



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

PEDRO HENRIQUE CAVALCANTI DE ARRUDA FILHO

**ESTUDO COMPARATIVO DE MÉTODOS DE DIAGNÓSTICO DE
FALHAS EM ROLAMENTOS ATRAVÉS DA ANÁLISE DE VIBRAÇÃO
COM ÊNFASE EM TURBINAS EÓLICAS**

**Recife
2018**

PEDRO HENRIQUE CAVALCANTI DE ARRUDA FILHO

**ESTUDO COMPARATIVO DE MÉTODOS DE DIAGNÓSTICO DE
FALHAS EM ROLAMENTOS ATRAVÉS DA ANÁLISE DE VIBRAÇÃO
COM ÊNFASE EM TURBINAS EÓLICAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em engenharia mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de mestre em engenharia mecânica.

Área de concentração: Energia.

Orientador: Prof. Dr. Alex Maurício Araújo.

**Recife
2018**

Catalogação na fonte
Bibliotecária: Rosineide Mesquita Gonçalves Luz / CRB4-1361 (BCTG)

A433e Arruda Filho, Pedro Henrique Cavalcanti de.

Estudo comparativo de métodos de diagnóstico de falhas em rolamentos através
da análise de vibração com ênfase em turbinas eólicas / Pedro Henrique
Cavalcanti de Arruda Filho. – Recife, 2018.
86f., il., figs., tabs., abrev. e sigl.

Orientador: Prof. Dr. Alex Maurício Araújo.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2018.
Inclui Referências.

1. Engenharia Mecânica. 2. Turbinas eólicas. 3. Análise de vibração.
4. Sistema de monitoramento de condição. 5. Transformada Rápida de
Fourier. 6. Análise Envelope. I. Araújo, Alex Maurício (Orientador).
II.Título.

PEDRO HENRIQUE CAVALCANTI DE ARRUDA FILHO

**ESTUDO COMPARATIVO DE MÉTODOS DE DIAGNÓSTICO DE
FALHAS EM ROLAMENTOS ATRAVÉS DA ANÁLISE DE VIBRAÇÃO
COM ÊNFASE EM TURBINAS EÓLICAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em engenharia mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de mestre em engenharia mecânica.

Aprovada em: 10/08/2018.

BANCA EXAMINADORA

Profº. Dr. Alex Maurício Araújo (Orientador)

Universidade Federal de Pernambuco

Profº. Dr. José Claudino De Lira Júnior (Examinador Externo)

Universidade Federal de Pernambuco

Profª. Drª. Gustavo De Novaes Pires Leite (Examinadora Externo)

Instituto Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus e a seu filho Jesus Cristo que, esteve sempre presente em minha vida nas horas mais difíceis.

Agradeço também aos meus pais que me apoiaram e incentivaram nesta longa jornada de trabalho intenso.

Agradeço a minha família por sempre me apoarem nas minhas decisões e acreditarem no meu potencial.

Agradeço a minha esposa Eline Tatiane Silva do Nascimento Arruda por me apoiar sempre e me ajudar a conquistar os meus objetivos.

Agradeço a minha filha Ana Vitória do Nascimento Arruda por me motivar a vencer todos os obstáculos proporcionados, a fim de servir como símbolo de admiração, exemplo e orgulho na sua vida.

Agradeço também ao meu orientador Dr. Alex Maurício Araújo e amigo Dr. Renato Wagner da Silva Barros que confiaram em minha capacidade intelectual para o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

Nas últimas décadas, o desenvolvimento tecnológico e o aumento na produção e instalação de turbinas eólicas vêm se mostrando significativo no cenário mundial. No entanto, a demanda por turbinas eólicas com maiores capacidades de produção e menores custos de operação e manutenção vêm crescendo. Sendo assim, aumenta o interesse pelos sistemas de monitoramento de condição (CMS, do inglês *Condition Monitoring System*). Os componentes das turbinas eólicas que são considerados como principais, devido aos seus custos elevados de reparo e maior tempo de parada, acabam sendo os alvos de grande parte dos CMS. Porém, a ocorrência de falha nesses componentes geralmente está relacionada à falha de um subcomponente. Sendo assim, esse trabalho tem como objetivo comparar métodos de diagnóstico de falhas em rolamentos através da análise de vibração. A metodologia proposta consiste em um estudo individual e comparativo das técnicas de análise de sinais de vibrações temporais, transformadas rápidas de Fourier (FFT, do inglês *Fast Fourier Transform*) e análise envelope baseada na transformada de Hilbert. Os métodos em análise foram aplicados nos dados extraídos de uma bancada de teste pertencente à Universidade de Cincinnati, devido à grande dificuldade de acesso aos dados de uma turbina eólica real. Esses métodos, quando aplicados aos dados da bancada de teste, possibilitaram a identificação das falhas presentes nos rolamentos.

Palavras-chave: Turbinas eólicas. Análise de vibração. Sistema de monitoramento de condição. Transformada Rápida de Fourier. Análise Envelope.

ABSTRACT

In the last decades, technological development and increased production and installation of wind turbines have taken significant place in global context. However, there is a growing demand for wind turbines with greater production and lower operation and maintenance cost. Thus, the interest in condition monitoring systems (CMS) is also increasing. The components of wind turbines which are the most important ones, and due to their high repair cost and break time, they are the targets of most CMS. Nevertheless, the occurrence of component failures is related to a failure of a subcomponent. Therefore, this paper aims to compare methods of fault diagnostic for bearings failures using vibration analysis. The methodology consists of an individual and comparative study of the techniques of signal analysis of temporal vibrations, Fast Fourier Transform (FFT) and the envelope-based analysis of Hilbert transform. The methods under analysis were applied to the data extracted from a database belonging to the University of Cincinnati due to the great difficulty of accessing data from a real wind turbine. When these methods are applied to the data of bench test, allowed the identification of faults in the bearings.

Keywords: Wind turbines. Vibration analysis. Condition monitoring system. Fast Fourier Transform. Envelope Analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Capacidade global de energia eólica instalada de 2001 a 2017.....	15
Figura 2 -	Evolução dos rotores desde 1980 e as perspectivas futuras.....	16
Figura 3 -	Taxa de falha e tempo de parada por falha em diferentes componentes da WT.....	17
Figura 4 -	Taxas de falhas associadas aos subcomponentes da GB.....	18
Figura 5 -	Taxas de falhas associadas aos subcomponentes dos GEs de médio porte	18
Figura 6 -	Taxas de falhas associadas aos subcomponentes dos GEs de grande porte.....	19
Figura 7 -	Publicações na área de monitoramento de condição para turbinas eólicas (CMWT) no período de 1990 a 2018.....	20
Figura 8 -	Sinais característicos típicos/evolução de uma falha mecânica.....	21
Figura 9 -	Moinho de vento de eixo vertical persa.....	24
Figura 10 -	Moinho de eixo horizontal da Holanda.....	25
Figura 11 -	Turbina de pequeno porte dos irmãos Jacobs.....	25
Figura 12 -	Algumas configurações de turbinas eólicas de eixo horizontal.....	28
Figura 13 -	Principais Componentes de uma WT de Eixo Horizontal.....	28
Figura 14 -	Classificação dos sinais: a) sinal determinístico (senóide).....	30
Figura 15 -	Exemplo ilustrativo da aplicação da FFT na análise de vibração.....	32
Figura 16 -	Sinal temporal corrompido com ruído aleatório de média zero.....	34
Figura 17 -	Espectro no domínio da frequência obtido através da FFT.....	35
Figura 18 -	Distribuição de carga unilateral (vertical) em um rolamento.....	36
Figura 19 -	Sinais típicos e sinais de envelope de falhas locais em rolamentos de elementos rolantes.....	36
Figura 20 -	Sinal temporal corrompido com ruído aleatório de média zero e impactos.....	38
Figura 21 -	Espectro do sinal corrompido com ruído aleatório de média zero e impactos.....	39
Figura 22 -	Valor absoluto do sinal temporal filtrado (azul) e seu envelope (vermelho).....	40
Figura 23 -	Espectro do envelope.....	40

Figura 24 -	Visão geral do CMS e processos de manutenção para WTs.....	44
Figura 25 -	Esboço de um sistema de monitoramento de condições baseado em análise de vibrações em turbinas eólicas.....	46
Figura 26 -	Elementos de um rolamento.....	47
Figura 27 -	Frequências, dimensões e ângulo de contato do rolamento.....	48
Figura 28 -	Espectro de falha em rolamento no 1º estágio.....	50
Figura 29 -	Espectro de falha em rolamento no 2º estágio.....	50
Figura 30 -	Espectro de falha em rolamento no 3º estágio.....	51
Figura 31 -	Espectro de falha em rolamento no 4º estágio.....	51
Figura 32 -	Esquematização de análise dos métodos.....	55
Figura 33 -	Esquema da bancada de teste dos rolamentos.....	58
Figura 34 -	Fotografia da bancada de teste dos rolamentos.....	58
Figura 35 -	RMS do rolamento 3 (dataset 1).....	61
Figura 36 -	RMS do rolamento 4 (dataset 1).....	62
Figura 37 -	RMS do rolamento 1 (dataset 2).....	63
Figura 38 -	Sinal temporal vibratório do rolamento 3 (dataset 1).....	64
Figura 39 -	Zoom do sinal temporal vibratório do rolamento 3 (dataset 1).....	64
Figura 40 -	Sinal temporal vibratório do rolamento 4 (dataset 1).....	65
Figura 41 -	Zoom do sinal temporal vibratório do rolamento 4 (dataset 1).....	65
Figura 42 -	Sinal temporal vibratório do rolamento 1 (dataset 2).....	66
Figura 43 -	Zoom do sinal temporal vibratório do rolamento 1 (dataset 2).....	66
Figura 44 -	Espectros do rolamento 3 (dataset 1).....	68
Figura 45 -	Espectros do rolamento 4 (dataset 1).....	69
Figura 46 -	Espectros do rolamento 1 (dataset 2).....	70
Figura 47 -	Espectros do rolamento 2 (dataset 2).....	71
Figura 48 -	Espectros do rolamento 3 (dataset 2).....	71
Figura 49 -	Espectros do rolamento 4 (dataset 2).....	72
Figura 50 -	Envelope do rolamento 3 (dataset 1).....	74
Figura 51 -	Envelope do rolamento 4 (dataset 1).....	75
Figura 52 -	Envelope do rolamento 1 (dataset 2).....	76
Figura 53 -	Envelope do rolamento 2 (dataset 2).....	77
Figura 54 -	Envelope do rolamento 3 (dataset 2).....	77
Figura 55 -	Envelope do rolamento 4 (dataset 2).....	78

Figura 56 - Foto dos componentes dos rolamentos com falha.....

79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	CM Técnicas e Características.....	42
Tabela 2 -	Classificação das zonas de severidade (VDI 3834).....	54
Tabela 3 -	Descrição dos Datasets.....	59
Tabela 4 -	Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 44.....	68
Tabela 5 -	Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 45.....	69
Tabela 6 -	Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 46.....	70
Tabela 7 -	Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 47.....	71
Tabela 8 -	Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 48.....	72
Tabela 9 -	Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 49.....	72
Tabela 10 -	Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 50.....	74
Tabela 11 -	Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 51.....	75
Tabela 12 -	Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 52.....	76
Tabela 13 -	Análise comparativa dos métodos de análise de sinais de vibração....	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BPFI	<i>Ball Pass Frequency of Inner ring</i>
BPFO	<i>Ball Pass Frequency of Outer ring</i>
BSF	<i>Ball Spin Frequency</i>
CM	<i>Condition Monitoring</i>
CMS	<i>Condition Monitoring System</i>
CMWT	<i>Condition Monitoring Wind Turbine</i>
DFT	<i>Discrete Fourier Transform</i>
FFT	<i>Fast Fourier Transform</i>
FTF	<i>Fundamental Train Frequency</i>
GB	<i>Gearbox</i>
GE	<i>Generator</i>
HAWT	<i>Horizontal Axle Wind Turbine</i>
IDFT	<i>Inverse Discrete Fourier Transform</i>
O&M	<i>Operation and Maintenance</i>
WT	<i>Wind Turbine</i>
WTCMS	<i>Wind Turbine Condition Monitoring System</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos do trabalho.....	21
1.1.1	Objetivo Geral	21
1.1.2	Objetivos Específicos	21
1.2	Revisão do Estado da Arte.....	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	24
2.1	Energia Eólica.....	24
2.1.1	Processo de conversão de energia	27
2.1.2	Configuração das WTs modernas.....	27
2.2	Sinais de vibração.....	29
2.3	Transformada rápida de Fourier (FFT)	31
2.4	Análise envelope com base na transformada de Hilbert.....	35
3	MONITORAMENTO DE CONDIÇÃO	41
3.1	Monitoramento de condição baseada em análise de vibração	45
3.1.1	Domínio do tempo.....	46
3.1.2	Domínio da frequência	46
4	MANCAIS DE ROLAMENTOS	47
4.1	Análise de falhas em rolamentos.....	48
5	NORMAS TÉCNICAS.....	52
5.1	ISO 10618	52
5.2	VDI 3834.....	53
6	METODOLOGIA	55
7	ESTUDO DE CASO.....	57
8	RESULTADOS E DISCUSSÕES	60
8.1	Análise do r.m.s	60

8.2	Análise do sinal temporal de vibração.....	63
8.3	Análise dos espectros obtidos pela FFT.....	67
8.4	Análise do envelope obtido pela transformada de Hilbert	73
8.5	Análise conjunta das três técnicas	78
9	CONCLUSÕES	80
9.1	Trabalhos futuros.....	81
	REFERÊNCIAS	82

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento econômico dos países está relacionado diretamente ao consumo de energia. Isso pode ser observado ao longo da história, como por exemplo, na introdução da máquina a vapor no sistema de produção durante a primeira revolução industrial, o descobrimento de petróleo (no motor a combustão), água (nas hidroelétricas) e urânio (para energia nuclear), como fontes de energia, as quais alavancaram as produções industriais, proporcionando maior conforto a humanidade e dependência dos países subdesenvolvidos, durante segunda revolução industrial, bem como a crise mundial da década de 1970 conhecida como crise do petróleo.

Observando esses momentos históricos, é possível perceber a importância das matrizes energéticas como fontes propulsoras no desenvolvimento mundial. No entanto, a utilização desenfreada dessas fontes energéticas não renováveis ao decorrer dos anos, em prol do desenvolvimento, impactou de forma negativa o cenário ambiental, despertando sinais de preocupação relacionados às gerações futuras e ao destino do planeta.

O surgimento do Clube de Roma, em meados da década de 1960, é visto então, como o primeiro ato de manifestação direcionado a discussão de assuntos políticos, econômicos e principalmente ambientais. O Clube foi responsável pela publicação do relatório intitulado por “Os Limites do Crescimento”, o qual foi desenvolvido pelo Instituto de Tecnologia de Massachusetts (MIT), no início da década de 1970, através de modelos matemáticos que apontam os principais problemas relacionados ao desenvolvimento futuro da humanidade, tais como: energia, poluição, tecnologia, ambiente, crescimento populacional, saúde e saneamento. Contudo, os debates relacionados às preocupações ambientais a nível global só começaram a ganhar força após a realização da “Conferência de Estocolmo”, desenvolvida pela Organização das Nações Unidas (ONU).

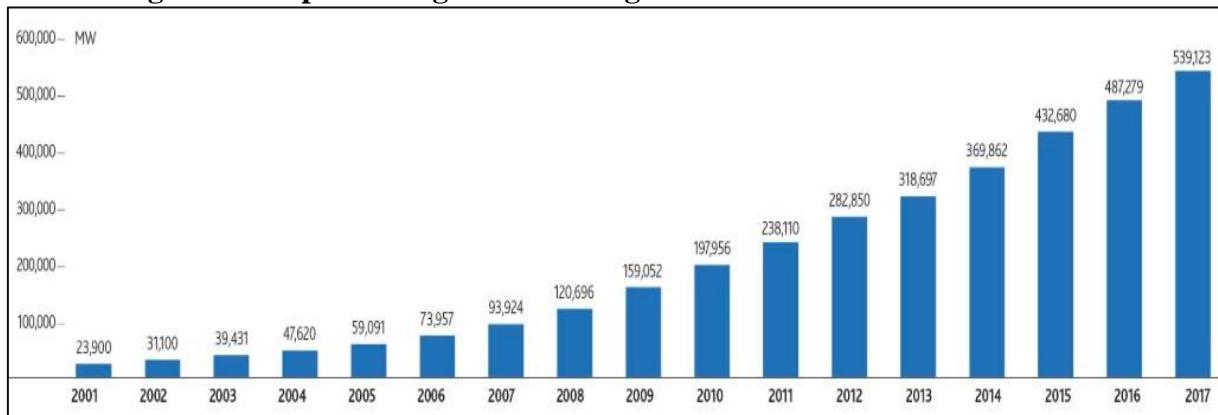
Após esses eventos, ainda na década de 1970, tivemos a “Convenção de Berna” sobre a proteção de habitats e a “Convenção de Genebra” sobre a poluição atmosférica. Na década de 1980, o “Protocolo de Helsinki” sobre a qualidade do Ar, a “Comissão Mundial” sobre meio ambiente e desenvolvimento, o “Protocolo de Montreal” sobre substâncias que destroem a Camada de ozônio e o “Relatório de Brundtlande” onde surge o termo *desenvolvimento sustentável*, definido como “O desenvolvimento que satisfaz as necessidades presentes, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de suprir suas próprias necessidades” (BRUNDTLANDE, 1987). Na década de 1990, tivemos ainda, a “Eco-92”, a assinatura da

“agenda 21” envolvendo 179 países comprometidos na elaboração de estratégias que apontem para o desenvolvimento sustentável e o “Protocolo de Quioto”. Recentemente, tivemos em 2002 o Rio+10 e em 2012 o Rio+20 ambos organizados pelas Nações Unidas com o objetivo de aprimorar as ideias de desenvolvimento sustentável.

No entanto, ainda é impossível caminhar para um desenvolvimento econômico e social sem causar nenhum impacto ambiental. Dessa forma, surge a necessidade de conciliar o consumo da energia com as necessidades humanas e a conservação do meio ambiente, visando à garantia do desenvolvimento sustentável. Nesse sentido, o uso de combustíveis fósseis e minerais como principais matrizes energéticas, vem sendo cada vez mais substituído por fontes de energia renováveis de caráter tecnológico inovador, capazes de produzir uma menor quantidade de CO_2 .

Dentre outras fontes de energia renovável, a eólica além de ser considerada a mais econômica ainda apresentou o maior crescimento, tanto contribuído mais na geração de energia do que qualquer outra fonte renovável no último ano (ARTIGAO, et al., 2018). Atualmente a energia eólica tem crescido de maneira significativa no mundo como mostra os dados a Figura 1.

Figura 1 - Capacidade global de energia eólica instalada de 2001 a 2017.

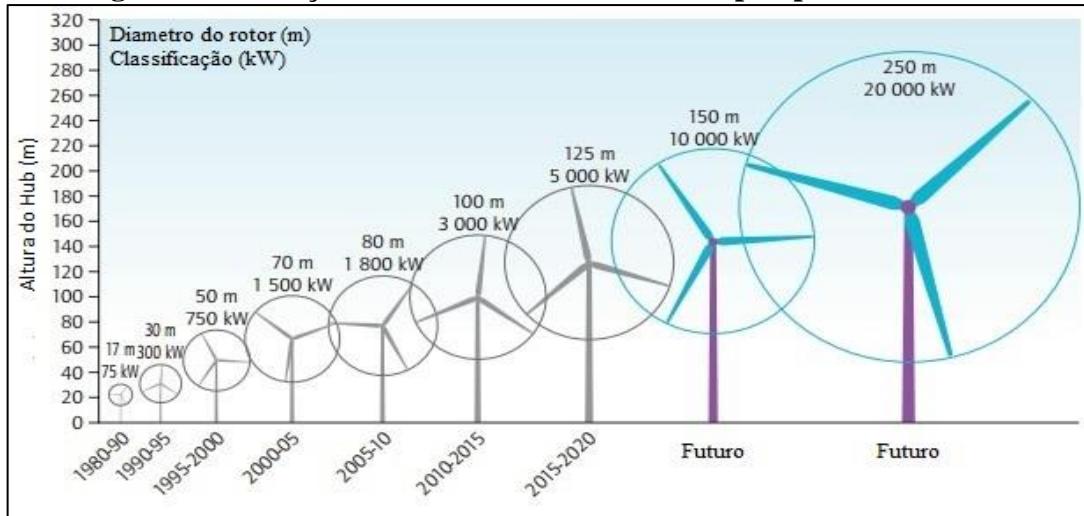


Fonte: (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2018).

A capacidade eólica mundial em 2017 totalizou aproximadamente 539 GW, tendo como os países de maior capacidade de energia eólica instalada do mundo a China em 1º lugar com 188 GW, os Estados Unidos em 2º lugar com 89 GW, a Alemanha em 3º lugar com 56 GW, a Índia em 4º lugar com 33 GW, e a Espanha ocupando o 5º lugar com uma produção de 23 GW, o Brasil passou a ocupar o 8º lugar após pular de 10,7 GW em 2016 para 12,7 GW em 2017 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2018).

A fabricação de turbinas eólicas com dimensões cada vez maiores, com o objetivo de obter uma maior área de varredura e consecutivamente uma maior produção de energia, vem aumentando. No entanto, junto aos desenvolvimentos está atrelado o desafio de tornar a produção cada vez mais eficiente. Sendo assim, é necessário minimizar os custos com os procedimentos de operação e manutenção (O&M), buscando reduzir o número de falhas e o tempo de parada gasto para realização de reparos inesperados. Dessa forma, à medida que os rotores se tornam maiores (Figura 2), com pás mais longas e flexíveis, torna-se necessária a realização de uma compreensão mais completa do comportamento das turbinas eólicas em operação, uma vez que essas informações irão auxiliar no desenvolvimento de novos projetos (PHILIBERT; HOLTTINEN; CHANDLER, 2013).

Figura 2 - Evolução dos rotores desde 1980 e as perspectivas futuras.

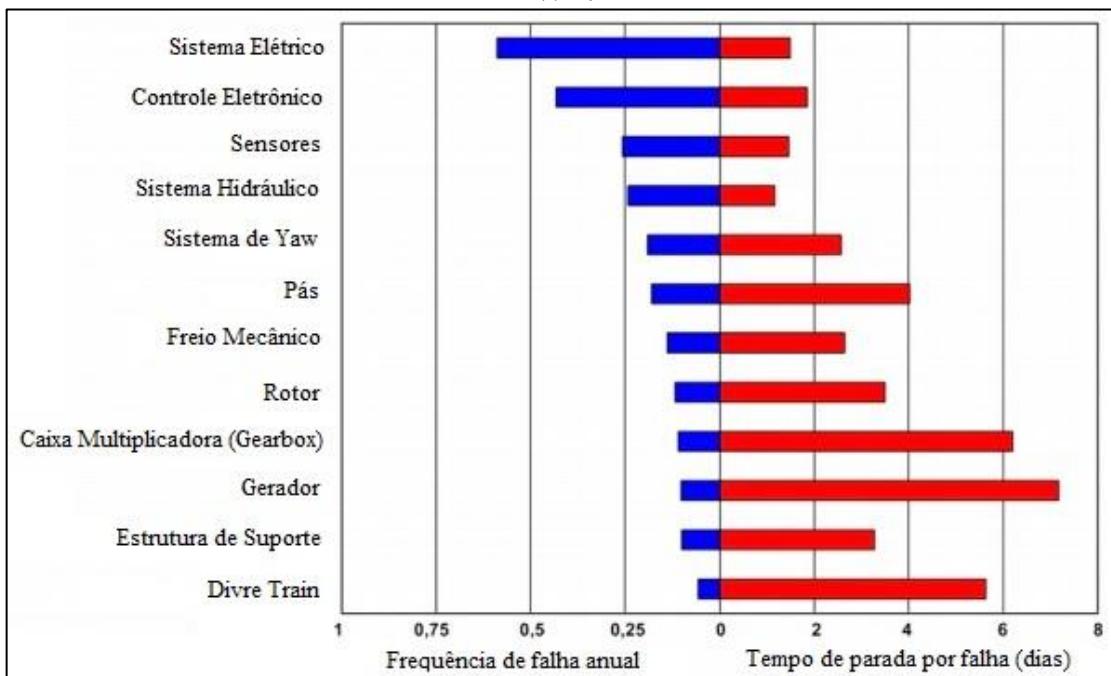


Fonte: Adaptado pelo autor de (PHILIBERT; HOLTTINEN; CHANDLER, 2013).

As turbinas eólicas, diferentemente de outras centrais energéticas, estão expostas a grandes variações, tais como: mudanças climáticas, rajadas de vento, chuva, neve, calor, raios e granizos. Sendo assim, elas estão sujeitas a um comportamento dinâmico constante, recebendo diferentes tipos de cargas, obrigando os seus componentes e subcomponentes a trabalharem em condições variadas. Devido à exposição a esses carregamentos, os componentes das turbinas eólicas estão suscetíveis a diversos tipos de falhas (AMIRAT et al., 2009) e (HAMEED et al., 2009).

Nos dados apresentados na Figura 3 é possível ver a frequência de falhas e o tempo de parada correspondente aos componentes das turbinas eólicas (do inglês, wind turbines – WTs).

Figura 3 - Taxa de falha e tempo de parada por falha em diferentes componentes da WT.

