



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

HENRIQUE DIAS MACHADO DE AZEVEDO

**Um Método para Identificação de Falhas em Componentes e
Subcomponentes de Turbinas Eólicas Através de Monitoramento de
Condição Baseado em Vibração**

**RECIFE
2015**

HENRIQUE DIAS MACHADO DE AZEVEDO

**Um Método para Identificação de Falhas em Componentes e
Subcomponentes de Turbinas Eólicas Através de Monitoramento de
Condição Baseado em Vibração**

Dissertação para apresentação ao programa de
Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
como requisito para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientadora: Profa. Dra. Nadège Sophie Bouchonneau da Silva

Co-Orientador: Prof. Dr. Alex Maurício Araújo

**RECIFE
2015**

Catálogo na fonte
Bibliotecária Valdicéa Alves, CRB-4 / 1260

- A994m Azevedo, Henrique Dias Machado de.
Um método para Identificação de falhas em componentes e subcomponentes de turbinas eólicas através de monitoramento de Condição baseado em vibração. / Henrique Dias Machado de Azevedo - Recife: O Autor, 2015.
126folha. Il., Abr. e Sigl. e Tab.
- Orientadora: Profa. Dra. Nadège Sophie Bouchonneau da Silva.
Coorientador: Prof. Dr. Alex Maurício Araújo.
- Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2015.
Inclui Referências e Apêndice.
- Engenharia Mecânica. 2. Turbinas Eólicas. 3. Monitoramento por Condição. 4. Ecossistemas recifais. 5. Análise de Vibração. 6. Diagnóstico de Defeitos.
I. Silva, Nadège Sophie Bouchonneau da (Orientadora). II. Araújo, Alex Maurício (Coorientador). III. Título.

UFPE

621 CDD (22. ed.)

BCTG/2015-257

28 de agosto de 2015.

“UM MÉTODO PARA IDENTIFICAÇÃO DE FALHAS EM COMPONENTES E
SUBCOMPONENTES DE TURBINAS EÓLICAS ATRAVÉS DE
MONITORAMENTO DE CONDIÇÃO BASEADO EM VIBRAÇÃO”

HENRIQUE DIAS MACHADO DE AZEVEDO

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO
TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: PROJETOS

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MECÂNICA/CTG/EEP/UFPE

Prof^a Dr^a NADÈGE SOPHIE BOUCHONNEAU DA SILVA
ORIENTADORA/PRESIDENTE

Prof. Dr. ALEX MAURÍCIO ARAÚJO
CO-ORIENTADOR

Prof. Dr. JORGE RECARTE HENRÍQUEZ GUERRERO
COORDENADOR DO PROGRAMA

BANCA EXAMINADORA:

Prof^a Dr^a NADÈGE SOPHIE BOUCHONNEAU DA SILVA (UFPE)

Prof. Dr. ALEX MAURÍCIO ARAÚJO (UFPE)

Prof. Dr. PEDRO ANDRÉ CARVALHO ROSAS (UFPE)

Prof. Dr. RICARDO MENEZES CAMPELLO DE SOUZA (UFPE)

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à minha família, pelo apoio, carinho e dedicação. Agradecer à empresa Eólica Tecnologia, pelo incentivo, suporte e valorização da busca contínua de conhecimentos. Por fim, também agradecer aos meus professores orientadores e amigos que contribuíram de diversas maneiras para melhorar este trabalho.

RESUMO

Desde a década de 1980, a tecnologia de energia eólica sofreu um imenso crescimento em relação tanto ao tamanho da turbina quanto à capacidade instalada a nível mundial. Como a demanda por turbinas eólicas de grande escala e de custo mais baixos de operação e manutenção continua a crescer, o interesse nos sistemas de monitoramento de condição (CMS, do inglês *Condition Monitoring System*) tem aumentado rapidamente. Os principais componentes (MC, do inglês *Main Components*) das turbinas eólicas são o foco de praticamente todos CMS já que eles provocam um elevado custo de reparo e tempo de parada. Entretanto, uma grande parte das falhas em MC é causada por danos secundários devido a uma falha de um subcomponente. O objetivo deste trabalho é apresentar e propor um método de análise para identificar defeitos em componentes principais ou subcomponentes de uma turbina eólica. O método de análise proposto se baseia em técnicas de sinais temporais de vibração, nas transformadas rápidas de Fourier e análises envelope obtidas através da transformada de Hilbert. A aplicação do método, em uma turbina eólica instalada em um parque eólico real, permitiu a identificação, com sucesso, de um defeito no rolamento, o qual foi substituído confirmando a falha.

Palavras chave: Turbinas eólicas, Monitoramento por condição, Análise de vibração, Diagnóstico de defeitos, Manutenção preditiva.

ABSTRACT

Since the decade of 1980s, wind energy technology has undergone tremendous growth over both turbine size and worldwide installed capacity. As the demand for wind turbines of large-scale and lower cost of operation and maintenance continues to grow, interest in condition monitoring system (CMS) has increased rapidly. The main components (MC) of the wind turbines are the focus of almost all CMS since they cause a high repair cost and downtime. However, a large portion of the MC faults are caused by secondary damages due to a subcomponent failure. The objective of this work is to present and propose a method of analysis to identify defects in major components or subcomponents of a wind turbine. The proposed analysis method is based on time wave analysis, fast Fourier transforms analysis and envelope analysis through Hilbert transforms. The application of the method in a wind turbine installed in a real wind farm, identified a bearing defect successfully, which was replaced confirming the failure.

Key Words: Wind turbines, Condition monitoring, Vibration analysis, Faults diagnose, Predictive maintenance.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Capacidade eólica global acumulada instalada de 1996 a 2013.	14
Figura 2 – Taxa de falha por tamanho da turbina	15
Figura 3 – Publicações em monitoramento de condição de turbinas eólicas de 1990 a 2012.	16
Figura 4 – Tempo de parada agregado por subsistema da turbina	17
Figura 5 – Substituições de caixas de engrenagem (GBX) e geradores (GEN)	17
Figura 6 – Tempo de parada para caixa de engrenagem (GBX) e geradores médios (GEN)	18
Figura 7 – Crescimentos no Mercado de O&M para 2015	19
Figura 8 – Técnicas de monitoramento para cada etapa da falha	21
Figura 9 – Sinal temporal corrompido com ruído aleatório de média zero	25
Figura 10 – Espectro (domínio da frequência) obtido através do FFT	26
Figura 11 – Sinal Temporal da soma das senoidais, ruídos e impactos.	28
Figura 12 – Espectro da soma das senoidais, ruídos e impactos.	29
Figura 13 – Sinal temporal filtrado (azul) e seu envelope (verde)	30
Figura 14 – Espectro do envelope	30
Figura 15 – Espectro exemplificativo de um desalinhamento paralelo	33
Figura 16 – Espectro exemplificativo de um desbalanceamento estático	33
Figura 17 – Espectro exemplificativo de uma ressonância	34
Figura 18 – Espectro de uma falha de rolamento no 1º estágio	35
Figura 19 - Espectro de uma falha de rolamento no 2º estágio	35
Figura 20 - Espectro de uma falha de rolamento no 3º estágio	35
Figura 21 - Espectro de uma falha de rolamento no 4º estágio	36
Figura 22 - Espectro exemplificativo de um eixo com excesso de folga	36
Figura 23 - Espectro exemplificativo de uma falha nas pás	37
Figura 24 - Espectro exemplificativo de falhas em engrenagens	37
Figura 25 - Esquema de um sistema de monitoramento de condição genérico	39
Figura 26 - Qualidade de Medição de um Transdutor de Deslocamento	44
Figura 27 - Qualidade de Medição de um Transdutor de Velocidade	45
Figura 28 - Qualidade de Medição de um Transdutor de Aceleração	46
Figura 29 – Tipos de fixação de um acelerômetro	49
Figura 30 – Localização dos hardwares do CMS na turbina	59
Figura 31 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GEN NDE	61
Figura 32 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GEN DE	62
Figura 33 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GBX HSS	63
Figura 34 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GBX IMS	64
Figura 35 - Sinal vibratório temporal do GEN NDE no mês de setembro	65
Figura 36 – Sinal vibratório temporal do GEN DE no mês de setembro	65
Figura 37 – Sinal vibratório temporal do GBX HSS no mês de setembro	66
Figura 38 – Sinal vibratório temporal do GBX IMS no mês de setembro	66
Figura 39 – Espectro do GEN NDE no mês de setembro	67
Figura 40 – Espectro do GEN DE no mês de setembro	68
Figura 41 – Espectro do GBX HSS no mês de setembro	68
Figura 42 – Espectro do GBX IMS no mês de setembro	69
Figura 43 – Envelope do GEN NDE no mês de setembro	70
Figura 44 – Envelope do GEN DE no mês de setembro	70
Figura 45 – Envelope do GBX HSS no mês de setembro	71
Figura 46 – Envelope do GBX IMS no mês de setembro	71
Figura 47 – Sinal Vibratório Temporal do GBX HSS no mês de setembro	72

Figura 48 – Sinal Vibratório Temporal do GBX IMS no mês de setembro	73
Figura 49 – Espectro do GBX HSS no mês de setembro	73
Figura 50 – Espectro do GBX IMS no mês de setembro	74
Figura 51 – Envelope do GBX HSS no mês de setembro.....	75
Figura 52 – Envelope do GBX IMS no mês de setembro.....	76
Figura 53 – Sinal Vibratório Temporal do GEN DE no mês de setembro.....	77
Figura 54 – Sinal Vibratório Temporal do GEN NDE no mês de setembro	77
Figura 55 – Sinal Vibratório Temporal do GEN NDE no mês de setembro (ampliado).....	78
Figura 56 – Espectro do GEN DE no mês de setembro	79
Figura 57 – Espectro do GEN NDE no mês de setembro	80
Figura 58 – Espectro do GEN NDE no mês de setembro (ampliado)	81
Figura 59 – Envelope do GEN DE no mês de setembro	82
Figura 60 – Envelope do GEN NDE no mês de setembro.....	83
Figura 61 – Foto do rolamento substituído do GEN NDE (1)	85
Figura 62 – Foto do rolamento substituído do GEN NDE (2)	86
Figura 63 – Comparação dos valores VDI 3834 do GEN NDE após a substituição do rolamento	87
Figura 64 – Comparação dos valores VDI 3834 do GEN DE após a substituição do rolamento	88
Figura 65 – Comparação dos valores VDI 3834 do GBX HSS após a substituição do rolamento	88
Figura 66 – Comparação dos valores VDI 3834 do GBX IMS após a substituição do rolamento	89
Figura 67 – Comparação do sinal vibratório temporal do GEN NDE após a substituição do rolamento	90
Figura 68 – Comparação do sinal vibratório temporal do GEN DE após a substituição do rolamento	91
Figura 69 – Comparação do sinal vibratório temporal do GBX HSS após a substituição do rolamento	91
Figura 70 – Comparação do sinal vibratório temporal do GBX IMS após a substituição do rolamento	92
Figura 71 – Comparação do espectro do GEN NDE após a substituição do rolamento	93
Figura 72 – Comparação do espectro do GEN DE após a substituição do rolamento	93
Figura 73 – Comparação do espectro do GBX HSS após a substituição do rolamento.....	94
Figura 74 – Comparação do espectro do GBX IMS após a substituição do rolamento	95
Figura 75 – Comparação do envelope do GEN NDE após a substituição do rolamento.....	96
Figura 76 – Comparação do envelope do GEN DE após a substituição do rolamento	96
Figura 77 – Comparação do envelope do GBX HSS após a substituição do rolamento	97
Figura 78 – Comparação do envelope do GBX IMS após a substituição do rolamento	98

Apêndice 2:

Figura 79 – Sinal vibratório temporal do GEN NDE no mês de junho	109
Figura 80 – Sinal vibratório temporal do GEN NDE no mês de julho.....	109
Figura 81 – Sinal vibratório temporal do GEN NDE no mês de agosto	110
Figura 82 – Sinal vibratório temporal do GEN DE no mês de junho	110
Figura 83 – Sinal vibratório temporal do GEN DE no mês de julho	111
Figura 84 – Sinal vibratório temporal do GEN DE no mês de agosto	111
Figura 85 – Sinal vibratório temporal do GBX HSS no mês de junho.....	112
Figura 86 – Sinal vibratório temporal do GBX HSS no mês de julho	112
Figura 87 – Sinal vibratório temporal do GBX HSS no mês de agosto	113
Figura 88 – Sinal vibratório temporal do GBX IMS no mês de junho	113
Figura 89 – Sinal vibratório temporal do GBX IMS no mês de julho.....	114
Figura 90 – Sinal vibratório temporal do GBX IMS no mês de agosto	114
Figura 91 – Espectro do GEN NDE no mês de junho.....	115
Figura 92 – Espectro do GEN NDE no mês de julho.....	115
Figura 93 – Espectro do GEN NDE no mês de agosto	116
Figura 94 – Espectro do GEN DE no mês de junho	116

Figura 95 – Espectro do GEN DE no mês de julho	117
Figura 96 – Espectro do GEN DE no mês de agosto.....	117
Figura 97 – Espectro do GBX HSS no mês de junho.....	118
Figura 98 – Espectro do GBX HSS no mês de julho.....	118
Figura 99 – Espectro do GBX HSS no mês de agosto	119
Figura 100 – Espectro do GBX IMS no mês de junho.....	119
Figura 101 – Espectro do GBX IMS no mês de julho.....	120
Figura 102 – Espectro do GBX IMS no mês de agosto	120
Figura 103 – Envelope do GEN NDE no mês de junho.....	121
Figura 104 – Envelope do GEN NDE no mês de julho	121
Figura 105 – Envelope do GEN NDE no mês de agosto	122
Figura 106 – Envelope do GEN DE no mês de junho	122
Figura 107 – Envelope do GEN DE no mês de julho.....	123
Figura 108 – Envelope do GEN DE no mês de agosto	123
Figura 109 – Envelope do GBX HSS no mês de junho	124
Figura 110 – Envelope do GBX HSS no mês de julho	124
Figura 111 – Envelope do GBX HSS no mês de agosto	125
Figura 112 – Envelope do GBX IMS no mês de junho.....	125
Figura 113 – Envelope do GBX IMS no mês de julho	126
Figura 114 – Envelope do GBX IMS no mês de agosto	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação das zonas de severidade para máquinas do grupo 1 (ISO 10816-3)	54
Tabela 2 – Classificação das zonas de severidade (VDI 3834)	54
Tabela 3 – Especificação técnica do datalogger	56
Tabela 4 – Especificação técnica do switch	57
Tabela 5 – Especificação técnica do tacômetro.....	57
Tabela 6 – Especificação técnica do acelerômetro de baixa frequência	58
Tabela 7 – Especificação técnica do acelerômetro de alta frequência	58
Tabela 8 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GEN NDE	61
Tabela 9 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GEN DE	62
Tabela 10 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GBX HSS	63
Tabela 11 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GBX IMS	64
Tabela 12 – Tabela de suporte a Figura 49.....	73
Tabela 13 – Tabela de suporte a Figura 50.....	74
Tabela 14 – Tabela de suporte a Figura 52.....	76
Tabela 15 – Tabela de suporte a Figura 55.....	78
Tabela 16 – Tabela de suporte a Figura 56.....	79
Tabela 17 – Tabela de suporte a Figura 57.....	80
Tabela 18 – Tabela de suporte a Figura 58.....	81
Tabela 19 – Tabela de suporte a Figura 59.....	82
Tabela 20 – Tabela de suporte a Figura 60.....	83
Tabela 21 – Análise financeiras dos ganhos devido ao CMS	99

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CMS	Sistema de Monitoramento de Condição, do inglês “Condition Monitoring System”
MC	Componente Principal, do inglês “Main Component”
GW	Gigawatts
EUA	Estados Unidos da América
UE	União Europeia
GWEC	Conselho global de energia eólica, do inglês “Global Wind Energy Council”
O&M	Operação e manutenção
WT	Turbina eólica, do inglês “Wind Turbine”
PHM	Prognóstico e gestão da saúde, do inglês “Prognostics and Health Management”
CM_WT	Monitoramento de condição da turbina eólica
CM_GB	Monitoramento de condição da caixa de Engrenagem da turbina eólica
FFT	Transformada rápida de Fourier, do inglês “Fast Fourier Transform”
DFT	Transformada discreta de Fourier, do inglês “Discrete Fourier Transform”
BP	Passagem das pás, do inglês “Blade Pass”
GM	Engrenamento das engrenagens, do inglês “Gear Mesh”
GMF	Frequência de engrenamento das engrenagens, do inglês “Gear Mesh Frequency”
CM	Monitoramento de condição, do inglês “Condition Monitoring”
SCADA	Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados, do inglês “Supervisory Control and Data Acquisition”
GEN NDE	Lado não acoplado do gerador, do inglês “Generator Not Drive End”
GEN DE	Lado acoplado do gerador, do inglês “Generator Drive End”
GBX HSS	Eixo de alta velocidade da caixa de engrenagem, do inglês “Gearbox High Speed Shaft”
GBX IMS	Eixo intermediário da caixa de engrenagem, do inglês “Gearbox Intermediate Shaft”

SUMÁRIO

Capítulo 1: Introdução	14
1.1. Motivação	14
1.2. Objetivos	18
1.3. Revisão do Estado da Arte	19
1.4. Organização da Dissertação	21
Capítulo 2: Fundamentação Teórica	23
2.1. Sinais Temporais de Vibração	23
2.2. Transformada Rápida de Fourier	24
2.3. Análise Envelope através da Transformada de Hilbert	27
Capítulo 3: Monitoramento de Condição Baseado em Vibração	31
3.1. Tecnologia	31
3.2. Domínio do Tempo	32
3.3. Domínio da Frequência	32
3.4. Diagnóstico de Falhas	32
3.5. Indicadores Estatísticos de Condição	38
Capítulo 4: Outros Tipos de Monitoramento de Condição	39
4.1. Análise do Óleo	39
4.2. Análise da Temperatura	40
4.3. Medição das Deformações	41
4.4. Análise Wavelet	41
4.5. Monitoramento dos Efeitos Elétricos	42
4.6. Emissões Acústicas	42
4.7. Monitoramento da Potência	43
Capítulo 5: Sistema de Medição	44
5.1. Tipos de Transdutores	44
5.2. Calibração de Acelerômetros	46
5.3. Tipos de Fixação	48
Capítulo 6: Método Proposto	51
Capítulo 7: Normas	53
7.1. Norma ISO 10816-3	53

7.2. Norma VDI 3834.....	54
Capítulo 8: Estudo de Caso	56
8.1. Sistema Instalado	56
8.2. Especificações dos Hardwares	56
8.3. Cadeia de Medição	59
Capítulo 9: Resultados	60
9.1. Aplicação da Norma VDI 3834	60
9.2. Análise do Sinal Vibratório Temporal	64
9.3. Análise Espectral obtida por FFT	67
9.4. Análise do Envelope obtido por Transforma de Hilbert	69
Capítulo 10: Discussão dos Resultados	72
10.1. Criticidade.....	84
10.2. Comparação após Correção de Falha.....	86
10.2.1. Norma VDI 3834.....	87
10.2.2. Sinal Vibratório Temporal	89
10.2.3. Espectro	92
10.2.4. Envelope	95
10.3. Análise Financeira	98
10.4. Dificuldades.....	100
Capítulo 11: Conclusões e Recomendações	101
11.1. Trabalhos Futuros	101
11.2. Contribuições da Dissertação	102
Referencias	103
Apêndice 1: Códigos em Matlab.....	107
Apêndice 2: Acompanhamento Mensal do desenvolvimento da falha.....	109
a. Análise do Sinal Vibratório Temporal.....	109
b. Análise Espectral obtida por FFT	115
c. Análise do Envelope obtido por Transformada de Hilbert.....	115

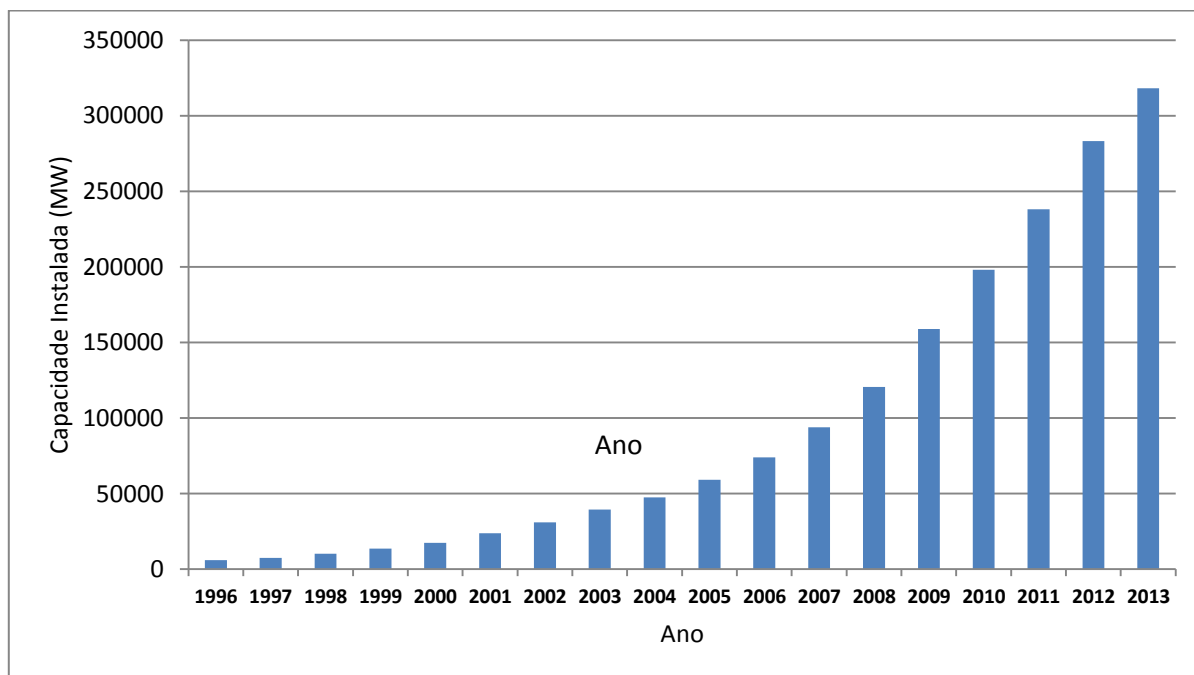
Capítulo 1: Introdução

1.1. Motivação

Desde a década de 1980, a tecnologia de energia eólica sofreu um imenso crescimento em relação tanto ao tamanho da turbina quanto à capacidade instalada a nível mundial (Nie & Wang, 2013). Até o final de 2009, a capacidade cumulativa instalada de energia eólica havia alcançado mais de 159 gigawatts (GW), com cerca de 10 GW de energia eólica instalada nos Estados Unidos (EUA) só em 2009. Também em 2009, uma declaração da União Europeia (UE) estabeleceu uma quota de investimento para o setor de energia eólica de 20% para a eletricidade da UE até 2020 e 33% em 2030.

