor de estados culmina em um vetor erro $\hat{\mathbf{x}}_n^0$ associado ao mesmo, onde o índice 0 indica uma estimativa *a priori*. A matriz de covariância \mathbf{P}_n associada ao erro de predição é apontada como em (2.27)

$$\mathbf{P}_n = E\left[(\mathbf{x}_n - \hat{\mathbf{x}}_n^0)(\mathbf{x}_n - \hat{\mathbf{x}}_n^0)^T\right] \quad (2.27)$$

Onde $E[\cdot]$ é o operador de esperança estatístico.

No segundo estágio, tendo realizado a medição da saída do sistema, é realizada uma correção ótima do vetor de estados predito por meio de um ganho \mathbf{K}_n , conhecida por ganho de Kalman, que minimiza o erro de processo e, por consequência, os elementos da diagonal principal de \mathbf{P}_n . Esse ganho é modelado matematicamente conforme em (2.28)

$$\mathbf{K}_n = \mathbf{P}_n^0 \mathbf{h}_n^T (\mathbf{h}_n \mathbf{P}_n^0 \mathbf{h}_n^T + r[n]) \quad (2.28)$$

2.5 ANÁLISE ESTATÍSTICA

Uma variável aleatória (VA) $X(\psi)$ é uma função que associa cada elemento ψ contido no espaço amostral Ψ à um número real (Correa, 2003). As VAs podem ser classificadas conforme o número de valores no espaço amostral. Para uma quantidade enumerável de valores, $X(\psi)$ é dita uma VA discreta, caso contrário $X(\psi)$ é classificada como contínua. O foco desse trabalho está concentrado na análise de VAs discretas com espaço amostral finito.

Para X uma VA discreta univariada, pode-se definir uma função de densidade de probabilidade $P(X = x_i) = P(A_i)$ que relaciona cada valor assumido por X à probabilidade do evento A_i correspondente para cada $i = 1, 2, \dots, n$, de forma que X estará bem definida caso sua função de probabilidade $p(x) = P(X = x)$ possa ser indicada no plano $(x, p(x))$.

Nesse contexto, define-se o operador estatístico esperança $E(\cdot)$ discreto, que irá fornecer o valor esperado (ou média μ) de X no conjunto amostral, formulado conforme (2.29)

$$E(X) = \mu(X) = \sum_i x_i p(x_i) \quad (2.29)$$

A quantificação da dispersão dos pontos de interesse em torno da média é conhecida como variância σ^2 , que pode ser definida por meio da esperança como em (2.30)

$$\sigma^2(X) = E(X^2) - [E(X)]^2 \quad (2.30)$$

Suponha agora que o interesse seja não mais a estimação probabilística pontual, mas sim a função acumulada de densidade (CDF, do inglês *Cumulative Density Function*) de probabilidade $F(x) = P(X \leq x)$, associada à ocorrência de um evento discreto $X \leq x$. Nesse caso, a CDF é formulada conforme 2.31

$$F(x_i) = \sum_i p(x_i), \text{ para todo } x_i < x \quad (2.31)$$

A CDF fornece informações importantes a respeito de um sistema, para qual destaca-se o k -ésimo percentil P_k , que descreve a frequência cumulativa dos x_k valores correspondentes aos k eventos ordenados. Logo o percentil de $P_{k\%}$ indicará o valor para o qual estão contidas $k\%$ de toda a informação, onde $0 \leq k \leq 1$. Em vários estimadores estatísticos, incluindo àqueles referentes à Qualidade de Energia Elétrica, é usual utilizar $k = 95\%$ (ou $P95\%$).

3 METODOLOGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo são apresentados os métodos utilizados na coleta e processamento dos dados. Inicia-se com uma introdução ao analisador de qualidade empregado nas medições, quanto às suas especificações e capacidade técnicas. Em seguida, faz-se uma breve descrição dos sistemas fotovoltaico e eólicos de interesse, quanto sua potência, período diário de medição, taxa de amostragem utilizada, entre outros fatores de relevância. Por fim explica-se o funcionamento do algoritmo que realiza o processamento dos dados de forma a se obter os resultados apresentados no Capítulo 4.

3.2 ESPECIFICAÇÕES DO INSTRUMENTO DE COLETA DOS DADOS

O principal equipamento utilizado para coleta dos dados de tensão e corrente em cada instalação em análise é o analisador de qualidade *ELSPEC BlackBox G4500*. O referido instrumento possui certificação para análise harmônica em conformidade com a IEC 61000-4-7, além das seguintes especificações técnicas de relevância: taxa de amostragem máxima de 1024 Sa/Ciclo para medidas de tensão e 512 Sa/Ciclo para medidas de corrente; largura de banda de até 25 kHz, contemplando uma avaliação até a 511^a ordem harmônica; conexão Ethernet para transferência de dados para um computador externo por meio do protocolo FTP; capacidade para compressão de dados em formato PQZIP (próprio do fabricante), garantido máxima autonomia de memória; memória interna de 32GB. O escopo do presente trabalho está voltado para a análise de distorções harmônicas em correntes na instalação fotovoltaica e tensões na instalação eólica, empregando Transformadores de Corrente (TCs) de escala variável, de 30 a 3000 A, com precisão de $\pm 1\%$ e alicates de tensão com capacidade de medida de até 1 kV e precisão de $\pm 0,1\%$

3.3 INSTALAÇÕES E CRITÉRIOS DE ANÁLISE

3.3.1 Da instalação fotovoltaica

A instalação fotovoltaica selecionada para investigação encontra-se na Embaixada da Itália em Brasília, Distrito Federal, com potência de 49 kWp, tensão de 220 V de fase e corrente máxima de 127 A. Essa instalação está conectada a rede de energia elétrica da Companhia Energética de Brasília (CEB) por meio 2 inversores/fase. Os alicates de corrente foram posicionados na saída dos inversores em cada fase no QDE, conforme esquemático apresentado na Figura 3.1.

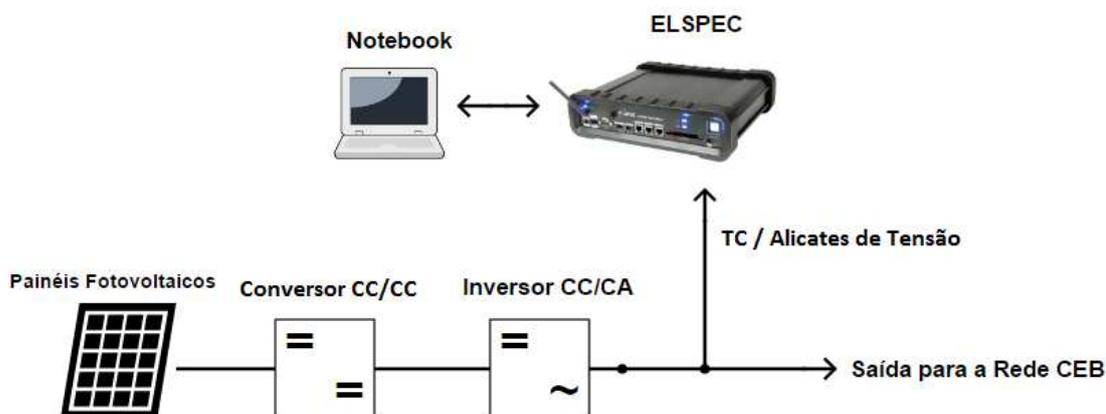


Figura 3.1: Esquema de medição para a instalação fotovoltaica.

Vale ressaltar que, por se tratar de uma instalação fotovoltaica, não existe necessidade de se avaliar a corrente durante todo o dia, motivo pelo qual realiza-se a aquisição de dados por um período de 12 horas diárias, entre 6 horas da manhã e 18 horas da noite, por um período de 1 semana (ou 7 dias corridos). Os dias analisados estão incluso na semana que se inicia em 17 de Julho de 2016 e vai até o dia 24 de Julho de 2016. Para essa instalação o processo de captação de dados foi baseado na maior taxa de amostragem disponível do ELSPEC de 256 Sa/Ciclo, além da coleta periódica que contempla arquivos de 1 segundo de medição de corrente a cada 30 segundos decorridos. Logo, à taxa utilizada, cada arquivo gerado irá contar com 15360 pontos medidos por linha de interesse, além de um total de 1440 arquivos gerados diariamente.

3.3.2 Da instalação eólica

O gerador eólico analisado é um dos aerogeradores da instalação Rei dos Ventos 1 (RDV1), pertencente ao grupo Brasventos, localizada nas proximidades da cidade de Galinhos, Rio Grande do Norte. Cada gerador da referida instalação possui rotor na altura de 80 metros com diâmetro de 86 metros, e totalizam uma potência de 1,67 MW. O posicionamento do analisador de qualidade de energia é mostrado na Figura 3.2.

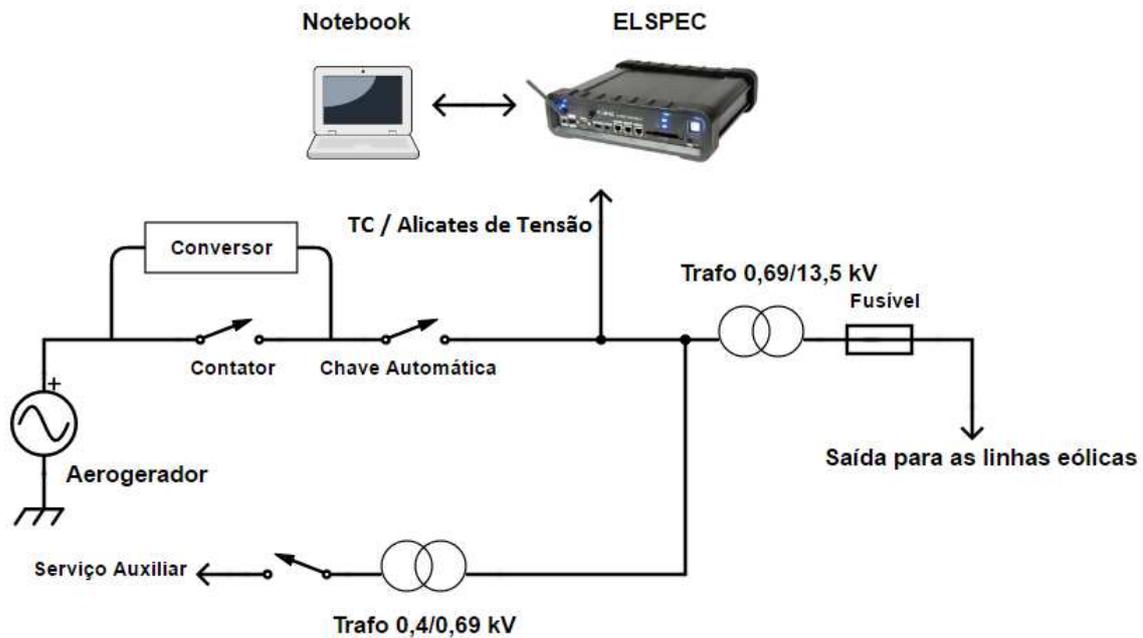


Figura 3.2: Esquema de medição para a instalação eólica.