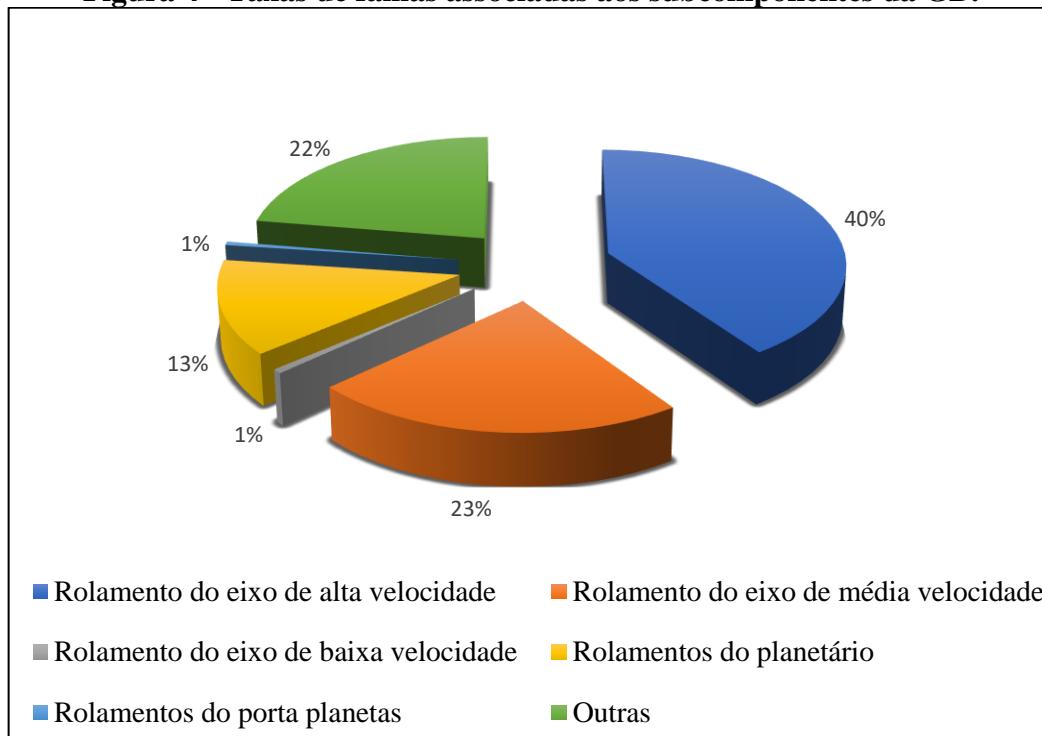


Fonte: Adaptado pelo autor de (HAHN; DURSTEWITZ; ROHRIG, 2007).

As durações dos tempos de parada das turbinas eólicas, originados pelo mau funcionamento, dependem da disponibilidade de peça para reposição, capacitação dos profissionais envolvidos na realização do serviço e o grau de severidade do dano a ser reparado. No passado, a realização de reparos nas pás, no rotor, na caixa de engrenagem, no gerador e no drivetrain geralmente era responsável por tempos de parada que se prolongavam por semanas. No entanto, com o surgimento das variadas técnicas de reparo, desenvolvidas ao longo dos anos, os tempos de parada foram reduzidos conforme dados fornecidos na Figura 3. Contudo, os tempos de parada de aproximadamente uma semana, correspondente a falha no gerador (GE) e na caixa de engrenagem (GB), ainda são relevantes (IGBA et al., 2015).

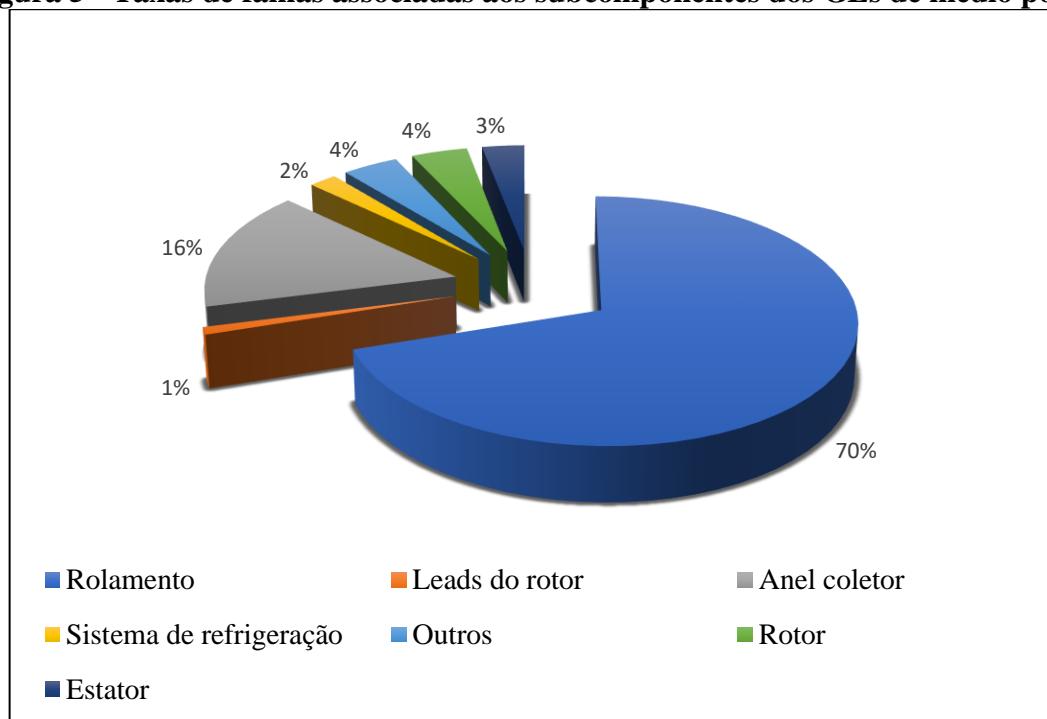
Sendo assim, para entender os motivos dessas falhas é necessário compreender o comportamento dos subcomponentes. Tendo em vista, que dentro de uma GB os mancais de rolamentos em geral representam 78% das falhas, dos quais 63% estão atrelados a os eixos de alta rotação (HSS) e os de média rotação (IMS), Figura 4. Esses dados não são diferentes quando comparados com as taxas de falhas apresentadas pelos subcomponentes dos GE, visto que os mancais de rolamento são responsáveis por aproximadamente 70% das falhas em GE de médio porte, Figura 5, e 58% em GE de grande porte, Figura 6 (NIVEDH, 2014).

Figura 4 - Taxas de falhas associadas aos subcomponentes da GB.



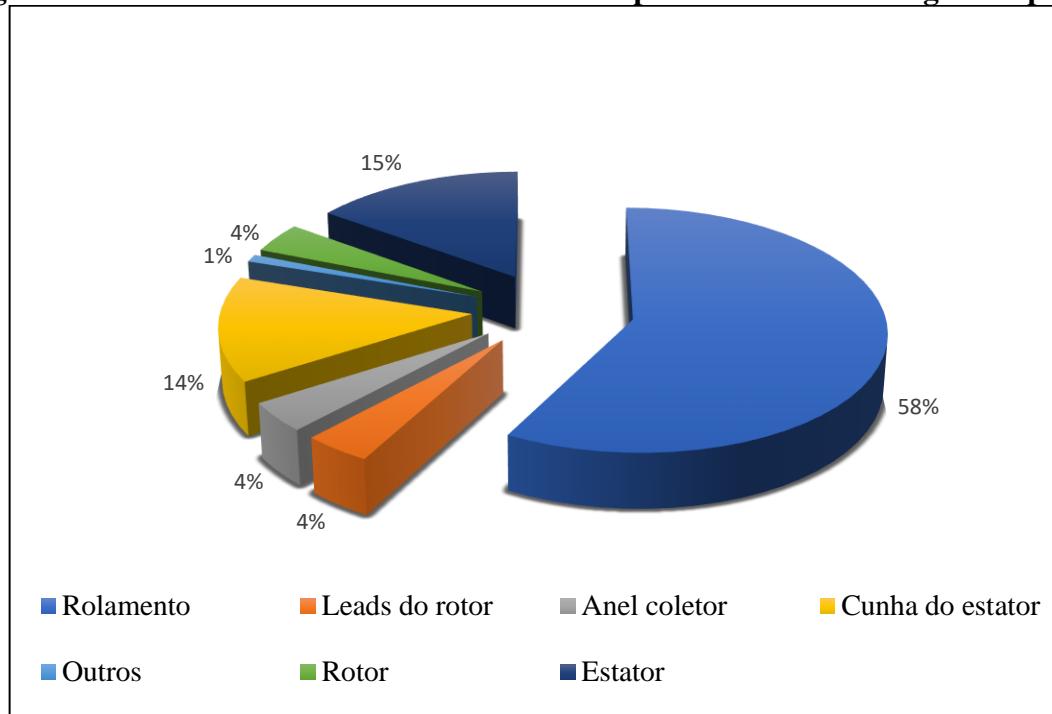
Fonte: Adaptado pelo autor de (SHENG, 2017).

Figura 5 - Taxas de falhas associadas aos subcomponentes dos GEs de médio porte.



Fonte: Adaptado pelo autor de (NIVEDH, 2014).

Figura 6 - Taxas de falhas associadas aos subcomponentes dos GEs de grande porte.

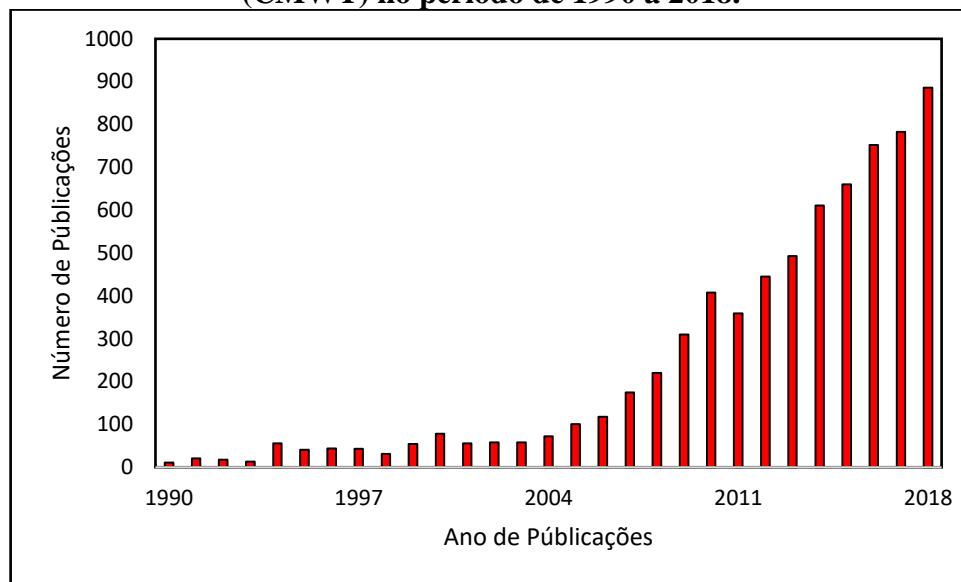


Fonte: Adaptado pelo autor de (NIVEDH, 2014).

Visando cobrir gastos com as questões de garantia, provenientes das falhas prematuras, os fabricantes tendem a elevar os preços das WT, o que acaba contribuindo para um maior custo de energia e para uma baixa viabilidade econômica dos parques eólicos (NIVEDH, 2014) e (IGBA et al., 2015). Buscando essa viabilização econômica, através do aumento da confiabilidade e da redução dos custos com (O&M), muitos pesquisadores vêm desenvolvendo inúmeros estudos no campo de monitoramento de condição (CM) e diagnóstico de falhas, isso pode ser observado na Figura 7, construída através de pesquisa realizada no portal de busca integral da USP¹ com a palavra chave “wind turbine condition monitoring”.

¹ <http://www.sibi.usp.br/bibliotecas/>

Figura 7 - Publicações na área de monitoramento de condição para turbinas eólicas (CMWT) no período de 1990 a 2018.

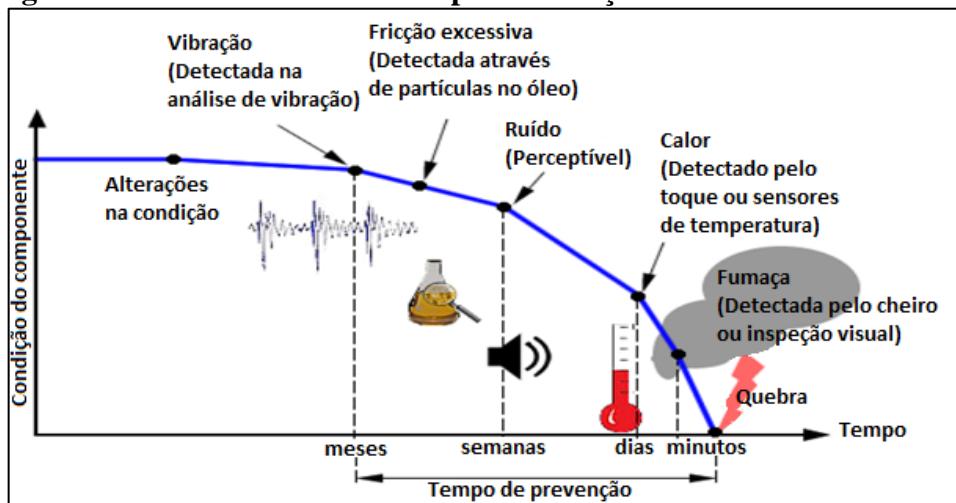


Fonte: Elaborado pelo autor.

Através da aplicação de técnicas de monitoramento de condição, muitas falhas podem ser detectadas sem que haja a necessidade de interrupção no funcionamento da turbina eólica. Dessa forma, as equipes de manutenção podem previamente realizar seus planos de intervenção, buscando sanar o problema da melhor forma possível e sem prejudicar a produção de energia elétrica. Isso é importante, pois a acessibilidade às turbinas eólicas é bastante difícil, tendo em vista que elas normalmente costumam atingir grandes alturas (AMIRAT et al., 2009). Além disso, nos casos onde as turbinas se encontram instaladas no mar (offshore), a acessibilidade e os custos com O&M costumam ser ainda mais relevantes do que quando instaladas em terra (onshore) (TAUTZ-WEINERT; WATSON, 2017).

Nos casos de detecção de falhas em equipamentos rotativos, a tecnologia mais empregada é a análise vibratória. Essa tecnologia, além de apresentar uma maior precisão nos resultados, ainda é a mais eficiente na previsão e detecção de falhas, pois possibilita a detecção meses antes da quebra, Figura 8.

Figura 8 - Sinais característicos típicos/evolução de uma falha mecânica.



Fonte: Adaptado pelo autor de (TACHAKOUA et al., 2014).

Com a aplicação do monitoramento de condição baseado em análise de vibração sobre os mancais de rolamentos, as detecções das falhas ainda em estágios incipientes, poderão contribuir para obtenção do baixo custo de O&M e consecutivamente da energia gerada.

1.1 Objetivos do trabalho

1.1.1 Objetivo Geral

Realizar um estudo comparativo de métodos de diagnóstico de falhas em rolamentos através da análise de vibração com ênfase em turbinas eólicas.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Descrever as características das análises de sinais no domínio do tempo e da frequência (transformada rápida de Fourier e análise envelope baseada na transformada de Hilbert).
- Descrever as principais características dos equipamentos e as condições aplicadas aos testes realizados na bancada da Universidade de Cincinnati.
- Apresentar as frequências características de falhas dos componentes dos rolamentos utilizados.
- Analisar os dados de vibração dos rolamentos gerados aplicando os métodos propostos.

- Realizar uma análise comparativa dos métodos de monitoramento de condição empregados no estudo.

1.2 Revisão do Estado da Arte

As turbinas eólicas continuam evoluindo tecnologicamente, por meio do desenvolvimento de máquinas sofisticadas e com múltiplos MW de potência, tanto no setor onshore como no offshore. Esse desenvolvimento vem acompanhado de grandes desafios a serem superados, como por exemplo, os parques offshore que podem permanecer inacessíveis em alguns períodos do ano e o número de falhas que são diretamente proporcionais ao tamanho da turbina. Diante desse cenário, a disponibilidade e a confiabilidade das turbinas eólicas devem ser desenvolvidas paralelamente com o objetivo de manter a energia eólica financeiramente viável. As atividades de operação e manutenção (O&M) são fundamentais no que se refere à disponibilidade (ARTIGAO et al., 2018). O custo com O&M é relevante, pois cerca de 20% a 30% desse custo está atribuído ao tempo de vida útil das turbinas onshore, e 30% as turbinas offshore (AZEVEDO; ARAÚJO; BOUCHONNEAU, 2016). Dessa forma, a realização do monitoramento de componentes críticos é fundamental na detecção de falhas em estágios incipientes, de modo mais confiável, econômico e eficiente. (ARTIGAO et al., 2018).

Os CMSs desenvolvidos exclusivamente para caixas de engrenagem de turbinas eólicas foram em grande parte aperfeiçoadas até determinado ponto. No mercado existem vários desenvolvedores de hardwares e softwares de CMS, incluindo a General Electric's (GE), Siemens, Bosch e muitos outros. As tecnologias aplicadas no CM da caixa de engrenagem dependem sobretudo dos dados de vibração obtidos por meio de acelerômetros e termopares. Em alguns casos a utilização de filtros de partículas magnéticas também vem sendo empregada, com o objetivo de filtrar partículas metálicas que são desprezadas no óleo (WILLIS, 2018).

Os CMSs são geralmente empregados no monitoramento de máquinas rotativas, o que inclui os componentes do Drivetrain das turbinas eólicas, como por exemplo, mancais de rolamento do eixo principal, caixa de engrenagem e o gerador. Contudo, as turbinas eólicas diferentemente das outras máquinas estão expostas a carregamentos e velocidade de rotações variáveis, o que acaba geralmente influenciando nos dados de comportamento das turbinas (WILLIS, 2018). Isso consiste num desafio para o processo de CM (FISCHER; CORONADO, 2015).

Atualmente, os CMSs comercialmente predominantes empregados no monitoramento dos componentes do Drivetrain das turbinas eólicas, são baseados em análise de dados de sinais de vibração. Essa análise é geralmente aplicada aos mancais de rolamento do eixo principal, caixa de engrenagem, rolamentos do gerador e oscilações da torre. A aplicação do CMS baseado em vibrações para Drivetrains de turbinas eólicas foi bem aceita no mercado, pois já apresentou sua utilidade na prática em muitos casos. Dessa forma, passaram a ser indicados como equipamentos padrões para turbinas eólicas. A tendência para o desenvolvimento de turbinas maiores, com grandes valores agregados, e instalações em regiões de difícil acessibilidade combinados com a necessidade de manutenções de baixo custo, motivam a expansão do CM para componentes e subcomponentes das turbinas eólicas (FISCHER; CORONADO, 2015). Um dos principais desafios existentes para os CMS é o grande número de componentes envolvidos que apresentam múltiplos modelos complicados de falha (WILLIS, 2018).

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Energia Eólica

A energia cinética dos ventos já vem sendo explorada pelos povos antigos há muitos anos atrás nas atividades de bombeamento de água e moagem de grão. Porém, nos séculos passados eram utilizados modelos tecnologicamente mais simples e robustos, como, por exemplo, os moinhos de vento de eixo vertical (Figura 9) encontrados na Pérsia por volta de 200 A.C. Os moinhos de eixo horizontal (Figura 10) só vieram aparecer mais tarde nos Países Baixos e no Mediterrâneo por volta de 1300 e 1875 D.C. (KALDELLIS; ZAFIRAKIS, 2011).

Figura 9 - Moinho de vento de eixo vertical persa.



Fonte: (ADMIN, 2017).

Os moinhos de eixo horizontal passaram então a ser os mais utilizados devido à sua eficiência na realização das atividades mecânicas. A sua construção geralmente se dava por rotores com quatro pás largas, com o intuito de maximizar a capacidade de varredura, visto que, o principal objetivo do uso dessas máquinas era extrair um alto torque (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

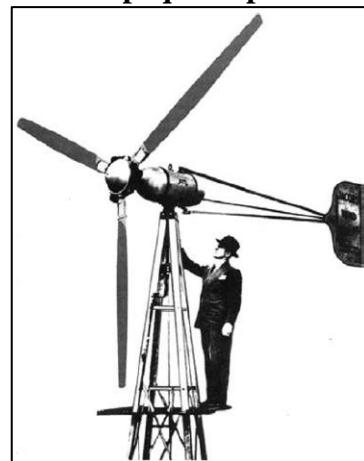
Figura 10 - Moinho de eixo horizontal da Holanda.



Fonte: (DUTRA, 2008).

A utilização da energia dos ventos voltada para produção de energia elétrica surgiu pela primeira vez no ano de 1888 quando o inventor, empreendedor e filantrópico Charles Brush, ergueu na cidade de Cleveland em Ohio, o primeiro moinho de vento empregado na geração de energia elétrica (DUTRA, 2008). Nos anos seguintes, as turbinas dos irmãos Marcellus e Joseph Jacobs (Figura 11) foram ganhando espaço, principalmente nas regiões rurais. As turbinas de Jacobs eram de pequeno porte e já possuíam características atípicas dos moinhos de vento. Elas agora tinham um rotor composto por apenas três pás com perfis aerodinâmicos e características mais próximas das turbinas atuais (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

Figura 11 - Turbina de pequeno porte dos irmãos Jacobs.



Fonte: (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

Em meados, de 1925, se deu início no mercado americano à fabricação de turbinas eólicas de duas e três pás. Os fabricantes mais comuns eram Wincharger (200W – 1200W) e Jacobs (1,5kW – 3kW) (JOHNSON, 2006).

Entre os anos de 1930 até 1940 a Alemanha se empenhou em muitos projetos e pesquisas de campos voltadas para área tecnológica de energia eólica. O principal objetivo era alcançar a autossuficiência. No entanto, enquanto a Alemanha se ocupava apenas com teorias e grandes planos, pesquisadores de outros países começaram a trabalhar arduamente (HAU, 2013).

Em 1931, na URSS eram dados os primeiros passos para o desenvolvimento de turbinas de grande porte voltadas para geração de energia elétrica, com a construção da turbina eólica Balaclava, como assim era chamada. Esse projeto ficou conhecido por ter sido o primeiro a obter sucesso no processo de junção de turbinas eólicas de corrente alternada com uma usina termelétrica. Após esse feito novos projetos mais ambiciosos foram desenvolvidos (DUTRA, 2008).

No ano de 1936, nos Estados Unidos, a fundação do congresso de Administração de Eletricidade Rural (REA) foi construída com o objetivo de facilitar os empréstimos voltados para construção de linhas de transmissões e distribuição elétrica para os agricultores. No início de 1940, isso fez com que o custo da energia gerada pelas centrais eólicas fosse menor, o que resultou na redução do uso de geradores de energia eólica residenciais, já que os custos atribuídos à manutenção e operação não impactariam mais no bolso dos agricultores. Após esse feito, o custo da energia elétrica só fez diminuir chegando a custar menos de 3 cents o kWh no início da década de 1970 (JOHNSON, 2006).

No início da década de 1960, foram desenvolvidos novos projetos pelo professor Ulrich Hutter, os quais influenciaram de forma significativa as pesquisas voltadas ao desenvolvimento das turbinas eólicas na Alemanha e nos EUA. Mais tarde, no início da década de 1980, começaram a serem realizados diversos estudos relacionados à tecnologia das pás do rotor. Essas pesquisas buscam compreender o comportamento dos materiais utilizados na fabricação das pás quando submetidos a condições reais de operação (JAMIESON, 2011).

Atualmente, vem sendo desenvolvidas pesquisas não só buscando compreender o comportamento das pás, mas sim de todo o conjunto que compõem uma turbina eólica, com o objetivo de auxiliar no desenvolvimento de turbinas com maiores capacidades de produção energética e principalmente com uma alta confiabilidade, resultando em baixos custos de O&M.

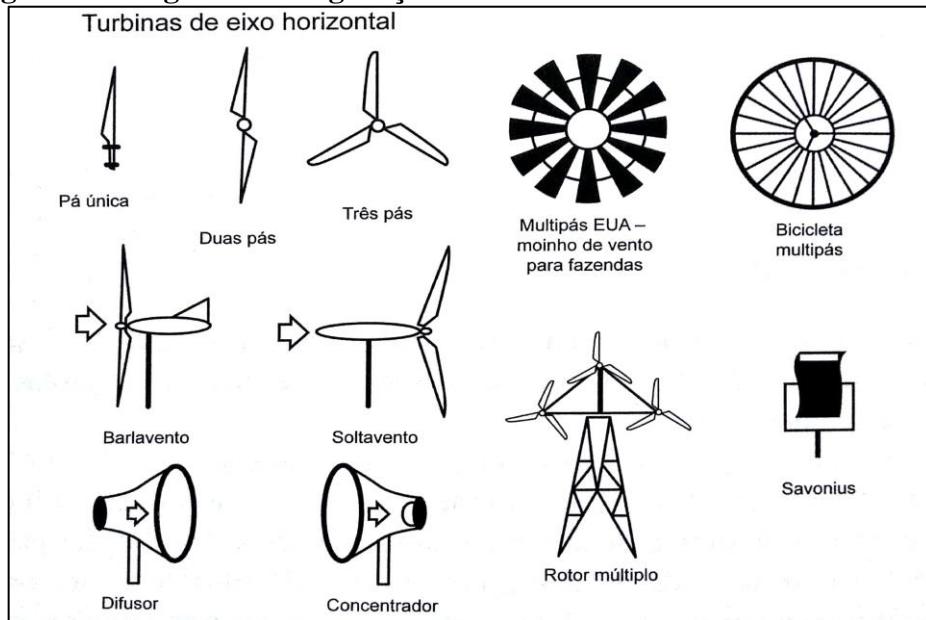
2.1.1 Processo de Conversão de Energia

As turbinas eólicas utilizam a força do vento para produzirem eletricidade através do acionamento de um gerador elétrico. O vento ao passar pelas pás gera sustentação e exerce força de rotação. As pás estão fixadas ao cubo do rotor, o qual aciona a rotação do eixo principal. O retrocitado eixo encontra-se conectado diretamente à caixa de engrenagem onde irá ocorrer a transferência da energia mecânica do eixo de rotação de baixa velocidade para o eixo de rotação de alta velocidade fornecendo assim, a velocidade rotacional necessária para que o gerador através do uso do campo magnético possa convertê-la em energia elétrica. No entanto é importante ressaltar que, no caso das turbinas sem caixa de engrenagem essa etapa do processo não existe, pois o gerador está diretamente ligado ao eixo do roto. Por fim, a energia produzida passa por um transformador com o objetivo de se obter a tensão adequar para o sistema de coleta de energia (ANAYA-LARA et al., 2009).