O Conselho Global Wind Energy (GWEC, 2015) informou que durante o período de 1996-2011, a taxa de crescimento médio acumulado da energia eólica era superior a 20%, e a capacidade de energia eólica comercial instalada em cerca de 80 países totalizaram cerca de 240 GW no final de 2011, como mostrado na Figura 1 (Sheng & Veers, 2011). A Capacidade de geração de energia eólica foi de 239 GW no final de 2011, com mais de 46 GW de capacidade instalada estando em operação até ao final de 2012 (He, Bechhoeffe, & Saxena, 2013). Além disso, a contribuição da energia eólica com a capacidade total de geração mundial deve chegar a 8% em 2018 (Tachakoua, et al., 2014). China aponta para 15% de geração de energia renovável até 2020. Por exemplo, os EUA como alvo de 20% a geração de eletricidade eólica, ou seja, mais de 300 GW, em 2030 (Nie & Wang, 2013). A Figura 1 mostra, de acordo com a GWEC, a capacidade cumulativa instalada de energia eólica mundial de 1996 a 2013.

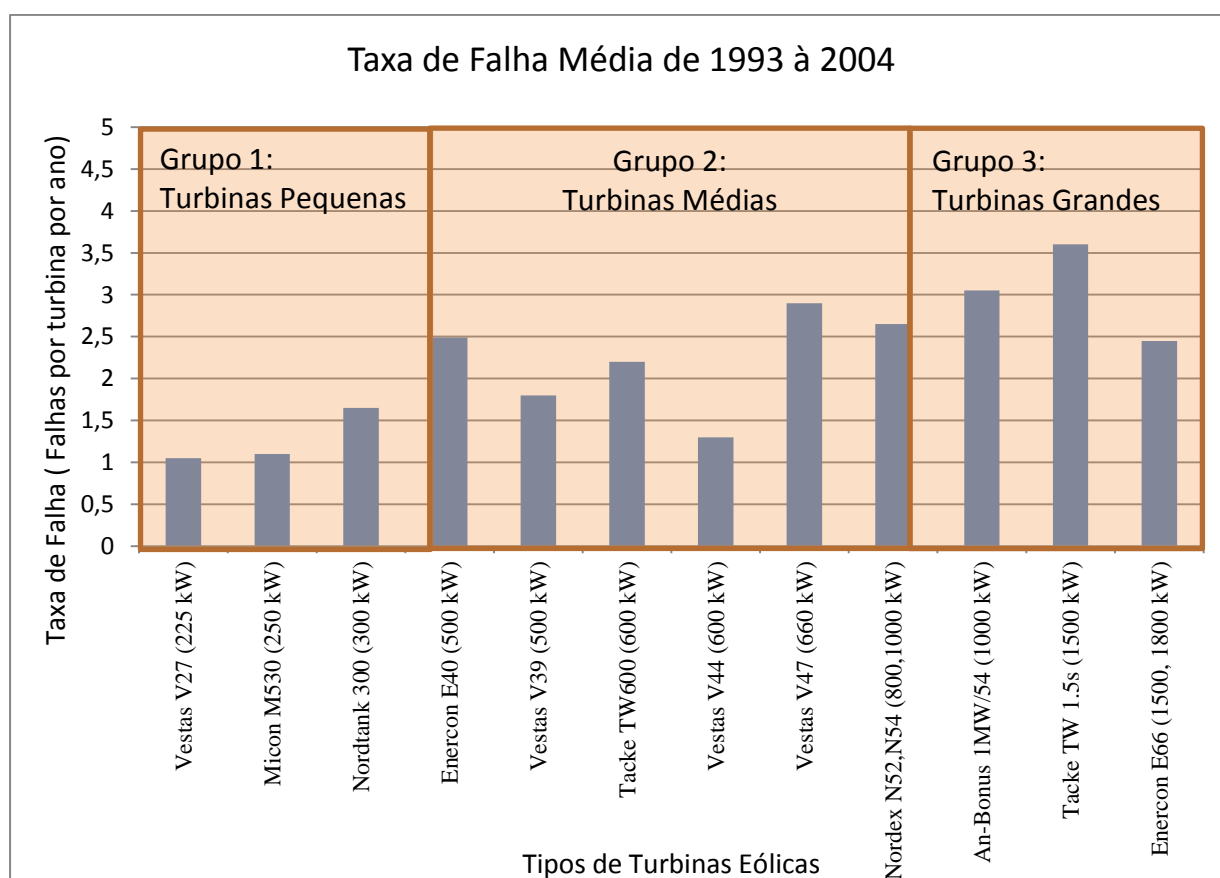
Figura 1 – Capacidade eólica global acumulada instalada de 1996 a 2013.



Fonte: (GWEC, 2015)

A energia eólica é hoje a fonte de energia renovável que mais cresce no mundo. No entanto, a indústria ainda enfrenta falhas prematuras de componentes principais, o que leva ao aumento dos custos de operação e manutenção (O&M) e, posteriormente, aumento do custo de energia (Sheng & Veers, 2011). Para uma vida de 20 anos, os custos de O&M para turbinas de 750 kW podem ser responsáveis por cerca de 25% a 30% do custo total de geração de energia ou 75% a 90% dos custos de investimento. Os dados de turbina da Figura 2 sugerem que as turbinas maiores falham com mais frequência e, portanto, exigem mais manutenção (Márquez, Tobias, Pérez, & Papaelias, 2012). Como a demanda por energia eólica continua a crescer a taxas exponenciais, reduzir os custos de O&M e melhorar a confiabilidade tornaram-se as principais prioridades das estratégias de manutenção em turbinas eólicas (WTs, do inglês *Wind Turbines*).

Figura 2 – Taxa de falha por tamanho da turbina

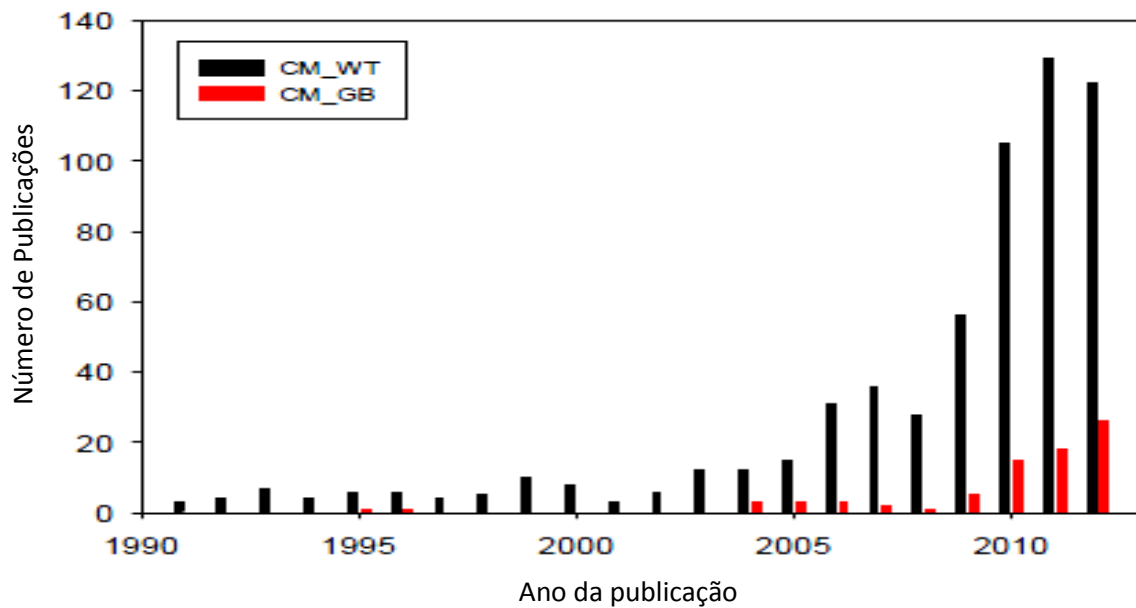


Fonte: (Márquez, Tobias, Pérez, & Papaelias, 2012)

Ao contrário de centrais elétricas convencionais, WTs são expostas a condições climáticas altamente variáveis e severas, com mudança rápida da temperatura ambiente, pressão do ar e carga alternada, incluindo ventos calmos às ventanias, calor tropical, raios, frio ártico, granizo e neve. Devido a essas variações externas, WTs passam por constante mudança dinâmica e cargas locais, que resultam em condições operacionais altamente variáveis que levam a intensa tensão mecânica. Como resultado, a pesquisa de monitoramento de condições e diagnóstico de falhas de turbinas eólicas vem aumentando dramaticamente, como ilustrado na Figura 3, que mostra as publicações em Monitoramento de condição das turbinas eólicas

(CM_WT) e as publicações em Monitoramento de condição das caixas de engrenagens das turbinas eólicas (CM_GB). Além disso, a edição especial sobre Turbina Eólica do Jornal *Prognostics and Health Management* (PHM) 2013 contém 14 artigos que destacam uma ampla gama de temas de investigação e de aplicação atuais relacionados ao PHM turbina eólica. Diagnóstico de falhas é um aspecto importante do PHM turbina eólica. Oito artigos incluídos nesta edição especial focam em diagnóstico de falhas de diferentes partes de uma turbina eólica (Nie & Wang, 2013), (He, Bechhoefer, & Saxena, 2013) e (Tachakoua, et al., 2014).

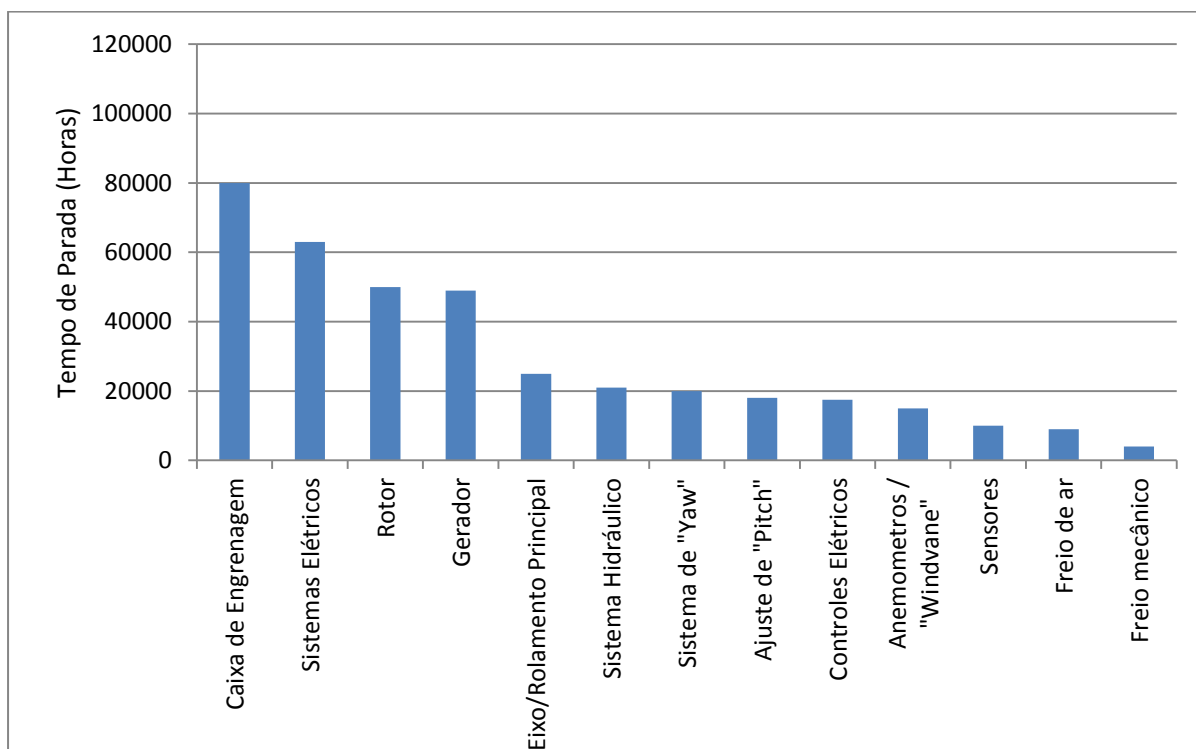
Figura 3 – Publicações sobre monitoramento de condição de turbinas eólicas de 1990 a 2012.



Fonte: (Nie & Wang, 2013)

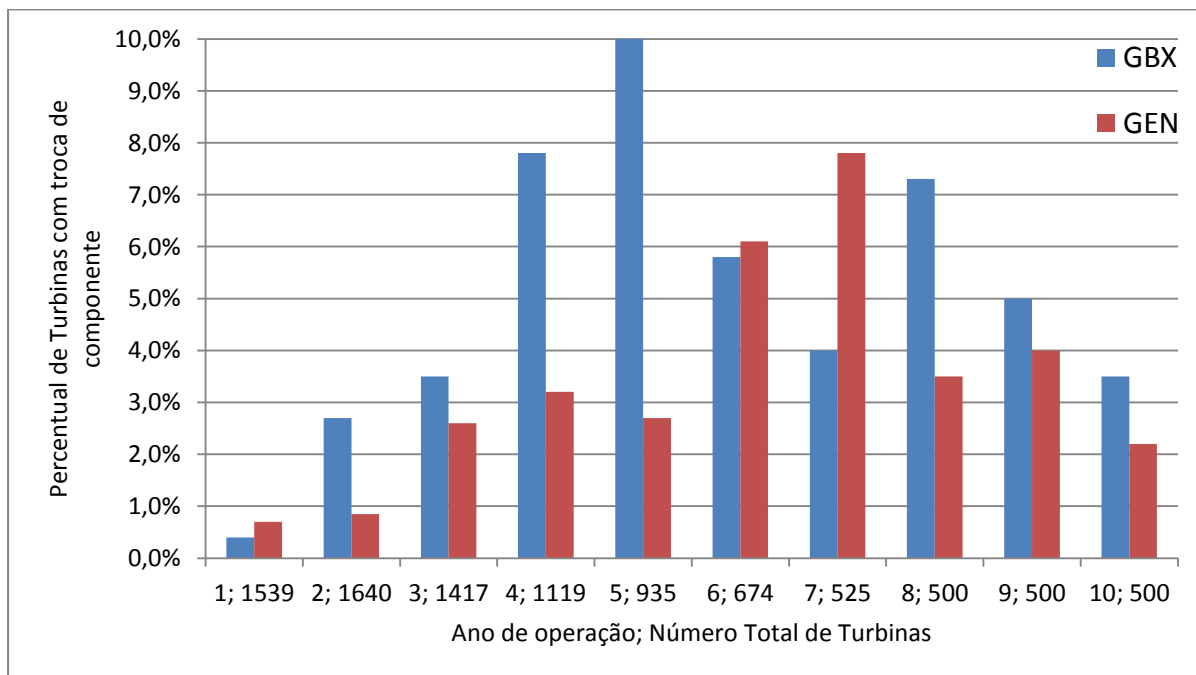
Os componentes principais causam impactos financeiros maiores devido ao tempo de parada e custo de manutenção. Entretanto, é essencial entender o impacto de falhas de subcomponentes na turbina eólica, por exemplo, em rolamentos nas turbinas eólicas. Diversas publicações sobre monitoramento de condição focam na caixa de engrenagem e no gerador, pois eles causam alto tempo de parada, alta perda de produção (Figura 4) e também porque eles têm uma elevada porcentagem de substituição sobre a vida útil da turbina eólica (Figura 5). No entanto, estudos recentes mostram que rolamentos causam 70% do tempo de parada da caixa de engrenagem e 21-70% do tempo de parada no gerador (Figura 6). Essa é a principal justificativa para usar manutenção baseada em condição nos rolamentos; além disso, saber quais ferramentas e métodos podem ser utilizados para diagnosticar as falhas em fase incipiente.

Figura 4 – Tempo de parada agregado por subsistema da turbina



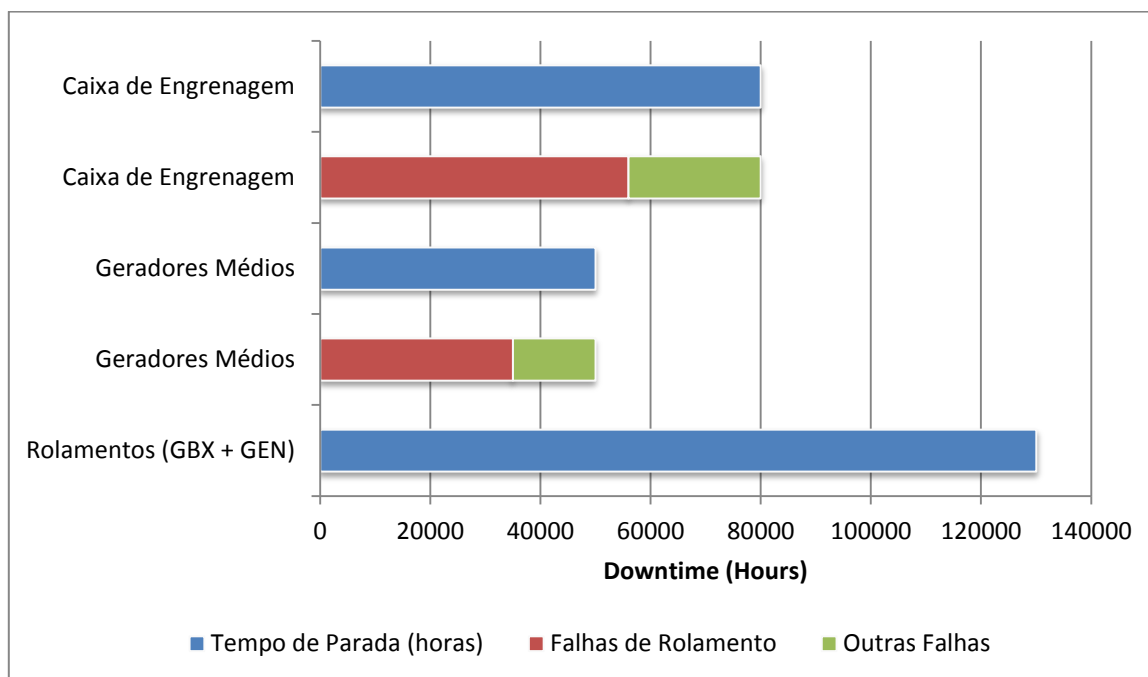
Fonte: (Sheng, Keller, & Glinsky, 2013)

Figura 5 – Substituições de caixas de engrenagem (GBX) e geradores (GEN)



Fonte: Adaptado pelo autor usando (Sheng, 2013)

Figura 6 – Tempo de parada para caixa de engrenagem (GBX) e geradores médios (GEN)



Fonte: Adaptado pelo autor usando (Sheng, Keller, & Glinsky, 2013) e (Whittle, 2015).

1.2. Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é realizar um monitoramento de condição baseado em vibração a partir de um método baseado em análises dos sinais vibratórios temporais, transformadas rápidas de Fourier (FFT) e análises envelope através da transformada de Hilbert.