Em contraposto à instalação fotovoltaica existe a presença de vento nos aerogeradores durante todas as horas do dia. Por esse motivo, faz-se necessária uma análise que compreende 24 horas diárias de medição. Para a instalação eólica foram coletados dados da semana que se inicia em 13 de Março de 2016 e vai até o dia 19 de Março de 2016. Nessa instalação foi utilizada uma taxa reduzida de amostragem de 128 Sa/Ciclo, salvo ainda uma coleta que engloba arquivos de 1 segundo de medição a cada 1 minuto. O número de pontos por arquivo será então de 7680 como proposto por Oliveira (2015).

3.4 ARMAZENAMENTO E PREPARAÇÃO DOS ARQUIVOS

A Figura 3.3 apresenta o diagrama de fluxo que engloba os processos que vão da coleta à preparação dos arquivos para análise.

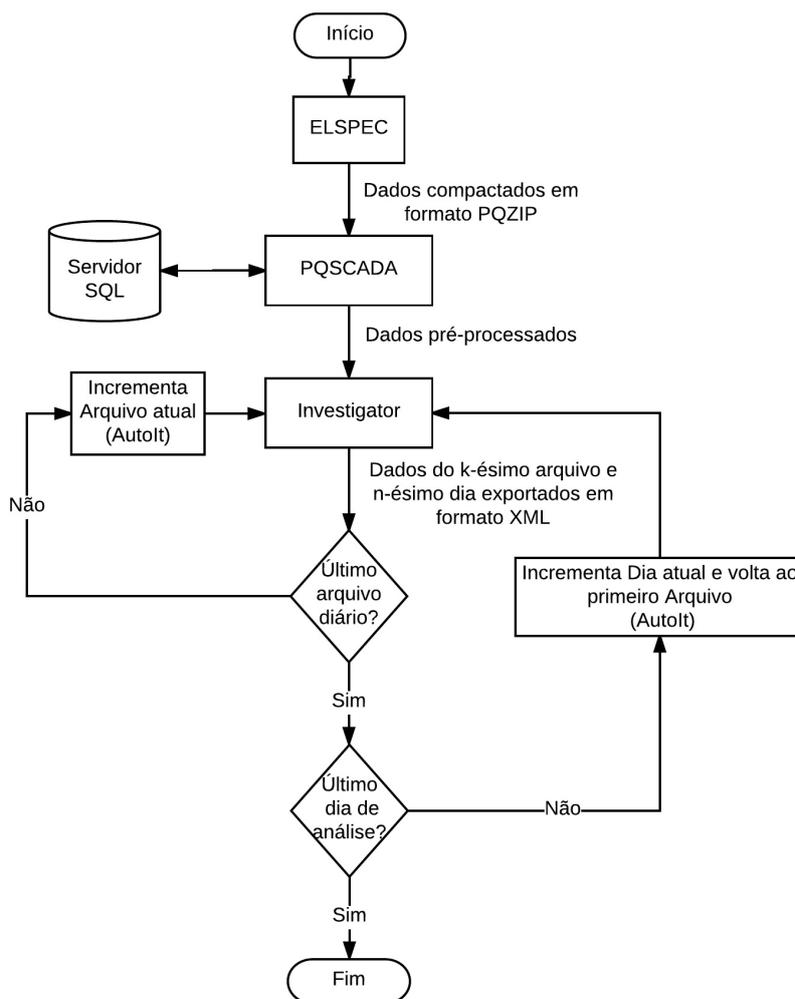


Figura 3.3: Fluxo de processos para preparação dos arquivos.

Ao coletar os dados de tensão e corrente, o ELSPEC gera arquivos comprimidos no formato PQZIP desenvolvido pelo fabricante. O *software* PQSCADA Management Studio, disponível gratuitamente no sítio online do instrumento, é capaz de realizar a descompressão e pré processamento dos dados PQZIP. Para tanto o PQSCADA necessita da criação de uma base de dados SQL na máquina local do usuário, responsável por armazenar os dados pré-processados.

O *software* ELSPEC Investigator, também disponível de forma gratuita pelo fabricante do aparelho de medição em seu *website*, é responsável por realizar a comunicação com o banco de dados SQL existente e disponibilizar ao usuário final a possibilidade de visualização e exportação dos arquivos de interesse nos formatos .XML, .TXT e .CSV. Ressalta-se ainda que, dado o grande volume de arquivos que serão processados (em um total de 20160), torna-se inviável a exportação manual de arquivos individuais. O Investigator não conta com uma ferramenta automatizada para exportação customi-

zada, o que foi contornado por meio da programação de *scripts* no AutoIt, aplicativo que permite realizar de maneira autônoma tarefas básicas de um computador.

Para o armazenamento dos arquivos exportados em formato CSV, são criadas duas pastas raízes no computador, nomeadas 'D:\DadosEolica' e 'D:\DadosFotovoltaica' a depender da instalação em análise, para as quais foram criadas 7 pastas em cada diretório raiz. As pastas correspondem aos dias individuais de medição, nomeadas 'dd_mm_aaaa', onde 'dd', 'mm' e 'aaaa' são o dia, mês e ano, respectivamente, em que foi realizada a medição. Cada pasta diária contém os 1440 arquivos gerados nas instalações em análise.

Os arquivos da instalação eólica foram nomeados como 'BRASV_ddmmaaaa_index.csv', onde 'BRASV' é a contração para *BRASVentos* e o 'index' é a numeração do arquivo, que vai de 1 a 1440. De posse dessas informações, caso seja necessário analisar o arquivo referente ao dia 15 de Março de 2016 às 17 horas e 52 minutos, por exemplo, basta verificar que 17 horas contém 1020 minutos, e ainda, que cada arquivo está espaçado do próximo por 1 minuto de medição, logo o caminho 'D:\DadosEolica\15_3_2016\BRASV_1732016_1071.csv' contém as informações desejadas.

Analogamente, a instalação fotovoltaica utiliza a mesma estrutura básica de nomeação da instalação eólica, mudando apenas a contração de 'BRASV' para 'FOEMB' relativa a *Formas de Onda da EMBaixada*. Contudo é necessário perceber que os arquivos para o SFCR serão espaçados em 30 segundos de medição e se iniciam às 6 horas da manhã apenas. Dessa forma, o arquivo correspondente ao dia 22 de Julho de 2016 às 9 horas 47 minutos e 30 segundos, por exemplo, está contido no caminho 'D:\DadosFotovoltaica\22_7_2016\FOEMB_2272016_457.csv'.

3.5 PROCESSAMENTO DOS DADOS

O *software* escolhido para processar os dados por meio da metodologia de referência proposta e via DFT foi o *MATLAB*. Sua escolha é baseada na facilidade de aplicação de funções pré-existentes, tais como a FFT, além do uso de uma linguagem de programação de alto nível que facilita a implementação do método PK Modificado. O processamento dos dados via *MATLAB* é sintetizado na Figura 3.4

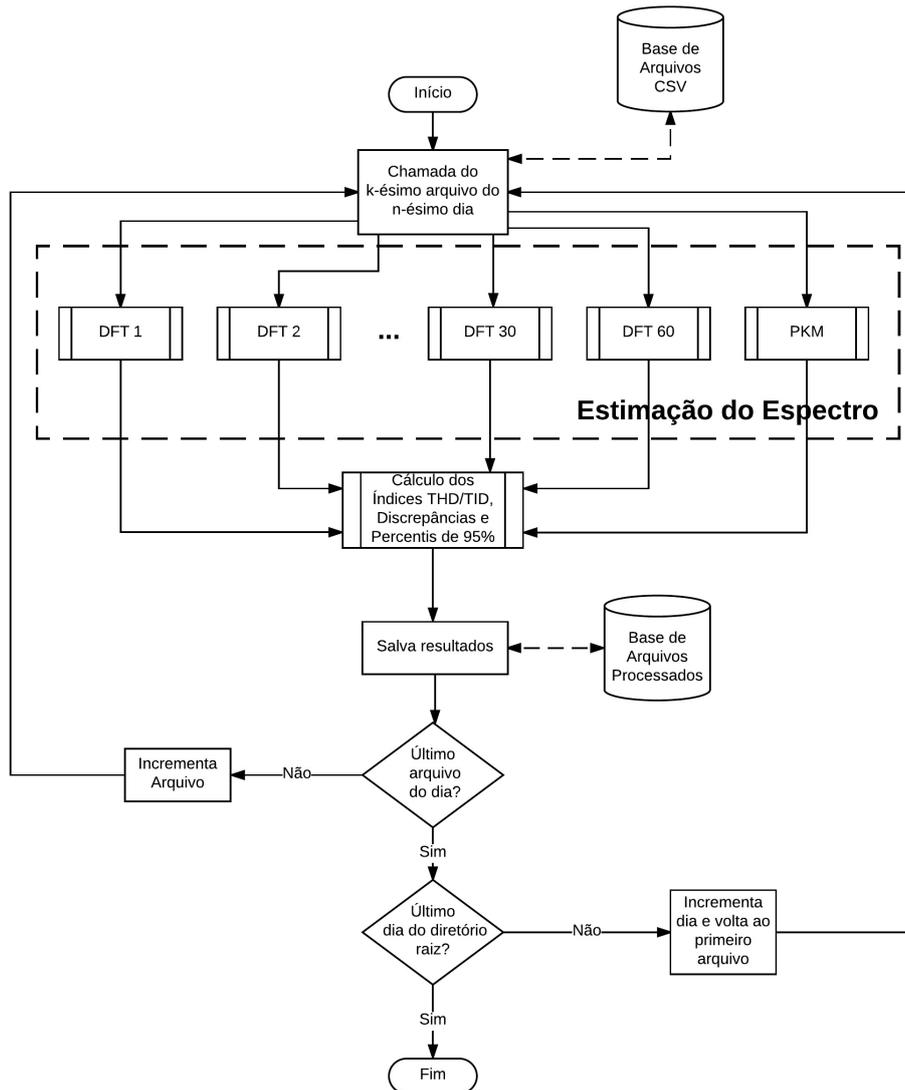


Figura 3.4: Fluxo de processos para processamento dos arquivos.