2.1.2 Configuração das WTs Modernas

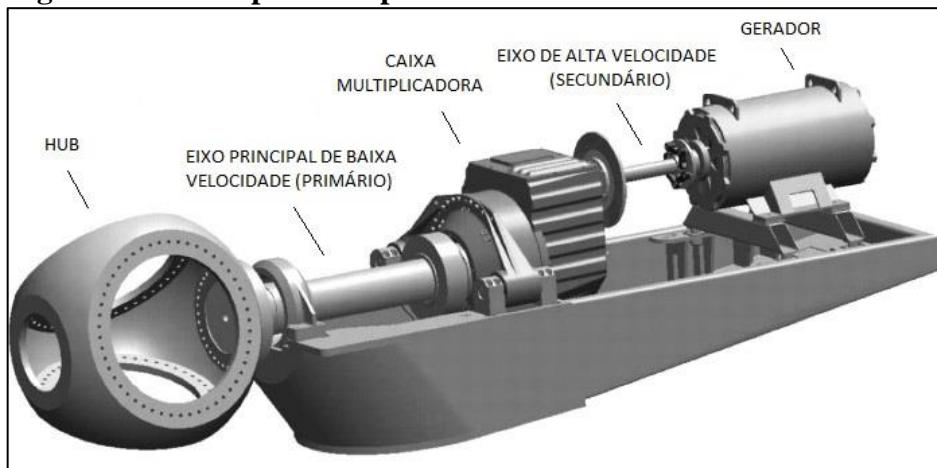
Atualmente, os projetos mais comuns são de turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT). Essas turbinas possuem o eixo principal de baixa velocidade paralelo ao solo, Figura 12. As HAWT são classificadas geralmente pela orientação do rotor (upwind ou downwind), projeto do Hub (rígido ou teetering), sistemas de controle das pás do rotor (pitch ou stall), quantidade de pás e a forma como se alinham a direção do vento (free yaw ou active yaw) (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). No entanto, os projetos de WT comercial para a geração de energia elétrica têm convergido para HAWT com três pás e configuração do rotor upwind (ANAYA-LARA et al., 2009). Os principais componentes de uma HAWT são apresentados na Figura 13.

Figura 12 - Algumas configurações de turbinas eólicas de eixo horizontal.



Fonte: (FADIGAS, 2011).

Figura 13 - Principais Componentes de uma WT de Eixo Horizontal.



Fonte: Adaptado pelo autor de (PORTAL ENERGIA, 2016).

O rotor é uma estrutura composta por um número n de pás e um cubo (Hub), responsável pela transformação e captação da energia cinética promovida pelo vento em energia mecânica.

As pás são os componentes aerodinâmicos responsáveis pela conversão de parte da energia eólica em energia mecânica através da interação com o vento. Em um projeto de pá, devem-se levar em consideração dois aspectos: aerodinâmico e estrutural. Esses aspectos, tem não só o objetivo de reduzir o custo do equipamento como também da energia gerada durante a sua vida útil, considerando a produção de energia, a durabilidade e os custos com O&M (FADIGAS, 2011).

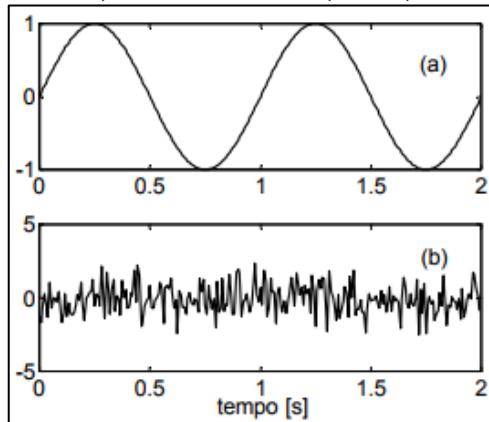
O cubo da turbina é responsável pela fixação das pás do rotor com o eixo de rotação principal (primário) da máquina, que por sua vez, tem a missão de transmitir a energia mecânica para Caixa de engrenagem de velocidade. O conjunto rotor e eixo principal rotacionam em baixa velocidade, porém com um torque elevado.

A Caixa de engrenagem é o componente que transmite a energia mecânica do eixo do rotor ao eixo do gerador elétrico (FADIGAS, 2011). Além disso, tem como finalidade multiplicar a velocidade rotacional, convertendo a baixa velocidade do eixo primário em alta velocidade no eixo secundário através de um conjunto de engrenagens. Dessa forma, o eixo acoplado ao gerador apresentará um baixo torque e uma elevada velocidade de rotação quando comparado ao eixo principal.

2.2 Sinais de vibração

Diariamente nos deparamos com sinais. Esses sinais geralmente estão carregando informações a respeito de algum fenômeno ou facto. Um exemplo pode ser observado quando na comunicação entre duas pessoas via telefone, onde a voz, que é um sinal acústico, é transformada em sinal eletrônico através do microfone do aparelho. Logo em seguida, esse sinal é enviado e recebido através de um sistema de satélites instalados em lugares distintos do mundo sendo novamente convertido mais uma vez num sinal acústico. Outro exemplo pode ser observado quando uma pessoa é submetida a um exame de eletrocardiograma, onde os resultados obtidos indicam o comportamento do coração do paciente por meio da análise de sinais. Os sinais gerados por esses movimentos podem ser classificados como determinísticos, Figura 14 (a), quando são descritos sem nenhuma incerteza, Figura 14 (b), ou aleatórios, quando não podem ser descritos com certeza antes da sua ocorrência (HIGUTI; KITANO, 2003). Os sinais são representados graficamente pela variação da amplitude, a qual representa o deslocamento, a velocidade ou aceleração capturada pelo sensor, em relação ao tempo, o qual é considerado como uma variável independente da função.

Figura 14 - Classificação dos sinais: a) sinal determinístico (senóide),
b) sinal aleatório (ruído).



Fonte: (HIGUTI; KITANO, 2003).

O movimento é conhecido como periódico, quando ele ocorre de forma repetitiva em intervalos de tempo iguais. As oscilações vibratórias normalmente são representadas matematicamente pelas séries de seno e cosseno. A forma mais simples desse movimento é conhecida como movimento harmônico simples. Nesse tipo de movimento não existe a presença de ruídos e só há uma única frequência excitadora. Neste caso, a equação matemática pode ser representada pela equação (1):

$$x(t) = A \cos(\omega t + \phi), \quad (1)$$

Onde:

- A é a amplitude da oscilação.
- ω é a frequência angular.
- ϕ é a fase da onda.

Realizando a primeira e a segunda derivação desta equação é possível obter as equações de velocidade $v(t)$ e aceleração $a(t)$ vibracional respectivamente, dadas pelas equações (2) e (3):

$$v(t) = \dot{x}(t) = -\omega A \sin(\omega t + \phi) \quad (2)$$

e

$$a(t) = \ddot{x}(t) = -\omega^2 A \cos(\omega t + \phi) \quad (3)$$

Os sinais vibratórios podem ser representados de diferentes formas como, por exemplo, no domínio do tempo (*time waveform*) ou no domínio de frequência (*frequency domain*). Os sinais no domínio do tempo podem ser classificados como estáticos, quase estáticos, periódicos, transitórios ou aleatórios (CARR, 2002). Portanto, para entender o comportamento dos sinais é necessário compreender o conceito dessas categorias.

- **Sinais estáticos** são invariantes no período de tempo;
- **Sinais quase estáticos** são aqueles que variam de maneira lenta em longos períodos de tempo, isso lhe caracteriza mais como um sinal estático do que dinâmico;
- **Sinais periódicos** são aqueles que se repetem de forma regular, como por exemplo, ondas senoidais, ondas quadradas, ondas dente de serra, ondas triangulares, etc.;
- **Sinais transitórios** são caracterizados por serem eventos únicos ou periódicos com duração muito curta quando comparada ao período da onda;
- **Sinais aleatórios** são aqueles que apresentam comportamento imprevisível, como por exemplo, um ruído.

O principal objetivo em representar um sinal no domínio da frequência, é facilitar a identificação dos seus componentes tendo em vista que muitos dos sinais são compostos por componentes oscilatórios regulares. Portanto, a descrição do sinal no domínio de frequência pressupõe que o sinal analisado é composto pela soma de várias ondas senoidais, as quais possuem diferentes amplitudes, frequências e fases.

2.3 Transformada rápida de Fourier (FFT)

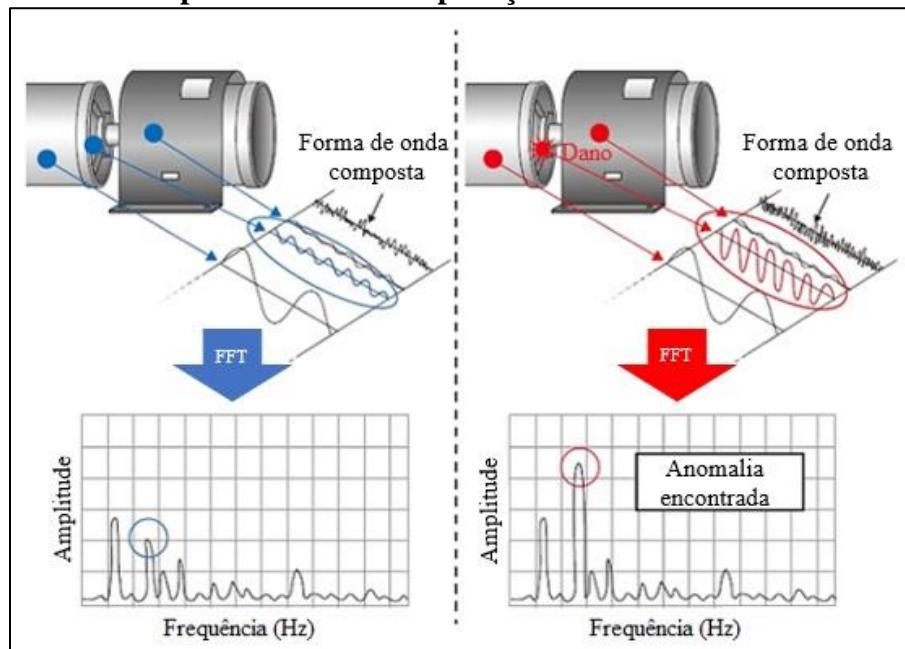
A realização da interpretação dos resultados obtidos através da Transformada Rápida de Fourier (do inglês *Fast Fourier Transform* - FFT) está diretamente relacionada ao entendimento completo da Transformada Discreta de Fourier (do inglês *Discrete Fourier Transform* - DFT)

(BRIGHAM; MORROW, 1967). A FFT é simplesmente um algoritmo computacionalmente eficiente que reduz a complexidade da computação da DFT da ordem N^2 para ordem $N \log_2 N$ (MADISETTI, 1997).

No estudo de análise de vibrações, a interação entre sinais e sistemas geralmente é apresentada através das abordagens de domínio do tempo e frequência. Um sinal arbitrário pode ser considerado como uma combinação linear de componentes de frequência. A representação do sinal no domínio do tempo é obtida através da soma de superposição dos componentes de frequência. A DFT é uma ferramenta utilizada no processo de separação dos componentes de frequência. A compreensão das características e a manipulação de um sinal tornam-se mais fácil quando observado e analisado em termo de seus componentes de frequência.

A Figura 15 apresenta o comportamento dos componentes de frequência de uma máquina operando em condições distintas. A representação à esquerda mostra o comportamento dos espectros de frequência da máquina operando em condições normais (sem a presença de falha), e a representação à direita mostra o comportamento dos espectros de frequência da máquina operando em condições anormais (com a presença de falha). Sendo assim, através da análise comparativa entre os dois sinais espectrais, torna-se possível perceber a variação da amplitude na frequência característica de falha associada ao componente defeituoso da máquina.

Figura 15 - Exemplo ilustrativo da aplicação da FFT na análise de vibração.



Fonte: (IMV, 2018).

Após a análise dos dados, é possível realizar a IDFT (do inglês *Inverse Discrete Fourier Transform* - IDFT), a qual permite a retomada do sinal no domínio de tempo através da soma de todos os componentes de frequência. A manipulação de sinais, usando a DFT, torna-se eficiente devido à disponibilidade de algoritmos rápidos como a FFT, o que minimiza os esforços empregados durante todas as etapas do processo (SUNDARARAJAN, 2001).

Matematicamente, as equações (4) e (5) correspondem respectivamente à forma de representação exponencial e retangular da DFT.

$$X(m) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n)e^{-j2\pi nm/N} \text{ (Exponencial)}, \quad (4)$$

e

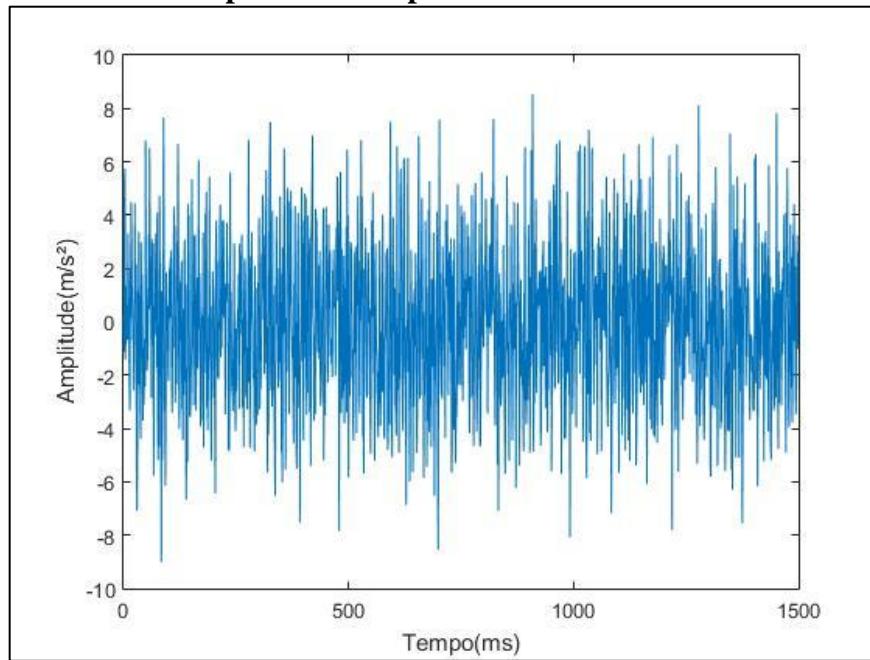
$$X(m) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n)[\cos(2\pi nm/N) - j \cdot \operatorname{sen}(2\pi nm/N)] \text{ (Retangular)} \quad (5)$$

onde,

- m é o índice da saída DFT no domínio da frequência, $m = 0, 1, 2, 3, \dots, N-1$.
- $x(n)$ é a sequência de amostra da entrada, $x(0), x(1), x(2), x(3)$, etc.
- n é o índice do domínio do tempo das amostras de entrada, $n = 0, 1, 2, 3, \dots, N-1$.
- $j = \sqrt{-1}$.
- N é o número de amostras da sequência de entrada e o número de pontos de frequência na saída DFT.

Para fins de melhor compreensão prática, será apresentado neste trabalho a aplicação direta do algoritmo (FFT), na detecção de componentes de frequência de um sinal formado por três senoidais mais um ruído composto por valores aleatório de distribuição normal com média zero, variância igual a 1 e comprimento igual ao do sinal, utilizando o software MATLAB®. A primeira senoidal tem $0,5 \text{ m/s}^2$ de amplitude e 20 Hz de frequência, a segunda senoidal tem $2,5 \text{ m/s}^2$ de amplitude e 127 Hz de frequência e a terceira senoidal tem $1,7 \text{ m/s}^2$ de amplitude e 415 Hz de frequência. Agora admitiremos o comprimento do sinal sendo $L = 1500$ e a frequência de amostragem, a qual as senoidais foram obtidas, sendo $F_s = 1000 \text{ Hz}$. A Figura 16 representa o sinal temporal resultante obtido segundo os parâmetros adotados e codificados no MATLAB®.

Figura 16 - Sinal temporal corrompido com ruído aleatório de média zero.

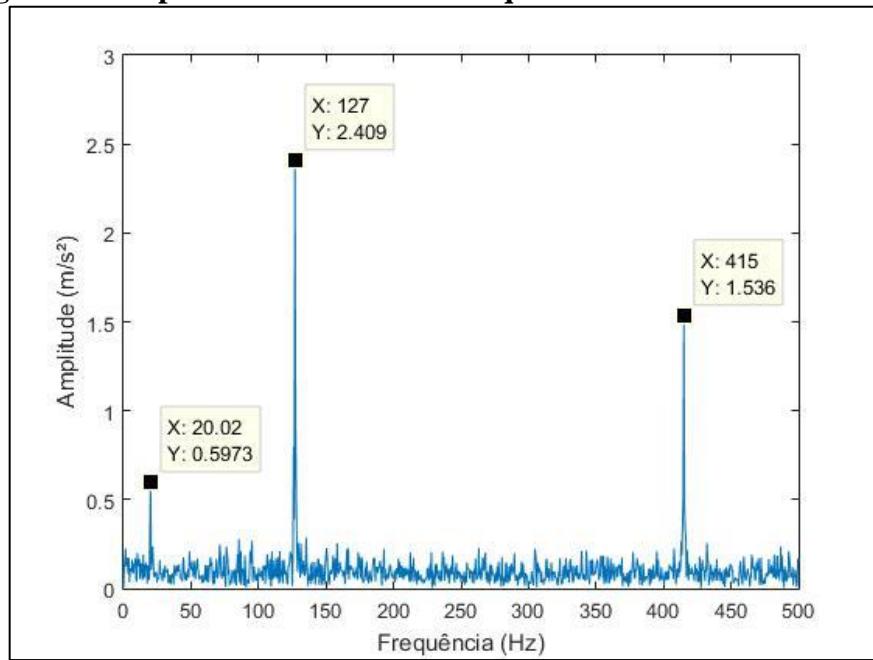


Fonte: Elaborado pelo autor.

Analizando o sinal temporal representado na Figura 16, pode-se perceber a dificuldade para identificar os componentes de frequências das senóides. Dessa forma, se faz necessária à aplicação da FFT para se realizar uma melhor análise do sinal, buscando identificar a presença das frequências e as amplitudes características das três senoidais imersas no sinal, Figura 17.

Essa característica torna a FFT uma ferramenta importante na análise de sinais. No entanto, é importante ressaltar, assim como em casos envolvendo máquinas reais, que as amplitudes apresentadas por meio da aplicação da FFT podem apresentar erros pequenos por conta da presença de ruídos e ao tamanho pequeno das amostras (AZEVEDO, 2015).

Figura 17 - Espectro no domínio da frequência obtido através da FFT.



Fonte: Elaborado pelo autor.

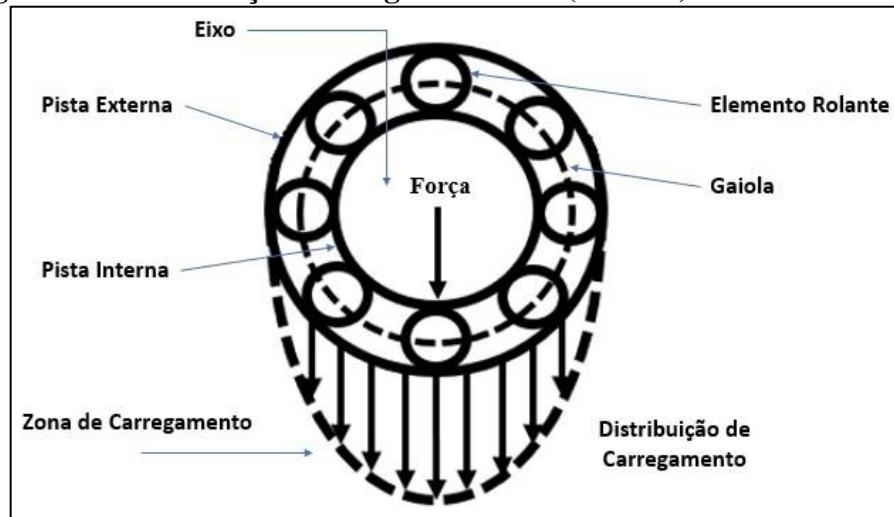
2.4 Análise envelope com base na transformada de Hilbert

O envelope de um sinal é definido por uma função que contorna as extremidades do mesmo, conhecido como componente de modulação de amplitude. Nele, geralmente estão contidas as assinaturas de falhas. No caso da detecção de falhas em rolamentos de turbinas eólicas, os envelopes coletados correspondentes aos sinais de vibração, na grande maioria dos casos, possuem informações relevantes. As frequências características de falha de rolamento podem ser extraídas do envelope de um sinal de vibração através da aplicação de métodos apropriados.

A demodulação da amplitude na região de ressonância, geralmente na região de alta frequência do sinal, responsável por excitar a frequência natural dos componentes, permite a detecção de falhas na pista interna, externa e no elemento rolante do rolamento. Dessa forma, o emprego da análise envelope tem sido utilizado em muitos CMSs comerciais de WT (QIAO; LU, 2015).

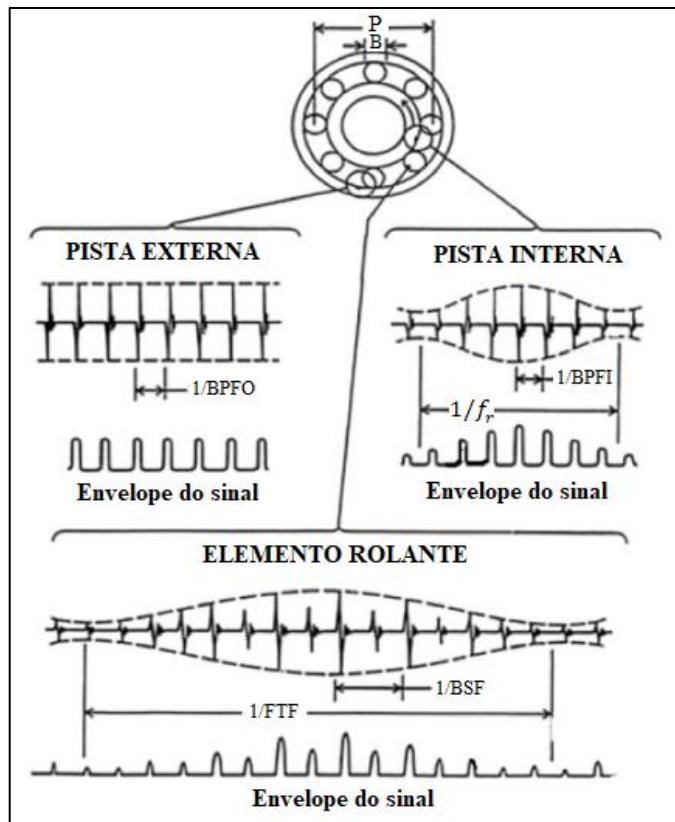
A Figura 19 ilustra os padrões típicos de modulação encontrados em aplicação de carregamento unidirecional (vertical, Figura 18) no rolamento (RANDALL; ANTONI, 2011).

Figura 18 - Distribuição de carga unilateral (vertical) em um rolamento.



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 19 - Sinais típicos e sinais de envelope de falhas locais em rolamentos de elementos rolantes.



Fonte: Adaptado pelo autor de (RANDALL; ANTONI, 2011).

A Figura 19 apresenta o comportamento característico dos impactos resultantes dos principais diferentes tipos de falhas em rolamentos sob o efeito de um carregamento radial. Como pode ser observado, quando houver um dano na pista interna do rolamento (BPFO), serão

gerados impactos repetitivos toda vez que os elementos rolantes entram em contato com a região danificada (RASTEGARI, 2017). Sendo assim, é importante ressaltar que como a pista externa permanece fixa nos mancais de rolamentos, todos os elementos rolantes deverão passar pela região danificada sempre sob o mesmo carregamento atuante mantendo dessa forma, as amplitudes dos impactos invariantes. Porém o mesmo não ocorrerá nos casos da existência de falha na pista interna (BIFI) ou no elemento rolante (BSF) do rolamento, isso porque esses componentes estão em constante movimento, o que irá fazer com que o dano experimente diferentes níveis de carregamento (Figura 18).

Dessa forma, a frequência característica de falha da pista interna irá excitar também a frequência característica de velocidade de rotação do eixo, por estarem diretamente conectadas (anel interno e eixo). O mesmo ocorrerá entre as frequências características do elemento rolante com a da gaiola.