Os objetivos específicos desse trabalho são:

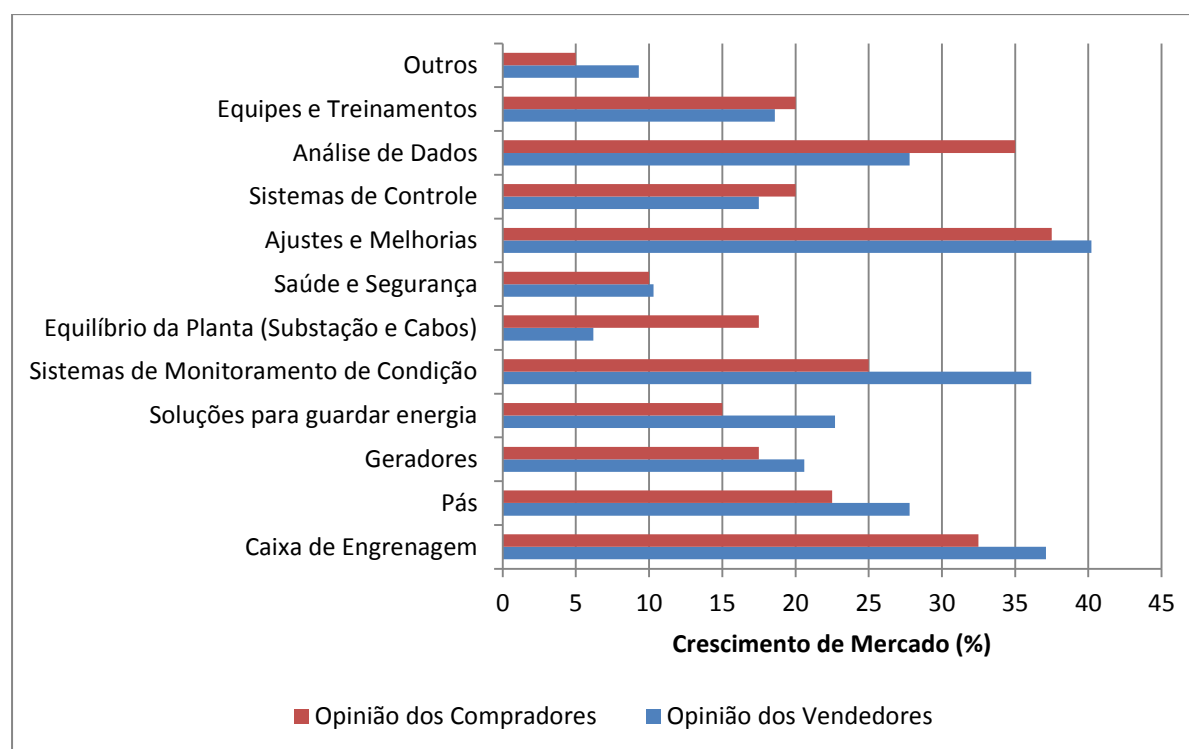
- Descrever e fundamentar as análises temporais, espectrais (por meio da FFT) e envelope por meio da Transformada de Hilbert.
- Detalhar o uso e as características do CMS baseado em vibração.
- Realizar uma revisão do estado da arte de outros tipos de monitoramento de condição.
- Apresentar as normas vigentes.
- Fazer um estudo de caso com uma turbina eólica real e identificar falhas.
- Estimar a redução de custo devido à identificação da falha pelo CMS.

1.3. Revisão do Estado da Arte

O desenvolvimento de projetos de turbinas eólicas mais modernas é focado em vários fatores; entretanto, a melhora da disponibilidade tem um foco primordial já que é um elemento fundamental na maioria dos contratos de compra de turbinas. A aplicação de técnicas de monitoramento de condições confiáveis e de baixo custo oferece uma abordagem eficiente para atingir esse objetivo (Tachakoua, et al., 2014).

O monitoramento de condição (CM, do inglês *condition monitoring*) ainda pode ser definido como o processo de monitoração de um parâmetro de estado na máquina de modo a que uma alteração significativa é indicativa de uma falha em desenvolvimento (Sheng & Veers, 2011). O CM é uma ferramenta comumente empregada para a detecção precoce de falhas de modo a minimizar o tempo de parada e maximizar a produtividade. CMS são empregados para "melhorar a disponibilidade do WT e reduzir os custos de O & M" (Márquez, Tobias, Pérez, & Papaelias, 2012). Além disso, ajuda reduzindo as chances de falhas catastróficas, permitindo operação e manutenção através de práticas de baixo custo, fornecendo insumos para melhorar o funcionamento da turbina, a estratégia de controle e o projeto de componentes (Sheng & Veers, 2011). Por todos esses motivos o CMS possui uma previsão de crescimento de 25% a 36.1 % neste ano de 2015, Figura 7.

Figura 7 – Crescimentos no Mercado de O&M para 2015



Fonte: Adaptado pelo autor usando (Wind Energy Update, 2015)

O CMS é capaz de estimar a condição atual de uma máquina a partir de medições de sensores. Como também os indicadores de condição da máquina podem ser utilizados em sistemas de pós-processamento para dar uma previsão probabilística do futuro estado da máquina de acordo com as condições de utilização previstas. A Manutenção baseada em

condição foi descrita como um processo que requer tecnologias e habilidades pessoais que integra todos os indicadores de condição de equipamentos disponíveis para tomar decisões oportunas sobre a necessidade de manutenção de equipamentos importantes (Sharma & Mahto, 2013).

Manutenção baseada em condição basicamente possui três níveis para implantação:

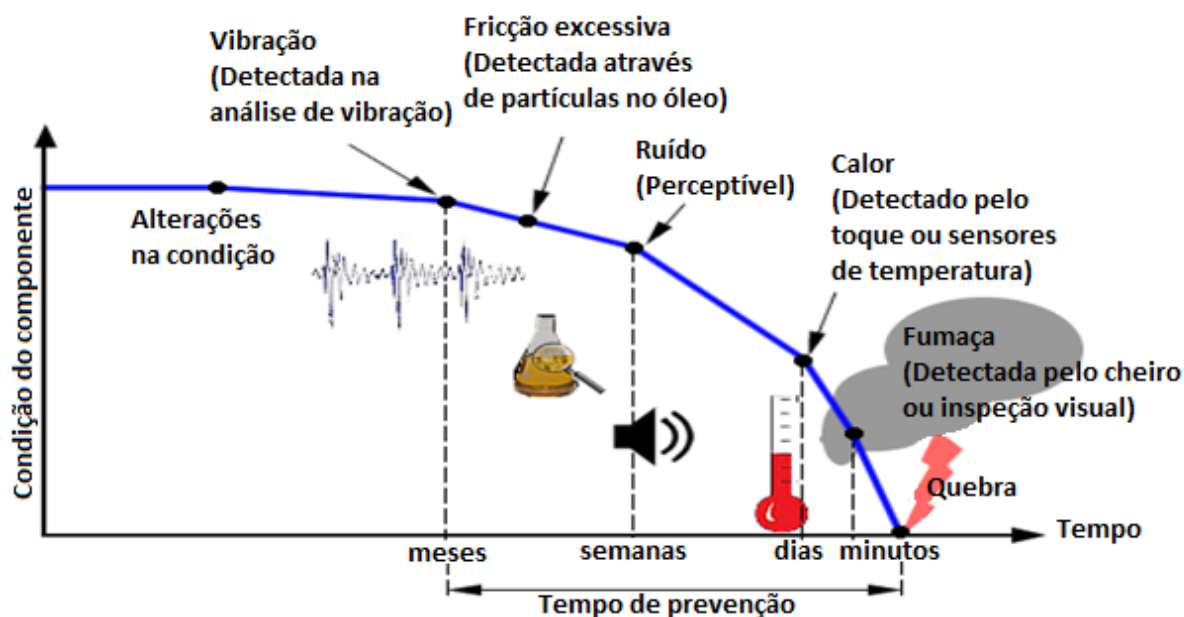
- Etapa de aquisição de dados, para obter dados relevantes para estimar a saúde do sistema.
- O processamento de dados, para analisar os dados obtidos e tomar uma decisão quanto ao diagnóstico da falha ou não.
- Manutenção Corretiva, para substituir o componente e entender o porquê da sua falha atuando para evitar que o problema se repita.

O CMS aplicado a turbinas eólicas difere bastante em relação ao CMS aplicado a outras aplicações (como por exemplo, nas refinarias ou centrais hidrelétricas), principalmente com respeito às características de carga dinâmica e baixas velocidades de rotação. Em outras aplicações, cargas e velocidade são muitas vezes constante durante períodos mais longos, o que simplifica a análise de sinais. Para aplicações mais dinâmicas, como turbinas eólicas, a experiência é muito limitada.

Os investimentos em equipamentos de monitoramento de condições normalmente são pagos por uma redução das perdas de produção. Entretanto, para as turbinas eólicas, especialmente para aplicações terrestres, as perdas de produção são relativamente baixas. Assim, uma parte importante dos custos de investimento deve ser paga por uma redução do custo de manutenção e redução dos custos causados por danos secundários (Sharma & Mahto, 2013). No Brasil, uma vez que muitos componentes são importados e eles demoram meses para chegar (dependendo do componente), as perdas de produção são mais elevadas e, portanto, têm um papel substancial no *pay back* dos investimentos.

CMS baseado em vibração é a tecnologia mais bem conhecida e utilizada para equipamentos rotativos. Como mostrado na Figura 8, essa é a tecnologia mais eficaz para a detecção precoce e a predição de falhas nos equipamentos mecânicos. A transformada discreta de Fourier é a técnica de processamento de sinal utilizada para converter um sinal do domínio do tempo para domínio da frequência.

Figura 8 – Técnicas de monitoramento para cada etapa da falha



Fonte: Adaptado pelo autor usando (Tachakoua, et al., 2014)

A estratégia de manutenção do estado da arte na indústria eólica é definida pela implementação de um CMS *on-line* e contínuo. Outros avanços tecnológicos que devem ser desenvolvidas em WTCMs incluem avanços em software de diagnóstico e prognóstico, a aceitação de protocolos de comunicação, e desenvolvimentos em aplicações de software de manutenção e tecnologias de rede de computador (Tachakoua, et al., 2014).

1.4. Organização da Dissertação

A dissertação está organizada de acordo com os requisitos básicos necessários para entender o método proposto e aplica-lo numa turbina eólica real. Dessa forma, cada capítulo apresenta conceitos e fundamentos que serão utilizados nos capítulos seguintes; entretanto, os capítulos não são completamente dependentes.

Primeiramente, são feitas explicações e definições importantes no capítulo 2 sobre fundamentação teórica. Nesse capítulo serão introduzidas as análises dos sinais temporais de vibração, a FFT e a análise envelope por meio da transformada de Hilbert, esses conceitos serão fundamentais para entendimento do método proposto.

Devido a maior importância nesse trabalho, o CM baseado em vibração foi explorado com maior detalhe no capítulo 3. Enquanto que no capítulo 4 são apresentados métodos de monitoramento de condição utilizados na indústria e as vantagens e desvantagens de cada um.

O capítulo 5 detalha alguns pontos do sistema de medição que influenciam no resultado final do método proposto, como por exemplo, a fixação, a calibração e o tipo de transdutor utilizado.

Para entendimento do método proposto no capítulo 6, é essencial o entendimento dos itens mostrados nos capítulos anteriores. Neste capítulo, o passo a passo do método é detalhado e faz referência principalmente ao capítulo 2 sobre a fundamentação teórica.

Após o entendimento do método proposto, são apresentadas no capítulo 7, duas normas associadas ao monitoramento de condição baseado em vibração de máquinas. A norma ISO pode ser aplicada a qualquer tipo de máquina, enquanto que a norma VDI foi desenvolvida especialmente para turbinas eólicas, por isso ela será utilizada nas análises do estudo de caso. Este por sua vez é detalhado no capítulo 8, no qual há esclarecimentos sobre o sistema instalado na turbina, a especificação dos hardwares utilizados e a cadeia de medição do sistema.

Por fim, no capítulo 9 e 10 são mostrados os resultados e as discussões dos mesmos respectivamente. Os resultados foram obtidos a partir do método proposto, capítulo 6, e também são avaliados de acordo com a norma VDI 3834 mostrada no capítulo 7. Finalmente, após as discussões dos resultados e análises financeiras são mostradas as conclusões e recomendações para trabalhos futuros no capítulo 11.

Capítulo 2: Fundamentação Teórica

2.1. Sinais Temporais de Vibração

Existem várias maneiras de se definir o movimento vibratório por meio de expressões matemáticas, que podem ser bastante simples, assim como de alta complexidade. Uma forma de se representar a vibração é através de um gráfico para os valores da amplitude vibracional do sinal em função do tempo. A amplitude do sinal é o valor do deslocamento, velocidade ou aceleração medida pelo sensor.

Normalmente, a descrição matemática de oscilações vibratórias é por meio de séries de seno e cosseno. A expressão mais simples para descrever esse movimento é a equação de uma fonte de excitação pura, ou seja, situação idealizada com apenas um agente excitador e sem a presença de ruídos. Dessa forma, há apenas uma frequência excitadora, que pode ser, por exemplo, a frequência de um eixo em rotação. Matematicamente isso é descrito por uma função senoidal dada por

$$x(t) = A \sin(\omega t + \phi),$$

em que:

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

A partir das definições elementares da física pode-se obter a velocidade e a aceleração vibracional a partir da primeira e segunda derivada, respectivamente. Portanto

$$v(t) = \dot{x}(t) = A \omega \cos(\omega t + \phi)$$

e

$$a(t) = \ddot{x}(t) = -A \omega^2 \sin(\omega t + \phi),$$

em que:

- $v(t)$ é a velocidade vibracional.
- $a(t)$ é a aceleração vibracional.

Para analisar sinais temporais de vibração é importante entender os conceitos de vibrações periódicas, aleatórias e transitórias. As vibrações periódicas são aquelas que se repetem com uma dada frequência, seja ela variável ou não, por exemplo, um eixo em rotação. As vibrações aleatórias são vibrações que possuem valores de amplitude imprevisíveis, como por exemplo, um ruído. As vibrações transitórias são aquelas que só ocorrem por um período de

tempo limitado e depois desaparecem, por exemplo, uma batida de uma ferramenta na máquina durante as medições (Arato Junior, 2004).

A complexidade da análise temporal é elevada devido à grande quantidade de excitações que os equipamentos reais estão sujeitos. Por exemplo, em uma turbina eólica há excitações devido ao rolamento principal, ao eixo de baixa velocidade, às engrenagens do planetário, ao eixo de alta velocidade, às engrenagens do setor de alta velocidade, aos rolamentos do gerador, etc. Todos esses componentes/subcomponentes interagem conjuntamente gerando sinais vibratórios extremamente complexos que são compostos pelos sinais puros de cada fonte de vibração. Para descrever matematicamente o sinal seria preciso somar todas as contribuições de cada componente/subcomponente, ou seja, somar todas as senóides puras de cada componente que possuem amplitudes, frequências e fases diferentes.

2.2. Transformada Rápida de Fourier

A Transformada rápida de Fourier (*FFT – Fast Fourier Transform*) é, basicamente, um conjunto de algoritmos que propiciam uma forma rápida de cálculo da transformada discreta de Fourier (DFT, do inglês *Discrete Fourier Transform*). Em termos de multiplicações e adições a FFT é extremamente eficiente quando comparada às demais. Por exemplo, em muitos casos o método mais rápido para se computar uma convolução é calcular as transformadas das sequências, multiplicar as transformadas e calcular a inversa do produto das transformadas (Oppenheim & Schafer, 2010).

A DFT é um procedimento matemático para se determinar harmônicos ou frequências da sequência discreta do sinal. A sequência discreta do sinal é, por sua vez, o conjunto de valores obtidos por amostras periódicas do sinal temporal contínuo (Lyons, 2004). Para a aplicação prática mostrada neste trabalho, o sinal temporal de vibração obtido através dos acelerômetros representa a sequência discreta do sinal, e a DFT busca determinar as frequências de defeito que estão presente no sinal vibratório.

Matematicamente, a DFT é dada por:

$$S(k) = \sum_{n=0}^{N-1} s(n)e^{-j2\pi kn/N},$$

em que:

- N é o comprimento do sinal (número de amostras).
- n é a amostra que está sendo considerada.
- k é a frequência que está sendo considerada.
- $j = \sqrt{-1}$

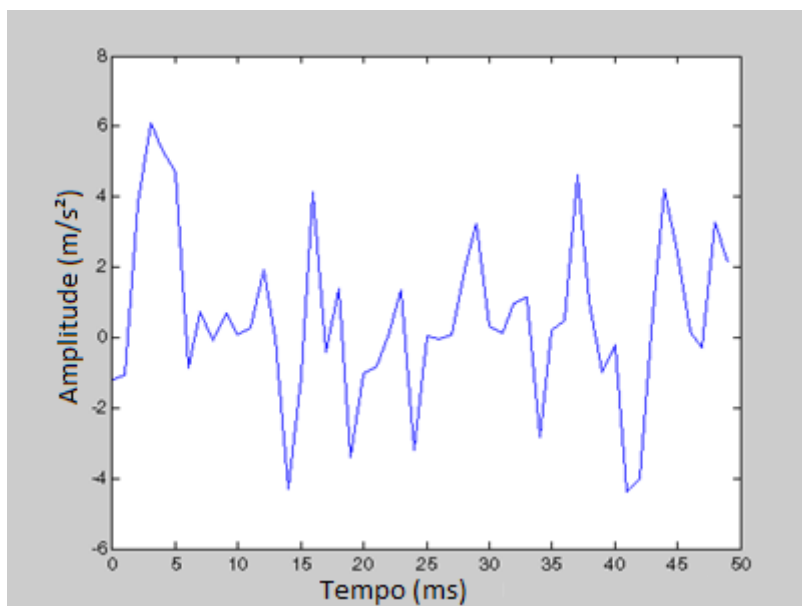
A complexidade computacional (número de multiplicações e adições) da DFT é da ordem de N^2 , enquanto que a FFT possui complexidade computacional da ordem de $N \log_2 N$, quando

N é potência de 2. Ou seja, quando N aumenta, o ganho computacional da FFT tanto em relação à complexidade quanto ao tempo permitem a realização de análises instantâneas da DFT (Madisetti, 2010). Por isso que é computacionalmente possível instalar sistemas *online* em turbinas eólicas e acessar os espectros de vibração instantâneos através de páginas na internet.

Apesar dos princípios fundamentais da FFT terem sido descobertos por Gauss em 1805, a evolução desse novo ponto de vista com relação ao processamento de sinais discretos foi acelerada após a divulgação de uma eficiente classe de algoritmos para cálculo da transformada de Fourier por Cooley e Tukey em 1965. Atualmente o conjunto desses algoritmos é conhecido como FFT (Oppenheim & Schafer, 2010). O algoritmo não será mostrado neste trabalho, em vez disso, será mostrado o procedimento matemático para sua utilização através do Matlab.

Por exemplo, considere um sinal formado por duas senoidais mais ruído aleatório de média zero. A primeira de amplitude 0.7 m/s^2 e frequência de 50 Hz, e a segunda de amplitude de 1 m/s^2 e frequência de 120 Hz. Agora assuma que essas senoidais foram obtidas a uma frequência de amostragem de 1000 Hz. Através do código 1 no apêndice A, pode-se obter o sinal temporal resultante que é representado na Figura 9.

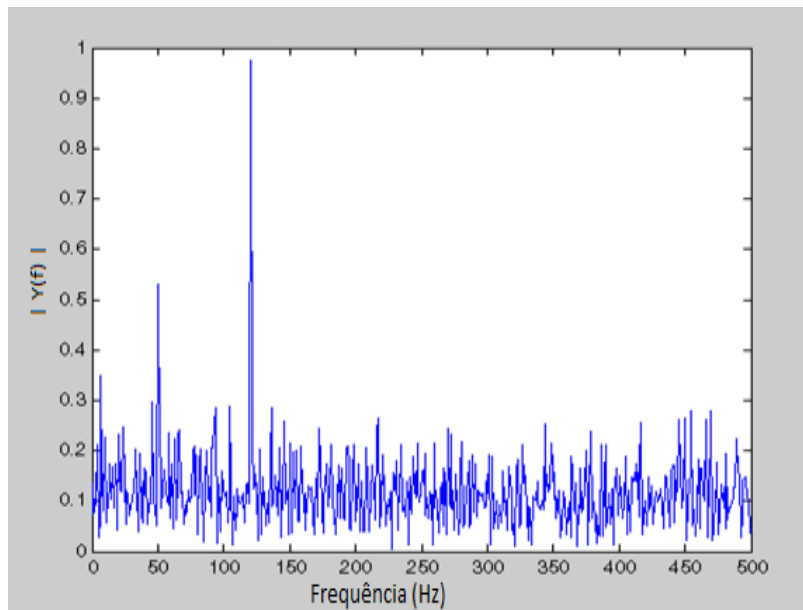
Figura 9 – Sinal temporal corrompido com ruído aleatório de média zero



Fonte: (MathWorks, 2015).