Na Figura 3.4, o processo tem início no primeiro arquivo do primeiro dia. Cada arquivo de 1 segundo tem seu espectro estimado via DFT para todas as janelas que são múltiplos inteiros de 60 ciclos da fundamental, a saber: 1 ciclo (16,6 ms), 2 ciclos (33,2 ms), 3 ciclos (50 ms), 4 ciclos (66 ms), 5 ciclos (83 ms), 6 ciclos (100 ms), 10 ciclos (166 ms), 12 ciclos (200 ms), 15 ciclos (250 ms), 20 ciclos (332 ms), 30 ciclos (500 ms) e 60 ciclos (1 s), referenciadas respectivamente como 'DFTX' para a janela de 'X' ciclos da fundamental.

Em seguida, os espectros gerados por cada método passam pelo processo de agrupamento, onde os subgrupos são gerados a partir da resolução espectral proveniente de cada janela, como exposto no capítulo 2, que terá valores diferentes a depender de cada período, onde destacam-se o valores limites de 60 e 1 Hz para as transformadas de 1 e

60 ciclos da fundamental, respectivamente. O método PK pode fornecer uma resolução tão pequena quanto se queira. Todavia, limitou-se à escolha da menor resolução inteira de 1 Hz, a mesma vista pela DFT60. Os procedimentos para o cálculo da metodologia paramétrica são expostos ainda nesse capítulo.

Por fim, são calculados os indicadores de THD e TID para cada janela em investigação. Vale notar ainda que, cada período completo de janela fornecerá um valor de THD e TID, de tal forma que uma janela de 1 ciclo, por exemplo, que tem período de 16,6 ms, possui 60 valores distintos calculados para cada índice no período de 1 s. Em geral, o número de valores de v gerados para cada janela em função do número de ciclos n em 1 segundo é tal que $v = 60/n$. Já no método PK, a estimativa de espectro é atualizada a cada nova amostra, onde o número de valores v será igual o número de amostras no arquivo de 1 segundo (15360 para a instalação fotovoltaica e 7680 para a instalação eólica), onde assume-se como valor representativo aquele obtido pela média dos pontos (OLIVEIRA, 2015). Após o cálculo dos índices citados são estimados os percentis THD_{95%} e TID_{95%}, de onde são calculadas as discrepâncias entre os métodos.

Uma visão mais detalhada do processo PK é apresentada na Figura 3.5

Dada a complexidade computacional do método PM, que envolve operações com matrizes de ordens elevadas, sua aplicação é restrita a um espaçamento de 30 arquivos. Ao receber o k -ésimo arquivo, o sistema identifica se o mesmo é um múltiplo inteiro de 30, e em caso positivo, atualiza o vetor de frequências. Para o caso onde o arquivo é o primeiro do n -ésimo dia, e portanto ainda não foram estimadas quaisquer componentes de frequência, o sistema deverá então estimá-las via PM. Caso contrário, o sistema irá assumir que para o intervalo pré-definido de arquivos, as ordens harmônicas e inter-harmônicas não irão variar de forma significativa, utilizando portanto o último vetor de frequências já estimado. Um seletor é então responsável por escolher se o vetor de frequências deverá ou não ser atualizado, deixando sua decisão disponível para a aplicação do Filtro de Kalman, responsável por acompanhar a evolução temporal das amplitudes. A saída do filtro de Kalman e suas componentes de frequência ficam disponíveis ao fim do processo para o cálculo dos demais índices vistos na Figura 3.4.

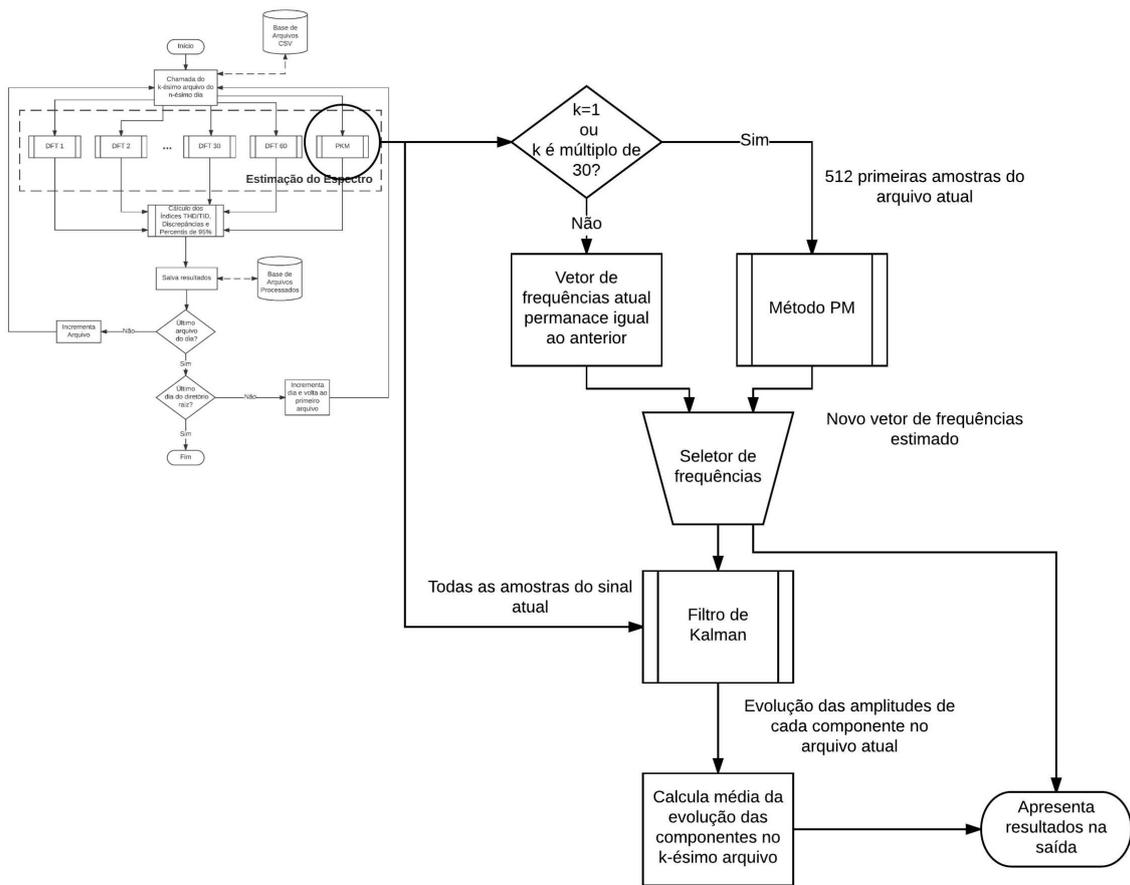


Figura 3.5: Fluxo de processos para aplicação do método de referência.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste Capítulo são apresentados os resultados decorrentes das medições de formas de onda nas instalações eólica e fotovoltaica, além daqueles obtidos pelo emprego da metodologia apresentada no Capítulo 3. Para cada instalação, são mostradas e discutidas as formas de onda de tensão (eólica) e corrente (fotovoltaica), bem como os perfis diários de THD e TID, os percentis de 95% diários de semanal e ainda a curva que interpola o conjunto de pontos processados e indica o melhor tamanho de janela de tempo.

4.2 INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA

4.2.1 Avaliação das medições de corrente

A Figura 4.1 apresenta o perfil da envoltória superior dos sinais de corrente coletados durante o dia 22/07/2016.

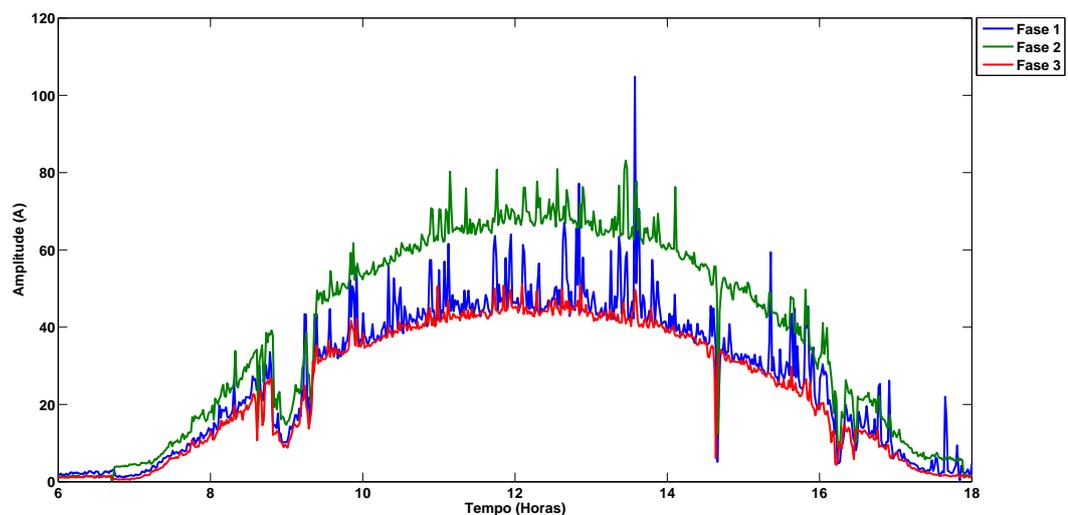


Figura 4.1: Envoltória unilateral de corrente em cada fase durante um dia de medição para a instalação fotovoltaica.

Da Figura 4.1 é possível perceber que os valores máximos de corrente em todas as 3 curvas encontram-se no período compreendido entre as 11 e 13 horas, centrados próximos ao meio dia. Nota-se ainda um pico em uma das fases que atinge valores próximos a 100 A. Contudo, conhecida sua vizinhança, conclui-se que trata-se de um único ponto, decorrente de um provável surto momentâneo na instalação ou carga. Os valores de corrente nas fases 1 e 3 são semelhantes e ligeiramente menores que na fase 2. Tal fato é explicado pela ausência de um inversor na linha 1 e de um disjuntor na fase 3, que incorre em uma imediata redução de seus potenciais de geração. No intuito de selecionar a fase que melhor atenda às necessidades da análise realizada, opta-se pela escolha os sinais de corrente da linha 2, que possui maior potência gerada quando comparada as demais fases do sistema. Essa escolha é embasada ainda na semelhança esperada de variações temporais das distorções.

A fim de verificar a existência de componentes harmônicas e inter-harmônicas no sistema, a Figura 4.2 mostra o comportamento das correntes nas 3 fases em um período de 200 ms, ou aproximadamente 12 ciclos da fundamental, às 7 horas da manhã.