No caso da frequência de giro dos elementos rolantes existirá sempre uma amplitude maior e outra menor. Isso ocorre porque o impacto irá variar de acordo com o contato do elemento rolante ora com a pista externa ora com a pista interna. Dessa forma, particularmente em espectros de envelope, os harmônicos maiores serão frequentemente dominantes (RANDALL; ANTONI, 2011).

A transformada de Hilbert na análise de vibração vem atraindo a atenção de muitos pesquisadores ao longo dos anos. Esse crescente interesse é possível de ser visualizados nas últimas décadas, pois, o número crescente de publicação em artigos de revistas e congressos é uma prova disso (FELDMAN, 2011).

Essa técnica é empregada na análise de vibração, na extração do envelope do sinal e consequentemente, na frequência moduladora. Esse transforma tem como finalidade gerar sinais de valores complexos através de sinais de valores reais (LYONS, 2004). Sendo assim, todo sinal real $x(t)$ poderá possuir um sinal complexo $\tilde{x}(t)$ agregado a ele da seguinte forma (6):

$$X(t) = x(t) + j\tilde{x}(t) \quad (6)$$

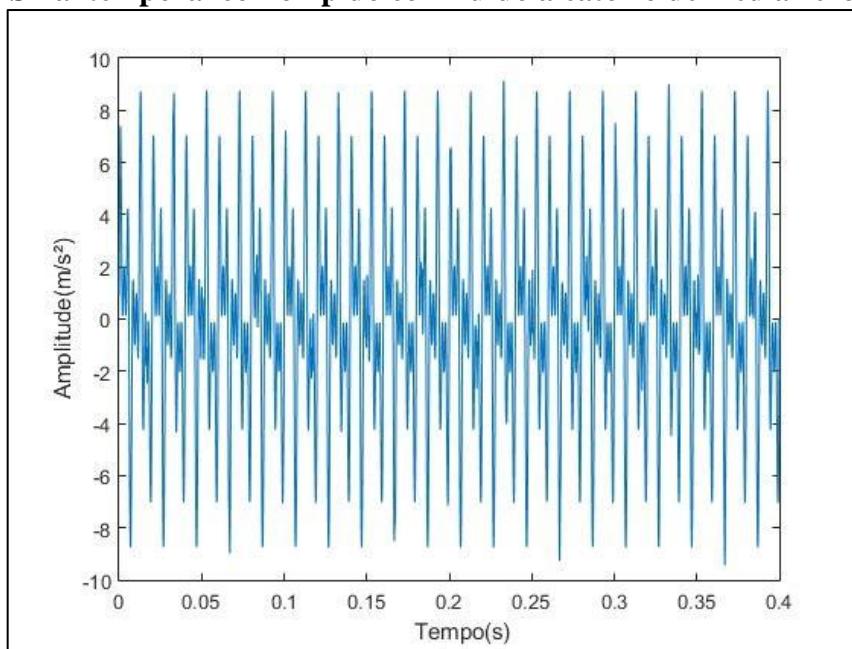
- $x(t)$ é o sinal real.
- $\tilde{x}(t)$ é a transformada de Hilbert do sinal $x(t)$.
- $X(t)$ é o sinal complexo relacionado ao sinal $x(t)$.
- $j = \sqrt{-1}$.

Um dos principais benefícios da utilização desse método é que a extração da seção de espectro a ser desmodulada é realizada efetivamente por um filtro ideal, que o separa dos componentes adjacentes que podem ser muito mais fortes (por exemplo, frequências de engrenagens) (RANDALL; ANTONI, 2011).

Para fins de melhor compreensão prática, será apresentado agora um exemplo prático do processo de análise envelope com base na transformada de Hilbert utilizando o software MATLAB®. Nesse exemplo será analisado um sinal de vibração composto por três sinais senoidais, ruído aleatório e impactos oriundos de falha presente na máquina. O primeiro sinal senoidal tem 3 m/s^2 de amplitude e 100 Hz de frequência, o segundo sinal senoidal tem $2,6 \text{ m/s}^2$ de amplitude e 249 Hz de frequência e o terceiro sinal senoidal tem 2 m/s^2 de amplitude e 400 Hz de frequência. Para tornar a análise mais próxima da realidade, são adicionados ruídos aleatórios composto por valores aleatório de distribuição normal com média zero, variância igual a 1 e comprimento igual ao do sinal, além de pulsos modulados por função gaussiana com o objetivo de simular impactos provenientes de uma falha. A frequência dos impactos será de 39,06 Hz, a amplitude inicial de $1,5 \text{ m/s}^2$ e a região excitada (região de ressonância) será próxima a 1200 Hz.

A Figura 20 representa o sinal temporal resultante obtido através da soma dos três sinais senoidais com o ruído e o impulso segundo os parâmetros estabelecidos acima e codificados no MATLAB®.

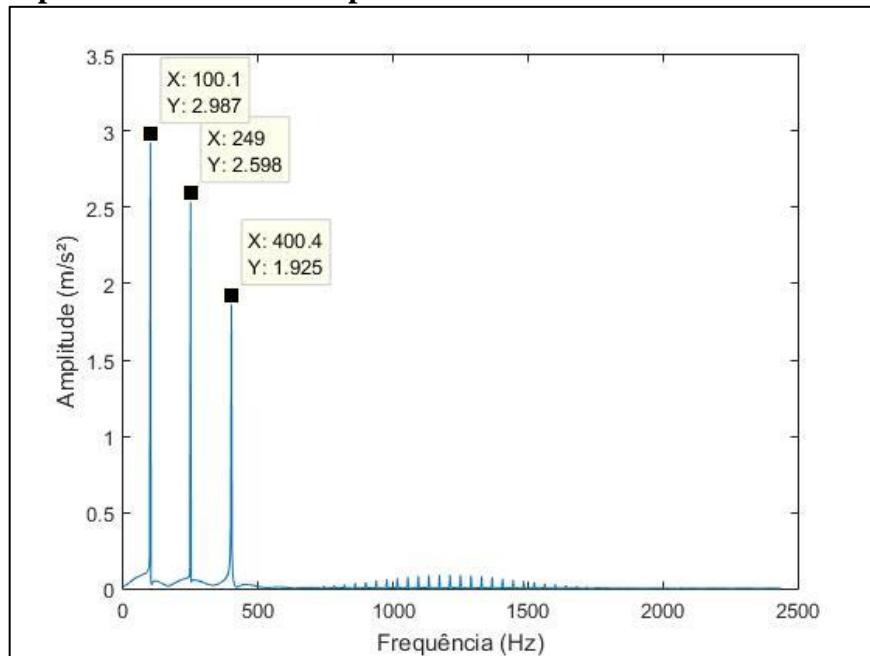
Figura 20 - Sinal temporal corrompido com ruído aleatório de média zero e impactos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Através da análise do espectro do sinal na Figura 21, é possível perceber que, além da identificação das três senoidais existe uma região sendo excitada próxima à frequência de 1200 Hz. No entanto, ainda não é possível identificar qual a frequência que corresponde ao impacto responsável pela excitação na região de frequência de ressonância.

Figura 21 - Espectro do sinal corrompido com ruído aleatório de média zero e impactos.

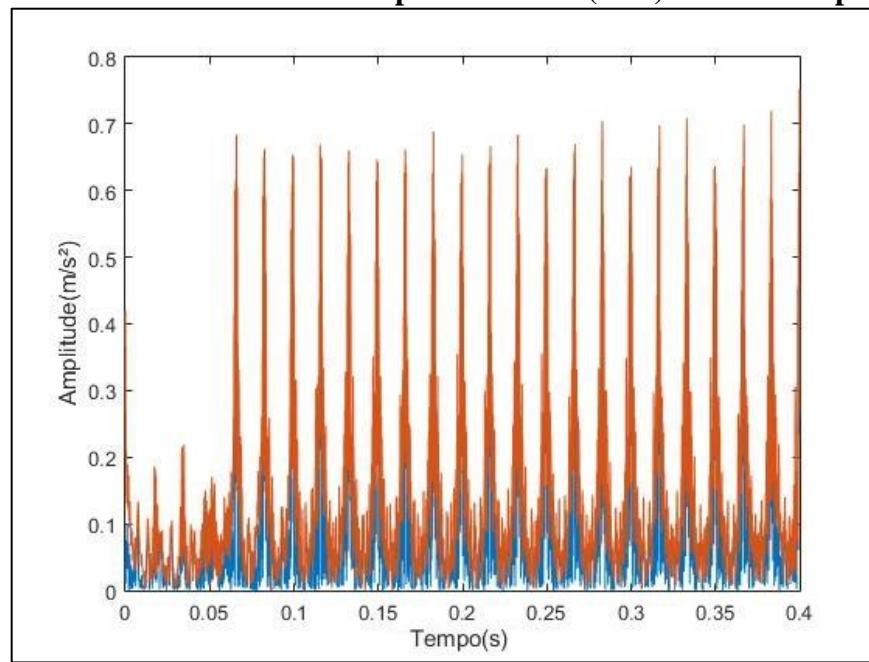


Fonte: Elaborado pelo autor.

Com o objetivo de identificar a frequência de falha responsável pela excitação da região próxima a 1200 Hz é realizada a análise envelope com base na transformada de Hilbert.

Inicialmente, é necessário filtrar a região excitada através da aplicação de um filtro passa banda entre as frequências de 900 a 1500 Hz. Em seguida, obtém-se o sinal temporal da região filtrada e aplica-se a transformada de Hilbert gerando o envelope do sinal como mostra a Figura 22.

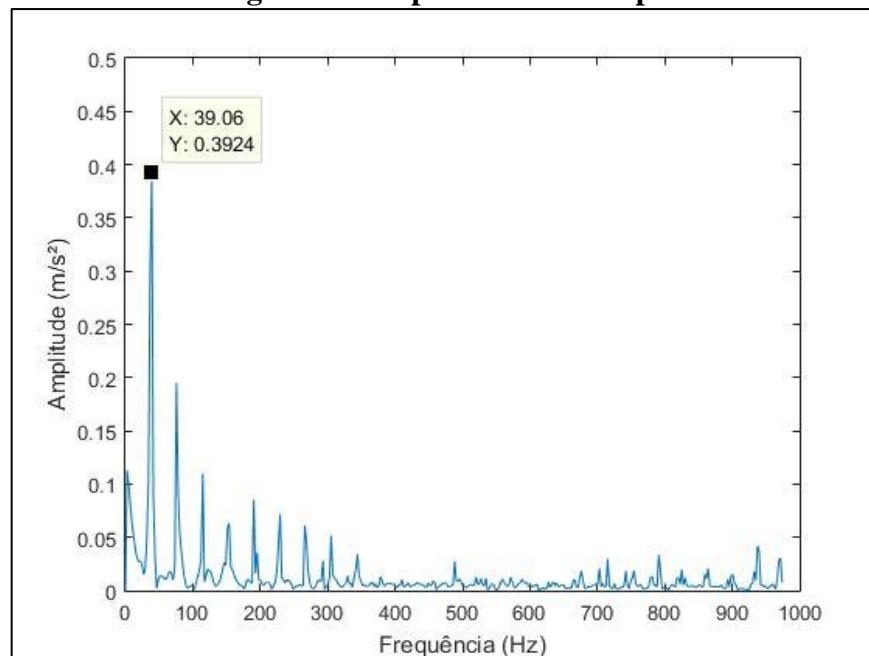
Figura 22 - Valor absoluto do sinal temporal filtrado (azul) e seu envelope (vermelho).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Após obter o envelope do sinal temporal filtrado através da transformada de Hilbert, finalmente é aplicado sobre ele a FFT com o objetivo de gerar o espectro responsável pelos impactos possibilitando assim, a identificação da frequência da falha, conforme Figura 23.

Figura 23 - Espectro do envelope.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3 MONITORAMENTO DE CONDIÇÃO

Os sistemas de monitoramento de condição de turbinas eólicas (WTCMS) passaram a ser solicitados pelos órgãos de certificação, como por exemplo, o Germanischer Lloyd, após a ocorrência de uma série de falhas das caixas de engrenagem na década de 1990 (YANG et al, 2014).

Esses sistemas fornecem informações de diagnóstico sobre as condições de vida dos vários componentes e subcomponentes que compõem a WT, permitindo assim a realização do agendamento da manutenção antes da ocorrência da falha (QIAO, 2015). Dessa forma, as pesquisas relacionadas ao desenvolvimento de técnicas de monitoramento de condição e detecção de falha em WT tornam-se valiosas (KANDUKURI et al, 2016), (WANG et al, 2016).

A principal diferença entre as atividades de manutenção baseada em monitoramento de condição (CM) e a manutenção preventiva é expressa através da diversidade de técnicas (Tabela 1) disponibilizadas nos CM, que podem ser empregadas com a finalidade de identificar falhas em componentes e subcomponentes de máquinas em tempo real, enquanto a manutenção preventiva depende dos dados estatísticos do tempo médio de vida operacional (SHARMA; MAHTO, 2013).

Tabela 1 - CM Técnicas e Características.

<i>Nº</i>	<i>CM Técnicas</i>	<i>Custo</i>	<i>CM Online</i>	<i>Diagnóstico de Falhas</i>	<i>Desenvolvimento</i>	<i>WT Componentes</i>
1	Par Termoelétrico	Baixo	Sim	Não	Já Utilizada	Rolamento Gerador Conversor Nacelle Transformados
2	Contador de Partículas de Óleo	Baixo	Sim	Não	Já Utilizada	Gearbox Rolamento
3	Análise de Vibração	Baixo	Sim	Sim	Já Utilizada	Eixo Principal Rolamento Principal Gearbox Gerador Nacelle Torre Fundação
4	Teste Ultrassônico	Baixo para Médio	Sim	Não	Sendo Testada	Torre Pás
5	Efeitos Elétricos (ex. medição de descarga)	Baixo	Sim	Não	Já Utilizada	Gerador
6	Medição Vibro-Acústica	Médio	Sim	Não	Não	Pás Rolamento Principal Gearbox Gerador
7	Análise de Qualidade do Óleo	Médio para Alto	Não	Sim	Não	Gearbox Rolamento
8	Transdutores de Emissão Acústica	Alto	Sim	Não	Não	Pás Rolamento Principal Gearbox Gerador Torre
9	Vibração de Torção (baseada em codificador)	Baixo	Sim	Não	Sendo Testada	Eixo Principal Gearbox
10	Medidores de Tensão de Fibra Ótica	Muito Alto	Sim	Não	Já Utilizada	Pás
11	Termografia	Muito Alto	Sim	Não	Não	Pás Eixo Principal Rolamento Principal Gearbox Gerador Conversor Nacelle Transformador
12	Medição do Torque do Eixo	Muito Alto	Sim	Não	Sendo Testada	Pás Eixo Principal Rolamento Principal
13	Método de Pulso de Choque	Baixo	Sim	Não	Não	Rolamento Gearbox

Fonte: Adaptado pelo autor de (YANG et al, 2014).

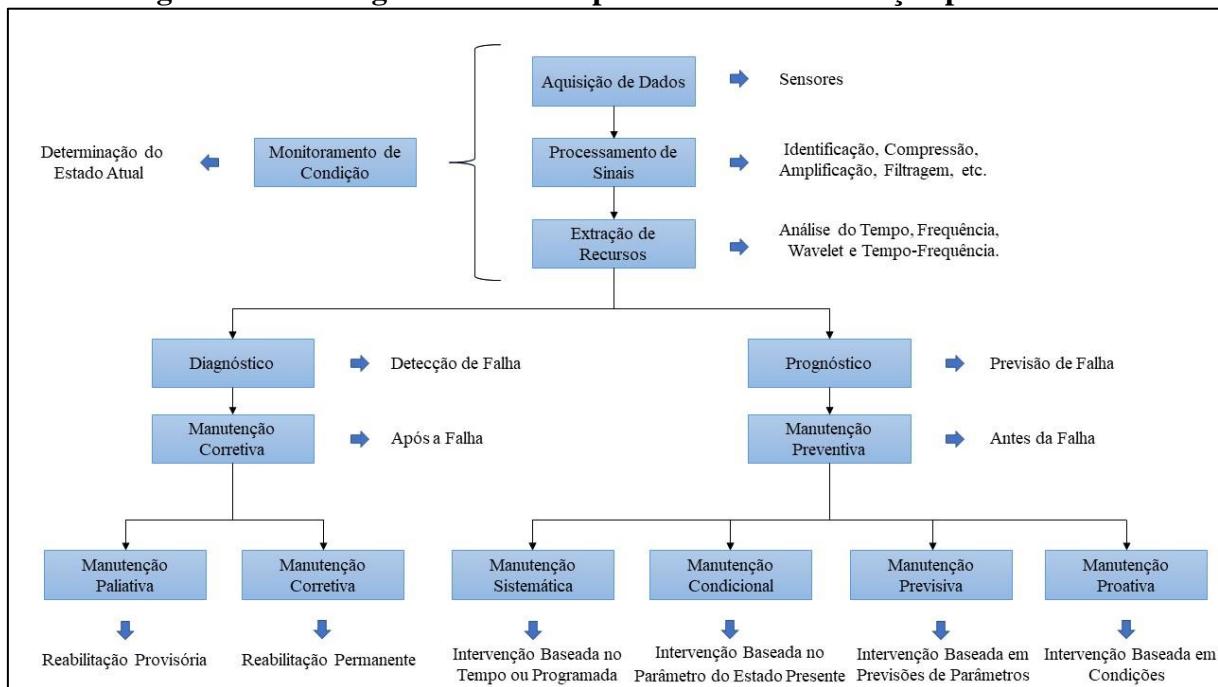
Os sistemas de monitoramento de condição (CMS) são classificados nas categorias online e off-line. Porém, o modo de aquisição de dados online é geralmente mais empregado, por permitir que os operadores realizem atividades de aquisição dos dados de comportamento das WTs em operação sem causar prejuízo ao processo de geração de energia elétrica (HYERS et al, 2006). Além disso, podem ser integrados ao sistema SCADA que por meio de algoritmos simples pode alertar o operador sobre a ocorrência de uma possível falha (QIAO, 2015).

A manutenção baseada CM é dividida em três etapas complementares de realização (SHARMA; MAHTO, 2013). Essas etapas estão distribuídas da seguinte forma:

1. Aquisição de dados: nessa etapa, o objetivo é obter dados relevantes sobre o estado atual de saúde do componente ou subcomponente da WT;
2. Processamento de dados: tem como propósito interpretar os dados e realizar uma tomada de decisão com base na falha diagnosticada;
3. Realização de manutenção corretiva: tem como finalidade substituir o componente defeituoso e entender as causas que o levaram a falha visando evitar futuras ocorrências.

No caso de detecção de falha, será dado início ao processo de tomada de decisão referente ao método de manutenção adequado a ser realizado. Em caso de falha em estágios mais avançados, geralmente se realiza a manutenção corretiva. Por outro lado, em casos onde a falha é incipiente, e seu avanço pode ser controlado por um período maior de tempo, é realizada a manutenção preventiva. A figura 24 apresenta um esquema de visão geral do sistema de monitoramento de condições (CMS) e processos de manutenção para WTs.

Figura 24 - Visão geral do CMS e processos de manutenção para WTs.



Fonte: Adaptado pelo autor de (TACHAKOUA et al., 2014).

O CMS está definido em três etapas principais: aquisição dos dados por meio de sensores, processamento de sinais e aplicação de técnicas de processamento de dados com o objetivo de identificar características que ajudem a verificar o status atual do equipamento monitorado. Por meio da utilização de fontes de informações atuais e antigas a respeito do comportamento do sistema, é possível detectar ou prever a existência de falha. Após a identificação da falha, a manutenção corretiva é realizada. Essa manutenção pode ser realizada por meio de duas abordagens, onde a primeira é definida como manutenção paliativa, pois consiste em uma solução provisória para falha, e a segunda como manutenção curativa, pois proporciona o reparo definitivo do sistema. Se for possível prever a falha, então a manutenção preventiva será realizada antes que a falha ocorra. Nessa perspectiva, quatro abordagens poderão ser empregadas: manutenção programada (baseada no tempo), manutenção condicional (baseada no estado atual do sistema), manutenção previsiva (baseada em projeções de parâmetros) e manutenção proativa (baseada em status) (TACHAKOUA et al., 2014).

3.1 Monitoramento de condição baseada em análise de vibração

A análise de vibração é o método mais comum utilizado atualmente na indústria, com o objetivo de monitorar a condição de alguns tipos de equipamentos rotativos, pois é uma eficiente ferramenta de diagnóstico de falhas em rolamentos (SAIDI et al, 2017).

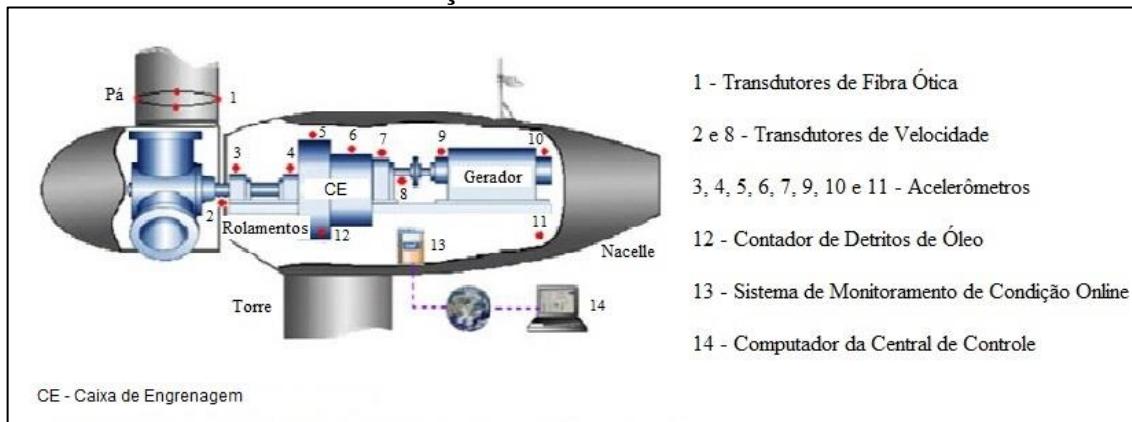
Os procedimentos de diagnóstico baseados em vibração assumem um comportamento linear da máquina e, portanto, cada componente espectral individual (ou um grupo deles) deve estar relacionado a uma força dinâmica específica na máquina correspondente. Portanto, os sinais de vibração do domínio de tempo capturados precisam ser transformados no domínio da frequência para melhor distinção das fontes geradoras (GOLAFSHAN et al., 2017). Sendo assim, grande parte do monitoramento de condições consiste em realizar a separação dos sinais misturados nos diferentes pontos de medição em componentes provenientes de fontes individuais. A importância dessa atividade consiste na separação dos sinais determinísticos (por exemplo, de rolamentos) dos sinais aleatórios (RANDALL, 2011).

Dessa forma, a análise de dados de vibração através da demodulação ou envelope nas altas frequências é fundamental na detecção de falhas em estágios incipientes (SHENG, 2012).

As máquinas em condições normais de operação apresentam sinais de vibração com amplitudes menores quando comparadas a outras máquinas em condição de funcionamento anormal. É importante salientar que para cada tipo de falha existe um tipo diferente de comportamento do sinal de vibração. O CMS baseado em análise de vibração se torna interessante devido ao fato de promover a detecção de falhas ainda no estágio incipiente, isso reflete no tempo de planejamento para tomada de decisão minimizando o custo com manutenção.

Um esboço típico de um sistema de monitoramento de condições baseado em análise de vibrações em turbinas eólicas é apresentado na Figura 25, onde os transdutores de fibra óptica e o contador de partículas de óleo são opcionais.

Figura 25 - Esboço de um sistema de monitoramento de condições baseado em análise de vibrações em turbinas eólicas.



Fonte: (YANG et al, 2014).

3.1.1 Domínio do tempo

O sinal de vibração é representado na forma de onda quando se encontra no domínio do tempo. A análise dos dados de vibração no domínio do tempo permite detectar eventos importantes que não são visíveis no domínio da frequência. A sua principal característica está relacionada à identificação de ocorrências anormais de curta duração, como impactos, determinando assim a sua taxa de repetição. O movimento vibratório no domínio do tempo pode ser definido de várias formas por meio de expressões matemáticas, podendo ser essas simples ou de alta complexidade. Na forma mais simples, uma vibração no domínio do tempo é matematicamente representada por um sinal senoidal. No entanto, como nas turbinas eólicas existem vários componentes e subcomponentes funcionando em situação de regime permanente, o seu movimento vibratório não poderá ser analisado como um fenômeno periódico senoidal (COSTA; MATHIAS, 2008).

3.1.2 Domínio da frequência

Através da aplicação dos conceitos da Transformada de Fourier é possível representar os dados de vibração no domínio da frequência, aplicando-se o algoritmo conhecido como FFT.

Como um sinal ondulatório pode ser definido como sendo a combinação única de vários sinais senoidais, nada impede que esses sinais sejam separados. O processo de separação dos componentes de frequência é realizado através de filtros denominados passa-banda, os quais

permitem a passagem apenas de uma parcela da frequência do sinal, ou através de um método matemático, como a Transformada Discreta de Fourier (DFT).

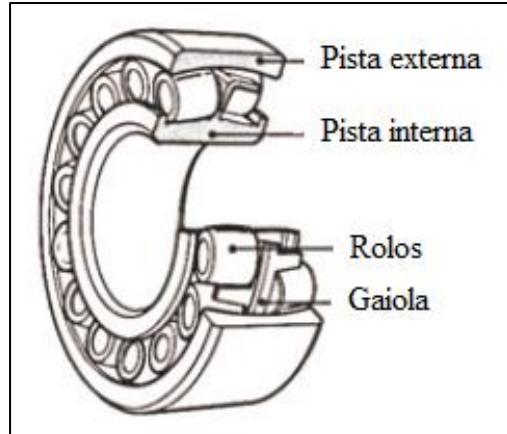
Geralmente, a análise dos espectros é realizada por método comparativo, por meio da verificação entre a variação da amplitude das frequências correspondentes aos componentes e subcomponentes da máquina ao longo de sua vida útil (COSTA; MATHIAS, 2008).