Como observado, na maioria das vezes é extremamente difícil identificar frequências de defeito no sinal temporal. Quando se aplica a FFT no sinal temporal (utilizando o código 2 em anexo) obtém-se as duas frequências excitadoras (frequências das senóides) com suas respectivas amplitudes de maneira imediata, por isso a FFT é extremamente importante. Vale salientar que, assim como nas máquinas reais, as amplitudes obtidas através da FFT podem apresentar erros pequenos devido à presença do ruído e ao tamanho pequeno da amostra.

Figura 10 – Espectro (domínio da frequência) obtido através da FFT



Fonte: (MathWorks, 2015).

No código 2 do apêndice A nota-se que o comprimento do sinal utilizado na FFT, é igual ao menor número maior que o comprimento do sinal temporal que também é potência de 2. Ou seja, se o tamanho de amostras do sinal temporal é “ $L = 10$ ”; o número de amostras utilizado no FFT “ $N_{FFT} = 2^4 = 16$ ”. Isso ocorre, pois se “ n ” é uma potência de 2, a FFT se torna mais rápida pois o número de multiplicações e adições fica menor (Williamson, 1999). Além disso, o cálculo do eixo das abcissas, ou seja, eixo das frequências é limitado pela metade da frequência de amostragem (F_s). Isso acontece devido ao Teorema de Nyquist-Shannon que diz que a taxa mínima de amostragem é o dobro da maior frequência contida na fonte do sinal que se deseja identificar (Madisetti, 2010).

Por fim, uma vez obtido o sinal no domínio do tempo e no domínio da frequência podem-se estabelecer relações que são sempre identidades independentemente do sinal analisado, conforme as equações (National Instruments, 2014):

$$F_{\text{Nyquist}} = \frac{F_s}{2},$$

$$F_{\text{max}} = F_s \cdot E_b,$$

$$N_o = E_b \cdot N,$$

$$df = \frac{1}{T} = \frac{F_s}{N},$$

em que:

- F_s é a frequência de amostragem.

- E_b é a largura de banda efetiva, definida pela razão entre a região de banda livre de distorções sobre a frequência de amostragem. Esse parâmetro depende do instrumento utilizado; entretanto, seu valor tradicionalmente é de 2.56^{-1} .
- N é o comprimento do vetor da amostragem da série temporal.
- T é o tempo de aquisição da série temporal.
- F_{\max} é a frequência máxima resolvível pelos instrumentos.
- N_o é o número de linhas no espectro.
- df é a resolução do espectro.

2.3. Análise Envelope através da Transformada de Hilbert.

A análise envelope é baseada na demodulação da amplitude na região de ressonância (geralmente de alta frequência) associada a impactos causados por falhas na estrutura. Por exemplo, quando há um defeito em alguma região do rolamento, são produzidos sinais de impacto com frequência específica à região do defeito, e isso excita a estrutura em regiões de ressonância. Estes impactos modulam a amplitude do sinal original da máquina de acordo com as frequências em que eles ocorrem. Consequentemente, se a região excitada na alta frequência for analisada mais detalhadamente, pode-se extrair a frequência moduladora e, portanto, identificar o defeito e sua localidade. Para obter a frequência moduladora é utilizado o envelope/ envoltória do sinal na região de excitação.

A transformada de Hilbert (HT) é fundamental para extrair o envelope e consequentemente a frequência moduladora. A HT é um processo utilizado para gerar sinais de valores complexos a partir de sinais de valores reais (Lyons, 2004). Assim, todo sinal real pode ter um sinal complexo associado a ele da seguinte forma:

$$x_c(t) = x_r(t) + j x_i(t),$$

em que:

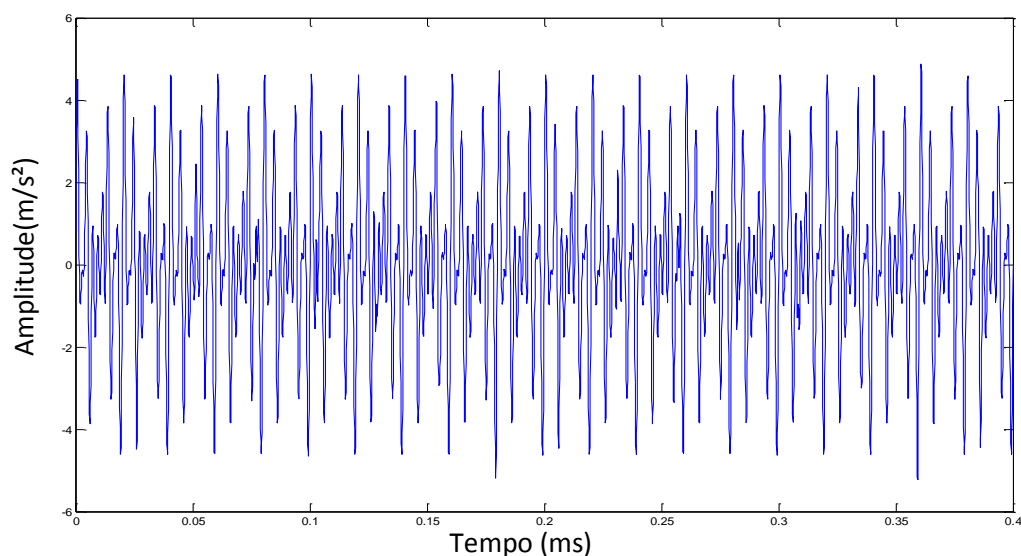
- $x_r(t)$ é o sinal real.
- $x_c(t)$ é o sinal complexo associado a $x_r(t)$.
- $x_i(t)$ é a transformada de Hilbert do sinal real $x_r(t)$.
- $j = \sqrt{-1}$.

As relações matemáticas da transformada de Hilbert entre as partes reais e complexas não serão mostradas já que o objetivo principal desse método é obter o envelope/ envoltória do sinal vibratório, que por sua vez, é igual ao módulo do sinal $x_c(t)$ (Lyons, 2004). Basicamente para utilizar a técnica integrada da análise envelope através da transformada de Hilbert deve-se identificar a região da frequência ressonante causada pela falha e aplicar um filtro para obter o sinal temporal dessa região. Depois disso, aplica-se a transformada de Hilbert para obter o envelope do sinal (frequência moduladora). Por fim, aplica-se a FFT no envelope do sinal. Dessa forma podem-se identificar as frequências de falha (Mathias, Medeiros, & Coelho, 2012).

Para melhor entendimento, considere o código 3 no apêndice A. Nesse exemplo é utilizado um sinal vibratório composto por quatro sinais senoidais temporais, ruído aleatório e impactos causados por um defeito qualquer na máquina. A primeira senóide possui amplitude de 1 m/s^2 e frequência 100 Hz ; a segunda possui amplitude de 1.3 m/s^2 e frequência 250 Hz ; a terceira possui amplitude de 1.7 m/s^2 e frequência de 300 Hz ; e a quarta possui amplitude de 1.5 m/s^2 e frequência de 450 Hz . Para que o sinal represente melhor uma situação prática, são adicionados ruídos aleatórios de média zero, e impactos gerados por um defeito qualquer que são representados por pulsos senoidais modulados por função gaussiana (*Gaussian-modulated sinusoidal pulses*). Esses impactos terão frequência de 38.91 Hz com amplitude inicial de 0.8 m/s^2 e eles excitarão a região de ressonância na região em torno de 900 Hz .

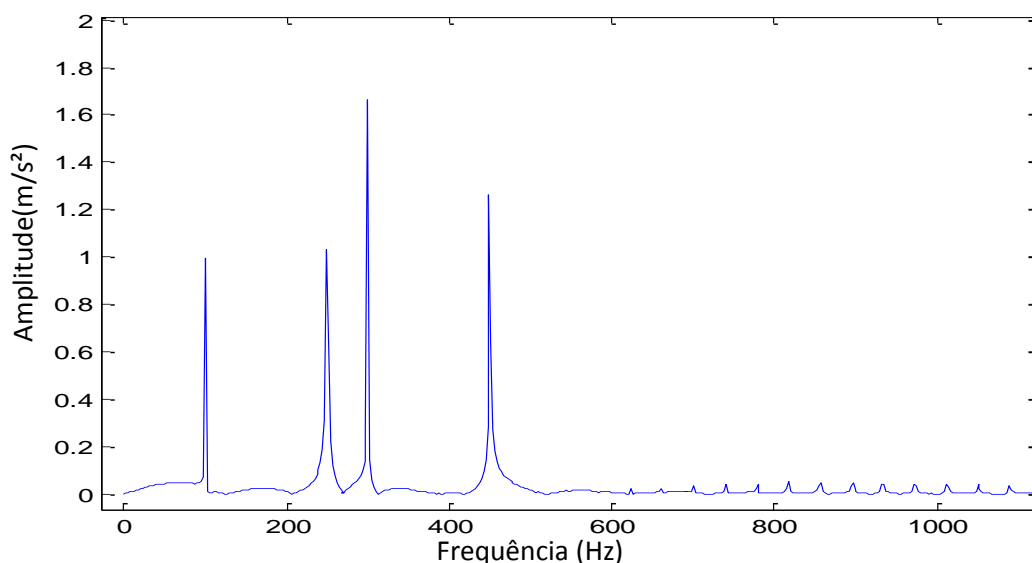
O sinal temporal composto pela soma de todos esses sinais (as quatro senóides, o ruído e os impactos) será chamado de sinal completo; e sua representação no domínio do tempo e frequência está mostrada na Figura 11 e Figura 12 respectivamente.

Figura 11 – Sinal Temporal da soma das senoidais, ruídos e impactos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 12 – Espectro da soma das senoidais, ruídos e impactos.

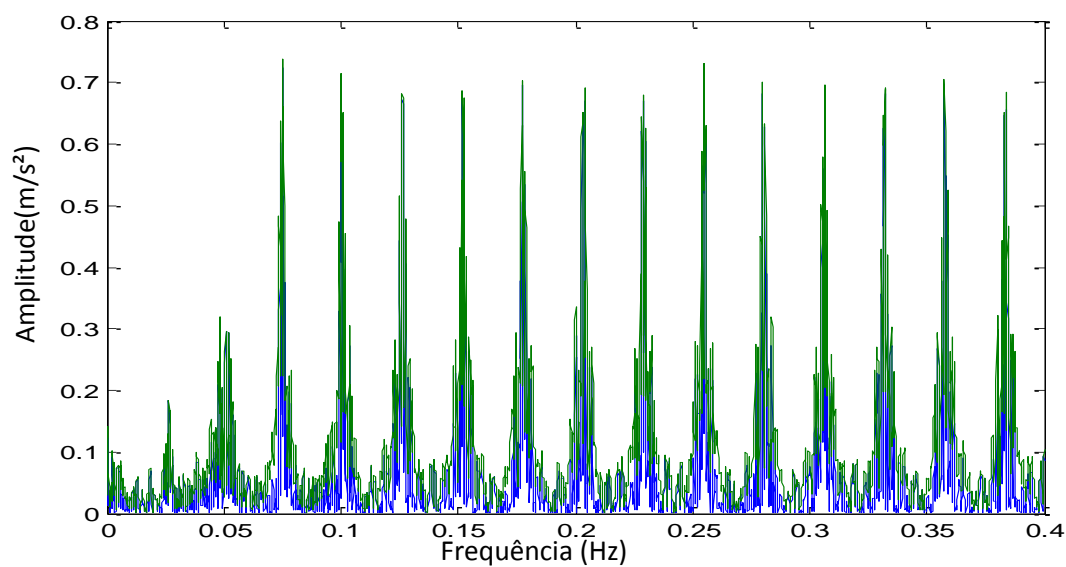


Fonte: Elaborado pelo autor

Pode-se observar que há picos na região da frequência de ressonância causados pelos os impactos. Até o momento, não se sabe qual é a frequência que está causando a excitação nas frequências próximas a 900 Hz; apenas consegue-se identificar as amplitudes das 4 senóides.

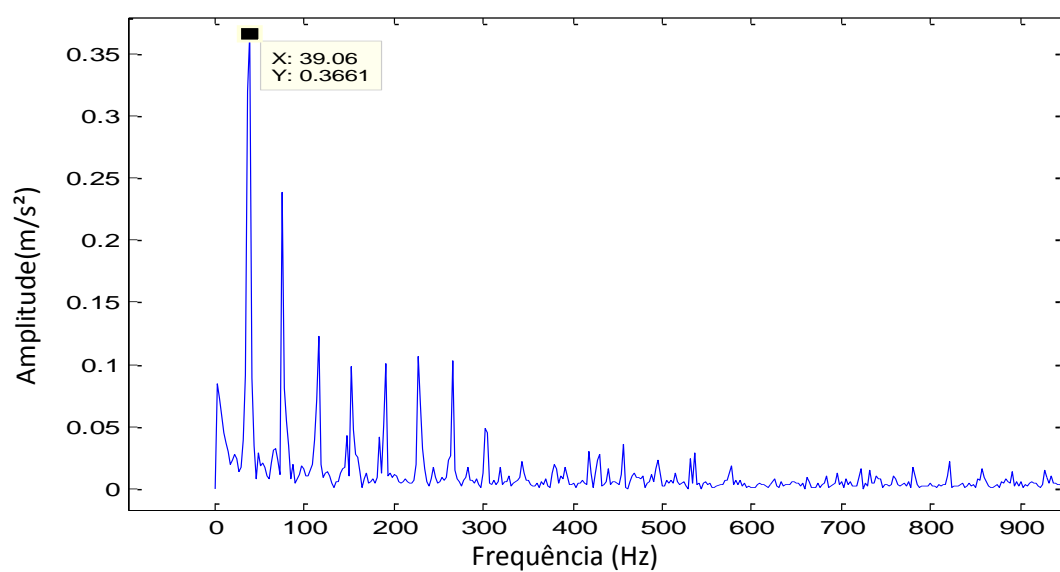
Para poder identificar qual é a frequência de falha que está gerando os pequenos picos na região próxima a 900 Hz. Pode-se realizar uma análise envelope através da transformada de Hilbert. Primeiramente, deve-se obter o sinal temporal da região próxima a frequência ressonante. Para isso, aplicou-se um filtro passa banda entre as frequências de 600 à 1200 Hz. Depois aplicou-se a transformada de Hilbert para identificar o envelope/ envoltória desse sinal, representado em verde na Figura 13. Por fim, calculou-se o FFT do envelope obtido e esse espectro identifica a frequência do defeito, conforme Figura 14. Com isso, pode-se identificar qual componente possui a falha e em que setor.

Figura 13 – Valor absoluto do sinal temporal filtrado (azul) e seu envelope (verde)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 14 – Espectro do envelope



Fonte: Elaborado pelo autor.

Capítulo 3: Monitoramento de Condição Baseado em Vibração

3.1. Tecnologia

Essa é a tecnologia mais comumente usada na indústria para equipamentos rotativos e é uma ferramenta eficaz para o diagnóstico de falhas (Márquez, Tobias, Pérez, & Papaelias, 2012), (Koulocheris, Gyparakis, Stathis, & Costopoulos, 2013), (Shakya, Darpe, & Kulkarni, 2013). Os rolamentos, especificamente, são mais comumente monitorados através da análise de vibração para detectar e identificar falhas, devido à facilidade de medição e as possibilidades de processamento no domínio do tempo, no domínio da frequência e tempo-frequência para extrair informações úteis que podem estar relacionadas com a gravidade e tipo de danos nos rolamentos de forma localizada ou distribuída (Shakya, Darpe, & Kulkarni, 2013) (Kharche & Kshirsagar, 2014). Além disso, esse é o método que cobre a maior número possível de falhas.

Análise de sinais de vibração, tanto no domínio do tempo quanto no da frequência, pode ser utilizada para identificar a falha incipiente nos MC da turbina eólica (Guo & Infield, 2012), mas os sensores de vibração, o pré-processamento e os métodos de análise da torre, rolamentos principais e engrenagens planetárias são diferentes da caixa de engrenagem de alta velocidade e do gerador devido ao diferente intervalo de frequências, baixa e alta, respectivamente. Isso acrescenta mais um desafio para o monitoramento de turbinas eólicas, principalmente devido aos componentes de baixa frequência que são mais difíceis de detectar e diagnosticar defeitos. Geralmente técnicas de vibração variam de técnicas estatísticas para técnicas baseadas em algoritmos de processamento de sinal para extrair dados de diagnóstico (Yang, Mathew, & Ma, 2003).

A utilização do espectro de vibração é eficiente na detecção de frequências de falha; no entanto, em muitos casos, os picos de frequência de falha do rolamento no espectro de vibração estão perto do piso de ruído durante as fases incipientes de danos ao rolamento (Márquez, Tobias, Pérez, & Papaelias, 2012). Portanto, a detecção de danos através dos processos de envelope ou demodulação é essencial, pois os danos em rolamento são conhecidos por ter conteúdo de alta frequência na fase incipiente (Siegel, Ly, & Lee, 2011), (Sheng, 2012).

Quando a máquina está operando em boas condições o nível vibracional é baixo em comparação ao da mesma máquina operando com algum tipo de problema. Além disso, cada tipo de problema gera um sinal vibracional diferente. Outro benefício que torna o CM baseado em vibração bastante competitivo é que, assim que uma falha se desenvolve no equipamento há uma mudança na assinatura vibracional, e essas mudanças podem ser detectadas meses antes da falha atingir um nível crítico. Consequentemente, há um tempo maior para o planejamento da manutenção e mitigação dos riscos.

3.2. Domínio do Tempo

A vibração pode ser descrita no domínio do tempo (*time waveform*) através de um movimento oscilatório constituído de amplitudes vibracionais em função do tempo. A amplitude do sinal representa o valor do deslocamento, velocidade ou aceleração que está sendo excitada pela estrutura. Geralmente a vibração é representada matematicamente como senóides; entretanto, o sinal vibratório de um equipamento real raramente se apresenta como senóides puras, mas sim como sinais mais complexos compostos de um número apreciável de efeitos provenientes de vários componentes. Isto torna a análise do sinal no domínio do tempo mais complicada e isso faz com que, na prática, ela seja menos utilizada que a análise no domínio da frequência (Arato Junior, 2004).

3.3. Domínio da Frequência

A descrição da vibração no domínio da frequência surgiu no início do século XIX graças ao barão Jean Baptiste Fourier que mostrou que qualquer sinal ondulatório podia ser descrito como uma combinação única de sinais senoidais. Dessa forma, descreveu-se o fenômeno vibratório por meio das amplitudes máximas relativas a cada uma das frequências de vibração presentes na composição do sinal vibratório. Essa forma de descrição do sinal é denominada forma espectral, ou forma no domínio da frequência, ou simplesmente, espectro de vibração. Além disso, há vários algoritmos para fazer a transformação do domínio do tempo para o domínio da frequência, atualmente, o algoritmo mais utilizado é a FFT que inclusive já está incluído nas bibliotecas de vários softwares (Arato Junior, 2004).

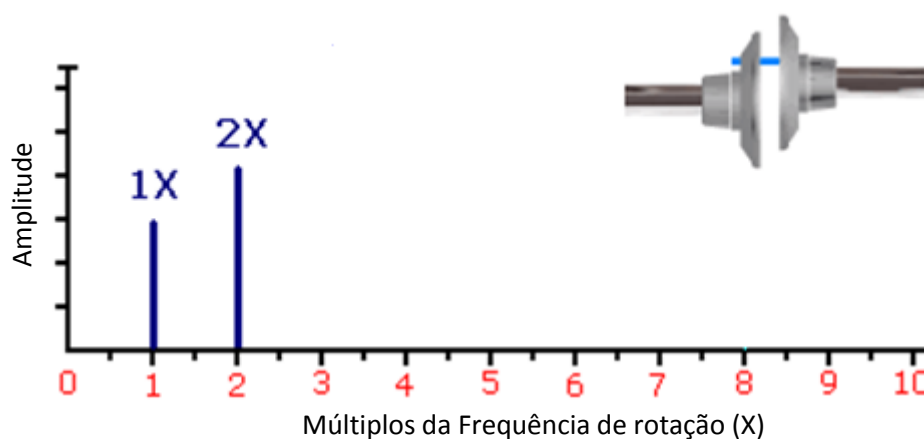
3.4. Diagnóstico de Falhas

Podem-se identificar praticamente todas as causas de falha mais típicas através da análise do espectro de vibração. Além disso, são classificados os tipos mais comuns de falhas identificadas através da análise de vibração (Lifetime Reliability Solutions, 2015); são eles:

- Desalinhamento

É caracterizado por linhas de centro diferentes entre o eixo motor e o eixo do receptor da máquina. Mais especificamente, a transmissão de torque de um eixo para o outro ocorre com geração de forças radiais e axiais. Essa falha é identificada no domínio da frequência como picos na frequência de rotação do eixo desalinhado e seus harmônicos, conforme Figura 15. Esse tipo de falha é causado basicamente por alinhamento ineficiente na montagem; deformações térmicas; problemas na fundação da máquina e atividades de manutenção (Arato Junior, 2004), (Lifetime Reliability Solutions, 2015) e (Wowk, 1991).