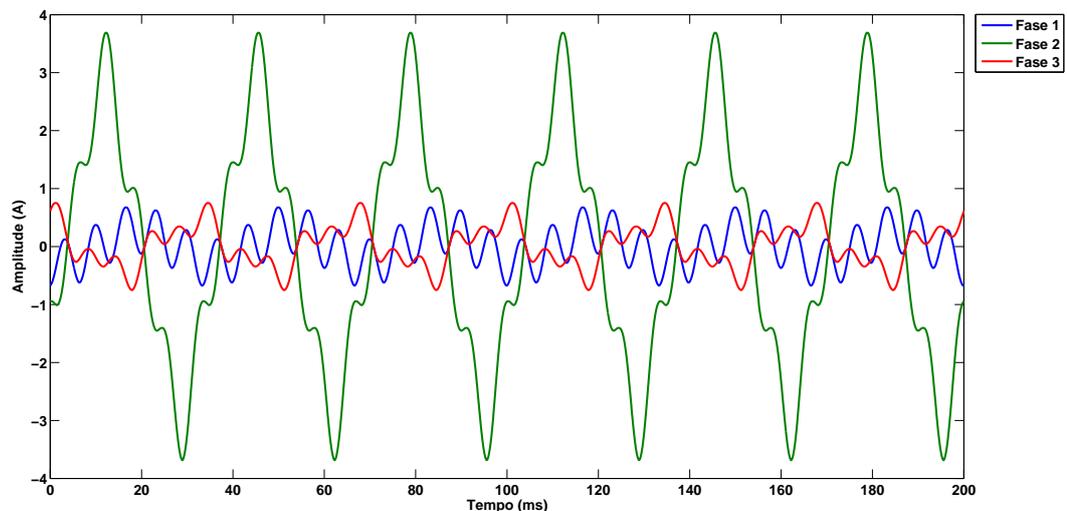


Figura 4.2: Formas de onda de corrente em cada fase no período de 200 ms para a instalação fotovoltaica.

Como se pode notar na Figura 4.2, é clara a flutuação do valor médio e dos picos de corrente. As correntes nas 3 fases analisadas apresentam comportamento similar que remete àquele visto nas Figuras 2.3a e 2.3b, com a presença de componentes harmônicas e inter-harmônicas que distorcem o sinal fundamental.

4.2.2 Avaliação das janelas de tempo

A Figura 4.3 ilustra o comportamento do perfil diário de THD calculado por meio do método PKM e pela aplicação da DFT para cada janela selecionada.

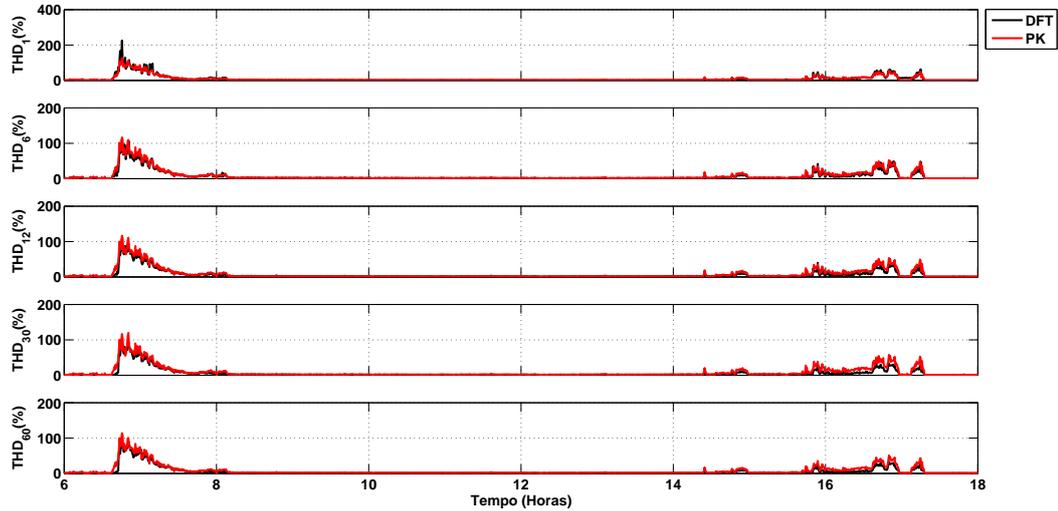


Figura 4.3: Perfil de THD diário estimado na instalação fotovoltaica via DFT e PK para as janelas de 1, 6, 12, 30 e 60 ciclos.

Da Figura 4.3, destacam-se os picos de THD durante o começo e o final do dia. Isso ocorre porque são nesses momentos que a amplitude da fundamental gerada e, por consequência, a irradiância solar, são mínimas como previsto na Equação (2.9) na hipótese de estacionariedade das componentes espectrais não fundamentais. São notáveis também as diferenças nos valores máximos para cada janela em análise, onde destacam-se: 225% para a DFT1, 111% para a DFT6, 108% para a DFT12, 93% para a DFT30, 89% para a DFT60. Infere-se desses resultados que os níveis de THD caem na medida que se aumenta o tamanho da janela de tempo. Ademais, o valor máximo de THD calculado pela metodologia PK foi de 125%. Ressalta-se ainda que, para cada janela de tempo, o número de pontos P gerados pela análise temporal da IEC é de $P = 60/X$, onde X é o número de ciclos da fundamental. Dessa forma, espera-se que para cada instante de tempo, sejam gerados: 60 pontos para a DFT1, 10 pontos para a DFT6, 5 pontos para a DFT12, 2 pontos para a DFT30 e 1 ponto para DFT60. De maneira a melhor comparar o resultados obtidos via DFT procede-se admitindo como valor representativo àquele dado pela média dos pontos para cada arquivo. De forma análoga, o mesmo argumento é válido para o cálculo do TID.

É possível reparar ainda da Figura 4.3 que, para a maior parte do dia, os índices de THD são bem menores que aqueles vistos nos horários de pico. Por esse motivo, a Figura 4.4 mostra como o THD varia apenas para as 8 horas de maior intensidade de corrente, compreendidas entre 8 horas da manhã e 16 horas da tarde.

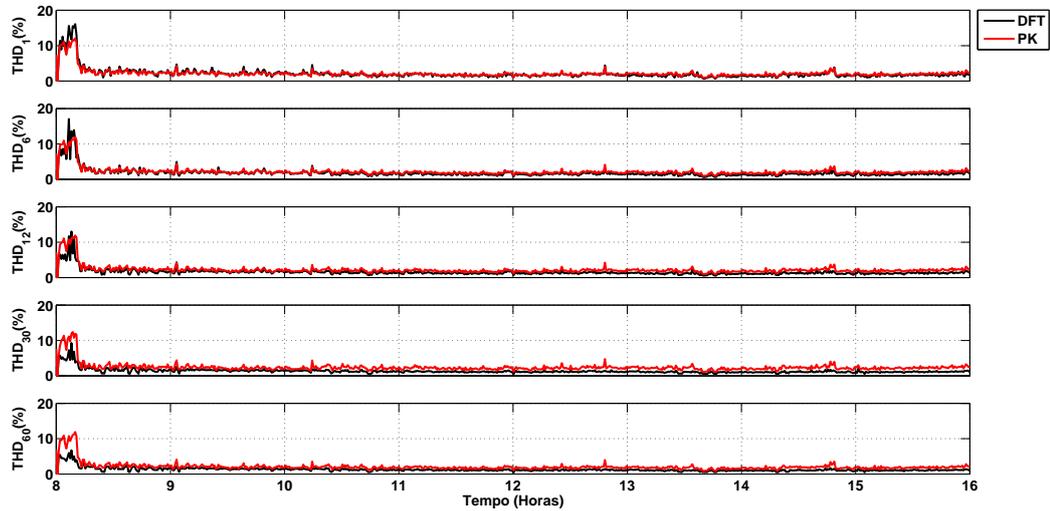


Figura 4.4: Perfil de THD de 8 horas estimado na instalação fotovoltaica via DFT e PK para as janelas de 1, 6, 12, 30 e 60 ciclos.

De fato, a Figura 4.3 revela resultados mais condizentes com aqueles esperados. Os valores máximos de THD para cada janela considerando apenas as 8 horas em investigação são: 16% para a DFT1, 16% para a DFT6, 13% para a DFT12, 9% para a DFT30 e 6% para a DFT60, enquanto o método PK teve um valor máximo de 12%.

A Figura 4.5 ilustra o comportamento do perfil diário de TID calculado por meio do método PKM e pela aplicação da DFT para cada janela selecionada.

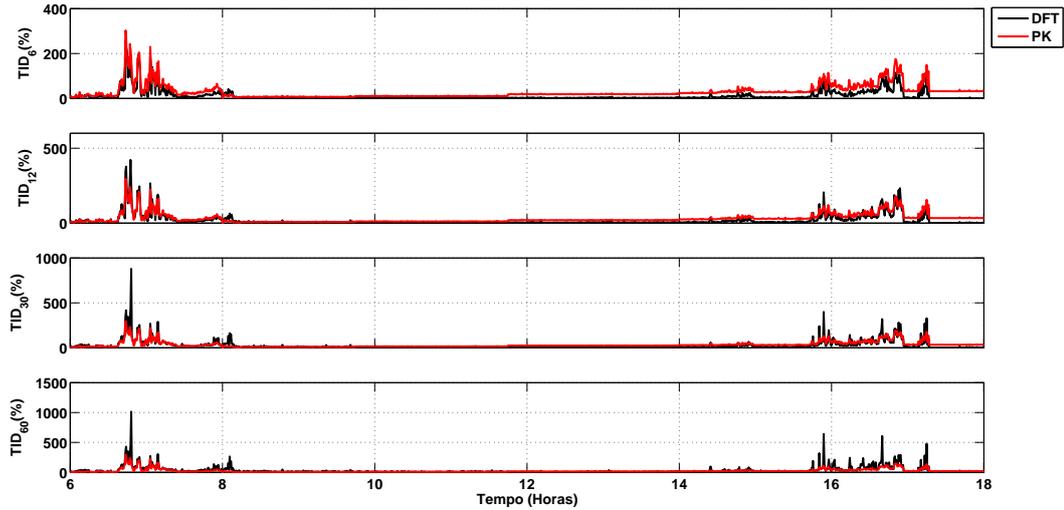


Figura 4.5: Perfil de TID diário estimado na instalação fotovoltaica via DFT e PK para as janelas de 6, 12, 30 e 60 ciclos.