4 MANCAIS DE ROLAMENTOS

Todas as máquinas rotativas utilizam rolamentos como ferramentas capazes de suportar cargas e manter a liberdade entre os elementos rotativos e os estacionários, eliminando a fricção de deslizamento entre essas superfícies. Independentemente da aplicação, os rolamentos são componentes muito precisos e podem ser classificadas de acordo com o tamanho, velocidade e técnica de lubrificação (GRANEY; STARRY, 2011).

Os rolamentos são basicamente compostos por um anel externo (também conhecido como pista externa), anel interno (também conhecido como pista interna), elementos rolantes (que podem ser esferas ou rolos presentes entre a pista externa e interna) e a gaiola (utilizada na fixação dos elementos rolantes). O rolamento e seus componentes podem ser observados na Figura 26:

Figura 26 - Elementos de um rolamento.



Fonte: Adaptado pelo autor de (NORTON, 2013).

É comprovado estatisticamente que 90% das falhas de rolamentos são provenientes da influência externa. Um rolamento operando em condições normais deve apresentar falha apenas por fadiga, o que pode ser previsível de acordo com as suas dimensões e condições de aplicação. Grande parte dos danos nos rolamentos pode ser prevenida, desde que se conheçam as

influências externas que afetam a sua vida útil (GENERAL BEARING CORPORATION, 2018).

Os rolamentos das turbinas eólicas estão expostos às condições de operação extremas devido às influências externas do ambiente, por exemplo, as variações constantes na velocidade do vento, variação de temperatura, fortes rajadas de vento, tempestades, etc. (AZEVEDO, 2015).

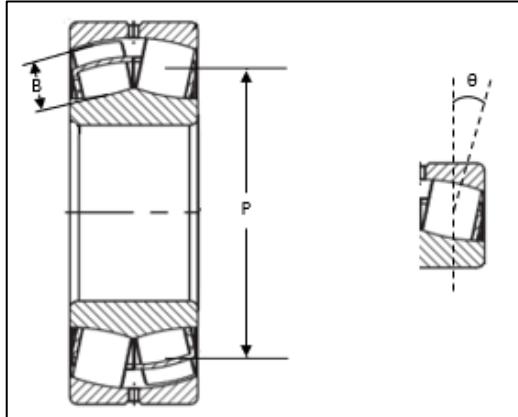
Além das falhas baseadas nas condições operacionais, existem outros fatores que contribuem na diminuição do tempo de vida do rolamento, tais como, a má lubrificação, montagem inadequada, fabricação e projeto. Quase todos os tipos de falhas encontrados nos rolamentos geralmente estão relacionados à corrosão, fadiga, fratura, desgaste, deformação plástica e erosão elétrica.

4.1 Análise de falhas em rolamentos

As frequências características de falhas nos rolamentos, geralmente podem ser detectadas quando há presença de alguma anomalia na estrutura dos seus componentes.

Tais anomalias são geradas devido à contaminação, má lubrificação, erros de montagem, armazenamento e manuseios inadequados, desalinhamento, etc. Estas frequências estão relacionadas com as características geométricas do rolamento (Figura 27) e a velocidade de rotação do eixo no qual se encontram em operação (GRANEY; STARRY, 2011), e podem ser definidas utilizando as equações (7), (8), (9) e (10):

Figura 27 - Frequências, dimensões e ângulo de contato do rolamento.



Fonte: Adaptado pelo autor de (TIMKEN, 2018).

$$BPFI = \frac{N}{2} f_r \left(1 + \frac{B}{P} \cos\theta \right) \quad (7)$$

$$BPFO = \frac{N}{2} f_r \left(1 - \frac{B}{P} \cos\theta \right) \quad (8)$$

$$FTF = \frac{f_r}{2} \left(1 - \frac{B}{P} \cos\theta \right) \quad (9)$$

$$BSF = \frac{P}{2B} f_r \left[1 - \left(\frac{B}{P} \cos\theta \right)^2 \right] \quad (10)$$

Onde:

BPFI = frequência característica da pista interna (Hz),

BPFO = frequência característica da pista externa (Hz),

FTF = frequência característica da gaiola (Hz),

BPF = frequência característica da esfera (Hz),

N = número de esferas,

f_r = frequência do eixo de rotação (Hz),

B = diâmetro do elemento rolante (mm),

P = diâmetro de pitch (mm),

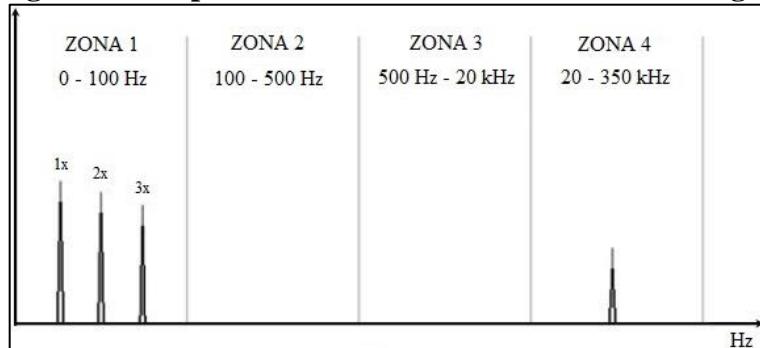
θ = ângulo de contato.

Através da análise baseada nos espectros de frequência, é possível realizar o processo de identificação e acompanhamento evolutivo das falhas em rolamentos defeituosos. Isto porque, a análise com base no comportamento espectral, permite perceber as variações associadas às frequências características de falha atribuídas a cada um de seus componentes.

A evolução padrão, das possíveis falhas presentes em um rolamento, é representada em quatro estágios de severidade, Figuras 28, 29, 30 e 31. No primeiro, o conteúdo da falha estará excitando as altas frequências em uma região ultrassônica conhecida como Spike Energy.

Inspeções físicas realizadas nos rolamentos durante esse estágio podem não ser eficientes na detecção de falhas. Dessa forma, faz-se necessária a utilização de sensores projetados especificamente para esta zona.

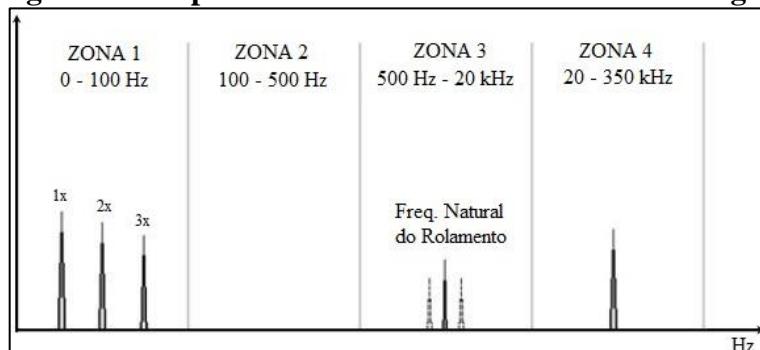
Figura 28 - Espectro de falha em rolamento no 1º estágio.



Fonte: Adaptado pelo autor de (MATHIAS; OLIVERA; MEDEIROS, 2012).

No segundo estágio, as frequências de ressonância natural do rolamento começam a ser excitadas, à medida que o componente defeituoso começa a entrar em contato com os outros componentes. Nesse estágio, é possível identificar o crescimento dos picos nas regiões das zonas 3 e 4. Sendo assim, após a realização da inspeção e análise, as falhas podem ser detectadas ainda em estágio incipiente.

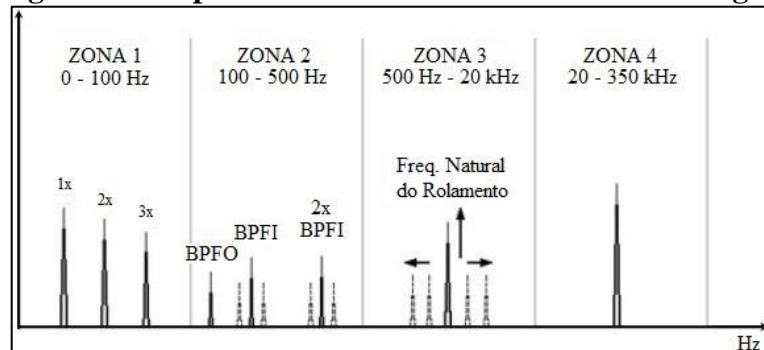
Figura 29 - Espectro de falha em rolamento no 2º estágio.



Fonte: Adaptado pelo autor de (MATHIAS; OLIVERA; MEDEIROS, 2012).

No terceiro estágio, já é possível detectar as frequências características de falha dos componentes dos rolamentos. Dependendo da quantidade de defeitos e da sua dispersão ao longo das pistas do rolamento, os harmônicos dessas frequências poderão estar presentes na zona 2. Os harmônicos estarão acompanhados por bandas laterais e modulados pelas frequências características de falha (BSF, BPFO e BPFI). Os sinais presentes nas zonas 3 e 4 continuaram a crescer ao decorrer desse estágio.

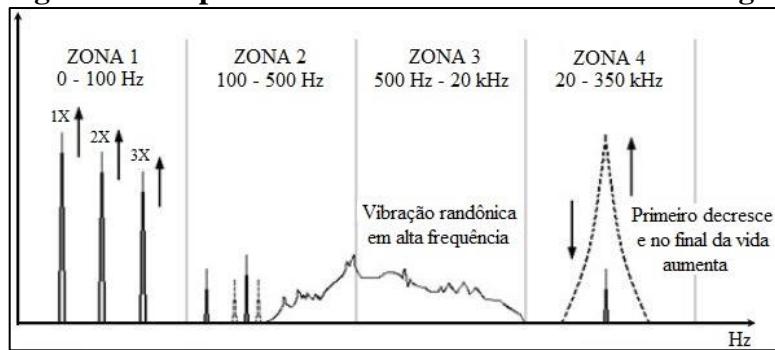
Figura 30 - Espectro de falha em rolamento no 3º estágio.



Fonte: Adaptado pelo autor de (MATHIAS; OLIVERA; MEDEIROS, 2012).

No quarto e último estágio, é possível identificar a presença de numerosas frequências características moduladas e harmônicas, indicando a distribuição das falhas ao longo das pistas dos rolamentos. Devido ao alto nível de degradação do rolamento, o surgimento de folgas irá permitir que o eixo vibre, elevando assim as frequências associadas ao desbalanceamento e desalinhamento do eixo. Após esta fase, as frequências naturais dos rolamentos tendem a diminuir, sendo substituídas por ruídos aleatórios nas regiões de altas frequências. No entanto, os sinais presentes na zona 4 diminuirão, tendo um aumento significativo apenas instantaneamente antes da ocorrência da falha.

Figura 31 - Espectro de falha em rolamento no 4º estágio.



Fonte: Adaptado pelo autor de (MATHIAS; OLIVERA; MEDEIROS, 2012).

As falhas de rolamento podem ser classificadas em falhas generalizadas ou localizadas dependendo do tamanho da área afetada.

As falhas quando estão espalhadas em várias regiões de um mesmo componente do rolamento ou em mais de um, ela é classificada como generalizada. Geralmente, estas falhas são resultantes do desgaste normal e, ocasionalmente, devido à circulação de corrente pelo

rolamento, sendo observado esse último, em motores alimentados por acionamento de velocidade variável.

Por outro lado, as falhas definidas como localizadas são provocadas devido às altas concentrações de forças internas, geradoras de defeitos que afetam pequenas regiões dos componentes dos rolamentos (PEZZANI et al., 2017).

5 NORMAS TÉCNICAS

As normas aplicadas no processo de monitoramento de condição baseado em análise de vibração, tem como finalidade indicar em que condição de operação as máquinas e seus componentes se encontram, alertando sobre a presença de possíveis falhas e seus níveis. As normas mais utilizadas para o monitoramento de turbinas eólicas são a ISO 10618 e a VDI 3834. Portanto, apenas elas serão discutidas nesse trabalho.

5.1 ISO 10618

A norma ISO 10618 tem a finalidade de estabelecer condições e procedimentos adequados para o processo de medição e avaliação de dados de vibração em diferentes máquinas, desde que a coleta de dados seja realizada em partes não rotativas.

Como critério de avaliação é tomado como base, o monitoramento de condição, bem como testes de validação estabelecidos fundamentalmente com o objetivo de garantir o funcionamento adequado da máquina por um longo período de tempo.

A ISO 10618 encontra-se dividida da seguinte forma:

1. Parte 1: orientações gerais.
2. Parte 2: Turbinas a vapor e geradores a partir de 50 MW com velocidades normais de funcionamento de 1500 rpm, 1800 rpm, 3000 rpm e 3600 rpm.
3. Parte 3: Máquinas industriais com potência nominal acima de 15kW e velocidades nominais entre 120 rpm e 15000 rpm quando medidas no lugar.
4. Parte 4: Conjuntos de turbinas a gás com mancais *fluid-film*.
5. Parte 5: Conjuntos de máquinas em usinas de geração e bombeamento de energia hidráulica.

6. Parte 6: máquinas alternativas com potência acima de 100 kW.
7. Parte 7: Bombas rotodinâmicas para aplicações industriais, incluindo medições em eixos rotativos.
8. Parte 8: Sistemas de compressores alternativos.
9. Parte 21: Turbinas eólicas de eixo horizontal com caixa de velocidades.
10. Parte 22: Turbinas eólicas de eixo horizontal sem caixa de velocidades.

Antes da criação da norma ISO 10816-21:2015, os valores das raízes quadráticas médias (r.m.s, do inglês *Root Mean Square*) das turbinas eólicas eram analisadas a partir dos parâmetros apresentados na ISO 10816-3:2009. A ISO 10816-21:2015 foi elaborada com base na VDI 3834, a mesma foi desenvolvida pela Associação de Engenheiros da Alemanha (em alemão *Verein Deutscher Ingenieure - VDI*) com o objetivo de estabelecer padrões de condição de funcionamento dos componentes de uma turbina eólica. Sendo assim, será detalhada apenas a VDI 3834.

5.2 VDI 3834

A VDI 3834 tem como base fornecer informações voltadas para medições e avaliações de vibrações mecânicas das turbinas eólicas de eixo horizontal com saída nominal superior a 200 KW e seus componentes. Além disso, as turbinas eólicas devem apresentar as seguintes características de fabricação e operação:

- Instalação em terra ou ao largo da costa.
- Instalação em sistemas de suporte (torre e fundação) feita de aço e concreto.
- Rotor de eixo horizontal com várias pás.
- Rolamento do rotor separado ou integrado a caixa de velocidades.
- Geradores acionados via caixa de engrenagem ou acionamento direto (*direct drive*).
- Geradores do tipo síncrono ou assíncrono.
- Geradores com apenas um número de polo fixo ou substituível para ajuste de velocidade.
- Controle de saída das pás do rotor por pitch ou stall.
- Gerador acoplado à rede elétrica diretamente ou via conversor.
- Nacelle com sistema de yaw ativo para alinhar o rotor à direção do vento.

A norma possibilita a avaliação através do método comparativo entre as vibrações medidas nas WTs ou em seus componentes com medições padronizadas. Sendo assim, são definidos limites vibratórios em três zonas (Tabela 2).

A zona “I” corresponde aos níveis de vibração classificado como apto ao funcionamento contínuo.

A zona “II” corresponde aos níveis de vibração classificados como anormais, sendo assim, é recomendada a realização de análises mais detalhadas, com a finalidade de identificar possíveis falhas.

Por fim, a zona “III” corresponde aos níveis de vibração classificados como perigosos, podendo assim, causarem danos maiores as WTs e seus componentes.

No entanto, a norma afirma que mesmo os limites não sendo excedidos, e as WTs apresentando comportamento adequado, isso não exclui a possibilidade de ocorrência de danos individuais na máquina.

Tabela 2 - Classificação das zonas de severidade (VDI 3834).

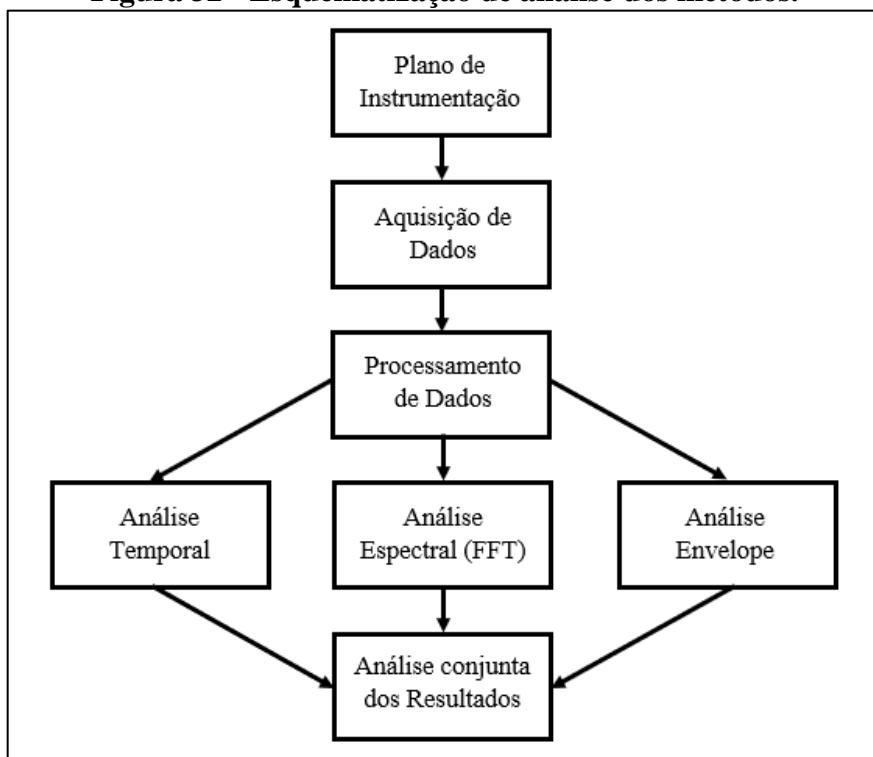
Componente	Avaliação da aceleração em m/s ² rms		Avaliação da velocidade em mm/s rms	
Nacele e torre	Intervalo de freq. \leq 0,1 a 10 Hz		Intervalo de freq. \leq 0,1 a 10 Hz	
	Limite I/II	Limite II/III	Limite I/II	Limite II/III
	0,3	0,5	60	100
Rotor com rolamentos de rolos	Intervalo de freq. \leq 0,1 a 10 Hz		Intervalo de freq. \leq 10 a 1000 Hz	
	Limite I/II	Limite II/III	Limite I/II	Limite II/III
	0,3	0,5	2,0	3,2
Caixa de engrenagem	Intervalo de freq. \leq 0,1 a 10 Hz		Intervalo de freq. \leq 10 a 1000 Hz	
	Limite I/II	Limite II/III	Limite I/II	Limite II/III
	0,3	0,5	3,5	5,6
	Intervalo de frequência \leq 10 a 2000 Hz			
	7,5	12,0		
Gerador com rolamento de rolos	Intervalo de freq. \leq 10 a 5000 Hz		Intervalo de freq. \leq 10 a 1000 Hz	
	Limite I/II	Limite II/III	Limite I/II	Limite II/III
	10	16	6,0	10

Fonte: (VDI 3834, 2009).

6 METODOLOGIA

Neste trabalho foi realizado um estudo comparativo entre os métodos de análise de sinais temporais de vibração, transformada rápida de Fourier e análise envelope por meio da transformada de Hilbert. A ideia fundamental é realizar inicialmente uma análise individual das três técnicas, e em seguida, uma análise conjunta (Figura 32). É importante salientar que os três métodos funcionam de maneira independente.

Figura 32 - Esquematização de análise dos métodos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O plano de instrumentação, inicia-se com a aquisição dos dados fornecidos pela bancada de teste da Universidade de Cincinnati. Em seguida, é realizado o processamento dos dados através da análise dos sinais temporais de vibração, captados pelos acelerômetros e armazenados no cartão de memória.

Essa análise consiste na detecção de picos característicos de impactos. Após os impactos terem sido identificados, faz-se necessário a identificação do instante de tempo em que ocorreram dois impactos subsequentes. Dessa forma, será possível encontrar o período da excitação por meio da diferença entre os valores instantâneos de tempo encontrados em cada

pico. Isso permite identificar qual componente é responsável por excitar o sinal naquela frequência.

Identificado ou não os impactos através da análise temporal, faz-se a aplicação da transformada rápida de Fourier para se obter os espectros do sinal, o qual poderá possibilitar a análise e identificação do espectro responsável pela excitação no sinal. O objetivo dessa técnica é isolar as frequências. Dessa forma, a relevância das frequências será identificada através dos valores das suas amplitudes.

Buscando minimizar possíveis influências e variações nos resultados obtidos, é possível realizar um pré ou pós-processamento dos dados. No entanto, nessa análise metodológica isso não será explorado.

Finalmente, aplica-se a transformada de Hilbert para se obter e realizar a análise envelope do sinal. Essa técnica tem como finalidade possibilitar a identificação de frequências ressonantes nas regiões de alta frequência. Sendo assim, torna-se possível identificar falhas em estágios incipientes, tendo em vista, que a manifestação das falhas se inicia nas regiões de alta frequência. A identificação das frequências responsáveis pelas excitações é realizada através dos valores elevados das suas respectivas amplitudes.

Se o conjunto de análises não apresentar nenhum sinal de falha, isso significa que a máquina está operando em perfeitas condições. No entanto, caso uma das três técnicas indique a presença de algum tipo de falha, a anomalia deve ser analisada mais detalhadamente. O ponto mais difícil no processo de análise é o da identificação do nível de criticidade da falha.

Isto tudo posto, faz-se necessário à realização do teste de campo, estudo teórico, inspeção técnica e análises históricas correspondentes ao tipo de falha encontrado, a fim de se tomar a melhor decisão.

7 ESTUDO DE CASO

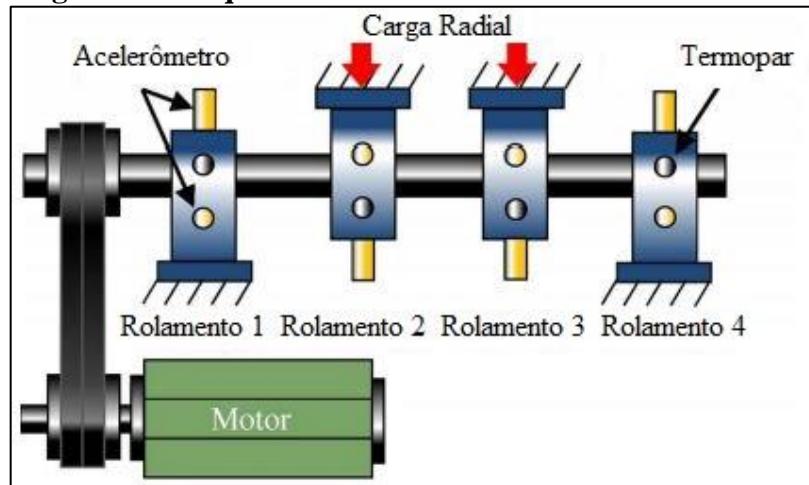
Os dados utilizados nesse trabalho foram extraídos do *Prognostics Data Repository* da NASA (disponível em: <http://data-acoustics.com/measurements/bearing-faults/bearing-4/>) (QIU et al., 2006), os quais foram obtidos e armazenados por meio de uma bancada de teste na Universidade de Cincinnati. A bancada é composta por quatro rolamentos de pista dupla, modelo Rexnord ZA-2115, contendo as seguintes especificações: número de esferas ($N = 16$), diâmetro da esfera ($B = 8,4$ mm), diâmetro de pitch (71,5 mm) e ângulo de contato ($\theta = 15,17^\circ$), fixados a um eixo conectado por correia a um motor AC, mantido a rotação constante de 2000 rpm ($f_r = 33,3$ Hz). Os mancais de rolamento e o eixo foram submetidos a um carregamento de aproximadamente 2.722 Kg através de um mecanismo de mola (Figura 33).

As frequências característica de falhas dos mancais são definidas através da aplicação das equações (7), (8), (9) e (10):

$$\begin{aligned} BPFI &= \frac{16}{2} 33,3 \left(1 + \frac{8,4}{71,5} \cos 15,17^\circ \right) \cong 297 \text{ Hz} \\ BPFO &= \frac{16}{2} 33,3 \left(1 - \frac{8,4}{71,5} \cos 15,17^\circ \right) \cong 236 \text{ Hz} \\ FTF &= \frac{33,3}{2} \left(1 - \frac{8,4}{71,5} \cos 15,17^\circ \right) \cong 15 \text{ Hz} \\ BSF &= \frac{71,5}{2,8,4} 33,3 \left[1 - \left(\frac{8,4}{71,5} \cos 15,17^\circ \right)^2 \right] \cong 140 \text{ Hz} \end{aligned}$$

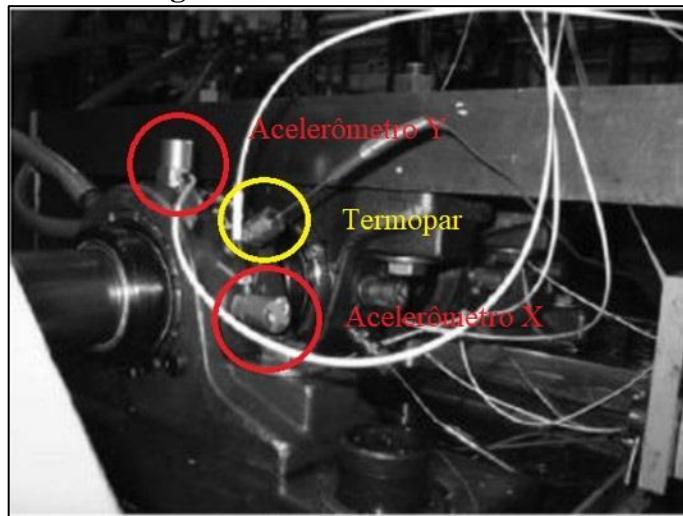
Nos tubos de retorno de óleo dos mancais, foram instalados plugues magnéticos com o objetivo de coletar detritos do rolamento e evidenciar a sua degradação. Para cada rolamento foram instalados dois acelerômetros, um no eixo horizontal (X) e outro no vertical (Y), modelo Quartz ICP de alta sensibilidade PCB 353B33, e um Termopar (Figura 34).