Figura 15 – Espectro exemplificativo de um desalinhamento paralelo

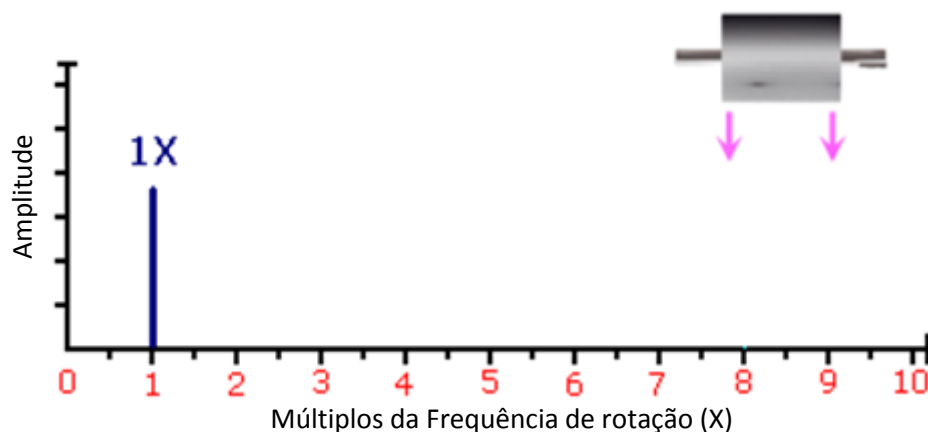


Fonte: Adaptado pelo autor de (Mobius, 1999-2006)

- Desbalanceamento

É caracterizado quando o centro de massa da estrutura não coincide com o centro de rotação. Mais especificamente, a massa não está uniformemente distribuída ao redor do centro de rotação. Essa falha é identificada no domínio da frequência como um pico relativamente alto na frequência de rotação do eixo desbalanceado, conforme Figura 16. Esse tipo de falha é causado basicamente por materiais de densidade não-uniforme; ganho ou perda de material durante operação; corrosão e atividades de manutenção (Arato Junior, 2004) (Lifetime Reliability Solutions, 2015) (Wowk, 1991).

Figura 16 – Espectro exemplificativo de um desbalanceamento estático

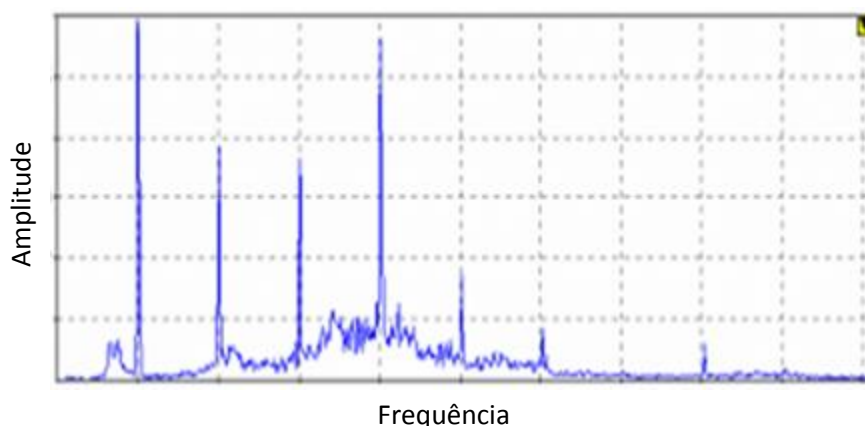


Fonte: Adaptado pelo autor de (Mobius, 1999-2006).

- Ressonância

É caracterizada quando a força de excitação aplicada na estrutura (ou parte dela) está próxima à frequência natural de vibração; assim, ocorre o fenômeno de amplificação da amplitude. Essa falha é identificada através de um aumento de praticamente todas as amplitudes em uma determinada região, conforme Figura 17.

Figura 17 – Espectro exemplificativo de uma ressonância



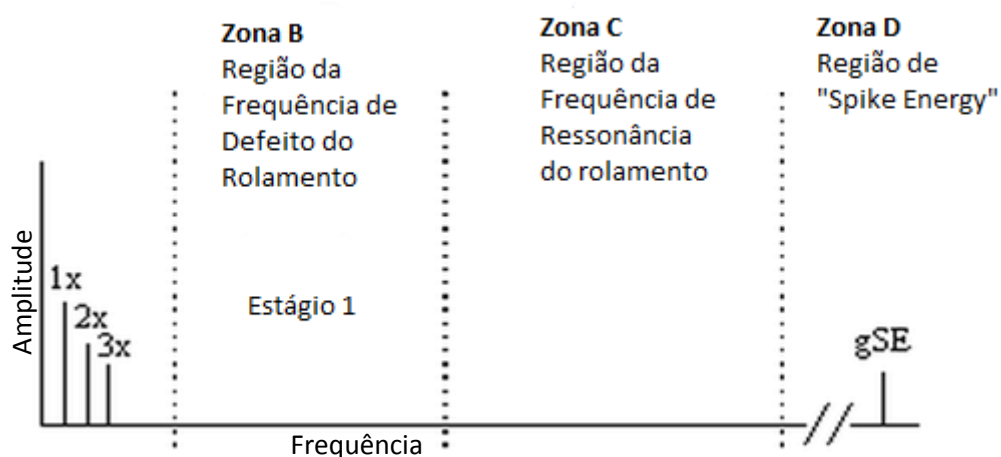
Fonte: Adaptado pelo autor de (Mobius, 1999-2006).

- Rolamentos

Os rolamentos possuem frequências de falhas que podem ser calculadas a partir de sua geometria, número de elementos rolantes e frequência do eixo acoplado. As falhas em rolamentos cilíndricos podem ocorrer na pista interna (*Ball Pass Frequency in the Inner Race - BPFI*), na pista externa (*Ball Pass Frequency in the Outer Race - BPFO*), nas esferas (*Ball Spin Frequency - BSF*) e na gaiola (*Fundamental Train Frequency - FTF*). As falhas em rolamentos geralmente são causadas por lubrificação ineficiente, carregamento superior ao projetado ou defeitos inseridos por atividades de manutenção ineficientes.

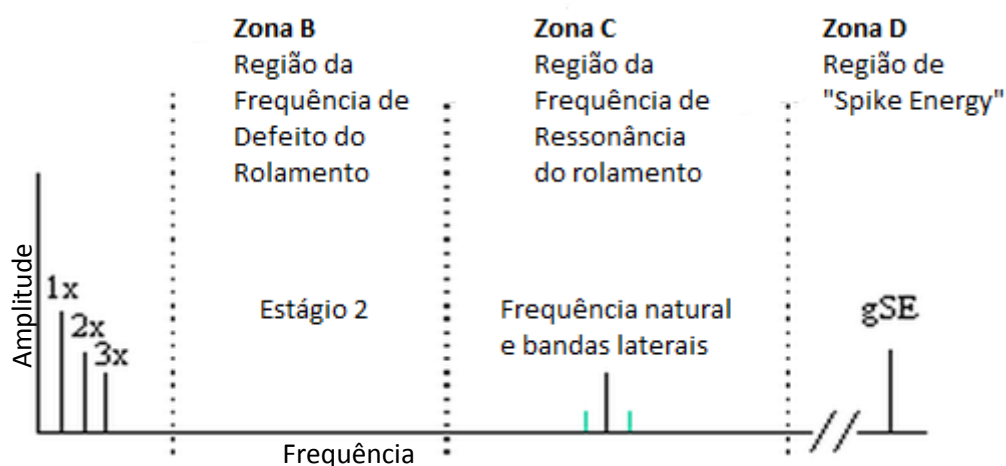
O desenvolvimento de uma falha em rolamento pode ser resumido em quatro estágios. Primeiramente, ocorrem excitações em frequências ultrassônicas na faixa de vinte a sessenta mil hertz, conforme Figura 18. Posteriormente, começa a haver excitação nas frequências naturais do próprio rolamento na faixa de quinhentos a dois mil hertz, conforme Figura 19. No terceiro estágio de falha começa a aparecer às frequências de defeito do rolamento com seus respectivos harmônicos e bandas laterais, conforme Figura 20, esse é o estágio em que a troca é recomendada. Por fim, no quarto estágio começa a surgir uma vibração aparentemente aleatória que é causada pelos altos níveis de ruído e degradação da estrutura, conforme Figura 21. Ao entender melhor os estágios de falha de rolamentos, fica claro que a análise envelope, por considerar as vibrações de alta frequência, é essencial para identificar as frequências de defeito durante os dois primeiros estágios de desenvolvimento da falha.

Figura 18 – Espectro de uma falha de rolamento no 1º estágio



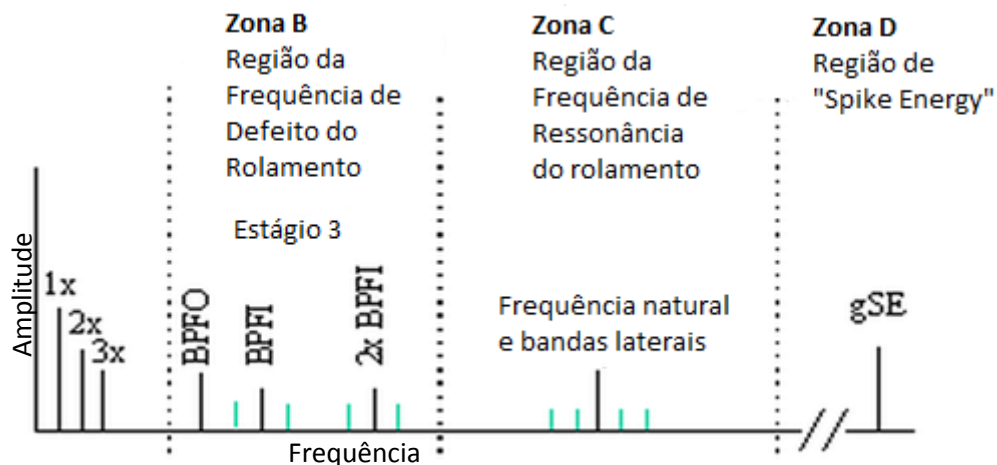
Fonte: (Stevens, 2015)

Figura 19 - Espectro de uma falha de rolamento no 2º estágio



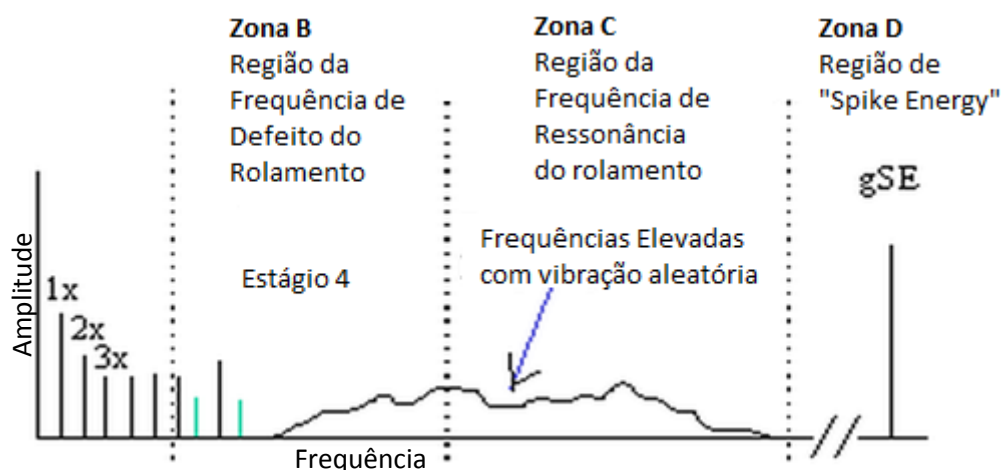
Fonte: (Stevens, 2015)

Figura 20 - Espectro de uma falha de rolamento no 3º estágio



Fonte: (Stevens, 2015)

Figura 21 - Espectro de uma falha de rolamento no 4º estágio

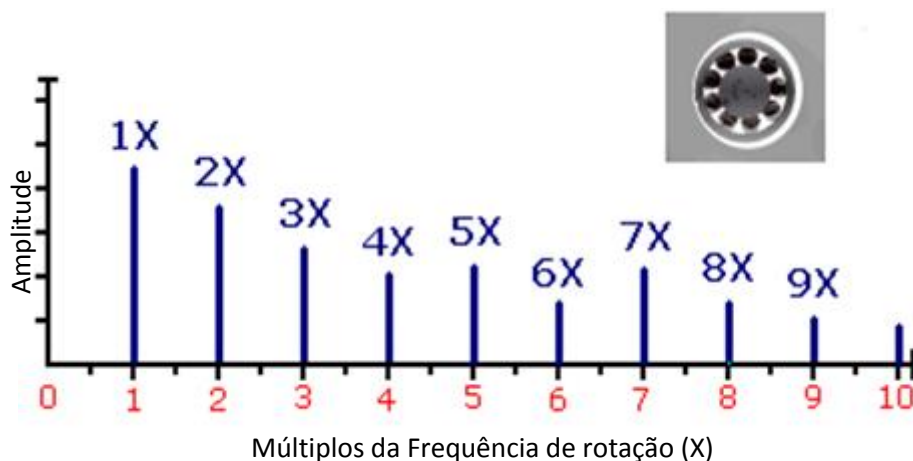


Fonte: (Stevens, 2015)

- Folga

Folga é caracterizada por impactos/ deslizamentos causados por fixação ineficiente ou dimensões/ distâncias entre componentes maiores que as projetadas/ inapropriadas. O tipo de folga mais significativo é um eixo folgado entre dois mancais. Esse tipo de folga é identificado por uma grande quantidade de harmônicos da frequência de rotação do eixo, conforme Figura 22.

Figura 22 - Espectro exemplificativo de um eixo com excesso de folga

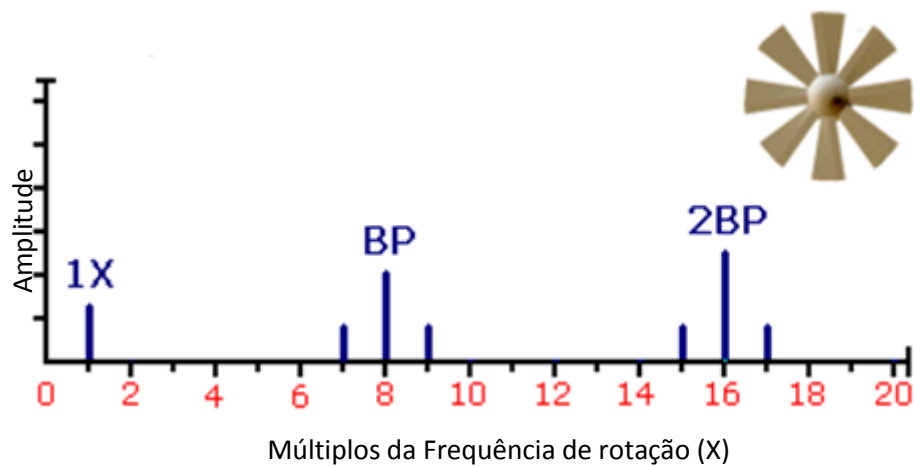


Fonte: Adaptado pelo autor de (Mobius, 1999-2006).

- Defeitos nas Pás

Defeitos nas pás são caracterizados por desgastes, deformações e/ ou incrustações presentes nas pás da estrutura. Isso pode ser causado por carga distribuída de forma não uniforme, desalinhamento/ desbalanceamento e corrosão. Esse tipo de falha é identificado no espectro de vibração como harmônicos e bandas laterais da frequência de passagem de pás (BP, do inglês *Blade Pass*), que é calculada pela multiplicação do número de pás vezes a frequência de rotação do eixo, conforme Figura 23.

Figura 23 - Espectro exemplificativo de uma falha nas pás

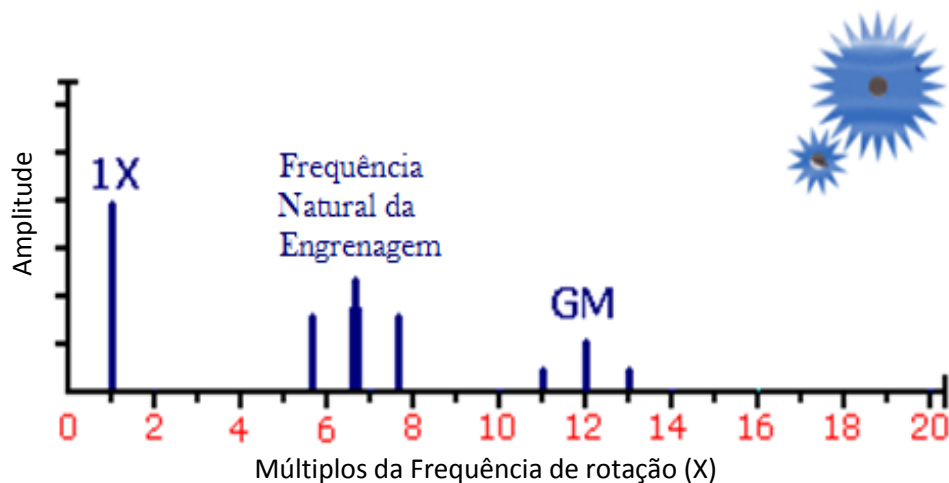


Fonte: Adaptado pelo autor de (Mobius, 1999-2006)

- Falhas no Engrenamento

As falhas no engrenamento são causadas por dentes quebrados/ desgastados, e/ ou engrenagens deformadas, desalinhadas ou excêntricas. Isso pode ser causado por esforços superiores ao projetado, distribuição de temperatura não uniforme, desalinhamento/ desbalanceamento do eixo, ou interferência por uma manutenção ineficiente. Esses defeitos são identificados no espectro pela frequência de engrenamento (GM, do inglês *Gear Mesh*), que pode ser calculado através da multiplicação do número de dentes da engrenagem vezes a rotação de seu eixo, e seus harmônicos e bandas laterais; além da possível excitação da frequência natural da engrenagem, conforme Figura 24.

Figura 24 - Espectro exemplificativo de falhas em engrenagens



Fonte: Adaptado pelo autor de (Mobius, 1999-2006).

3.5. Indicadores Estatísticos de Condição

Os indicadores de condição são fundamentais para entender a distribuição dos dados de vibração e utilizar estas informações para identificar as turbinas mais críticas. Por simplicidade, apenas o valor da aceleração RMS é utilizado nesse trabalho na seção da norma VDI 3834. Entretanto, é importante conhecer todos os principais indicadores de condição utilizados no monitoramento de condição baseado em vibração.

i. Valor Root Mean Square (RMS)

Descreve a quantidade de energia do sinal de vibratório como um todo e por isso não é sensível ao aumento de picos isolados no sinal.

ii. Peak to Peak

É o pico máximo do sinal mais o valor absoluto do pico mínimo do sinal. É ideal para indicar picos isolados de alta amplitude nos espectros.

iii. Crest Factor (CF)

É a razão entre o valor do pico-a-pico e o valor do RMS. É um indicador de danos em uma fase incipiente.

iv. Kurtosis

É definido como o quarto momento estatístico de uma matriz de valores sobre a média desses valores. Na prática, o kurtosis descreve quão distribuído estão os picos presentes no espectro.

v. Sideband Level Factor (SLF)

É definido como a soma das primeiras bandas laterais dividido pelo desvio padrão do sinal de tempo.

vi. Sideband Power Factor (SBPF)

É definido como a soma da segunda harmónica e seus primeiros cinco picos de banda lateral para cada lado.

vii. Sideband Energy Ratio (SER)

É definido como a razão entre a energia do sinal de diferença (sinal vibratório menos as frequências de engrenamento) sobre a energia das frequências de engrenamento.

viii. Zero Order Figure of Merit (FM0)

É definido como a razão entre o valor do pico a pico dividido pela energia da frequência de engrenamento e seus harmónicos.

ix. Fourth Order Figure of Merit (FM4)

É definido como o quarto momento estatístico normalizado para o sinal de diferença.