De forma similar ao THD, depreende-se da Figura 4.5 que os picos de TID ocorrerão também no começo e final do dia, porém com comportamento contrário àquele já observado quanto ao aumento do período da janela de tempo: quanto maior a janela de tempo, menores são os picos de TID. Os valores máximos de TID na Figura 4.5 são: 431% para a DFT6, 422% para a DFT12, 878% para a DFT30 e 1015%. Esses valores elevados possuem baixa frequência estatística, em especial se comparados àqueles observados para as janelas de 30 e 60 ciclos. Ainda assim, conclui-se que, em geral, o TID possui picos com valores maiores que aqueles observados pelo THD da Figura 4.3. O valor máximo atingido pelo método PK foi 302%. Vale salientar que o gráfico de TID não contempla a DFT1 que, como já mencionado no Capítulo 2, terá sempre valor nulo por possuir resolução de 60 Hz.

A Figura 4.6 apresenta a quantificação dos percentis de THD P95% gerados para cada dia da semana, bem como para média semanal.

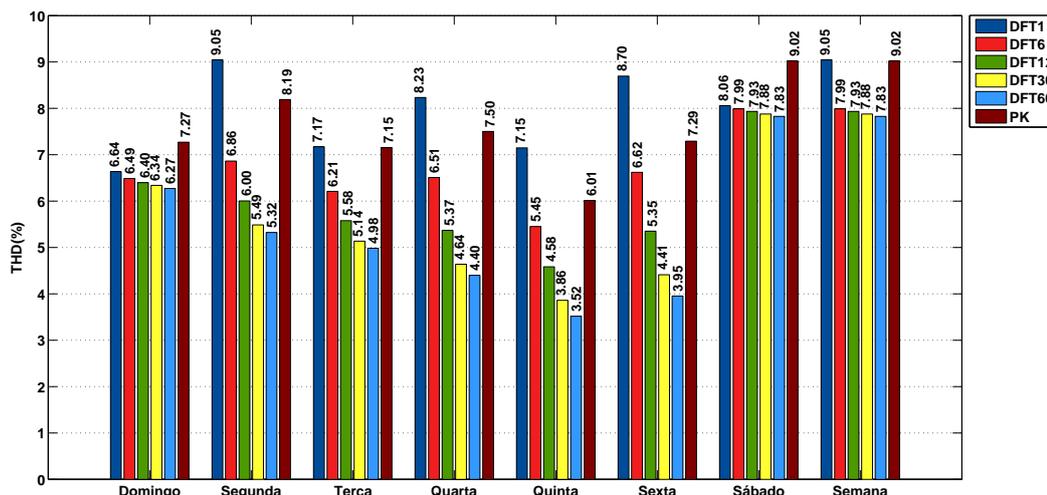


Figura 4.6: Percentis diários e semanal do THD_{95%} na instalação fotovoltaica.

Vale observar da Figura 4.6 que, para a maioria dos dias de medição, os valores obtidos por meio da DFT1 e DFT6 se encontram mais próximos àqueles obtidos por meio do método de referência, muitas vezes maior entre os analisados. De fato, a discrepância em valores percentuais para o P95% semanal entre essas janelas e o método PK foi de 0,37% e 0,9%, respectivamente. Confirma-se ainda a tendência de que, na medida que se aumenta a janela de tempo, os valores do THD_{95%} diminuem.

A Figura 4.7 apresenta a quantificação dos percentis de TID P95% gerados para cada dia da semana, bem como para o percentil semanal.

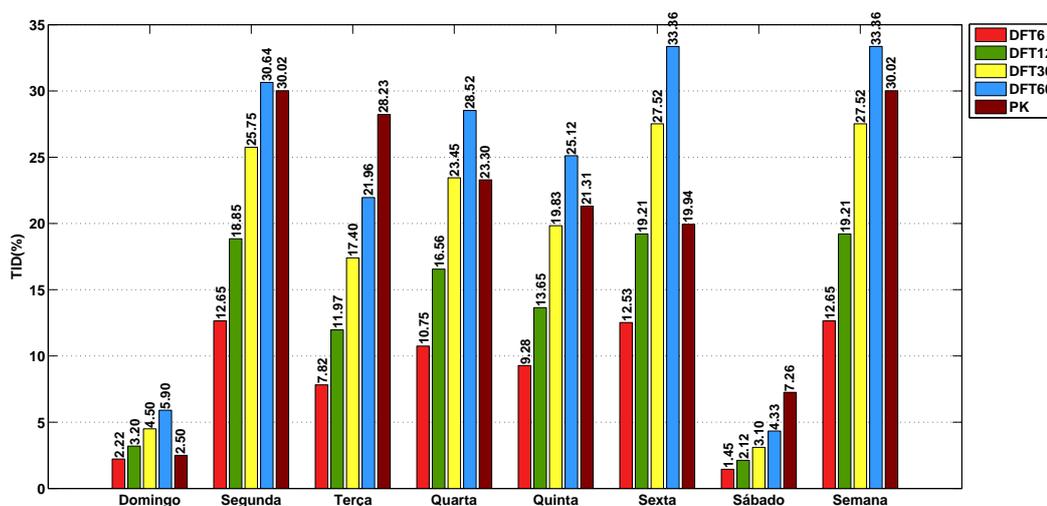


Figura 4.7: Percentis diários e semanal do TID_{95%} na instalação fotovoltaica.

De forma contrária ao comportamento do THD, a Figura 4.7 indica que as janelas que possuem um percentil mais próximo àquele do método de referência são a DFT30 e DFT60, respectivamente. É possível verificar ainda na Figura 4.7 que os índices de $TID_{95\%}$ são significativamente inferiores durante o final de semana quando comparados àqueles vistos entre segunda e sexta. Ressalta-se ainda que, a menor discrepância absoluta no indicador $TID_{95\%}$ com relação ao método PK é observada na janela de 30 ciclos, com um valor de 1,57 pontos percentuais. A tendência entre o crescimento da janela de tempo com os valores observados no $TID_{95\%}$ pode ser notada na Figura 4.7. É possível ainda ver que o sábado foi o dia que apresentou os maiores valores de $TID_{95\%}$ em relação aos demais dias, com um pico máximo de 33,36% para a DFT60.

4.2.3 Análise das tendências

As tendências observadas nas Figuras 4.6 e 4.7 podem ser melhor analisadas no intuito de verificar a janela que minimiza ambas as discrepâncias entre os métodos de quantificação dos indicadores de $THD_{95\%}$ e $TID_{95\%}$ e o método PK. A discrepância $D_{Jn,PK}^d$ é equacionada de acordo com (4.1).

$$D_{Jn,PK}^d = |\theta_{Jn}^d - \theta_{PK}^d| \quad (4.1)$$

Onde d indica o dia da semana em investigação, θ é o parâmetro de interesse ($THD_{95\%}$ ou $TID_{95\%}$), Jn é a janela de tempo de n ciclos da fundamental, e PK indica o cálculo do parâmetro por meio da metodologia PK.

Em seguida, deve-se considerar que os valores absolutos de discrepâncias para ambos $THD_{95\%}$ e $TID_{95\%}$ mudam a cada dia de medição. Para lidar com essas variações, as discrepâncias para cada janela são tratadas separadamente, de forma a se obter um conjunto de 7 pontos, um para cada dia da semana. Dado ainda que os valores encontrados podem, em alguns casos, estar fora dos limites percentuais entre zero e cem por cento, é interessante normalizar os valores de discrepância para cada janela de tempo pelo maior valor de diário, como se vê em (4.2).

$$\Delta_{Jn,PK}^d = D_{Jn,PK}^d / \max_{Jn}(D_{Jn,PK}^d) \quad (4.2)$$

Onde $\Delta_{J_n,PK}^d$ é a discrepância normalizada pelo maior valor de $D_{J_n,PK}^d$.

O cálculo de $\Delta_{J_n,PK}^d$ deve ser feito dia a dia para todo o período de 7 dias. Tomando-se ao acaso um dia na semana, como a quarta-feira por exemplo, é possível observar da Figura 4.6 que a maior discrepância para o $\text{THD}_{95\%}$ ocorre entre a janela de 60 ciclos e o método PK, e vale 3,1%. Já a Figura 4.7 indica que, para o $\text{TID}_{95\%}$, a maior discrepância é vista na a janela de 1 ciclo, com valor de 12,55%. São esses os valores que normalizam as demais discrepâncias vistas nesse dia para cada parâmetro de interesse, como é apresentado nas Tabelas A.1 e A.2 no Apêndice A. Percebe-se das Tabelas A.1 e A.2 que $\Delta_{J_n,PK}^d \in [0, 1]$ para qualquer janela e dia observado. O Anexo A apresenta todos os valores de discrepâncias normalizadas calculadas não apenas para as janelas vistas nas Figuras 4.6 e 4.7, mas também para todas as outras que totalizam o conjunto proposto de divisores inteiros de 60, a saber: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 e 60 ciclos.

Calculadas as discrepâncias normalizadas, ajusta-se uma curva que minimiza o erro quadrático médio pelo Método dos Mínimos Quadrados (MMQ). O modelo de interpolação deve levar em conta os perfis e tendências de crescimento e decaimento das curvas de THD e TID, e segue o critério de ajuste baseado na escolha do maior R^2 , como é apresentado na Figura 4.8.

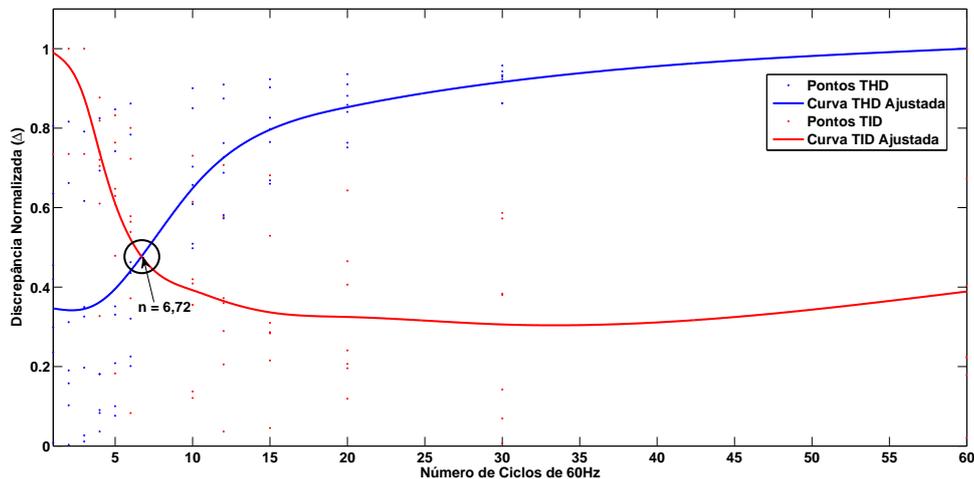


Figura 4.8: Ajuste de curvas de THD e TID para a instalação fotovoltaica em função da discrepância e do tamanho da janela.