Figura 33 - Esquema da bancada de teste dos rolamentos.



Fonte: Adaptado pelo autor de (SOUALHI et al., 2014).

Figura 34 - Fotografia da bancada de teste dos rolamentos.



Fonte: Adaptado pelo autor de (QIU et al., 2006).

O armazenamento dos dados se deu por meio de um cartão, modelo NI DAQ Card 6062E. Cada experimento (Tabela 3) foi salvo em um arquivo individual, onde, cada arquivo é composto por 20480 pontos com uma frequência de amostragem de 20 kHz. Além disso, cada conjunto de dados é constituído por um arquivo individual de registro instantâneo de sinal de vibração de 1,024 segundos, salvos em intervalos de tempo específicos.

Os rolamentos foram mantidos nas condições de teste até o final de cada experimento. Dessa forma, todas as falhas ocorreram após excederem o tempo de vida útil do rolamento, sendo este, superior a aproximadamente 100 milhões de voltas.

Tabela 3 - Descrição dos Datasets.

	Número de arquivos	Número de canais	Duração do ensaio	Duração do sinal gravado	Danos apresentados no final do ensaio
Dataset 1	2156	8 (acelerômetros x e y)	34 dias 12h (49680 min)	36 min	Rolamento 3: Pista interna Rolamento 4: Elemento rolante
Dataset 2	984	4 (acelerômetros x)	6 dias 20h (9840 min)	16 min	Rolamento 1: Pista externa

Fonte: Adaptado pelo autor de (GOUSSEAU et al., 2016).

8 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Inicialmente foram realizadas análises com base nos valores das r.m.s. No entanto, não foi possível realizar a comparação entre os valores obtidos e os estabelecidos pela norma, pois, o motor utilizado na bancada de teste não foi especificado. Além disso, foram realizadas análises dos sinais de vibração no domínio do tempo, dos espectros de frequência através da aplicação da Transformada Rápida de Fourier e do envelope obtido através da Transformada de Hilbert.

8.1 Análise do r.m.s

Inicialmente, para obtenção dos valores da raiz quadrática média correspondentes aos sinais de vibração, foi aplicada a seguinte rotina de cálculo:

$$S_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (S_i^2)} \quad (11)$$

onde:

- S_{rms} é o valor do r.m.s do sinal.
- S_i é o valor do sinal no ponto i.
- N é o número total de pontos do sinal

Como a bancada de teste não se enquadra em nenhuma das partes da norma ISO 10618, a mesma não foi aplicada. Sendo assim, para fins de análise dos valores de r.m.s não foram adotados valores de referência.

As acelerações r.m.s foram obtidas através da aplicação da rotina de cálculo aplicada aos sinais de vibração gerados por cada um dos acelerômetros instalados. Desta forma, foi possível acompanhar o comportamento da aceleração r.m.s ao longo do tempo.

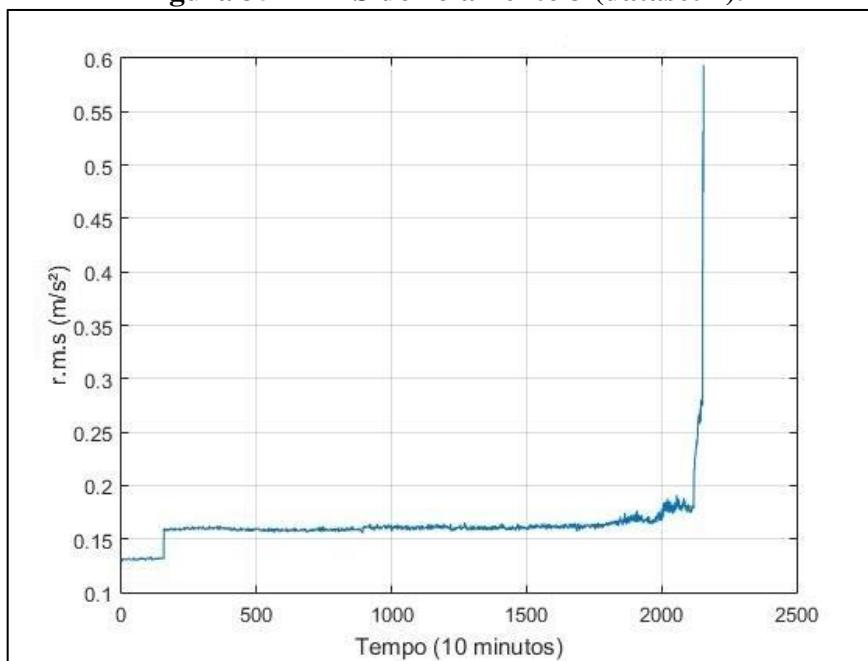
Destarte, para os rolamentos 3 e 4 do dataset 1 e rolamento 1 do dataset 2 foram esboçados gráficos, referentes à energia vibracional em relação ao tempo de operação, tendo em vista que, apenas esses rolamentos apresentaram falhas ao final do experimento, segundo

os realizados do teste. A análise consiste em identificar as variações bruscas e pontos críticos presentes no gráfico da aceleração r.m.s no tempo.

- Análise do rolamento 3 (dataset 1)

Aplicando-se a rotina de cálculo estabelecida para se obter os valores da aceleração r.m.s dos dados instantâneos de tempo de um segundo do rolamento 3, foi possível estimar graficamente o seu comportamento durante toda a realização do teste, ver figura 35.

Figura 35 - RMS do rolamento 3 (dataset 1).



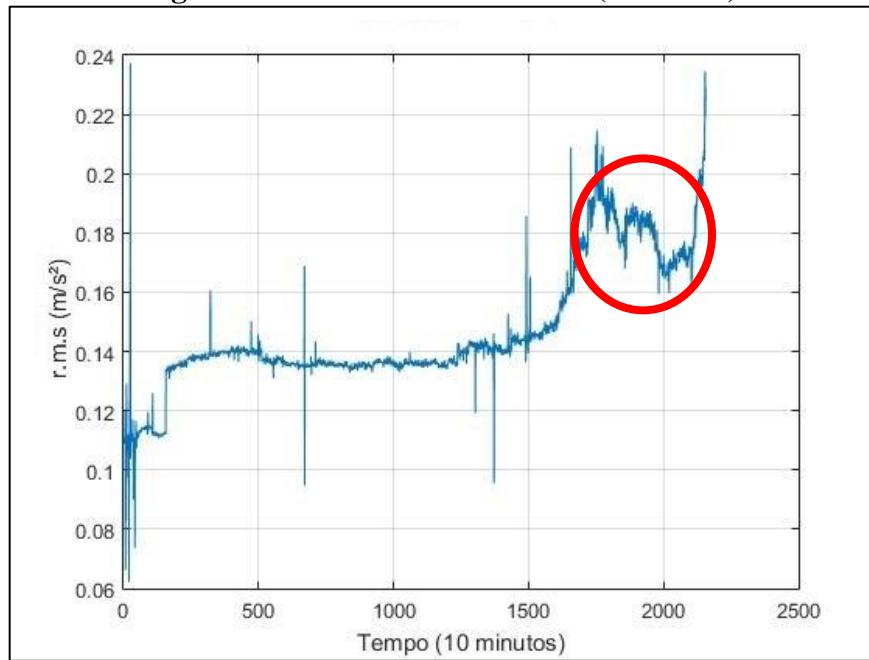
Fonte: Elaborado pelo autor.

Analizando o range de variação ao final do experimento exatamente torna-se perceptível a presença de um comportamento anormal significativo no funcionamento do rolamento, devido ao rápido crescimento dos valores dos dados da aceleração r.m.s apresentados.

- Análise do rolamento 4 (dataset 1)

Aplicando-se a rotina de cálculo estabelecida para se obter os valores da aceleração r.m.s dos dados instantâneos de tempo de um segundo do rolamento 4, foi possível estimar graficamente o seu comportamento durante toda a realização do teste, ver Figura 36.

Figura 36 - RMS do rolamento 4 (dataset 1).



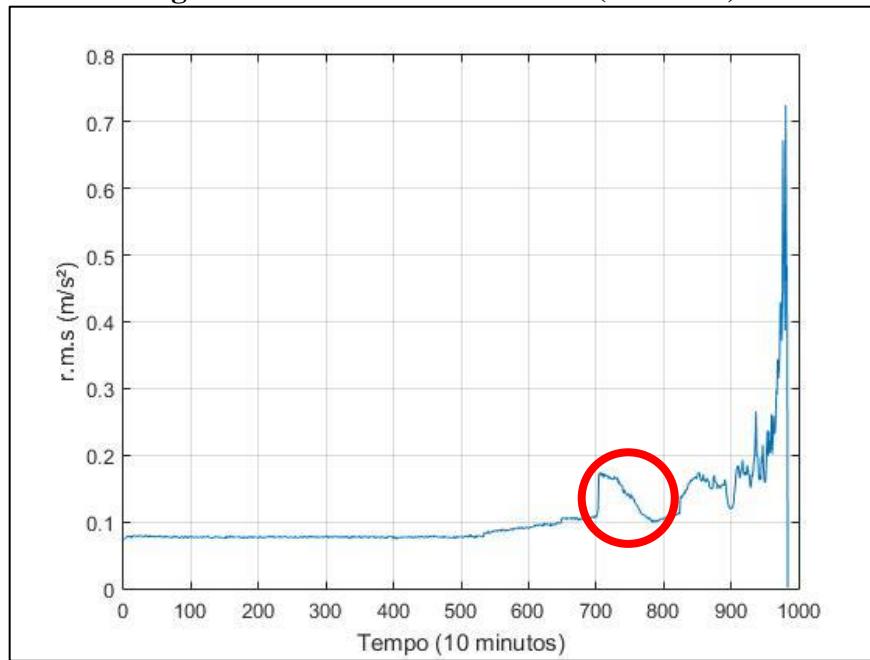
Fonte: Elaborado pelo autor.

Analizando-se o comportamento do gráfico exatamente entre os instantes 1500 e 1800, torna-se perceptível a presença de um comportamento anormal no funcionamento do rolamento, devido ao rápido crescimento dos valores dos dados da aceleração r.m.s apresentados. No entanto, é importante ressaltar que a queda desses valores entre os instantes de 1800 e 2000 destacado na Figura 36, ocorreu possivelmente devido a acomodação da falha.

- Análise do rolamento 1 (dataset 2)

Aplicando-se a rotina de cálculo estabelecida para se obter os valores da aceleração r.m.s dos dados instantâneos de tempo de um segundo do rolamento 4, foi possível estimar graficamente o seu comportamento durante toda a realização do teste, ver Figura 37.

Figura 37 - RMS do rolamento 1 (dataset 2).



Fonte: Elaborado pelo autor.

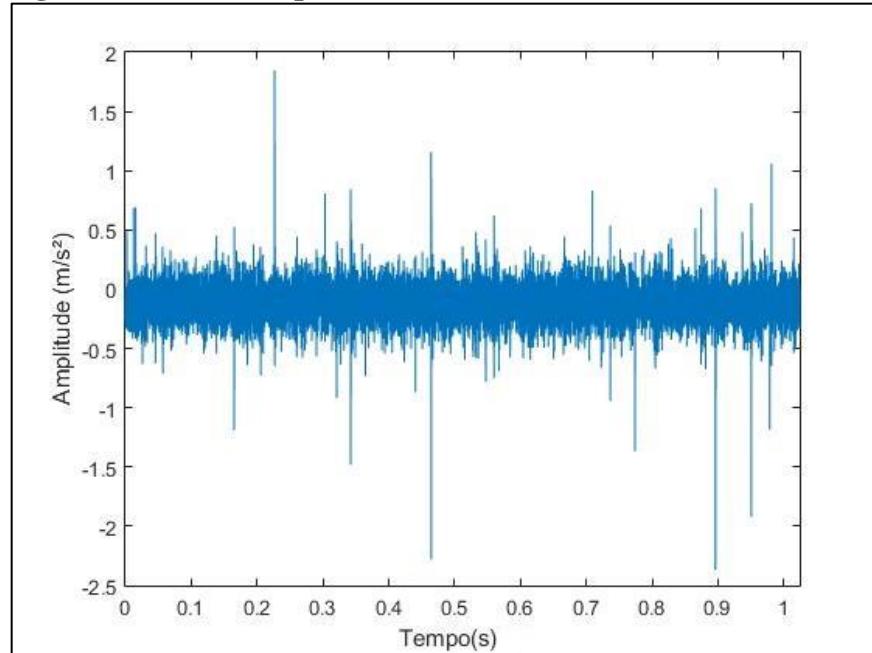
Analizando-se o comportamento do gráfico, logo após o instante 500, torna-se perceptível a presença de um comportamento anormal no funcionamento do rolamento, devido ao crescimento inicialmente linear dos valores dos dados da aceleração r.m.s apresentados. Neste caso, também é possível observar uma queda nesses valores, entre os instantes 700 e 800, destacada na Figura 37, característica de acomodação de falha.

8.2 Análise do sinal temporal de vibração

Quando comparada aos outros tipos de análise, a técnica baseada nos sinais temporais de vibração pode não ser tão eficiente, porém, ela pode fornecer informações importantes. Isso porque ela permite, dependendo do nível de severidade da falha, identificar impactos através da presença de picos igualmente espaçados. Sendo assim, a identificação do componente responsável pelo surgimento desses picos, pode ser realizada através da obtenção do período em que eles ocorrem, pois, a realização do cálculo da inversa desse valor, permitirá identificar a frequência responsável por essa excitação e consequentemente sua componente. Nesta seção, serão apresentados os sinais temporais de vibração correspondentes aos rolamentos 3 e 4 do dataset 1 (Figuras 38, 39, 40 e 41) e rolamento 1 do dataset 2 (Figuras 42 e 43), além dos seus respectivos zooms para melhor análise.

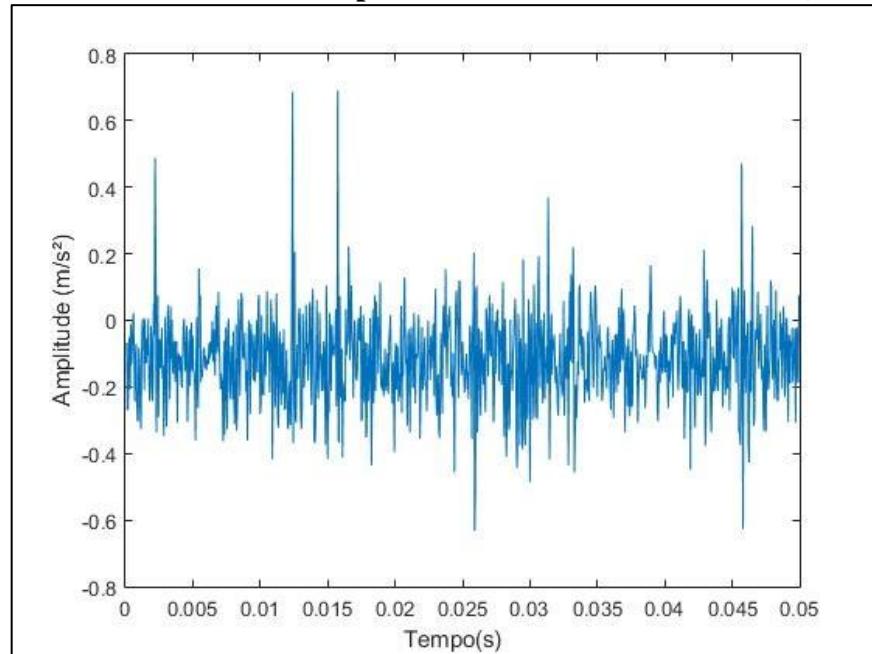
- Dados de vibração do rolamento 3 - dataset 1 do dia 24/11/2003 às 12:53:55
(referente ao ponto 2051 do gráfico r.m.s)

Figura 38 - Sinal temporal vibratório do rolamento 3 (dataset 1).



Fonte: Elaborado pelo autor.

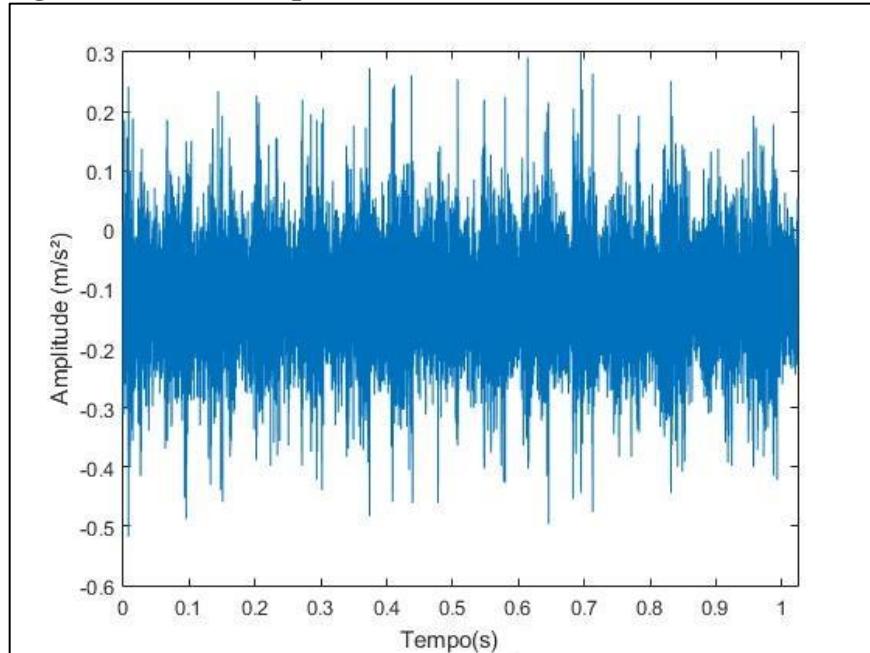
Figura 39 - Zoom do sinal temporal vibratório do rolamento 3 (dataset 1).



Fonte: Elaborado pelo autor.

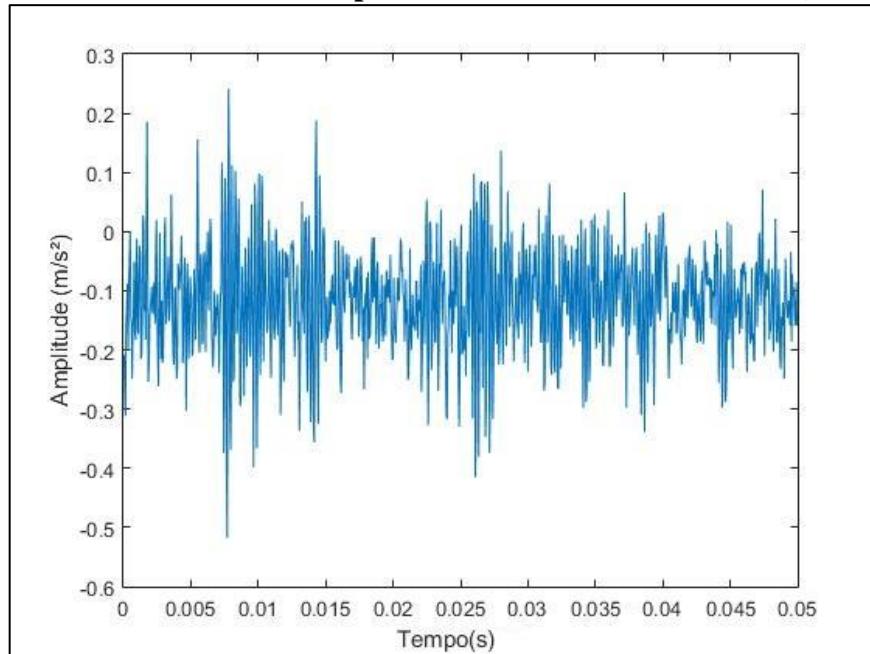
- Dados de vibração do rolamento 4 - dataset 1 do dia 17/11/2003 às 23:52:30 (referente ao ponto 1318 do gráfico r.m.s)

Figura 40 - Sinal temporal vibratório do rolamento 4 (dataset 1).



Fonte: Elaborado pelo autor.

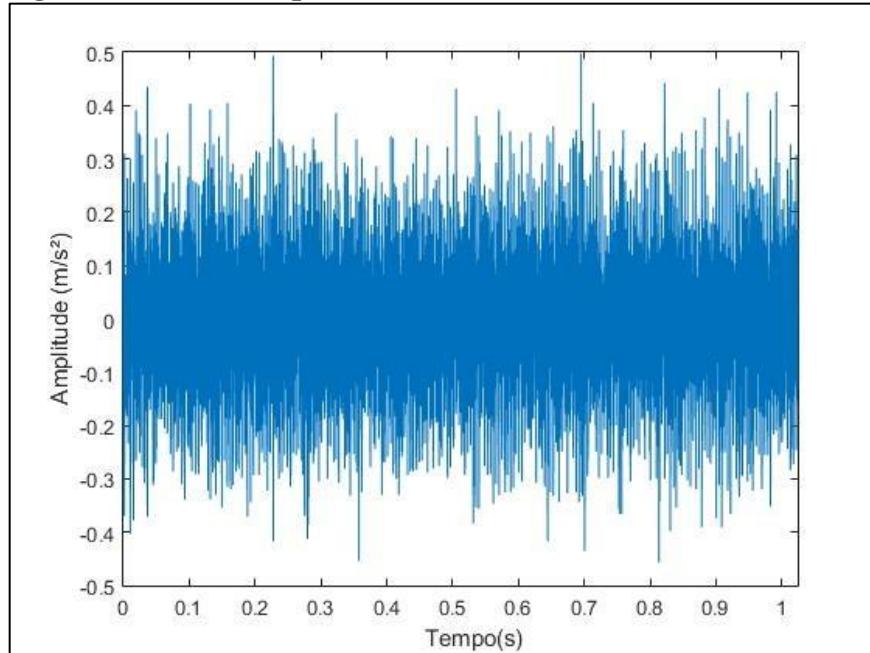
Figura 41 - Zoom do sinal temporal vibratório do rolamento 4 (dataset 1).



Fonte: Elaborado pelo autor.

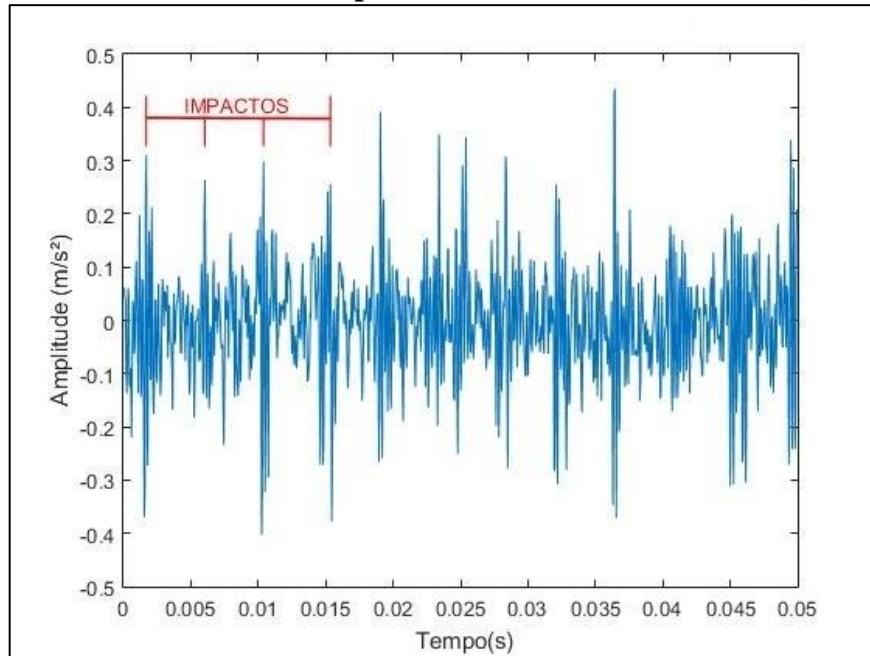
- Dados de vibração do rolamento 1 - dataset 2 do dia 16/02/2004 às 22:42:39 (referente ao ponto 650 do gráfico r.m.s)

Figura 42 - Sinal temporal vibratório do rolamento 1 (dataset 2).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 43 - Zoom do sinal temporal vibratório do rolamento 1 (dataset 2).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Através da análise dos sinais temporais vibratórios dos rolamentos investigados neste trabalho, é possível perceber picos relevantes presentes nos sinais. No entanto, ao ampliarmos a resolução desses sinais, como pode ser observado nas Figuras 39, 41 e 43, os impactos só apresentam características periódica no sinal temporal vibratório do rolamento 1, isso ocorre provavelmente pelo fato da pista externa do rolamento está fixada a estrutura do mancal fazendo com que os impactos gerados durante a passagem de cada um dos elementos rolantes (sob mesma carga) sejam iguais. Sendo assim, é possível então detectar qual a frequência responsável pela excitação desses picos. Para isso, é necessário obter a diferença entre o intervalo de tempo (eixo das abscissas) do primeiro pico, posicionado na coordenada (0,0017; 0,31), com segundo pico, posicionado na coordenada (0,00605; 0,264), permitindo encontrarmos o valor do período, $T = 0,00435\text{ s}$. Como a frequência é igual ao inverso do período ($f = \frac{1}{T}$), considerando que nesse trabalho os dados foram coletados no intervalo de 1,024 segundos, a frequência encontrada será de aproximadamente $f = 236\text{ Hz}$ correspondente a BPFO do rolamento.