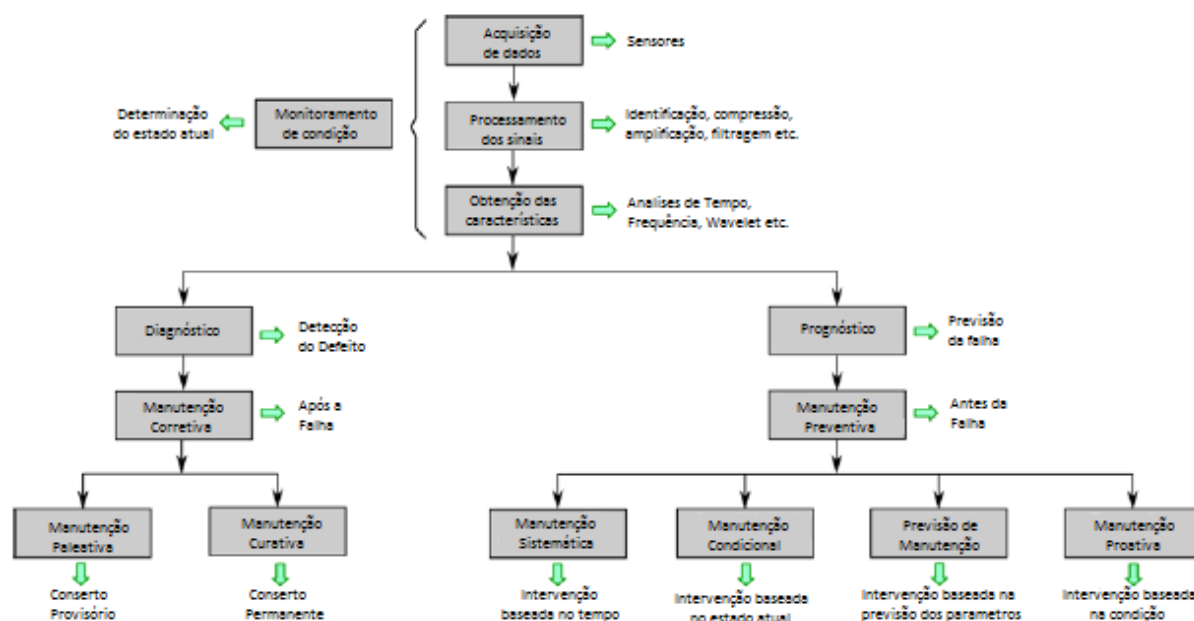
Capítulo 4: Outros Tipos de Monitoramento de Condição

Há vários tipos de monitoramento de condição (CM) que podem ser utilizados; os tipos são associados aos diferentes testes realizados para cada tipo de equipamento. O mais importante é saber quais são as falhas que se deseja identificar no equipamento monitorado. Depois disso, pode-se analisar em que vai se basear o tipo de CM que melhor se encaixa a situação.

O monitoramento de condição é realizado basicamente em três etapas principais: aquisição de dados, processamento de dados e análise das características obtidas de parâmetros que auxiliam na definição do status atual do equipamento monitorado. O objetivo principal é utilizar as informações/condições atuais e comparar com as informações/condições passadas do sistema para detectar as falhas.

Depois de se identificar a falha, podem-se abordar tanto a manutenção corretiva se a falha já estiver em nível elevado ou a manutenção preventiva, caso financeiramente seja vantagem deixar a falha se desenvolver por um período controlado e depois realizar a troca. A Figura 25, mostra um esquema de um sistema de monitoramento por condição genérico.

Figura 25 - Esquema de um sistema de monitoramento de condição genérico



Fonte: (Tachakoua, et al., 2014)

4.1. Análise do Óleo

Os rolamentos das turbinas eólicas sofrem dano contínuo o que faz com que haja geração de estilhaços/ detritos. Com o tempo, o dano aumenta fazendo com que haja mais e mais resíduos que são transportados pelo sistema de lubrificação até acabar no filtro de óleo (Toms, 2014). Na análise de óleo, os sensores/contadores de partículas são instalados para detectar a presença de detritos metálicos. Em outras palavras, cada vez que uma partícula passa através do sensor, um impulso elétrico é gerado. Além disso, cada

componente/subcomponente tem um tipo diferente de partículas com diferentes propriedades e características. Assim, pode-se determinar a qualidade do óleo e, por conseguinte, a existência de falhas e/ou desgaste (Sheng, 2013), (National Instruments, 2014) e (Kharche & Kshirsagar, 2014). Além disso, uma análise de espectrografia do óleo pode identificar a concentração e caracterização de partículas e identificar a localização da falha (Sheng, 2012) e (Wind Energy Update, 2015).

A análise do óleo é uma técnica de monitoramento de condições bastante prática para a detecção de falhas precoces e quantificação de danos. No entanto, é basicamente executada apenas por amostras periódicas, isso é uma grande desvantagem já que não há o acompanhamento da evolução da falha durante as amostragens. Por outro lado, o monitoramento on-line óleo é cada vez mais habitual, uma vez que proporciona uma medida direta da severidade e progressão de uma falha apenas pela contagem de partículas, ou seja, sem análise de dados complexos. Entretanto, outra desvantagem da análise de óleo, mesmo em monitoramento on-line, é que nem todos os tipos de falha causam estilhaços ou detritos, assim esse tipo de análise não é tão amplo quanto as demais (Márquez, Tobias, Pérez, & Papaelias, 2012), (Toms, 2014) e (Sheng, 2013).

4.2. Análise da Temperatura

Análise da temperatura dos componentes da turbina eólica é um dos métodos mais comuns de monitoramento de condição. Ele pode ser utilizado para a manutenção preventiva ou preditiva e pode ser feito com uma variedade de sensores diferentes. As medições de temperatura dos componentes individuais, tais como as temperaturas dos mancais, são muito importantes uma vez que trazem mais informação e podem ser usados em diferentes tipos de análise. É importante ressaltar que algumas condições internas e externas do ambiente/máquina podem influenciar nas medições de temperatura. Por exemplo, a temperatura varia com a carga, de modo que quando se analisa a tendência da temperatura de um rolamento é importante saber se a temperatura aumentou por causa de uma falha ou por uma carga maior. Uma análise simples e eficaz para reduzir o efeito da carga é monitorar a diferença entre as temperaturas, tais como a temperatura do lado não acoplado do gerador menos a temperatura do lado acoplado do gerador. Uma vez que ambas as temperaturas vão aumentar com a carga, a sua diferença deve ser menos dependente ou praticamente imune da variação de carga.

Existem vários tipos de sensores que podem ser utilizados para a medição de temperatura. No entanto, os mais comuns são detectores de resistência à temperatura (RTD), pirômetros ópticos e termômetros resistentes (National Instruments, 2014). Cada componente e subcomponente têm um alcance operacional de temperatura; por conseguinte, se a temperatura monitorada é maior do que o limite é possível detectar a falha. Normalmente, as falhas são causadas pela deterioração dos componentes/subcomponentes, por atritos mecânicos ou má ligação elétrica (Tachakoua, et al., 2014), (Urbanek, Barszcz, & Antoni, 2014). Em rolamentos e engrenagens, fricções são causadas geralmente por lubrificantes com propriedades insuficientes ou ineficientes e impactos devido ao desalinhamento que provoca um calor extra e um aumento na temperatura, o que pode ser detectado utilizando métodos

simples (Kharche & Kshirsagar, 2014), (Niknam, Thomas, Hines, & Sawhney, 2013). No entanto, a desvantagem do monitoramento da temperatura é que há uma detecção lenta e com pouca antecedência, quando comparado com outros métodos de monitoramento. Em outras palavras, pode-se dizer que o monitoramento da temperatura não é tão eficiente quanto os outros métodos para detecção precoce e precisa das falhas (Tachakoua, et al., 2014), (Dupuis, 2010).

4.3. Medição das Deformações

Monitoramento das deformações é uma técnica comum usada na indústria eólica para determinar a condição estrutural das pás e torres usando um sensor chamado de “*metal foil strain gauge*”. A grande vantagem dessa técnica é a capacidade de estimar a vida útil residual, e também, de controlar e preservar os níveis de estresse (Tachakoua, et al., 2014), (National Instruments, 2014), (Verbruggen, 2003), (Costinas, Diaconescu, & Fagarasanu, 2009), (Caselitz & Giebhardt, 2004). O “*metal foil strain gauge*” baseia-se no princípio da eletrônica de que a resistência de um condutor é diretamente proporcional ao seu comprimento e a resistividade, e inversamente proporcional a sua área transversal. Quando é aplicada pressão o comprimento e a área da seção transversal do elemento de transdução de metal varia, causando assim uma alteração na resistência que pode ser medida como um sinal elétrico (Costinas, Diaconescu, & Fagarasanu, 2009), (Vachtsevanos, Lewis, Roemer, Hess, & Wu, 2006).

Frequências baixas são difíceis de medir, e uma vez que alguns rotores de turbinas eólicas estão trabalhando em velocidades muito baixas (abaixo de 0,3 Hz, por vezes, abaixo de 0,1 Hz), novos sensores foram desenvolvidos para medir essas frequências com uma maior sensibilidade e confiabilidade (Princeton University, 2015). A grande desvantagem desse método é a fragilidade dos sensores e o tempo de vida dos mesmos, dificultando a instalação e utilização dos mesmos nas centrais eólicas em operação. Entretanto, alguns fabricantes de pás de turbina incorporaram os sensores de fibra óptica no interior da pá para simplificar conexões da pá para o registrador de dados. Usando esta nova tecnologia de sensores de fibra óptica, monitoram as pás enquanto elas estão em funcionamento de forma mais fácil e precisa (Tachakoua, et al., 2014), (Márquez, Tobias, Pérez, & Papaelias, 2012), (National Instruments, 2014), (Costinas, Diaconescu, & Fagarasanu, 2009), (Caselitz & Giebhardt, 2004), (Wisznia, 2013).

4.4. Análise Wavelet

Análise wavelet está sendo destacada, pois essa ferramenta está sendo utilizada em vários métodos diferentes e ela permite mais formas de diagnóstico de falha e/ou novas interpretações/ análises dependendo do método a ser utilizado. Essa análise baseia-se num conjunto de funções chamadas wavelets filhas, que são obtidas através da translação do tempo e da dilatação da amplitude de uma wavelet mãe, capaz de mapear quaisquer sinais de uma forma que é possível ter uma representação do sinal no domínio tempo-frequência. Portanto, esta análise pode ser usada para processar dados não estacionários e é capaz de quantificar/ identificar a localização e o grau das falhas (Li, Jing, Chen, & Liu, 2014), (Romanenko, Ahola, Muetze, & Niskanen, 2014), (Ali, Fnaiech, Saidi, Chebel-Morello, &

Fnaiech, 2015). Existem mais de 10 tipos de wavelets mães que podem ser usados para fazer monitoramento por condição; no entanto, para monitorar os rolamentos, é importante ter wavelets mães que podem adaptar-se bem a impactos e modulações periódicas (Soualhi, 2014).

Esta análise é uma ferramenta de identificação moderna que ainda está sendo cada vez mais utilizada e testada em diferentes tipos de sistemas/ambientes. A transformada wavelet propicia uma melhor resolução de frequência (mas pior resolução de tempo) em baixas frequências e uma melhor resolução de tempo (mas pior resolução de frequência) em altas frequências, o que é desejável no monitoramento de condição da turbina eólica (Ali, Fnaiech, Saidi, Chebel-Morello, & Fnaiech, 2015), (Soualhi, 2014). No entanto, a desvantagem é que pode existir uma distorção (*aliasing*) complexa na porção de alta frequência (Nie & Wang, 2013), (Romanenko, Ahola, Muetze, & Niskanen, 2014).

4.5. Monitoramento dos Efeitos Elétricos

O monitoramento de condição de equipamentos elétricos, como motores, geradores e acumuladores é geralmente realizado usando análise de tensão e corrente procurando um fenômeno incomum. A impedância pode ser medida por acumuladores para estabelecer a condição e capacidade do equipamento. A resistência elétrica também pode ser utilizada para a avaliação estrutural de certos componentes, uma vez que varia com a rigidez. Portanto, é um método capaz de detectar alterações que podem ser causadas por fissuras, desgastes e fadiga (Nie & Wang, 2013), (Verbruggen, 2003), (Costinas, Diaconescu, & Fagarasanu, 2009).

Várias técnicas estão disponíveis: medições de descarga; medições de velocidade; medições de força de contato e análise do óleo. Basicamente, estas técnicas são usadas para detectar tensões médias/ altas na rede, interruptores, transformadores e falhas de isolamento no cabeamento. Além disso, alguns tipos de inspeção não influenciam diretamente o funcionamento da turbina eólica (Nie & Wang, 2013) (Verbruggen, 2003) (Costinas, Diaconescu, & Fagarasanu, 2009).

4.6. Emissões Acústicas

Monitoramento acústico é semelhante ao monitoramento de vibração; no entanto, existem algumas diferenças principais. Sensores de vibração são rígidos e montados no componente envolvido, enquanto que os sensores acústicos estão ligados ao componente por cola flexível e com baixa atenuação. Sensores de vibração registram o movimento local, enquanto que, os sensores acústicos "escutam" o componente através de medidores de nível sonoro (Verbruggen, 2003), (Costinas, Diaconescu, & Fagarasanu, 2009). Estes dispositivos têm um microfone que converte os níveis de pressão e suas variações, tanto interna como externamente num sinal de tensão, o qual é então gravado num contador (Ziani, Zagadi, Felkaoui, & Djouada, 2012), (National Instruments, 2014).

Os sons emitidos das turbinas eólicas em operação podem ser divididos em duas categorias: sons mecânicos e sons aerodinâmicos, que são obtidos a partir da interação de componentes da turbina, e produzidos pelo fluxo de ar, respectivamente. Além disso, existem quatro tipos diferentes de sons que podem ser classificados a partir de leituras e características do ruído de

turbinas eólicas: tonal, de banda larga, de baixa frequência e impulsivos (Ziani, Zagadi, Felkaoui, & Djouada, 2012). A partir das leituras de ruído, podem-se determinar os componentes de frequência mais elevada para prever possíveis falhas (National Instruments, 2014).

O acompanhamento mais eficaz da “saúde” dos rolamentos é por meio de emissões acústicas (AE). É um fenômeno de impulso transitório causado por uma rápida liberação de energia de deformação no material sólido sob condições de estresse, mecânicos ou térmicos. A principal aplicação da AE é a detecção de fissuras. Portanto, esta técnica pode ser usada como uma ferramenta para o monitoramento de condições de falhas de rolamentos de eixo e fissuras. Tipicamente, a precisão desses métodos depende da pressão de som e dados de intensidade de sons (Kharche & Kshirsagar, 2014), (Urbanek, Barszcz, & Antoni, 2014). As AE tem o potencial de ser técnica de monitoramento de condição mais rentável, mais simples e mais confiável. Até agora, tem sido provado que, em alguns casos AE pode garantir a detecção de falhas mais cedo do que os sistemas de monitoramento de condições à base de vibração (Urbanek, Barszcz, & Antoni, 2014).

4.7. Monitoramento da Potência

Os parques eólicos são cobrados cada vez mais para atender aos critérios de cumprimento da rede, uma vez que a matriz energética inclui uma maior participação da energia eólica, que vai continuar a aumentar com o tempo. Em outras palavras, a qualidade da energia eólica tem de ser melhor e mais confiável (Shakya, Darpe, & Kulkarni, 2013). Além disso, tanto a energia mecânica medida no eixo de acionamento e a energia elétrica medida no gerador são perturbadas por defeitos mecânicos e/ou elétricos. Portanto, algumas falhas podem ser detectadas em função da sua influência sobre a energia mecânica e/ou elétrica. Por exemplo, uma falha de torção provoca alterações no equipamento que podem ser detectadas através da energia mecânica do componente (Sheng & Veers, 2011).

O monitoramento de potência pode ser feito por meio dos sistemas de supervisão e aquisição de dados (SCADA, do inglês *supervisory control and data acquisition*). Indicadores estatísticos podem ser usados para indicar problemas ou alarmes simples que exigem operações de manutenção ou que podem levar a um melhoramento da O&M. Além disso, as medições podem ser feitas em transformadores da turbina para adquirir os dados necessários; neste caso, sensores com suporte para alta tensão e entradas de corrente, bem como o isolamento são ideais (Guo & Infield, 2012), (Siegel, Ly, & Lee, 2011).

Capítulo 5: Sistema de Medição

O modo como o sistema de medição está estruturado, o tipo de sensor/transdutor e o tipo de fixação são essenciais para garantir qualidade dos dados obtidos. Por isso é fundamental conhecer os diferentes tipos de transdutores e fixação.

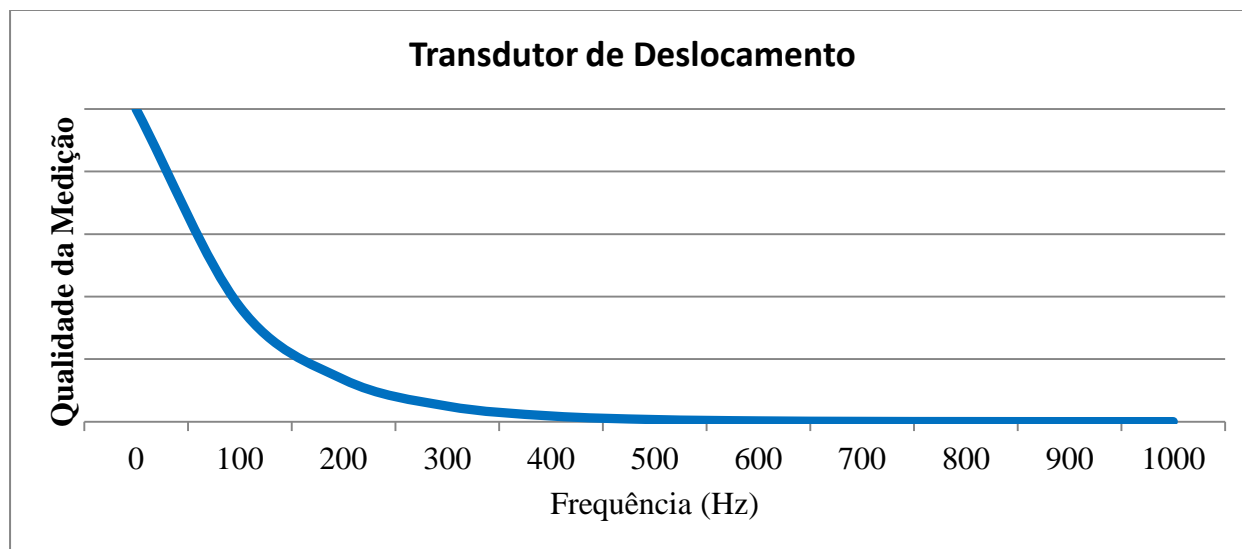
5.1. Tipos de Transdutores

O monitoramento da vibração pode ser feito utilizando-se transdutores de deslocamento, transdutores de velocidade e transdutores de aceleração (acelerômetros). Cada tipo possui diferentes características que fazem com que a transformação do sinal mecânico para o sinal elétrico seja diferente. Consequentemente, a qualidade difere de um transdutor para outro.

I. Transdutor de Deslocamento

Esse tipo de transdutor é geralmente sensível a um movimento relativo, como por exemplo, distância entre componentes. A medição pode se basear em fenômenos indutivos, capacitivos ou de corrente parasita. As principais vantagens são que não há contato com a superfície medida nem existem partes móveis, ou seja, o desgaste do transdutor é mínimo. As principais desvantagens são que a faixa dinâmica é limitada e, além de precisar de calibração local, podem haver variações magnéticas que influenciam na medição. Seu funcionamento baseia-se na variação da relutância magnética de um ímã permanente ou pela oscilação do campo magnético com a aproximação alternada da peça. Esse tipo de transdutor é ideal para medições em baixa frequência (Mathias, Medeiros, & Coelho, 2012).

Figura 26 - Qualidade de Medição de um Transdutor de Deslocamento



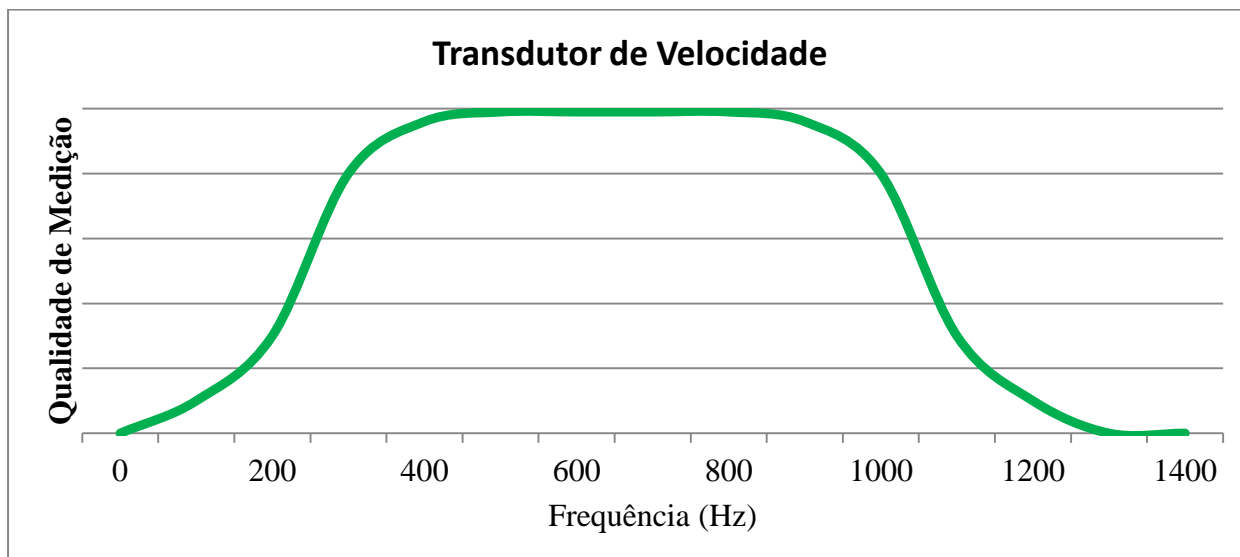
Fonte: Elaborado pelo autor

II. Transdutor de Velocidade

Os transdutores de velocidade consistem geralmente de bobinas suspensas em molas. A bobina é deslocada em um campo homogêneo de um ímã permanente através da vibração mecânica. A tensão induzida na bobina é proporcional ao número de interseções de linhas de força por unidade de tempo, ou seja, proporcional à velocidade da bobina. As principais vantagens são que há sensibilidade para baixas e altas frequências, além de ser um sensor

robusto, sem alimentação externa e com sinal de saída limpo. As principais desvantagens são que a faixa dinâmica é limitada a valores de frequência geralmente menores que dois mil Hertz e, além disso, precisam de calibração no local e estão susceptíveis ao desgaste devido às partes móveis (Mathias, Medeiros, & Coelho, 2012).