As funções ajustadas na Figura 4.8 são definidas por partes por meio de um ajuste via *Smoothing Spline* (SS). Sua escolha foi feita levando em consideração ajustes

polinomiais (até a quinta ordem), exponenciais, logarítmicos e senoidais e, para todos esses casos, o ajuste SS apresentou o maior coeficiente R^2 tanto para o THD quanto para o TID. A curva de TID apresenta um rápido decaimento de Δ até a janela de 6 ciclos, de onde o mesmo fica mais suave até a janela de 30 ciclos e, por fim, um leve crescimento até a janela de 60 ciclos. Já a curva de THD, por outro lado, parece apresentar um forte crescimento até a janela de 12 ciclos, a partir do qual a taxa de crescimento é reduzida para as demais janelas. O ponto de interesse da Figura 4.8 está na intersecção das curvas interpoladas, que indica o valor que minimiza ambas as discrepâncias normalizadas de THD e TID. Para a instalação fotovoltaica, durante o período de análise, esse ponto está na janela de 6,72 ciclos da fundamental, resultado esse que contrasta diretamente com a janela de 12 ciclos indicada pela IEC para análise.

4.3 INSTALAÇÃO EÓLICA

4.3.1 Avaliação das medições de tensão

A Figura 4.9 apresenta a envoltória superior das tensões para cada fase da instalação eólica em investigação.

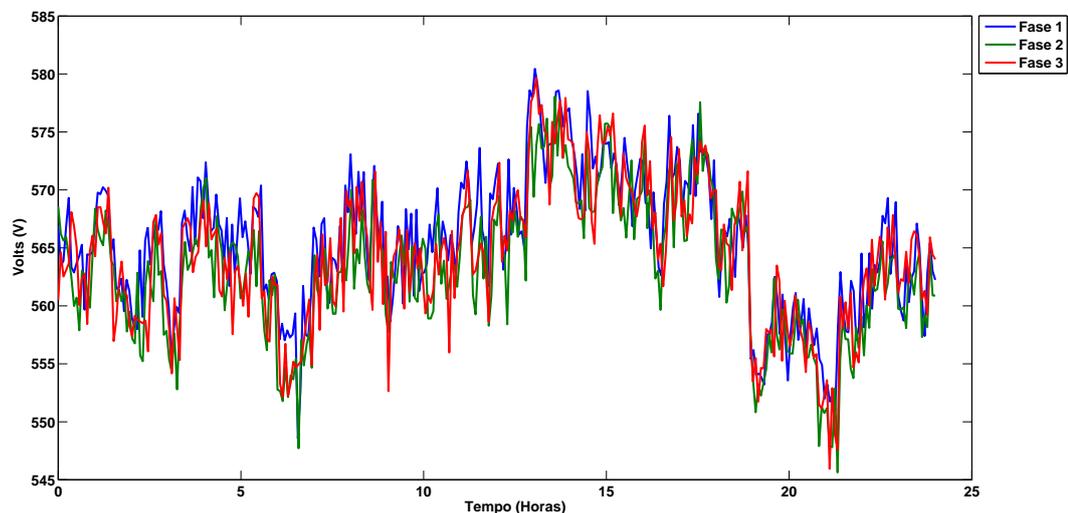


Figura 4.9: Envoltória unilateral de tensão em cada fase durante um dia de medição para a instalação eólica.

Da Figura 4.9 é possível verificar que, ao contrário do comportamento da instalação fotovoltaica, as tensões geradas pelas turbinas eólicas possuem comportamento

imprevisível e variam sua amplitude constantemente ao longo das 24 horas diárias. Ademais, as 3 fases possuem comportamento similar quanto à potência elétrica gerada, motivo pelo qual se escolhe arbitrariamente a fase 1 para a análise desenvolvida.

A Figura 4.10 mostra as formas de onda completas de tensão para 200 ms de medição, ou 12 ciclos da fundamental de 60 Hz.

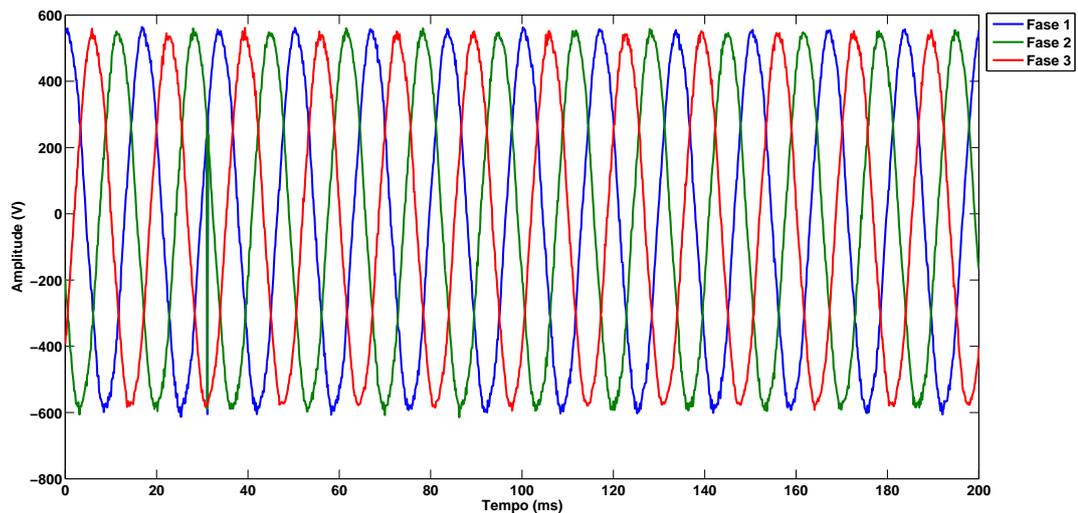


Figura 4.10: Formas de onda de tensão em cada fase no período de 200 ms para a instalação eólica.

Ressalta-se da Figura 4.10 que as tensões geradas nas 3 linhas se assemelham a um sistema simétrico e equilibrado. Para tanto, verifica-se a presença de uma envoltória de baixa amplitude de oscilação que parece modular os sinais gerados, evidenciando a presença de componentes inter-harmônicas de baixa frequência (PENA, 2016).

4.3.2 Avaliação das janelas de tempo

A Figura 4.11 indica como o THD varia nesse tipo de instalação durante um dia completo de medição.

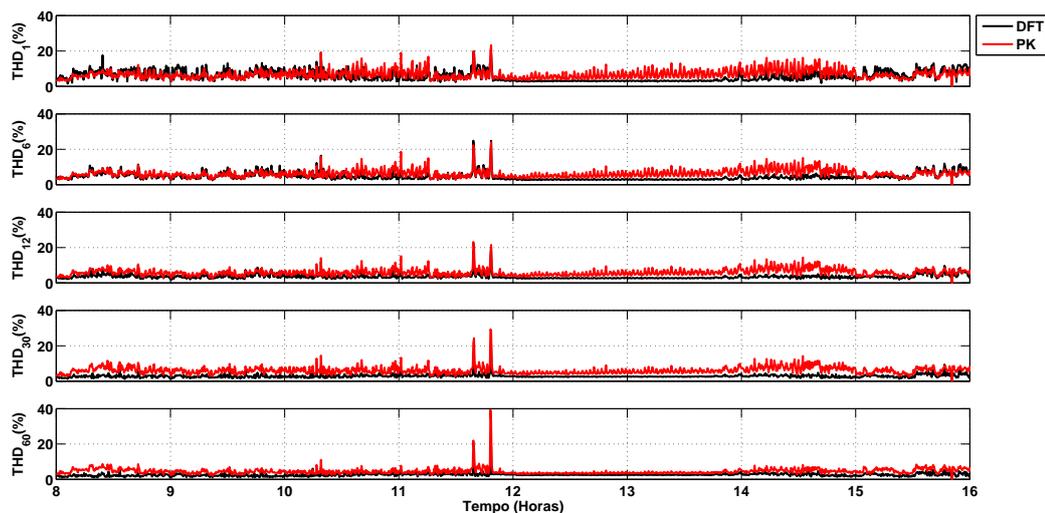


Figura 4.11: Perfil de THD diário estimado na instalação eólica via DFT e PK para as janelas de 1, 6, 12, 30 e 60 ciclos.

Verifica-se da Figura 4.11 que, ao contrário da instalação fotovoltaica, a instalação eólica não possui períodos de grande discrepância do THD quanto à hora do dia, dado a imprevisibilidade do vento no local. Por fim ressalta-se que os valores máximos de THD obtidos para cada janela nessa Figura foram: 98,5% para DFT1, 56,30% para a DFT6, 48,91% para a DFT12, 32,51% para a DFT30, 32,10% para a DFT60 e 44,21% para o método PK, de onde se reafirma a tendência de decaimento do THD com o crescimento da janela.

A Figura 4.12 indica como o TID varia na instalação em investigação durante um dia completo de medição.

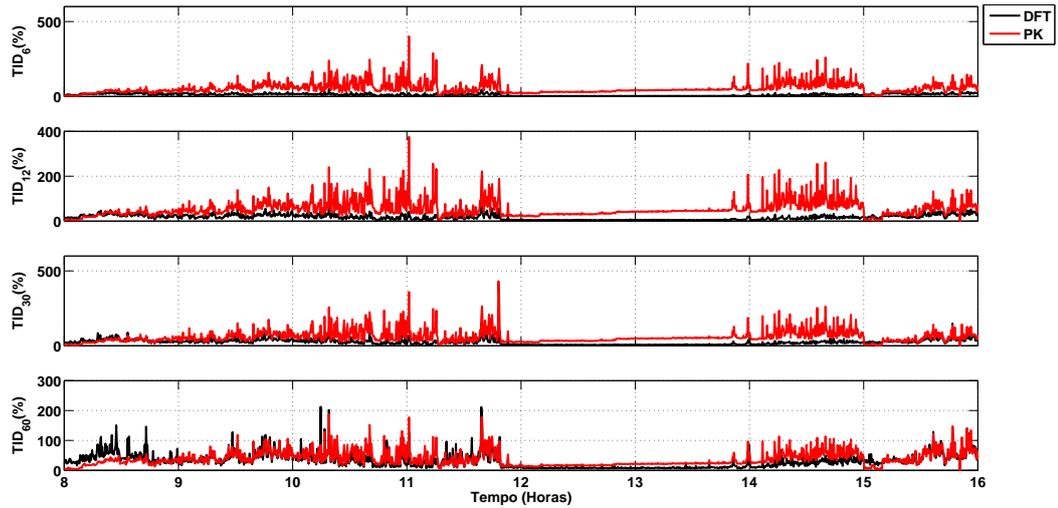


Figura 4.12: Perfil de TID diário estimado na instalação eólica via DFT e PK para as janelas de 1, 6, 12, 30 e 60 ciclos.