Contudo, a possibilidade de existência de falha nos outros rolamentos não pode ser descartada. Pois, a ocorrência desse fenômeno, está diretamente relacionada, em muitos casos, ao nível de severidade e posicionamento da falha no rolamento.

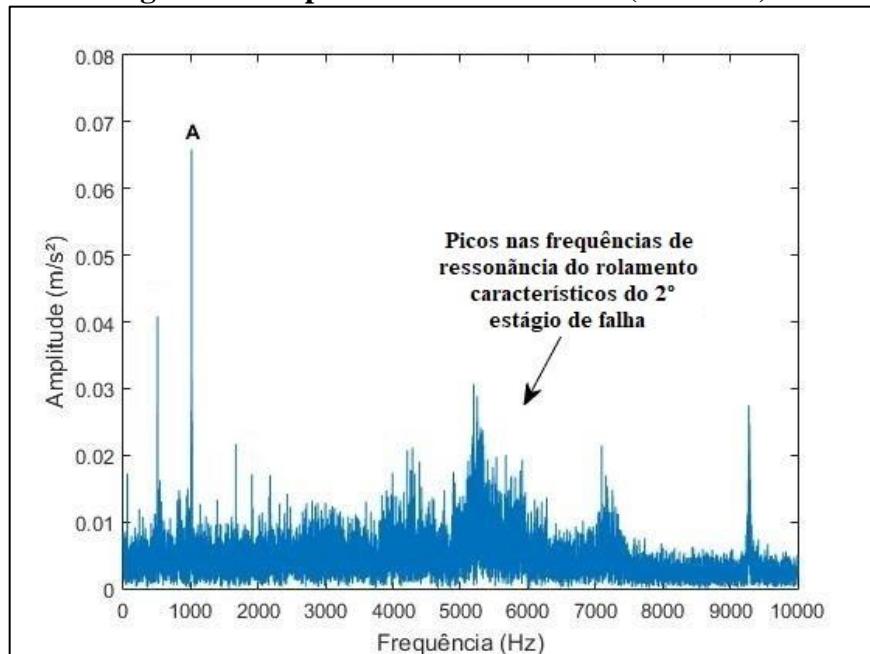
8.3 Análise dos espectros obtidos pela FFT

Atualmente a identificação de falhas em componentes de máquinas rotativas, tem sido realizada na maior parte dos casos através da aplicação do método de análise espectral obtidos pela FFT. Isso ocorre devido à facilidade de identificação das frequências correspondentes as falhas visto que todos os componentes presentes em uma máquina rotativa estão associados a uma frequência natural.

Sendo assim, adota-se o eixo das abcissas como responsável por representar os componentes através do valor da frequência, e o eixo das ordenadas o nível de desenvolvimento da falha através do valor da amplitude. Nessa seção, serão apresentados os espectros correspondentes aos rolamentos 3 e 4 do dataset 1 e de todos os rolamentos do dataset 2. A análise comparativa entre os espectros dos rolamentos do dataset 2, permite compreender o comportamento nos casos onde há ou não a presença de falha.

- Espectro do rolamento 3 - dataset 1 do dia 24/11/2003 às 12:53:55 (referente ao ponto 2051 do gráfico r.m.s)

Figura 44 - Espectros do rolamento 3 (dataset 1).



Fonte: Elaborado pelo autor.

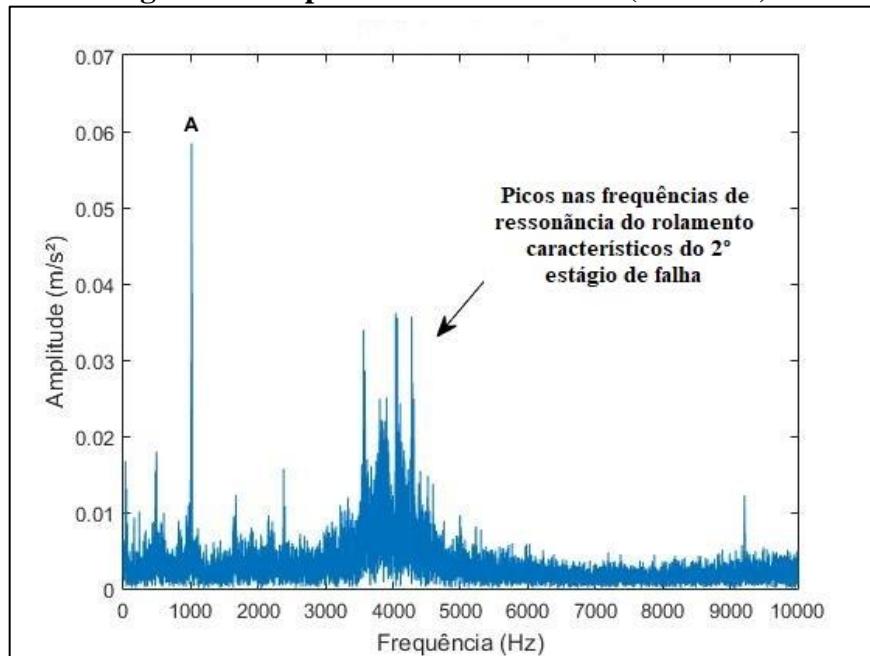
Tabela 4 - Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 44.

Pontos	Comentários
A	Frequência de aproximadamente 1009 Hz associada à ranhura do motor.

Fonte: Elaborado pelo autor.

- Espectro do rolamento 4 - dataset 1 do dia 17/11/2003 às 23:52:30 (referente ao ponto 1318 do gráfico r.m.s)

Figura 45 - Espectros do rolamento 4 (dataset 1).



Fonte: Elaborado pelo autor.

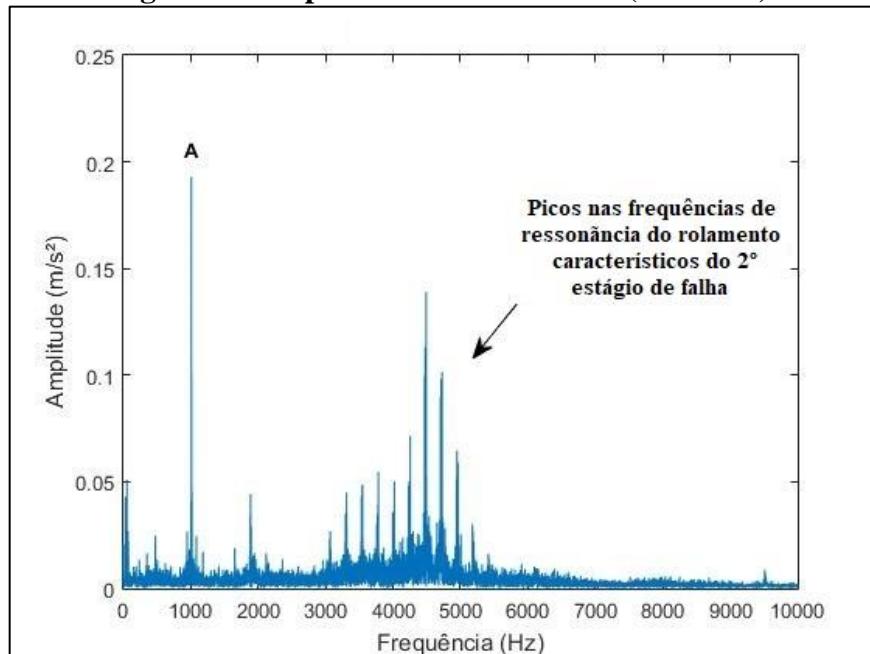
Tabela 5 - Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 45.

Pontos	Comentários
A	Frequência de aproximadamente 1009 Hz associada à ranhura do motor.

Fonte: Elaborado pelo autor.

- Espectros dos rolamentos do dataset 2 do dia 16/02/2004 às 22:42:39 (referente ao ponto 650 do gráfico r.m.s)

Figura 46 - Espectros do rolamento 1 (dataset 2).

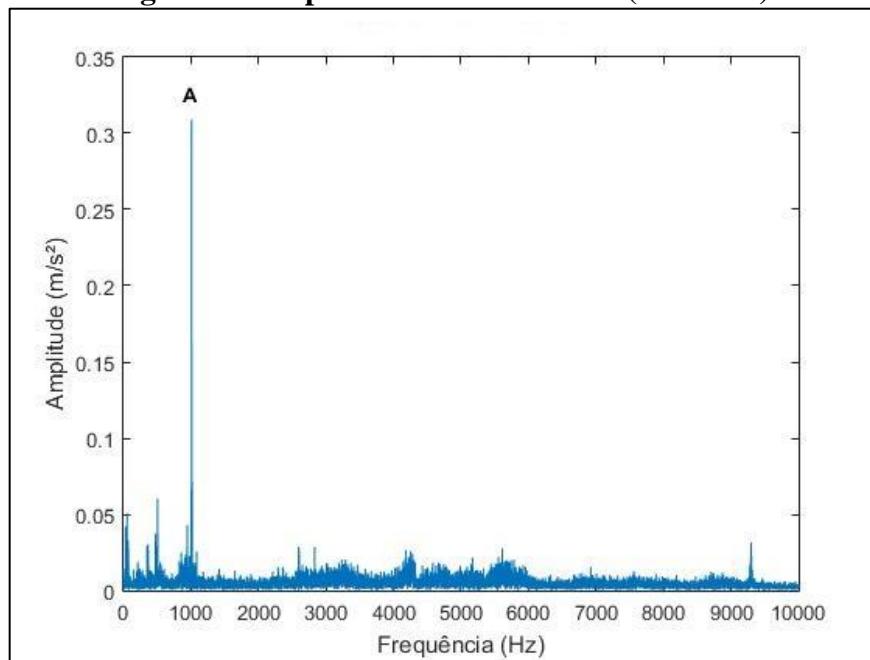


Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 6 - Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 46.

Pontos	Comentários
A	Frequência de aproximadamente 1009 Hz associada à ranhura do motor.

Fonte: Elaborado pelo autor.

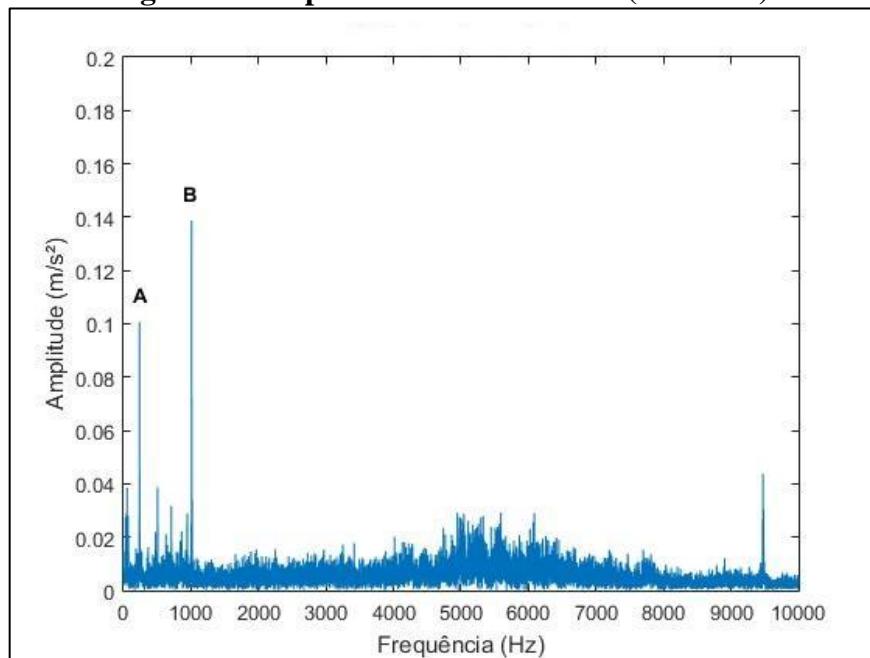
Figura 47 - Espectros do rolamento 2 (dataset 2).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 7 - Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 47.

Pontos	Comentários
A	Frequência de aproximadamente 1009 Hz associada à ranhura do motor.

Fonte: Elaborado pelo autor.

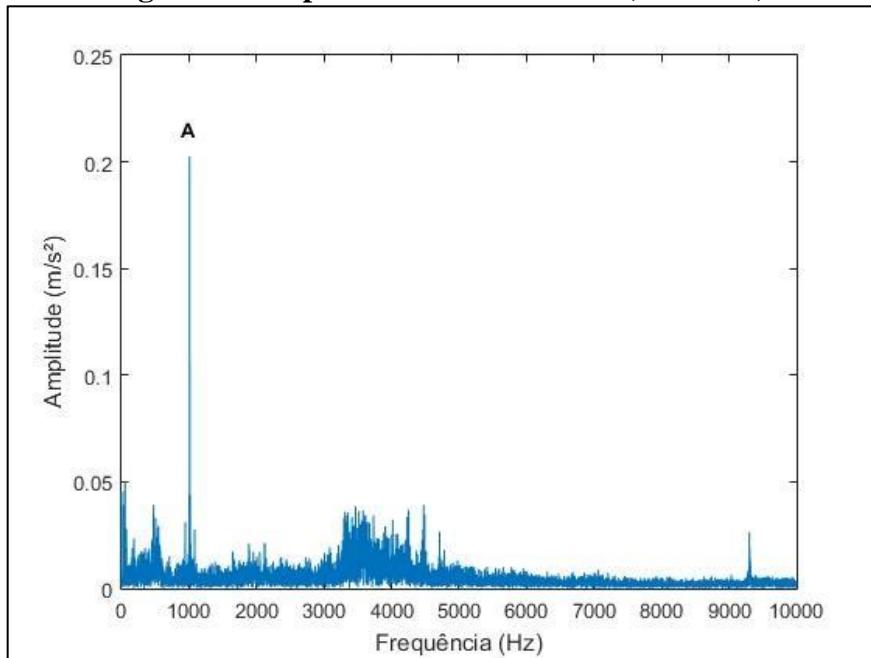
Figura 48 - Espectros do rolamento 3 (dataset 2).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 8 - Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 48.

Pontos	Comentários
A	Frequência de aproximadamente 236,43 Hz associada à BPFO do rolamento.
B	Frequência de aproximadamente 1009 Hz associada à ranhura do motor.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 49 - Espectros do rolamento 4 (dataset 2).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 9 - Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 49.

Pontos	Comentários
A	Frequência de aproximadamente 1009 Hz associada à ranhura do motor.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Analizando os espectros dos rolamentos 3 e 4 do dataset 1 (Figuras 44 e 45) é possível identificar picos relevantes nas frequências de ressonância do rolamento, o que caracteriza a existência de falha em estágio incipiente. O mesmo acontece no rolamento 1 do dataset 2 (Figuras 46, 47, 48 e 49), porém neste caso as amplitudes atingidas pelos picos são bem mais significativas. Além disso, já é possível notar um espaçamento constante entre eles, o qual representa a frequência característica de falha da pista externa (BPFO) de aproximadamente 236 Hz, que pode ser obtida através da diferença entre dois picos consecutivos. No caso dos outros rolamentos do dataset 2, os picos apresentam amplitudes irrelevantes.

O pico de 1009 Hz presente em todos os espectros caracteriza-se possivelmente como a frequência das ranhuras do entreferro tanto no estator quanto no rotor, as quais são responsáveis pela geração de vibração, pois geram desbalanceamento de forças magnéticas de atração, consequentemente por conta da variação da relutância do circuito, em função da taxa de passagem pelas ranhuras do estator e do rotor.

Isso pode ocorrer devido ao atravessamento de frequências do motor para os mancais de rolamento. Além disso, essa frequência é considerada como frequência característica de um motor, podendo estar presente sem que haja necessariamente a existência de falha (MATHIAS; OLIVERA; MEDEIROS, 2012).

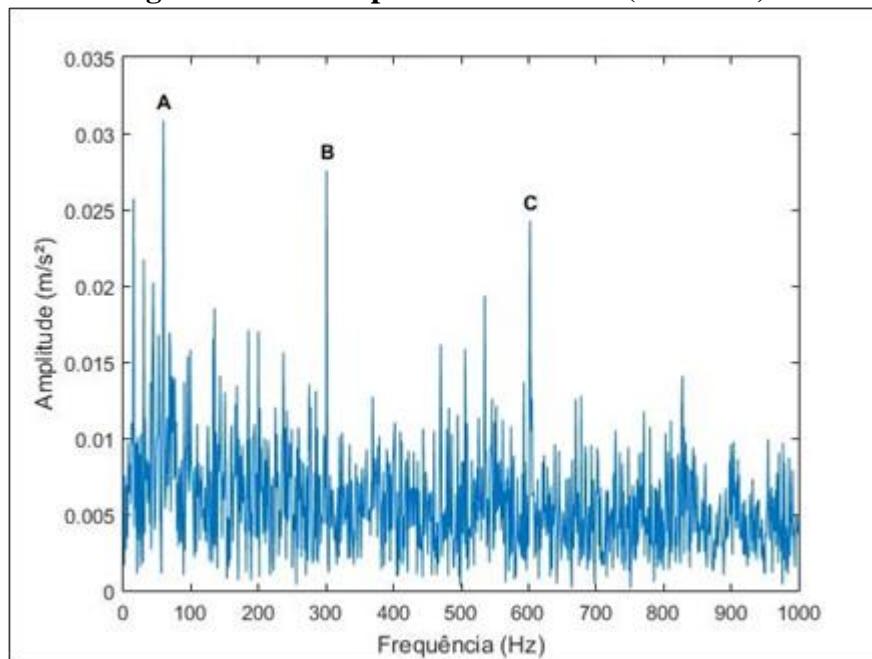
Os espectros da Figura 48, correspondentes ao rolamento 3 do dataset 2, aponta a presença de uma falha na pista externa do rolamento (BPFO). Em casos onde essas amplitudes são baixas e não há picos relevantes nas frequências de ressonância do rolamento, é necessária a realização de uma análise mais detalhada. Pois, nesse caso o pico de frequência detectado no sensor do rolamento 3, correspondente a BPFO, é o resultado do atravessamento da frequência de falha presente no rolamento 1.

8.4 Análise do envelope obtido pela transformada de Hilbert

A análise envelope permite identificar falhas de rolamentos inseridos no estágio 2, pois permite a identificação das anomalias responsáveis pela excitação da estrutura nas regiões de frequência superiores a 500Hz. Desta forma, a análise envelope poderá permitir que o monitoramento de condição cumpra com o seu objetivo de identificar falhas em estágios incipientes. Nessa seção, serão apresentados os envelopes correspondentes aos rolamentos 3 e 4 do dataset 1 e de todos os rolamentos do dataset 2. A análise comparativa entre os envelopes do dataset 2, permitirá compreender o comportamento do sinal de cada rolamento.

- Envelope do rolamento 3 - dataset 1 do dia 24/11/2003 às 12:53:55 (referente ao ponto 2051 do gráfico r.m.s)

Figura 50 - Envelope do rolamento 3 (dataset 1).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 10 - Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 50.

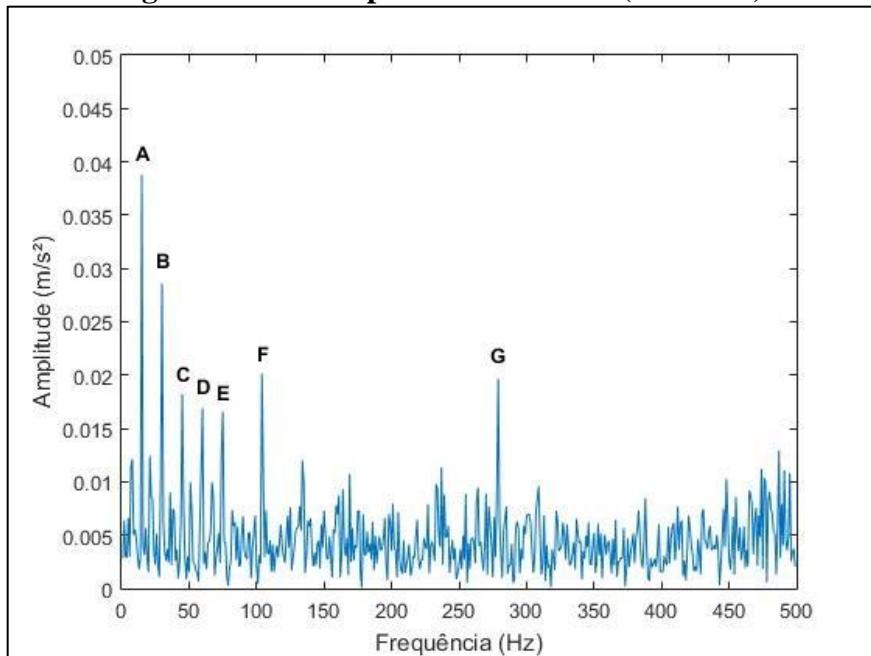
Pontos	Comentários
A	Frequência de aproximadamente 66 Hz associada à $2x f_r$ do motor.
B	Frequência de aproximadamente 297 Hz associada à BPFI do rolamento.
C	Frequência de aproximadamente 594 Hz associada à $2 \times$ BPFI do rolamento.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Analizando o envelope do rolamento 3 do dataset 1 (Figura 50), é possível identificar pico de frequência de 66 Hz associado a excitação na frequência de rotação do eixo, além dos picos de 297 Hz e 594 Hz associados a frequência característica de falha da pista interna (BPFI) do rolamento.

- Envelope do rolamento 4 - dataset 1 do dia 17/11/2003 às 23:52:30 (referente ao ponto 1318 do gráfico r.m.s)

Figura 51 - Envelope do rolamento 4 (dataset 1).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 11 - Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 51.

Pontos	Comentários
A	Frequência de aproximadamente 15 Hz associada à FTF do rolamento.
B	Frequência de aproximadamente 30 Hz associada à 2xFTF do rolamento.
C	Frequência de aproximadamente 45 Hz associada à 3xFTF do rolamento.
D	Frequência de aproximadamente 60 Hz associada à 4xFTF do rolamento.
E	Frequência de aproximadamente 75 Hz associada à 5xFTF do rolamento.
F	Frequência de aproximadamente 105 Hz associada à 6xFTF do rolamento.
G	Frequência de aproximadamente 280 Hz associada à 2xBSF do rolamento.

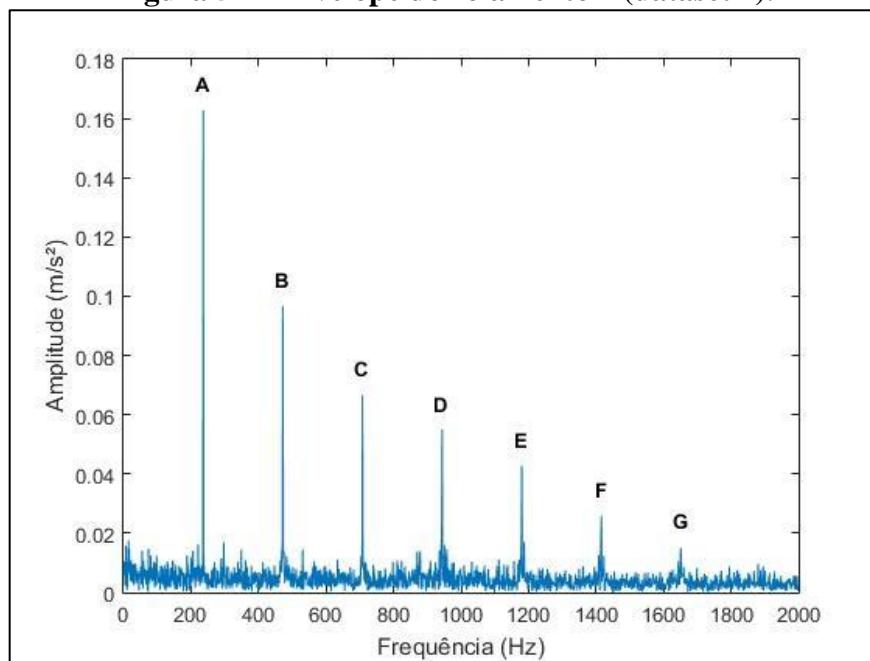
Fonte: Elaborado pelo autor.

No envelope do rolamento 4 do dataset 1 (Figura 51), é possível identificar picos de frequência de 15 Hz, 30 Hz, 45 Hz, 60 Hz, 75 Hz e 105 Hz associados a excitação na frequência de rotação da gaiola, além do pico de 280 Hz associado a frequência característica de falha do

elemento rolante. Sendo assim, nos dois casos relacionados ao dataset 1 foram possíveis identificar a presença das falhas existentes.

- Envelopes dos rolamentos do dataset 2 do dia 16/02/2004 às 22:42:39 (referente ao ponto 650 do gráfico r.m.s)

Figura 52 - Envelope do rolamento 1 (dataset 2).