Figura 27 - Qualidade de Medição de um Transdutor de Velocidade

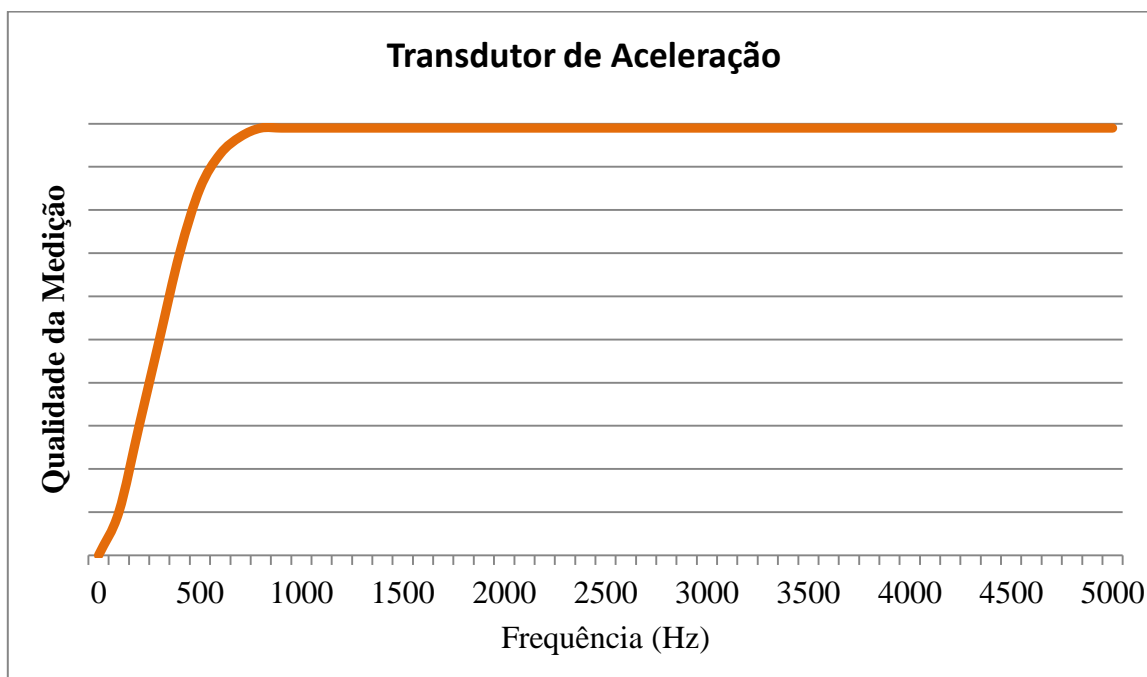


Fonte: Elaborado pelo autor

III. Transdutor de Aceleração (Acelerômetro)

Os transdutores de aceleração normalmente conhecidos como acelerômetros, em geral utilizam um cristal piezoelétrico, colocado entre a cobertura da cabeça do sensor e a massa sísmica do sensor. Ao ser submetido a uma aceleração, a massa exerce, por inércia, uma força no cristal e a diferença de potencial que aparece entre os terminais presos ao cristal é proporcional à aceleração medida. Os sensores de aceleração piezoelétricos medem a aceleração absoluta do movimento. Os modernos equipamentos eletrônicos de condicionamento de sinais com auxílio de integradores e diferenciadores permitem avaliar a partir dos acelerômetros os três eixos (x,y,z) de monitoramento de vibração. As principais vantagens são que há uma ampla faixa de medição de frequência, é compacto, robusto e insensível às variações de campos magnéticos. As principais desvantagens são a baixa sensibilidade para medições na região de baixa frequência e a necessidade de alimentação externa (Mathias, Medeiros, & Coelho, 2012).

Figura 28 - Qualidade de Medição de um Transdutor de Aceleração



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2. Calibração de Acelerômetros

A norma internacional ISO 5347-0 é responsável por regular os padrões e métodos para calibração de vibração e choques. Existem vários métodos que podem ser utilizados para calibração de acelerômetros e eles podem ser classificados em primários ou secundários. Os métodos primários utilizam grandezas absolutas como massa, comprimento, tempo e tensão. Os métodos secundários se baseiam em comparações entre a unidade em teste e um padrão secundário/ transdutor de referência (Meggitt, 2014).

- Métodos de calibração primários

I. Medição Óptica do deslocamento

Esse é o método mais simples de calibração. A calibração da vibração principal é pela medição óptica de deslocamento de pico-a-pico. O movimento é medido visualmente contra uma régua usando um microscópio de medição, e a aceleração é calculada a partir da frequência. A desvantagem desse método é que são necessários grandes deslocamentos, em comparação com os outros métodos, para obter a resolução adequada (Meggitt, 2014).

II. Interferometria a Laser

Esse método utiliza laser de hélio-néon e padrões de ondas criados no espaço quando os feixes provenientes da mesma fonte interferem uns com os outros. Normalmente, um espelho

é colocado sobre a superfície a ser monitorizada, refletindo a luz e criando um movimento padrão de interferência. Desde que as condições ópticas estejam adequadas a calibração é conceitualmente tão simples como a contagem de um código de barras. As complicações surgem devido à variação e difícil rastreamento da direção do movimento, e ao enorme número de isolamentos de vibração necessários para parar o movimento do detector em relação à interferência padrão (Meggitt, 2014).

III. Calibração por Reciprocidade

Esse é um método alternativo para a calibração vibração. É feito utilizando-se um agitador projetado com duas bobinas, uma para fornecer o movimento, um para medir o movimento. O agitador é um transdutor recíproco e a condução de corrente gera uma tensão a partir da qual se pode calcular a velocidade (Meggitt, 2014).

IV. Calibração através da gravidade

O método mais direto para se calibrar um acelerômetro é por rotação ou queda livre, geralmente em frequências muito baixas. Isto não requer nenhum transdutor padrão ou equipamento elaborado, apenas conhecimento do valor da gravidade local. Pode ser medido de forma muito precisa e é bastante estável, mas o local da medição é importante. Variações da gravidade são tão grandes quanto várias dezenas de um por cento, dependendo da latitude e altitude (Meggitt, 2014).

V. Calibração Centrífuga

Esse método é geralmente apenas aplicável a acelerômetros acoplados de corrente direta. A grande desvantagem desse método é a montagem. Ela exige a montagem do acelerômetro a ser calibrado num rotador ligado a um raio de uma mesa centrífuga. O eixo é rodado para dentro e para fora da direção radial e podem-se atingir acelerações extremamente altas (Meggitt, 2014).

VI. Calibração por Choques Primários

Esse tipo de calibração pode ser feito através da medição de velocidades e da medição de forças. O acelerômetro a ser calibrado recebe um impulso e tem sua velocidade medida e cronometrada numa distância pré-determinada, por cortes de luz paralelos ou por tempo de pulsos de um captador magnético. Também se podem medir as forças de arrasto e rotação (Meggitt, 2014).

- Métodos de Calibração Secundários

I. Calibração por Choques Secundários

Este é o método mais utilizado na calibração de acelerômetros de transdutores acoplados. A comparação é feita a um transdutor de referência num suporte com vibrações eletrodinâmicas. Os acelerômetros são posicionados de tal forma que as saídas do acelerômetro de referência e acelerômetro a ser calibrado coincidem. Muitos geradores de impulso utilizam uma quantidade fixa de momento, geralmente determinado pela altura de queda livre, e uma quantidade variável relacionada ao ponto de contato (Meggitt, 2014).

II. Sensibilidade Transversal de vibração

A medida completa da vibração nos eixos transversais exige testes em três direções independentes. Se a direção perpendicular à superfície, as outras duas direções, se ortogonais, definiriam a própria superfície. A sensibilidade transversal, se existir, encontra-se nesse plano. Com as medidas das três direções ortogonais, cada uma dessas pode ser calibrada. A sensibilidade transversal máxima é definida como a raiz quadrada da soma dos quadrados das medições na superfície definida pelas duas outras direções, se ortogonais. Há grande dificuldade está no alinhamento do movimento com a montagem da superfície do transdutor (Meggitt, 2014).

III. Sensibilidade de deformação da base

Muitas vezes, na aplicação prática, os eventos podem causar aceleração e flexão da estrutura simultaneamente. Na calibração, isso poderia causar uma mudança aparente na sensibilidade da aceleração medida. Isso pode ser dependente do valor do torque utilizado na montagem, e da configuração de montagem. A aceleração medida é muitas vezes não linear, e pode haver diferentes fenômenos a ponto de afetar o transdutor. Se a estrutura em que o acelerômetro está fixado sofre flexão ou dobramentos durante uma medição, o acelerômetro deve ser selecionado para esse tipo de calibração com sensibilidade mínima à tensão, ou ao isolamento de tensão, tais como a utilização de uma montagem de isolamento por parafuso prisioneiro (Meggitt, 2014).

IV. Teste Térmico

Teste térmico é feito para medir o efeito da temperatura sobre o desempenho de um acelerômetro em fase de calibração. Mesmo testes em temperatura ambiente podem ser considerados testes térmicos; o teste refere-se a condições especiais exigidas pelo equipamento, o que pode permitir a prática desses testes desde perto do zero absoluto para até 650 ° C. Quando não podem utilizar técnicas absolutas, tal como gravidade, devem ser utilizadas técnicas de comparação (Meggitt, 2014).

5.3. Tipos de Fixação

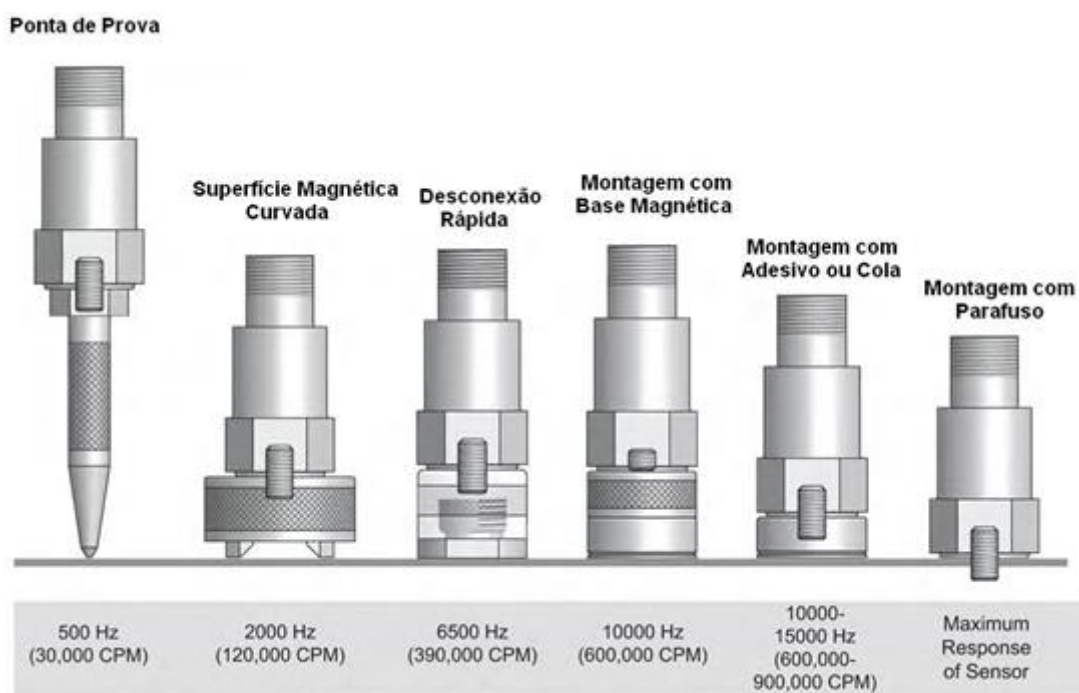
A medição do acelerômetro é altamente dependente do método de montagem do sensor com a superfície de teste. Para obter melhor precisão, é importante que a superfície do sensor seja

firmemente acoplada à carcaça da máquina para garantir que o sensor vai perceber todas as acelerações sofridas pelo equipamento, especialmente em frequências mais altas (Wilcoxon Research, 2015), (Dytran Instruments, 2015). Há quatro aspectos fundamentais que precisam ser considerados:

1. Seleção do tipo de acelerômetro.
2. Localização da montagem.
3. Preparação da superfície.
4. Ressonâncias devido à montagem.

Após analisar esses quatro itens é necessário escolher qual vai ser o tipo de fixação que vai ser utilizado. Os tipos mais comuns são ponta de prova, superfície magnética curvada, desconexão rápida, base magnética, montagem com adesivo ou cola e com parafuso, conforme Figura 29.

Figura 29 – Tipos de fixação de um acelerômetro



Fonte: (Mathias, Medeiros, & Coelho, 2012)

O tipo ponta de prova é geralmente utilizado para alcançar superfícies de difícil acesso, como eixos dentro de grades/carcaças. Ele é utilizado para medições até 500 Hz, e pode haver ressonância devido à montagem entre frequências de 800 a 1500 Hz (Mathias, Medeiros, & Coelho, 2012), (Wilcoxon Research, 2015), (Dytran Instruments, 2015).

O tipo superfície magnética curvada é utilizado em superfícies irregulares ou não planas. Ele possui uma superfície magnética na parte inferior que é conectada ao acelerômetro por um parafuso. Esse tipo de sensor é utilizado para medições até 2000 Hz, e pode haver ressonância devido à montagem entre frequências de 3000 a 7000 Hz (Mathias, Medeiros, & Coelho, 2012), (Wilcoxon Research, 2015), (Dytran Instruments, 2015).

O tipo desconexão rápida possui duas partes, uma parte é fixa à máquina por um parafuso que já possui uma rosca e a outra parte do sensor é montada através de um parafuso. Esse tipo de montagem é ideal para ser utilizado no campo onde há várias máquinas que são medidas em certo intervalo de tempo. Assim pode-se garantir a repetitividade do local da medição. Esse tipo de fixação é utilizado para medições até 6500 Hz, e a ressonância devido à montagem ocorre em frequências extremamente altas (Mathias, Medeiros, & Coelho, 2012), (Wilcoxon Research, 2015), (Dytran Instruments, 2015).

A Montagem com base magnética é similar à de desconexão rápida, a diferença é que a base magnética é utilizada em superfícies ferromagnéticas. A base magnética pode ficar fixa nas máquinas e o acelerômetro é conectado à base geralmente por parafuso. Esse método é ideal quando há várias máquinas a serem medidas periodicamente. Esse tipo de fixação é utilizado para medições até 10000 Hz, e a ressonância devido à montagem ocorre em frequências extremamente altas (Mathias, Medeiros, & Coelho, 2012), (Wilcoxon Research, 2015), (Dytran Instruments, 2015).

A montagem com adesivo ou cola é bastante versátil já que existem vários tipos de adesivos para diferentes tipos de máquinas e superfícies. Esse tipo de fixação é um dos mais utilizados juntamente com fixação por parafuso, pois pode ser utilizado para medições até 10000 ou 15000 Hz dependendo do acelerômetro e do tipo do adesivo, e a ressonância devido à montagem ocorre em frequências extremamente altas (Mathias, Medeiros, & Coelho, 2012), (Wilcoxon Research, 2015), (Dytran Instruments, 2015).

A montagem parafuso é o melhor tipo de fixação possível, pois garante a maior reposta de frequência, grande versatilidade devido aos diferentes tipos e tamanhos de parafuso, e garante que o acelerômetro está firmemente conectado à superfície medida. Uma das poucas desvantagens desse método é que, quando há muitas máquinas a se medir, o processo de fixação pode ser um pouco mais demorado. Além disso, há algumas máquinas que têm restrições quanto à possibilidade de fazer um furo devido ao material ou sua utilização; quando isso acontece esse tipo de fixação fica inviabilizado (Mathias, Medeiros, & Coelho, 2012), (Wilcoxon Research, 2015), (Dytran Instruments, 2015).

Capítulo 6: Método Proposto

O método proposto para análise se baseia em técnicas de sinais temporais de vibração, nas transformadas rápidas de Fourier e análises envelope obtidas através da transformada de Hilbert. A ideia do método é realizar as três análises de forma independente e posteriormente fazer uma análise conjunta dos três métodos. É importante lembrar que o sistema de medição deve respeitar as características citadas na seção 0. Além disso, vale salientar que a ordem das análises não interfere no resultado final visto que os métodos são independentes. Será utilizada uma ordem na explicação do método apenas por questões didáticas.

Primeiramente, faz-se uma análise do sinal vibratório temporal. Geralmente os dados dos acelerômetros já são exportados na forma temporal do sinal vibratório. Nesta análise busca-se identificar impactos periódicos. Após a identificação dos impactos deve-se focar em dois impactos subsequentes e identificar em que instantes de tempo cada impacto ocorreu. A partir dessa identificação, pode-se calcular o período da excitação através da diferença entre os instantes de tempo de cada pico. Assim, sabendo o período, pode-se identificar qual componente/anormalidade excitaria a turbina eólica naquela frequência.

Depois (ou até mesmo antes) de identificados os componentes excitadores ou anormalidades presentes através do sinal temporal, deve-se fazer também uma análise espectral através da transformada rápida de Fourier, seguindo o algoritmo mostrado na fundamentação teórica. Ainda pode-se fazer pré e pós processamento dos dados para evitar desacertos (por exemplo distorção/“aliasing”), ou baixas na resolução do espectro, entretanto, por simplicidade isso não será explorado no método. A intenção da análise espectral é isolar as influências de cada frequência excitadora. Assim, se há amplitudes relevantes em frequências de componentes/subcomponentes defeituosos pode-se identificar prontamente, simplesmente devido à existência da amplitude naquela frequência. Teoricamente, o resultado desta análise indicaria a mesma anormalidade/frequência excitadora indicada na análise dos sinais vibratórios temporais. Entretanto, devido à grande quantidade de interações e estresses mecânicos, excitações entre componentes, ruídos, limitações da medição e fatores externos, pode ser que outras frequências (em condições normais) tenham amplitudes superiores. Com isso, o analista pode deixar de identificar falhas que existam no equipamento. Por exemplo, falhas em rolamentos só se manifestam no espectro vibracional a partir do 3º estágio de falha, o que pode ser muito tarde para ajustar todos os parâmetros da troca (logísticos, técnicos etc.) considerando as dimensões continentais do Brasil.

Por fim, deve-se fazer a análise envelope através da transformada de Hilbert, seguindo o algoritmo mostrado na fundamentação teórica. O objetivo desta análise é identificar impactos causados por vibrações ressonantes de componentes/ subcomponentes na região de alta frequência. Consequentemente, pode-se antecipar defeitos com maior precisão, pois a maioria das falhas se manifesta primeiramente na região de alta frequência. Os defeitos são identificados de maneira similar aos seus espectros, ou seja, amplitudes elevadas em frequências de defeitos (frequências que surgem a partir do desenvolvimento do defeito).

Dessa forma, pode-se estimar a situação da turbina de acordo com os três métodos citados de maneira independente. Se as análises não identificarem nenhum tipo de defeito, pode-se

considerar a máquina com condição normal de funcionamento. Entretanto, se qualquer uma das análises indicar princípios de defeitos, o defeito encontrado deve ser avaliado com detalhe (incluindo inspeções e análises históricas). A maior dificuldade da análise está em se determinar a criticidade do defeito encontrado. Geralmente um defeito crítico é detectado pelos três tipos de análise. Contudo, dependendo do tipo do defeito, pode ser que apenas um método o identifique previamente o suficiente para se planejar a manutenção corretiva. Por isso, é preciso realizar inspeções técnicas, testes de campo, estudos teóricos e análises históricas para o tipo específico de defeito encontrado para se tomar uma decisão correta.