Da Figura 4.12 percebe-se que o TID na saída dos aerogeradores é muito maior que o THD no mesmo período. Nota-se ainda a presença de picos que superam os 500% na janela de 60 ciclos, valor esse que possui baixa ocorrência e significância estatística, provavelmente decorrente de um surto na geração. Verifica-se ainda que os valores máximos para cada janela foram: 202,25% para a DFT6, 314,25% para a DFT12, 471% para a DFT30, 715,64% para a DFT60 e 481,25% para o método PK.

A Figura 4.13 mostra os percentis THD_{95} da semana de medição indicada no Capítulo 3.

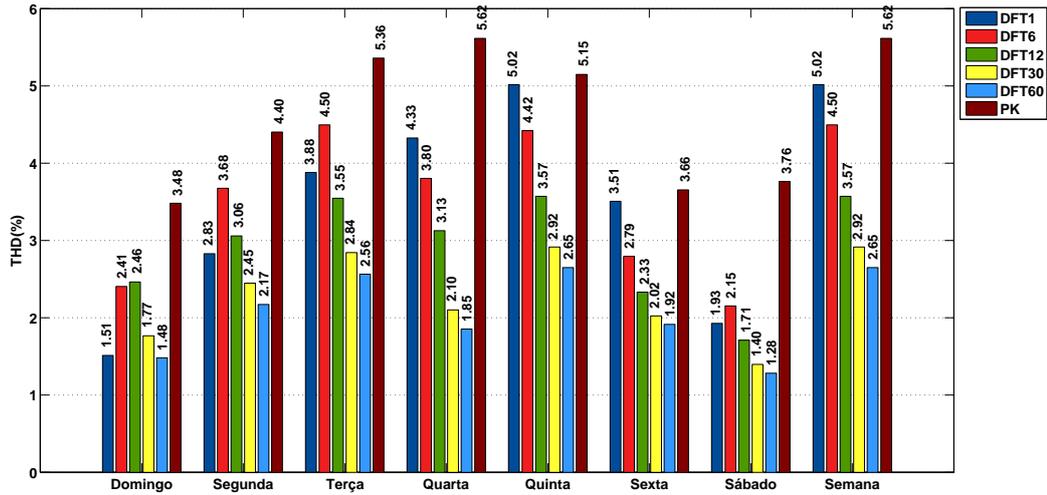


Figura 4.13: Percentis diários e semanal do THD_{95%} na instalação eólica.

Depreende-se ainda da Figura 4.13 que os índices de THD são similares em valores percentuais àqueles observados na Figura 4.6, embora ligeiramente menores quando comparados à média semanal. Para 5 dias da semana, as janelas de 1 e 6 ciclos apresentaram a menor discrepância em relação ao método PKM. De fato, a maior discrepância percentual é vista entre os métodos PK e DFT60 na quarta-feira, que vale 2,96%. É ainda nesse dia que se observa a maior média de THD₉₅, que vale 5,6151%.

A Figura 4.14 apresenta os valores médios do TID₉₅ durante a semana de investigação.

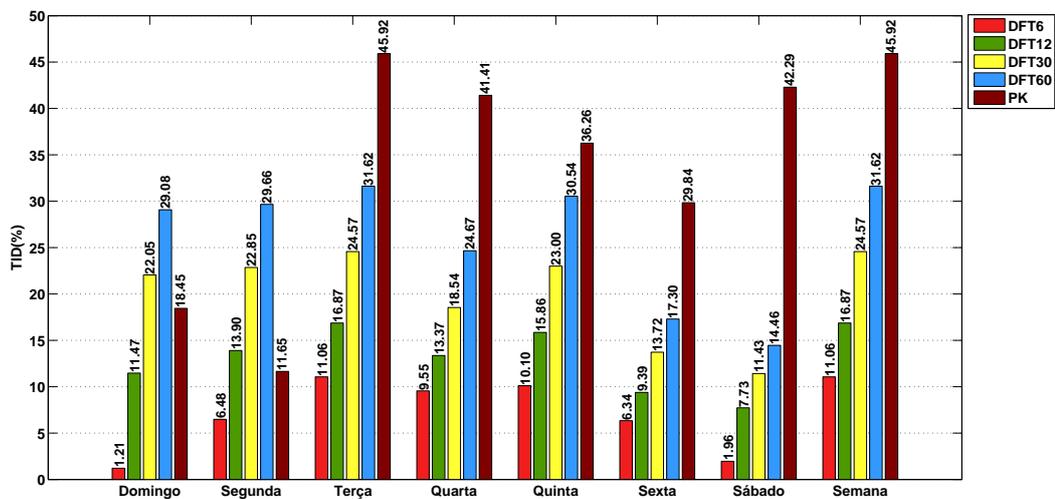


Figura 4.14: Percentis diários e semanal do TID_{95%} na instalação eólica.

É perceptível da Figura 4.14 que os percentis $TID_{95\%}$ foram maiores para a instalação eólica. Destaca-se especialmente o valor PK na terça-feira, que alcançou 45,91%. Foi mantida ainda a tendência de maior proximidade entre as janelas de 30 e 60 ciclos e o método PK.

4.3.3 Análise das tendências

A Figura 4.15 mostra as curvas de THD e TID ajustadas com base nos percentis diários para a instalação eólica. O ajuste de ambos os índices foi realizado por parte via *Smoothing Spline*, de forma semelhante às curvas da instalação fotovoltaica, que forneceu o maior valor de R^2 para os dois casos.

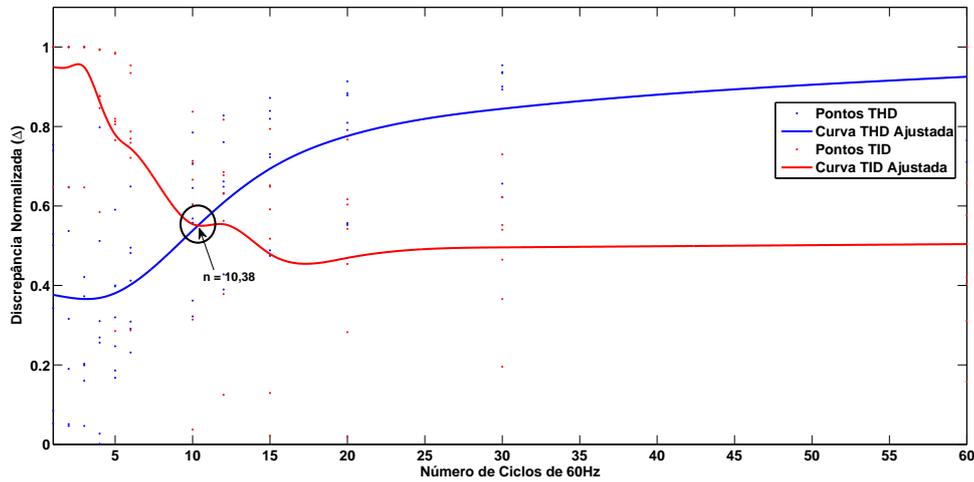


Figura 4.15: Ajuste de curvas de THD e TID para a instalação eólica em função da discrepância e do tamanho da janela.

Verifica-se da Figura 4.15 que o comportamento do THD é semelhante àquele visto na Figura 4.8, apresentando taxa de crescimento mais expressiva entre as janelas de 6 e 15 ciclos, ponto do qual a taxa é reduzida, mas o perfil se mantém crescente. Já a curva de TID parece apresentar pequenas flutuações no decaimento entre as janelas de 3 e 15 ciclos, de onde a mesma passa a apresentar um comportamento praticamente constante. Entretanto, o ponto de intersecção das curvas em análise ocorre nas vizinhanças da janela de 10 ciclos, valor este mais próximo daquele proposto pela IEC, e distante dos 6 ciclos encontrados na instalação solar.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

No presente trabalho foi analisado o impacto do emprego de diferentes tamanhos de janelas de tempo na análise de distorções harmônicas e inter-harmônicas por meio da DFT em uma instalação fotovoltaica e uma usina eólica.

No primeiro capítulo, foi apresentada a motivação do trabalho em face ao constante crescimento das demandas por energias renováveis, que cada vez mais ocupam lugares em destaque quanto às questões sócio-ambientais. Em complemento, foram expostos os principais índices de QEE, com destaque para o THD e TID, bem como seus métodos de cálculo tradicionais via aplicação da DFT com uma janela retangular de 12 ciclos de 60 Hz. Contudo, foi mencionado que esse período pode não ser o ideal no que toca às fontes renováveis de geração, mencionando a necessidade do teste de diferentes janelas para verificação da conformidade.

No segundo capítulo, foram expostos os preceitos teóricos que fundamentam a metodologia posteriormente aplicada. Foi realizada uma revisão quanto algumas definições chaves, tais como: amostragem, janelamento e seus impactos na aplicação da DFT. Em seguida, foram introduzidos os conceitos de distorções harmônicas e inter-harmônicas, bem como as formulações do THD e TID segundo a IEC 61000-4-7, onde um exemplo teórico mostrou que, a medida que o período de janela cresce, a energia espectral é distribuída das harmônicas para as inter-harmônicas, e por conseguinte, o THD e TID tendem a diminuir e aumentar, respectivamente, além da definição de DFT não permitir o cálculo do TID para a janela de 1 ciclo, dado que sua resolução espectral é sempre um múltiplo da fundamental. Formularam-se ainda conceitos teóricos acerca da metodologia paramétrica de referência (PK), originalmente desenvolvida por Costa (2005), a qual foi referência para comparação com a DFT.

No terceiro capítulo, foi explicada a metodologia desenvolvida por Oliveira (2015), aplicada nas medições, armazenamento e processamento das formas de onda de tensão e corrente para cada instalação em investigação. Para tanto, foram citados os aspectos técnicos do analisador de qualidade ELSPEC BlackBox G4500, utilizado na coleta dos dados, bem como a diferença nas taxas de amostragem que variam de 512 Sa/Ciclo na instalação fotovoltaica e 256 Sa/Ciclo para os aerogeradores. Não obstante, os períodos

de análise diários foram considerados conforme a energia é efetivamente produzida para cada tipo de geração, motivo pelo qual se optou pela análise dos dados de corrente de apenas 12 horas diárias de medições na instalação fotovoltaica em contraste as formas de onda de tensão durante as 24 horas diárias para a usina eólica. No intuito de se igualar o número diário de arquivos, que são 1440 por instalação em investigação, os arquivos de 1 segundo gerados foram espaçados de 30 segundos e 1 minuto para os dados de corrente e tensão, respectivamente. As Figuras 3.4 e 3.5 mostram como os dados são processados e comparados à metodologia PK.