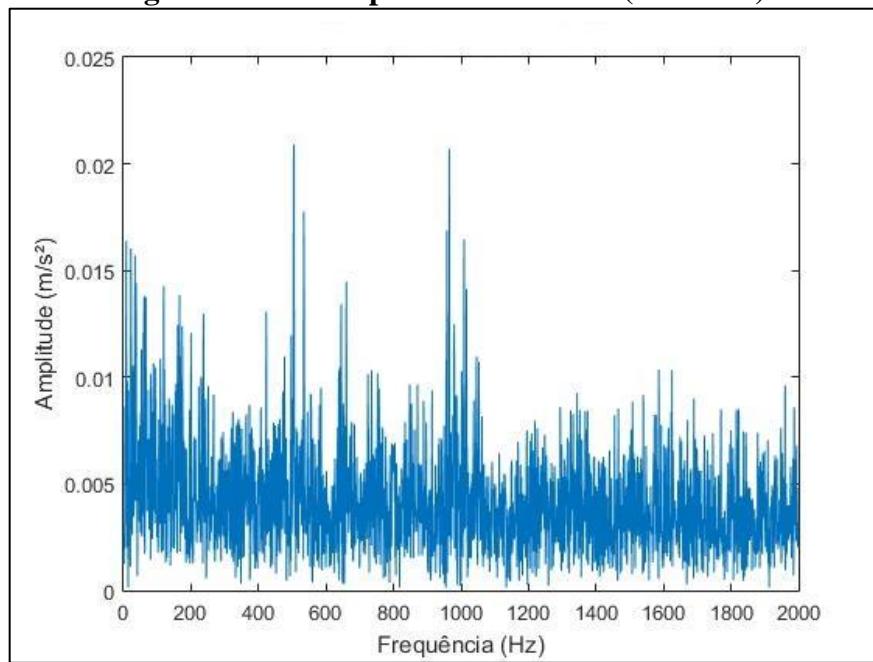
Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 12 - Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 52.

Pontos	Comentários
A	Frequência de aproximadamente 236,43 Hz associada à BPFO do rolamento.
B	Frequência de aproximadamente 472,86 Hz associada à 2x BPFO do rolamento.
C	Frequência de aproximadamente 709,29 Hz associada à 3x BPFO do rolamento.
D	Frequência de aproximadamente 945,72 Hz associada à 4x BPFO do rolamento.
E	Frequência de aproximadamente 1182,15 Hz associada à 5x BPFO do rolamento.
F	Frequência de aproximadamente 1418,58 Hz associada à 6x BPFO do rolamento.
G	Frequência de aproximadamente 1655,01 Hz associada à 7x BPFO do rolamento.

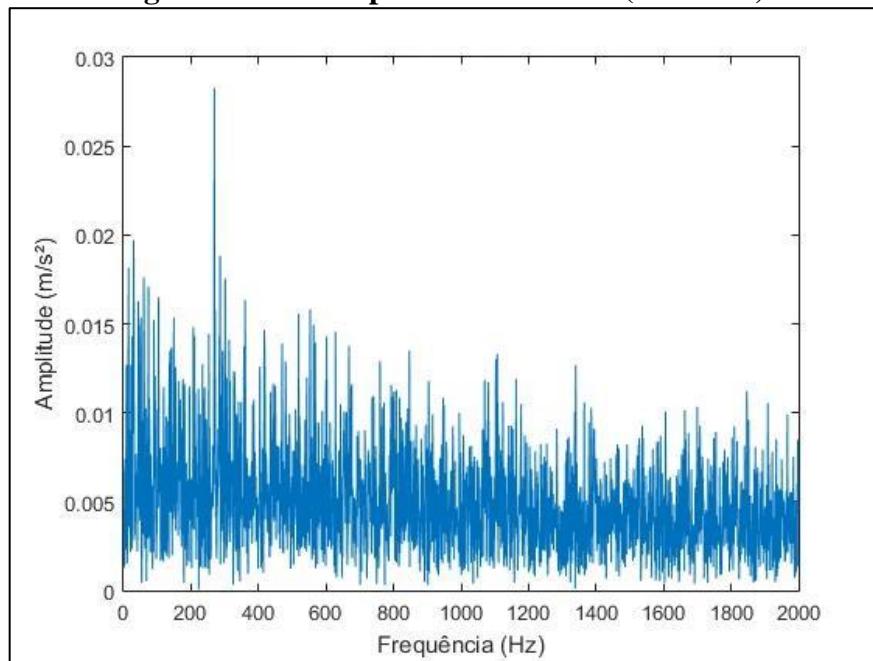
Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 53 - Envelope do rolamento 2 (dataset 2).



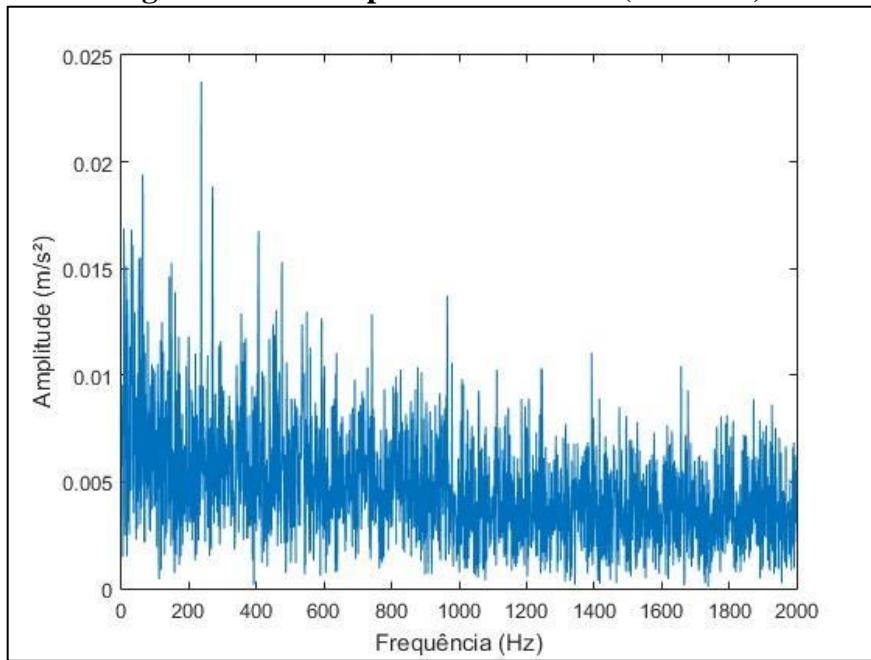
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 54 - Envelope do rolamento 3 (dataset 2).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 55 - Envelope do rolamento 4 (dataset 2).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na análise realizada nos rolamentos do dataset 2 (Figuras 52, 53, 54 e 55), foram possíveis identificar, apenas picos de frequência de 263,43 Hz e seus harmônicos, correspondentes a falha de pista externa (BPFO), apenas no rolamento 1. Como pode ser observado, provavelmente pelo fato dessa frequência característica de falha modular apenas as frequências naturais de falha do rolamento, possa se justificar nesse último caso a maior relevância dos picos encontrados.

8.5 Análise conjunta das três técnicas

Comparando os resultados obtidos por meio das aplicações dos métodos de análise temporal, transformada rápida de Fourier e análise envelope através da transformada de Hilbert, conforme mostra a Tabela 13, é possível perceber que nos casos dos rolamentos 3 e 4 do dataset 1 onde as frequências naturais dos componentes do rolamento foram modulados pelas frequências características de falha BPFI (pista interna (a)) e BSF (elemento rolante (b)) (Figura 56), as falhas só foram detectadas através do método da análise envelope. Esse fenômeno deve estar atrelado ao fato dessas frequências características de falha também estarem modulando em amplitude as frequências de rotação do eixo f_r e da gaiola FTF do rolamento, o que dificulta ainda mais as suas identificações.

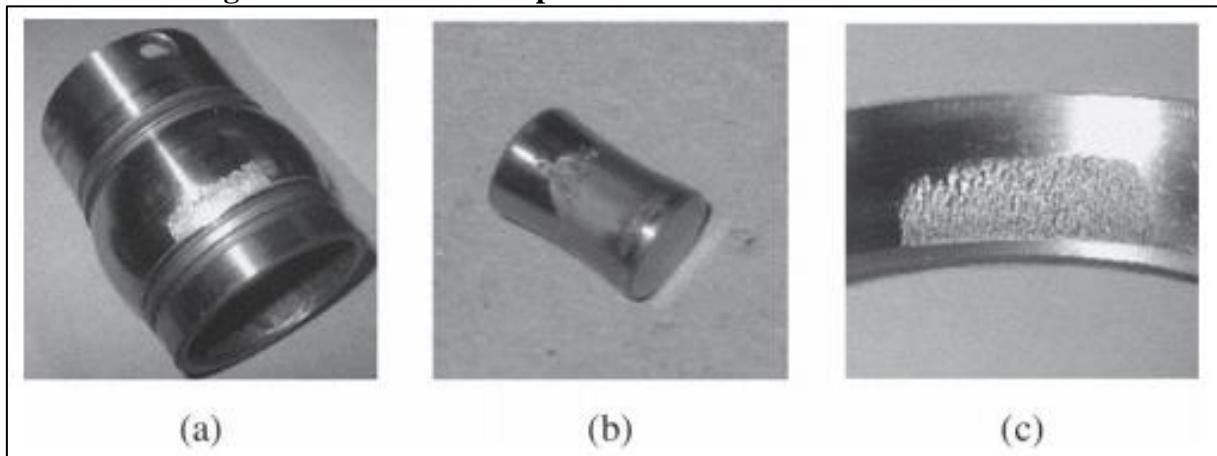
No caso do rolamento 1 do dataset 2, diferentemente dos casos anteriormente citados, foi possível identificar a falha na pista externa (c) (Figura 56) do rolamento através da aplicação dos três métodos de análise. Neste caso, a frequência característica de falha BPFO não está modulando em amplitude nenhuma outra frequência que não sejam apenas as frequências naturais do rolamento, facilitando assim, a identificação dos picos característicos de falha em todos métodos aplicados.

Tabela 13 - Análise comparativa dos métodos de análise de sinais de vibração.

TIPOS DE FALHAS	MÉTODOS DE ANÁLISE		
	Temporal	FFT	Envelope
Pista Externa	✓	✓	✓
Pista Interna			✓
Elemento Rolante			✓

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 56 - Foto dos componentes dos rolamentos com falha.



Fonte: (QIU et al., 2006).

9 CONCLUSÕES

Neste trabalho, a realização da análise comparativa de métodos para diagnóstico de falhas em rolamentos, utilizando dados de sinais temporais de vibração, tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência (transformada rápida de Fourier e análise envelope baseada na transformada de Hilbert), possibilitou a identificação do método mais eficiente no diagnóstico de falha.

Através da utilização do método de identificação de falhas dos sinais temporais de vibração baseado no domínio do tempo, foi possível diagnosticar apenas a frequência característica de falha correspondente a pista externa (BPFO) no rolamento 1 do dataset 2.

A análise realizada no domínio da frequência, por meio do método da transformada rápida de Fourier (FFT), possibilitou a detecção de picos relevantes nas frequências de ressonância dos rolamentos que continham falhas. No entanto, apenas no rolamento 1 do dataset 2 foi possível identificar a frequência característica de falha de aproximadamente 236 Hz relacionada a pista externa do rolamento (BPFO).

Por fim, a análise envelope, realizada no domínio da frequência, baseada na transformada de Hilbert, permitiu o diagnóstico das falhas presentes nos três rolamentos. Isso, foi possível porque esse tipo de análise permite a demodulação do sinal. Dessa forma, ao analisarmos os espectros dos envelopes dos rolamentos 3 e 4 do dataset 1 conseguimos identificar tanto as frequências características de falha (BPFI e BSF) como as frequências (f_r e FTF) moduladas em amplitude por elas respectivamente. O mesmo, não ocorre no rolamento 1 do dataset 2, pois nele, só é possível identificar a frequência característica de falha associada a pista externa (BPFO), já que essa frequência está modulando apenas as frequências naturais do rolamento.

Portanto, com base nesses resultados, é possível concluir que o fato das frequências características de falha da pista interna e do elemento rolante estarem modulando além das frequências características de falha as frequências de rotação do eixo e da gaiola do rolamento, o método que atenderia de modo mais eficiente o monitoramento de condição baseado em análise de sinais de vibração, para detecção de falhas em estágios incipientes, seria a análise envelope.

9.1 Trabalhos futuros

Recomenda-se para fins de trabalhos futuros:

- A aplicação dos métodos estudados em um caso real envolvendo sinais de vibração de uma turbina eólica.
- A análise comparativa dos métodos estudados neste trabalho com outros métodos, tais como: *wavelet*, lógica fuzzy, Empirical Model Decomposition (EMD), entre outros.

REFERÊNCIAS

- ADMIN. The Ancient Windmills, Nashtifan Windmills; A building that serves the wind. **Site da Kalouttour**, 2017. Disponível em: <<https://kalouttour.com/ancient-windmills-nashtifan-windmills-building-serves-wind/>>. Acesso em: 10 Novembro 2017.
- AMIRAT Y.; BENBOUZID M. E. H.; AL-AHMAR E.; BENSAKER B.; TURRI S. A brief status on condition monitoring and fault diagnosis in wind energy conversion systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 13, n. 9, p. 2629-2636, 2009.
- ANAYA-LARA O.; JENKINS N.; EKANAYAKE J.; CARTWRIGHT P.; HUGHES M. **Wind energy generation: modelling and control**. New York: John Wiley & Sons, 2009. 269 p.
- ARTIGAO E.; MARTÍNS-MARTÍNEZ S.; HONRUBIA-ESCRIBANO A.; GÓMES-LÁZARO E. Wind turbine reliability: A comprehensive review towards effective condition monitoring development. **Applied Energy**. v. 228, p. 1569-1583, 2018.
- AZEVEDO H. D. M. **Um método para identificação de falhas em componentes e subcomponentes de turbinas eólicas através de monitoramento de condição baseado em vibração**. Recife: UFPE, 2015. 127 p. Dissertação de Mestrado defendida no PPGEM-UFPE.
- AZEVEDO H. D. M.; ARAÚJO M. A.; BOUCHANNEAU N. A review of wind turbine bearing condition monitoring: State of the art and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 56, p. 368-379, 2016.
- BRIGHAM E. O.; MORROW R. E. The fast Fourier transform. **IEEE Spectrum**. v. 4, n. 12, p. 63-70, 1967.
- BRUNDTLAND G. **Relatório Brundtland**. Our Common Future: United Nations, 1987.
- CARR J. **RF components and circuits**. Australia: Newnes, 2002. 398 p.
- COSTA C.; MATHIAS M. H. **Análise de vibração mecânica com FPGA**. Saber Eletrônico, 2008. Disponível em: <http://professorcesarcosta.com.br/upload/imagens_upload/Artigo_vibracoes_Revista_Saber_Eletr%C3%B3nica.pdf>. Acesso em: 11 Maio 2018.
- DUTRA R. **Energia eólica: princípios e tecnologia**. Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Britto, 2008. 51 p.
- FADIGAS E. A. F. A. **Energia eólica**. Barueri: Manole, 2011. 285 p.
- FELDMAN M. Hilbert transform in vibration analysis. **Mechanical Systems and Signal Processing** v. 25, n. 3, p. 735-802, 2011.
- FISCHER K; CORONADO D. A. **Condition monitoring of wind turbines: state of the art, user experience and recommendations**, Fraunhofer - IWES, Bremerhaven, 2015.

GENERAL BEARING CORPORATION. BEARING FAILURE ANALYSIS. **Site da General Bearing Corporation**, 2018. Disponível em: <<http://www.generalbearing.com/assets/files/Hyatt%20BFA>>. Acesso em: 02 Abril 2018.

GLOBAL WIND ENERGY CONCIL. Strong outlook for wind power. **Site da GWEC**, 2018. Disponível em: <<http://gwec.net/global-figures/graphs/>>. Acesso em: 25 Julho 2018.

GOLAFSHAN R.; WEGERHOF M.; JACOBS G.; OZAY A. I. Vibration-based condition monitoring for wind turbines: applications of singular value decomposition. In **Proceedings of the 17th Drive Train Technology Conference (ATK2017)**, Aachen, Germany, march 2017.

GOUSSEAU W.; ANTONI J.; GIRARDIN F.; GRIFFATON J. Analysis of the rolling element bearing data set of the center for Intelligent Maintenance Systems of the University of Cincinnati. In **The Thirteenth International Conference on Condition Monitoring and Machinery Failure Prevention Technologies**, Paris, France, 2016.

GRANEY P. B.; STARRY K. Rolling Element Bearing Analysis. **Materials Evaluation** v. 70, n. 1, p. 78-85, 2011.

HAHN B.; DURSTEWITZ M.; ROHRIG K. Reliability of wind turbines—experience of 15 years with 1500 WTs. In **proceedings of the Euromech colloquimwind energy**, 2007.

HAMEED Z.; HONG Y. S.; CHO Y. M.; AHN S. H.; SONG C. K. Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: a review. Renew. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 13, n. 1, p. 1–39, 2009.

HAU E. **Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics**. Germany: Springer Science & Business Media, 2013. 879 p.

HIGUTI R. T.; KITANO C. **Sinais e sistemas**. 2003. 161 p. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/optoeletronica/sinais_e_sistemas.pdf>. Acesso em: 15 Novembro 2017.

HYERS R. W.; MCGOWAN J. G.; SULLIVAN K. L.; MANWELL J. F.; SYRETT B. C. Condition monitoring and prognosis of utility scale wind turbines. **Energy Materials** v. 1, n. 3, p. 187-203 ,2006.

IGBA J.; ALEMZADEH K.; DURUGBO C.; HENNINGSEN K. Performance assessment of wind turbine gearboxes using in-service data: Current approaches and future trends v. 50, p. 144-159, 2015.

IMV. Vibration Technical Guide. **Site da IMV Corporation**, 2018. Disponível em: <https://www.imv.co.jp/e/pr/vibration_measuring/chapter03/>. Acesso em: 31 Julho 2018.

JAMIESON P. **Innovation in wind turbine design**. UK: John Wiley & Sons, 2011. 298 p.

JOHNSON G. L. **Wind energy systems**. Eletronic ed. 2006. 449 p. Disponível em: <https://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/45397403/62800__windbook.pdf?AWSAccessKeyId=AKIAIWOWYYGZ2Y53UL3A&Expires=1511881094&Signature=7Ms%2B8nhjvlm%2BIW9ZaNbeot6NSPU%3D&response-content-type=application/pdf&response-content-disposition=attachment;filename=windbook.pdf>.

disposition=inline%3B%20filename%3DWIND_ENERGY_SYSTEMS_Electronic_Edition.pdf>. Acesso em: 15 Novembro 2017.

KALDELLIS J. K.; ZAFIRAKIS D. The wind energy (r)evolution: A short review of a long history. **Renewable Energy** v. 36, n. 7, p. 1887-1901, 2011.

KANDUKURI T. S.: KLAUSEN A.; KARIMI H. R.; ROBBERSMYR K. G. A review of diagnostics and prognostics of low-speed machinery towards wind turbine farm-level health management. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 53, p. 697–708, 2016.

LUO F. L.; YE H.; RASHID M. **Digital power electronics and applications**. New York: Elsevier Academic Press, 2010. 464 p.

LYONS R. G. **Understanding Digital Signal Processing**. 3 ed. India: Pearson Education, 2004. 984 p.

MADISETTI V. **The digital signal processing handbook**. Boca Raton: CRC press, 1997. 1500 p.

MANWELL J. F.; MCGOWAN J. G.; ROGERS A. L. **Wind energy explained: theory, design and application**. 2 ed. New York: John Wiley & Sons, 2009. 689 p.

MATHIAS M. H.; OLIVERA R. J. G.; MEDEIROS E. C. **Ferramentas de diagnóstico de máquinas**, 2012. Disponível em: <<http://acervodigital.unesp.br/handle/123456789/46460>>. Acesso em: 05 Abril 2018.

NIVEDH B. S. **Major failures in the wind turbine componentes and the importance of periodic inspections**. UL INDIA PVT LTD, sd, 2014. Disponível em: <http://www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/papers/WindInsider_November_2014.pdf>. Acesso em: 10 Novembro 2017.

NORTON R. L. **Projeto de máquinas: uma abordagem integrada**. 4. ed. Porto Alegre: Bookman, 2013.

PEZZANI C. M.; BOSSIO J. M.; CASTELLINO A. M.; BOSSIO G. R.; DE ANGELO C. H. A PLL-based resampling technique for vibration analysis in variable-speed wind turbines with PMSG: a bearing fault case. **Mechanical Systems and Signal Processing** v. 85, p. 354–366, 2017.

PHILIBERT C.; HOLTTINEN H.; CHANDLER H. **Technology roadmap: wind energy**. International Energy Agency (IEA). Paris, p. 63, 2013. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf>. Acesso em: 03 Novembro 2017.

PORTAL ENERGIA. Principais causas dos problemas dos aerogeradores com Caixa de engrenagem – Parte 1. **Site da Portal Energia**, 2016. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/principais-causas-dos-problemas-dos-aerogeradores-com-caixa-multiplicadora-parte-1/>>. Acesso em: 07 Fevereiro 2018.

QIAO W.; LU D. A survey on wind turbine condition monitoring and fault diagnosis—part I: components and subsystems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics** v. 62, n. 10, p. 6536 – 6545, 2015.

QIU H.; LEE J.; LIN J.; YU GANG. Wavelet filter-based weak signature detection method and its application on rolling element bearing prognostics. **Journal of Sound and Vibration** v. 286, p. 1066 – 1090, 2006.

RANDALL R. B. **Vibration-Based Condition Monitoring: industrial, automotive and aerospace applications**. John Wiley and Sons Limited, First Edition, 2011. 309 p.

RANDALL R. B.; ANTONI J. Rolling element bearing diagnostics - A tutorial. **Mechanical Systems and Signal Processing** v. 25, n. 2, p. 485-520, 2011.

RASTEGARI A. **Condition Based Maintenance in the Manufacturing Industry: From Strategy to Implementation**. Eskilstuna: Mälardalen University , 2017. 242 p. Doctoral thesis.

SAIDI L.; ALI J. B.; BECHHOEFER E.; BENBOUZID M. Wind turbine high-speed shaft bearings health prognosis through a spectral Kurtosis-derived indices and SVR. **Applied Acoustics** v. 120, p. 1-8, 2017.

SHARMA S.; MAHTO D. Condition monitoring of wind turbines: a review. **International Journal of Scientific & Engineering Research** v. 4, n. 8, p. 35-50, 2013.

SHENG S. **Wind turbine gearbox condition monitoring round robin study - vibration analysis**. National Renewable Energy Laboratory, Technical Report, 2012.

SHENG S. **Wind turbine gearbox reliability database, operation and maintenance research update**. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), Technical report NREL/PR-5000-68347, 2017. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68347.pdf>>. Acesso em: 10 Novembro 2017.

SMITH S. W. **Digital Signal Processing: The Scientist and Engineer's Guide**, 2 ed. California: Technical Publishing San Diego, 1999. 640p.

SOUALHI A.; RAZIK H.; CLERC G.; DOAN D. D. Prognosis of Bearing Failures Using Hidden Markov Models and the Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System. **IEEE Transactions on Industrial Electronics** v. 61, n. 6, p. 2864 – 2874, 2014.

SUNDARARAJAN D. **The Discrete Fourier Transform: Theory, Algorithms and Applications**. Singapore: World Scientific Publishing Co., 2001. 392 p.

TACHAKOUA P.; WAMKEUE R.; OUHROUCHE M.; SLAOUI-HASNAOUI F.; TAMEGHE T. A.; EKEMB, G. Wind turbine condition monitoring: state-of-the-art review, new trends, and future challenges. **Energies** v. 7, n. 4, p. 2595–2630, 2014.

TAUTZ-WEINERT J.; WATSON S. J. Using SCADA data for wind turbine condition monitoring – a review. **IET Renewable Power Generation** v. 11, n. 4, p. 382-394, 2017.

TIMKEN. **Site da Timken**, 2018. Disponível em: < <https://cad.timken.com/item/spherical-roller-bearings/spherical-roller-bearings-srb-2/23122ejw33c3>>. Acesso em: 26 Julho 2018.

VDI 3834. **Measurement and evaluation of the mechanical vibration of wind energy turbines and their components – Part 1 – Onshore wind energy turbines with gears**, 2009. International Standard.

WANG L.; ZHANG Z.; LONG H.; XU J.; LIU R. Wind turbine gearbox failure identification with deep neural networks. **IEEE Transactions on Industrial Informatics** v. 13, n. 3, p. 1360-1368, 2017.

WILLIAMSON D. **Discrete-time Signal Processing: An Algebraic Approach**, 1 ed. New York: Springer-Verlag London Ltd, 1999. 267 p.

WILLIS D.J.; NIEZRECKI C.; KUCHMA D.; HINES E.; ARWADE S.; BARTHELMIE R.J.; DIPAOLA M.; DRANE P.J.; HANSEN C.J.; INALPOLAT M.; MACK J.H.; MYERS A.T.; ROTEA M. Wind Energy Research: State-of-the-Art and Future Research Directions. **Renewable Energy**. v. 125, p. 133-154, 2018.

YANG W.; TAVNER P. J.; CRABTREE C. J.; FENG Y.; QIU Y. Wind turbine condition monitoring: technical and commercial challenges. **Wind Energy**. v. 17, n. 5, p. 673-693, 2014.