No quarto capítulo, foi colocada em prática a metodologia exposta por Oliveira (2015) e feita uma análise quanto às formas de onda de tensão e corrente, além do tamanho ideal de janela que minimiza a discrepância normalizada entre a DFT e o método PK.

- Na instalação fotovoltaica foi constatada a influência direta da irradiância solar na intensidade da corrente gerada pelos painéis solares, que apresentaram uma curva de envoltória cuja intensidade variou entre 0 e 100 A durante o dia, com destaque para as proximidades do meio dia, onde as correntes possuem valor médio máximo. A análise dos perfis de THD e TID diários mostrou que os picos ocorrem ao início e final do período de avaliação, justificado pela baixa amplitude de fundamental gerada que, em conformidade com o observado nas Equações (2.9) e (2.10) assumindo a estacionariedade das amplitudes das componentes espectrais que não a fundamental. O estudo feito acerca dos percentis de 95% de THD e TID mostrou que, para todos os dias de medição, as janelas estimadas via DFT de 1 e 6 ciclos da fundamental foram as que apresentaram os maiores valores em comparação com as demais, e ainda, os valores mais próximos aqueles observados pelo PK. Notoriamente os finais de semana apresentaram um $TID_{95\%}$ muito menor que o visto durante os demais dias da semana. Por fim, a observação do ajuste de curvas de discrepâncias normalizadas permitiu verificar que, para essa instalação, o período ideal de janela é de 6 ciclos da fundamental, metade dos 12 ciclos propostos pela IEC.
- Nos aerogeradores foi visto o comportamento imprevisível das tensões geradas na saída dos inversores, cuja curva de envoltória variou em apenas 50 V durante o dia. Os perfis de THD e TID diários mostraram que, ao contrário da instalação solar, a usina eólica também possui períodos de pico com baixa representatividade estatística, com alguns valores que superam os 700%. Ademais, a análise dos

percentis de 95% mostrou que os valores de $TID_{95\%}$ que mais se aproximam da metodologia PK foram os vistos nas DFTs de 30 e 60 ciclos, respectivamente. Em consonância com a metodologia proposta, o ajuste de curvas mostrou que, na instalação eólica, o período ideal de janela que mitiga as discrepâncias entre THD e TID é de 10,38 ciclos da fundamental, valor este muito mais próximo dos 12 ciclos indicados pela IEC.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

1) Aplicação de diferentes tipos de janela

O presente trabalho restringiu-se à avaliação de janelas retangulares, conforme sugerido pela IEC. Contudo, embora apresentem boa resolução, esse tipo de janela possui decaimento espectral dos lóbulos secundários demasiadamente lento comparado às demais janelas citadas no Capítulo 2. Sugere-se então avaliar também os períodos mencionados quando da aplicação de uma janela Hanning, que possui comportamento mais genérico e é indicado para sinais com características desconhecidas (SILVA, 2016).

2) Avaliação de instalações com diferentes potências instaladas

Neste trabalho somente foi analisado uma instalação de cada tipo, o que dificulta a generalização do problema em questão para todo o segmento de geração renovável. Sugere-se portanto aplicar a metodologia exposta no Capítulo 3 também a diferentes instalações renováveis de potências distintas, verificando como a potência instalada influencia na escolha da janela de tempo ideal. Para tanto, faz-se necessária a modificação da metodologia empregada em (OLIVEIRA, 2015) quanto à análise de tendências, empregando uma análise de variâncias ao invés da simples regressão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Informações Gerenciais*. [S.l.], 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional*. Módulo 8. [S.l.], 2016.
- COSTA, F. F. *Estimação de harmônicos e inter-harmônicos em sistemas elétricos*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande, 2005.
- GAVIN, H. P. Fourier series, fourier transforms, and periodic response to periodic forcing. 2016. Disponível em: <https://www.duke.edu/>.
- HANZELKA, Z.; BIEN, A. *Power Quality Application Guide - Harmonics and Interharmonics*. [S.l.], 2004. Leonardo Power Quality Initiative. Disponível em: <http://admin.copperalliance.eu/docs/librariesprovider5/power-quality-and-utilisation-guide/311-interharmonics.pdf?sfvrsn=4&sfvrsn=4>.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). *Electromagnetic Compatibility - Part 2.2: Environment - Compatibility levels for lowfrequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems*. [S.l.], 2000. (61000-2-2).
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). *Electromagnetic Compatibility - Part 4.7: Testing and Measurement Techniques â general guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation for power supply systems and equipment connected thereto*. [S.l.], 2002. v. 61000-4-7.
- LATHI, B. P. *Sinais e sistemas lineares*. [S.l.]: Bookman, 2007.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil e Mundo*. [S.l.], 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>.
- MORGENSTERN, J. Note on a lower bound of the linear complexity of the fast fourier transform. *J. ACM*, v. 20, n. 2, p. 305–306, 1973.
- OLIVEIRA, W. R. de. *Uma contribuição para a medição de distorções harmônicas e inter-harmônicas em instalações de geração fotovoltaica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, 2015.
- OPPENHEIM, A. V.; WILLSKY, A. S. *Sinais e Sistemas*. 2ª edição.ed.[S.l.] : Pearson, 2010.

PENA, J. S. G. *Uma avaliação da influência das janelas de tempo e do período de medição na análise de distorções harmônicas e inter-harmônicas em instalações eólicas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, 2016.

SCHNEIDER. *Instalações elétricas de baixa potência*. [S.l.], 2006.

SILVA, L. M. *Análises e medições espectrais usando a FFT*. [S.l.], 2016. Disponível em: <https://sites.google.com/a/ene.unb.br/labprincom/>.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *International Energy Outlook*. [S.l.], 2016. Disponível em: <https://www.eia.gov/forecasts/ieo/electricity.cfm>.

APÊNDICES

A DISCREPÂNCIAS NORMALIZADAS PARA OS ÍNDICES DE THD E TID NA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA.

Tabela A.1: Discrepâncias normalizadas de THD para todos os dias da semana na instalação fotovoltaica.

$\Delta_{Jn,PK}^d$												
Dia da Semana	Número de Ciclos da Fundamental (Jn)											
	1	2	3	4	5	6	10	12	15	20	30	60
Domingo	0.64	0.66	0.62	0.69	0.74	0.78	0.85	0.87	0.90	0.91	0.93	1.00
Segunda	0.30	0.31	0.01	0.18	0.35	0.46	0.70	0.76	0.83	0.88	0.94	1.00
Terça	0.01	0.16	0.03	0.18	0.33	0.44	0.66	0.73	0.80	0.86	0.93	1.00
Quarta	0.24	0.00	0.20	0.04	0.21	0.32	0.61	0.69	0.76	0.84	0.92	1.00
Quinta	0.46	0.19	0.35	0.08	0.10	0.23	0.50	0.57	0.66	0.75	0.86	1.00
Sexta	0.42	0.10	0.33	0.09	0.08	0.20	0.51	0.58	0.67	0.76	0.86	1.00
Sábado	0.81	0.82	0.79	0.83	0.85	0.86	0.90	0.91	0.92	0.94	0.96	1.00

Tabela A.2: Discrepâncias normalizadas de TID para todos os dias da semana na instalação fotovoltaica.

$\Delta_{Jn,PK}^d$												
Dia da Semana	Número de Ciclos da Fundamental (Jn)											
	1	2	3	4	5	6	10	12	15	20	30	60
Domingo	0.73	0.73	0.73	0.33	0.18	0.08	0.14	0.21	0.28	0.41	0.59	1.00
Segunda	1.00	1.00	1.00	0.74	0.65	0.58	0.42	0.37	0.31	0.24	0.14	0.02
Terça	1.00	1.00	1.00	0.82	0.76	0.72	0.61	0.58	0.53	0.47	0.38	0.22
Quarta	1.00	1.00	1.00	0.70	0.61	0.54	0.36	0.29	0.22	0.12	0.01	0.22
Quinta	1.00	1.00	1.00	0.72	0.63	0.56	0.41	0.36	0.29	0.21	0.07	0.18
Sexta	1.00	1.00	1.00	0.61	0.48	0.37	0.12	0.04	0.05	0.20	0.38	0.67
Sábado	1.00	1.00	1.00	0.88	0.83	0.80	0.73	0.71	0.68	0.64	0.57	0.40

B DISCREPÂNCIAS NORMALIZADAS PARA OS ÍNDICES DE THD E TID NA INSTALAÇÃO EÓLICA.

Tabela B.1: Discrepâncias normalizadas de THD para todos os dias da semana na instalação eólica.

$\Delta_{Jn,PK}^d$												
Dia da Semana	Número de Ciclos da Fundamental (Jn)											
	1	2	3	4	5	6	10	12	15	20	30	60
Domingo	0.75	0.65	1.00	0.80	0.32	0.41	0.32	0.39	0.47	0.56	0.66	0.77
Segunda	0.50	1.00	0.37	0.26	0.25	0.23	0.36	0.43	0.49	0.55	0.62	0.71
Terça	0.53	0.05	0.20	0.03	0.19	0.31	0.57	0.65	0.72	0.81	0.90	1.00
Quarta	0.34	0.32	0.16	0.31	0.40	0.48	0.65	0.66	0.84	0.88	0.93	1.00
Quinta	0.05	0.05	0.20	0.00	0.17	0.29	0.56	0.63	0.73	0.79	0.89	1.00
Sexta	0.08	0.19	0.05	0.27	0.40	0.49	0.71	0.76	0.82	0.88	0.94	1.00
Sábado	0.74	0.54	0.42	0.51	0.59	0.65	0.78	0.83	0.87	0.91	0.95	1.00

Tabela B.2: Discrepâncias normalizadas de TID para todos os dias da semana na instalação eólica.

$\Delta_{Jn,PK}^d$												
Dia da Semana	Número de Ciclos da Fundamental (Jn)											
	1	2	3	4	5	6	10	12	15	20	30	60
Domingo	1.00	1.00	1.00	0.99	0.98	0.93	0.31	0.38	0.13	0.02	0.20	0.58
Segunda	0.65	0.65	0.65	0.58	0.29	0.29	0.04	0.12	0.02	0.28	0.62	1.00
Terça	1.00	1.00	1.00	0.88	0.81	0.76	0.67	0.63	0.59	0.54	0.46	0.31
Quarta	1.00	1.00	1.00	0.87	0.81	0.77	0.71	0.68	0.65	0.62	0.55	0.40
Quinta	1.00	1.00	1.00	0.85	0.77	0.72	0.60	0.56	0.52	0.45	0.37	0.16
Sexta	1.00	1.00	1.00	0.88	0.82	0.79	0.71	0.69	0.65	0.60	0.54	0.42
Sábado	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.84	0.82	0.79	0.77	0.73	0.66