Capítulo 7: Normas

7.1. Norma ISO 10816-3

A norma internacional ISO 10816-3 é uma norma para avaliação da vibração mecânica para vários tipos diferentes de máquinas desde que as medições sejam feitas através de partes que não estão em rotação. Esta norma é dividida em cinco partes. A primeira parte faz uma introdução geral da norma e explica sobre conceitos gerais e guias de vibrações mecânicas. A segunda parte foca em turbinas a vapor em terra, de grande porte, com geradores acima de 50 Megawatts (MW). A terceira parte foca em máquinas industriais com potência nominal acima de 15 quilowatts (kW) e com rotação nominal entre 120 rotações por minuto (rpm) e 15 mil rpm. A quarta parte foca em turbinas a gás excluindo derivados da indústria aeronáutica. Finalmente, a quinta parte foca em máquinas e bombas hidráulicas (ISO 10816-3, 2009).

Essa norma não é específica para turbinas eólicas e, portanto, deve-se enquadrar as turbinas eólicas na parte 3 pois elas são máquinas com potência acima de 15 kW e com rotação nominal entre 120 rpm e 15 mil rpm. As máquinas em que é geralmente aplicada a parte 3 da norma são:

- Turbinas a vapor com potência até 50 MW
- Compressores rotativos
- Turbinas a gás industriais com potência até 3 MW
- Bombas centrífugas de fluxo axial ou misto
- Geradores, exceto os usados em hidrelétricas e plantas de bombeamento
- Motores elétricos
- Ventiladores

Além disso, as máquinas são classificadas em quatro diferentes grupos. O primeiro grupo é composto por máquinas com potência acima de 300 kW e com diâmetros de eixos das máquinas elétricas acima de 315 milímetros (mm). O segundo grupo é composto por máquinas com potência entre 15 kW e 300 kW e com diâmetros de eixos das máquinas elétricas entre 160 e 315 mm. O terceiro grupo é composto por bombas centrífugas com acionador separado com potência acima de 15 kW. O quarto grupo é também composto por bombas centrífugas com potência acima de 15 kW; entretanto, com acionamento integrado (ISO 10816-3, 2009).

A norma ainda faz distinção quanto ao tipo de suporte das máquinas, distinguindo suporte rígido ou flexível. Quando a menor frequência natural da combinação máquina e suporte na direção medida é maior que a frequência de excitação principal o conjunto é dito rígido, caso contrário é dito flexível.

A partir dessas considerações e classificações pode-se avaliar a magnitude de vibração para classificar a máquina quanto à severidade, conforme mostrado na tabela 1. A norma classifica em quatro zonas. A zona “A” corresponde à zona em que máquinas novas deveriam normalmente pertencer. A zona “B” possui níveis de vibração considerados aceitáveis para

uma operação não restrita por um longo prazo. A zona “C” corresponde a níveis de vibração insatisfatórios para uma operação não restrita por um longo prazo; geralmente, a máquina pode operar por um período limitado até que haverá necessidade de uma ação de manutenção. A zona “D” corresponde a níveis de vibração com severidade suficientemente grande a ponto de causar dano à máquina (ISO 10816-3, 2009).

Tabela 1 – Classificação das zonas de severidade para máquinas do grupo 1 (ISO 10816-3)

Classe do Suporte	Zona de Transição	Deslocamento rms (μm)	Velocidade rms (mm/s)
Rígido	A/B	29	2,3
	B/C	57	4,5
	C/D	90	7,1
Flexível	A/B	45	3,5
	B/C	90	7,1
	C/D	140	11,0

Fonte: (ISO 10816-3, 2009)

A norma ISO 10816-3 não é muito utilizada no setor eólico, pois os valores de referência utilizados na norma não apenas para turbinas eólicas, mas sim para um grupo de máquinas. Entretanto, essa norma contribui em análises de valores globais das WTs.

7.2. Norma VDI 3834

A norma VDI 3834 surgiu devido à necessidade de normas específicas de vibração somente para a turbina eólica. Já que a turbina eólica é um tipo de máquina bastante peculiar que não se encaixava bem em normas genéricas como, por exemplo, a ISO 10816-3. Por isso, a VDI é a norma mais atualizada atualmente no monitoramento de condição baseado em vibração de turbinas eólicas.

A norma foca na medição e avaliação de vibração mecânica de turbinas eólicas e seus componentes. A norma indica valores referência para análise das vibrações; entretanto, ela deixa claro que mesmo se os valores indicados não estejam sendo ultrapassados, ainda há a possibilidade de danos individuais em algumas partes da máquina.

A norma indica limites vibratórios de referência para três zonas, como indicado na tabela 2. A zona “I” representa níveis de vibração que são considerados aptos para a operação contínua. A zona “II” representa níveis de vibração considerados não normais para operação contínua, e ainda, recomenda que sejam feitas outras análises para identificar possíveis falhas na turbina. A zona “III” representa níveis de vibração considerados perigosos a ponto de causar dano à turbina eólica e seus componentes (VDI 3834, 2009).

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 frequência $\leq 0,1$ a 10 Hz		Intervalo de frequência $\leq 0,1$ to 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 frequência $\leq 0,1$ a 10 Hz		Intervalo de frequência ≤ 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 frequência $\leq 0,1$ a 10 Hz		Intervalo de frequência ≤ 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 ≤ 10 a 2000 Hz			
	7,5	12,0		
Gerador com rolamento de rolos	Intervalo de frequência ≤ 10 a 5000 Hz		Intervalo de frequência ≤ 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)

Capítulo 8: Estudo de Caso

O estudo de caso foi realizado em uma turbina eólica real. Os dados de vibração foram coletados no período de 01 de Junho de 2014 a 30 de Setembro de 2014 para se identificar possíveis defeitos presentes na máquina. Esses dados foram analisados no que diz respeito à norma VDI 3834, através das análises do domínio do tempo, dos espectros obtidos pela transformada rápida de Fourier e do envelope obtido através da transformada de Hilbert.

8.1. Sistema Instalado

O sistema de medição instalado é composto por oito acelerômetros, um tacômetro, duas fibras ópticas, um *datalogger* e dois comutadores (*switches*). Esse sistema foi instalado permanentemente permitindo a análise online e contínua. Devido à complexidade de diagnóstico da região de baixa frequência, é necessário utilizar sensores na radial e axial; portanto, no rolamento principal (MB, do inglês *Main Bearing*) e no planetário (PL) há dois sensores. Os outros acelerômetros são colocados no eixo intermediário (IMS, do inglês *Intermediate Shaft*) e de alta velocidade (HSS, do inglês *High Speed Shaft*) da caixa de engrenagem e no lado acoplado (DE, do inglês *Drive End*) e não acoplado (NDE, do inglês *Not Drive End*) do gerador, todos apenas na direção radial. O tacômetro foi colocado no eixo de acoplamento da caixa de engrenagem com o gerador. O *datalogger* é colocado dentro da nacele e todos os sensores ficam conectados a ele. Os *switches* são colocados nos painéis de controle da nacele e da base da turbina.

8.2. Especificações dos *Hardwares*

O *Datalogger* utilizado foi um SKF Multilog On-line System IMx-M. Esse *datalogger* foi especificamente desenvolvido para o monitoramento *online* de vibração. Essa unidade deve ser instalada na nacele em uma estrutura vertical (por exemplo, uma parede) o mais longe possível de pontos de vibração e objetos de alta voltagem. Esse sistema possui dezesseis canais analógicos e dois canais digitais em que serão conectados os acelerômetros e tacômetros. Esse sistema tem como objetivo receber os dados dos sensores e fazer uma primeira interpretação quanto à necessidade de enviar os dados para a central de controle. Normalmente, o IMx-M armazena os dados da turbina uma vez por dia, ou tantos quantos forem os alarmes de vibração na turbina. As principais características técnicas são mostradas na Tabela 3.

Tabela 3 – Especificação técnica do *datalogger*

Especificação Técnica IMx-M	
Tamanho (Altura x Largura x Profundidade)	500 x 400 x 100 mm
Massa	12 Kg
Intervalo Operacional de Temperatura	-20 to +65 °C
Fonte de Energia	100 to 240 VAC, 50 to 60 Hz, 0,75 A max
Intervalo das Entradas Analógicas	±25 V

Intervalo das Entradas Digitais	3 a 14 V
Intervalo Dinâmico	120 dB
Intervalo de Frequência Digital	0,1 Hz a 12,5 k Hz
Intervalo de Frequência Analógico	DC a 40 kHz

Fonte: (SKF Reliability Systems, Part No. 32146100, Q)

Os comutadores utilizados foram o Hirschmann RED25 que é responsável por estabelecer a conexão entre os sistemas do IMX na nacela e os centros de comando. Há um Hirschmann localizado no topo da nacela e outro localizado na base da torre. As principais características técnicas são mostradas na Tabela 4.

Tabela 4 – Especificação técnica do *switch*

Especificação Técnica Hirschmann RED25	
Tamanho (Altura x Largura x Profundidade)	47 x 135 x 111 mm
Massa	320 g
Intervalo Operacional de Temperatura	-40 to +70 °C
Voltagem Operacional	24 V DC (-25% to +30%)
Quantidade e Tipo das Portas	4 x 10/100BASE-TX, TP cable, RJ45 sockets, auto-crossing, auto-negotiation, auto-polarity, 1 x 100BASE-FX, MM cable, SC sockets Type RS2-

Fonte: (HIRSCHMANN, 2013)

O tacômetro utilizado foi um CMCP 240, este sensor é instalado no eixo de alta velocidade entre a caixa de engrenagens e o gerador. Ele é um sensor de velocidade com sonda de proximidade. O objetivo desse sensor é atualizar a frequência com que o eixo está girando constantemente. Assim, todas as frequências dos componentes e subcomponentes da turbina eólica podem ser ajustadas à velocidade instantânea da mesma. As características técnicas desse sensor são mostradas na Tabela 5.

Tabela 5 – Especificação técnica do tacômetro

Especificação Técnica CMCP240	
Tensão de Alimentação	12 a 24 VDC
Estilo do Corpo do Sensor	Cilíndrico Metálico
Tamanho da Rosca	M12
Distância de Sensoriamento	1.5 mm
Tipo de Saída	NPN ou PNP
Resposta de Frequência	1.5 kHz

Fonte: (SKF Condition Monitoring Custom Products, CMCP240)

A turbina eólica possui duas regiões bem definidas no que diz respeito à frequência em que os componentes trabalham. As pás, o rolamento principal, e o planetário (1º estágio da caixa de engrenagem) trabalham em frequências baixas, enquanto que o eixo intermediário, o eixo de alta velocidade (2º e 3º estágios da caixa de engrenagem, respectivamente) e o gerador trabalham em frequências elevadas. Por isso, é necessário dois tipos de acelerômetros diferentes, uma para a região de baixa frequência e outro para região de alta frequência.

Os sensores utilizados foram o CMSS-WIND-2200 e o CMSS-WIND-2100F para região de baixa e alta frequência respectivamente. O CMSS-WIND-2200 foi utilizado no rolamento principal e no planetário, na região radial e axial, e suas características técnicas estão mostradas na Tabela 6. O CMSS-WIND-2100F foi utilizado na caixa de engrenagem IMS e HSS; e no gerador DE e NDE, suas características técnicas são mostradas na Tabela 7.

Tabela 6 – Especificação técnica do acelerômetro de baixa frequência

Especificação Técnica CMSS-WIND-2200	
Sensitividade Padrão	375 mV/g +/- 10% Nominal à 80 Hz
Resposta de Frequência	0.2 Hz à 10 kHz (-3 db)
Ressonância devido à montagem	18 kHz (nominal)
Isolação	Isolação na base
Intervalo Dinâmico	+/- 80g
Sensitividade Transversal	< 5%
Ruído Elétrico	Máximo 0.1 mg
Intervalo de Corrente	0.5 mA à 8 mA
Intervalo de Temperatura	-55 °C à 140 °C
Voltagem Bias	12 V DC (nominal)
Material da Carcaça	Aço Inoxidável
Cabo Padrão	10m ou 15m aço inoxidável integral, PTFE
Torque de Montagem	8 Nm
Parafuso de Montagem	M6 x 33 mm
Peso	170 gms (nominal)
Vedação	IP65

Fonte: (SKF Reliability Systems, Revision C, 12-8)

Tabela 7 – Especificação técnica do acelerômetro de alta frequência

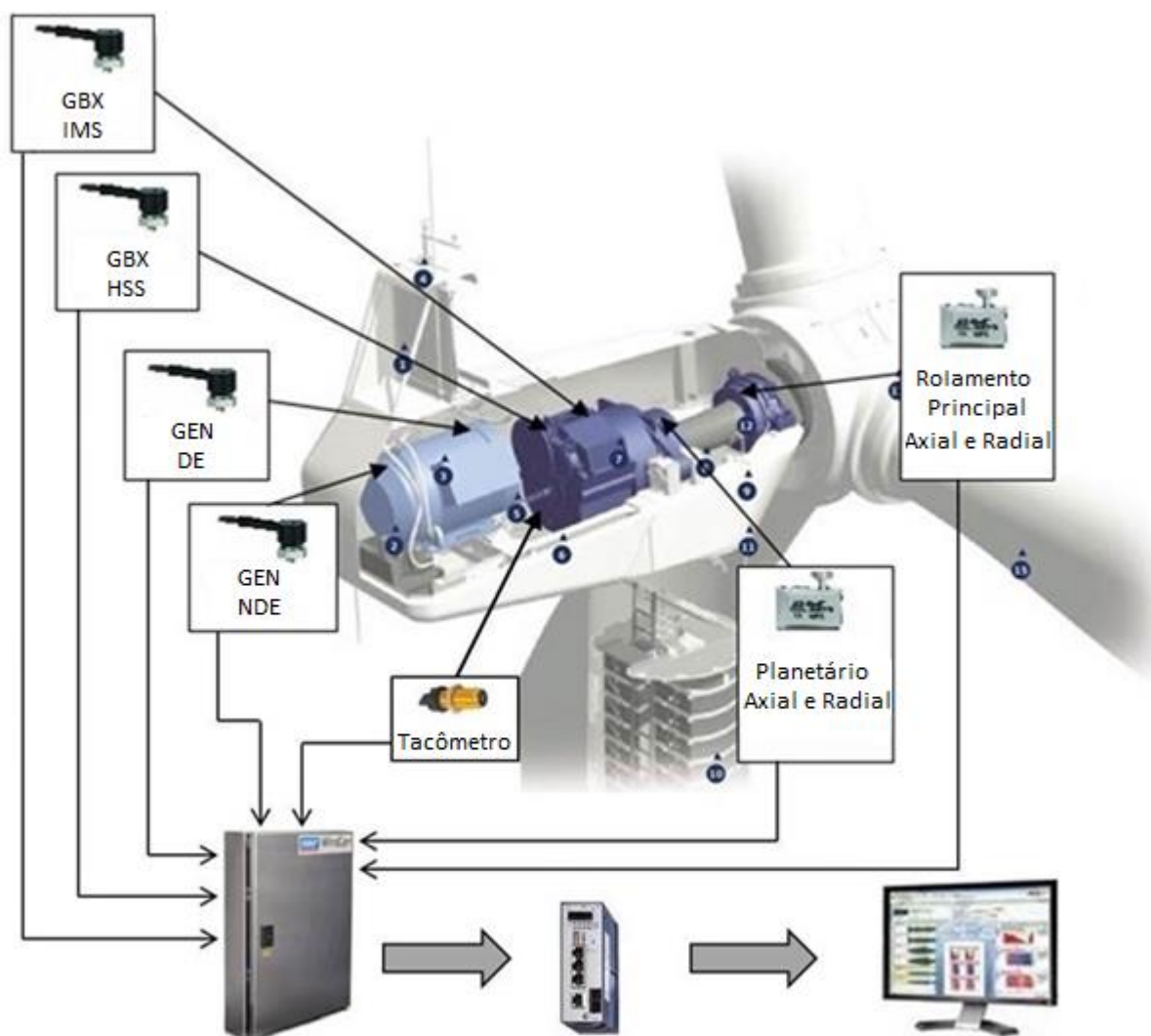
Especificação Técnica CMSS-WIND-2100F	
Sensitividade Padrão	100 mV/g +/- 10%
Resposta de Frequência	0.5 Hz à 10 kHz (-3 db)
Ressonância devido à montagem	25 kHz
Isolação	Isolação na carcaça > 10 ⁸ ohms
Intervalo Dinâmico	+/- 50g
Sensitividade Transversal	≤ 7%
Ruído Elétrico	Máximo 8 µg
Intervalo de Corrente	0.5 mA à 8 mA
Intervalo de Temperatura	-54 °C à 121 °C
Voltagem Bias	18 à 28 V DC
Material da Carcaça	Aço Inoxidável
Cabo Padrão	10m ou 15m aço inoxidável integral, FEP
Torque de Montagem	9.5 à 10.8 Nm
Anél de Montagem	M6 x 1 male
Peso	31 gm
Sealing	Moldada

Fonte: (SKF Reliability Systems, Revision A, 09-09)

8.3. Cadeia de Medição

A cadeia de medição funciona conforme indicado na Figura 30. Os acelerômetros e o tacômetro são colocados nos pontos de medição e os sinais obtidos desses sensores vão para o *datalogger*, que é utilizado com receptor dos dados dos sensores e gerenciador dos dados que serão enviados para análise. O *datalogger* não envia todos os dados de vibração para a central de controle, devido à quantidade imensa de dados envolvidos. A maioria dos sistemas CMS funciona com obtenção de um sinal no domínio do tempo e um espectro por dia por sensor; e se algum sensor ultrapassar um critério de alarme outros espectros só do sensor alarmante são salvos. Os *switches* são utilizados para estabelecer a conexão dos dados do *datalogger* com a central de controle fora da central eólica. Finalmente, as fibras ópticas são utilizadas para conectar os *switches*.

Figura 30 – Localização dos *hardwares* do CMS na turbina



Fonte: Elaborado pelo autor

Capítulo 9: Resultados

Primeiramente foram feitas análises de acordo com a norma VDI 3834 por ser uma norma específica para turbinas eólicas. Além disso, foram feitas as análises do domínio do tempo, dos espectros obtidos através da transformada rápida de Fourier e do envelope obtido através da transformada de Hilbert.

Uma das dificuldades é que há uma grande quantidade de dados para análise. No lado não acoplado do gerador há um total de 150 sinais de vibração no domínio do tempo, consequentemente são gerados mais 150 sinais de espectro e envelope; ou seja, apenas no GEN NDE existem 450 sinais de vibração. Dessa forma, torna-se inviável analisar todos os sinais de vibração. Portanto, mostra-se a condição da máquina apenas para o mês de Setembro de 2014. Além disso, para o período analisado Junho à Agosto de 2014, será apresentado apenas um resultado de cada análise (domínio do tempo, espectro e envelope) por mês no apêndice B. Vale lembrar que as excitações possuem frequências variáveis de acordo com a velocidade da máquina. Por isso, não se utilizou a média, em vez disso, os resultados foram escolhidos pela melhor representação do comportamento da máquina no mês. As discussões são feitas correlacionando os resultados de todos os tipos de análises citados. Além disso, as datas são expressas no formato “ano-mês-dia hora: minuto: segundo”.

9.1. Aplicação da Norma VDI 3834

Para utilização da norma primeiramente deve-se estabelecer uma rotina de cálculo para se obter a média quadrática (*Root Mean Square – r.m.s*) de cada sinal de vibração para que ele seja comparado com a norma. O *rms* de sinais discretos é definido como:

$$s_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (s_i^2)}$$

em que:

- s_{rms} é o valor *r.m.s* do sinal.
- s_i é o valor do sinal no ponto i .
- N é o número de pontos do sinal.

Como a norma não cita valores de referência para a análise envelope e o sinal de saída dos acelerômetros padrão é em aceleração, a norma só foi aplicada no critério de aceleração. A rotina de cálculo para obter a condição mensal da máquina constitui-se basicamente de se calcular a aceleração *r.m.s* de cada sinal de vibração para cada sensor. Dessa forma, pode analisar o comportamento da aceleração *r.m.s* com o passar do tempo e também estimar a severidade da falha. Portanto, para cada sensor pode-se esboçar um gráfico de energia vibracional com o tempo e comparar cada ponto com os valores de referência indicados pela norma conforme indicado na Tabela 2 do capítulo 7.

A análise segundo a norma VDI é extremamente importante; entretanto, a norma avalia o nível de vibração global (obtido através do r.m.s) e, portanto é insensível a aumentos em algumas amplitudes específicas no espectro. Para que a aceleração r.m.s obtenha valores altos é preciso que o espectro como um todo possua níveis de vibração maiores. Já que se trata de uma média quadrática (r.m.s, do inglês root mean square), se praticamente todo o espectro estiver com níveis vibracionais baixos e apenas existirem amplitudes elevadas em algumas frequências, a média será baixa. Por isso é essencial fazer a análise dos espectros obtidos pela FFT e pelo espectro do envelope.

Como serão mostrados apenas um resultado para cada mês, é mostrado em tabelas, os valores da média quadrática vibracional para cada resultado individualmente. Entretanto, a melhor forma de se realizar uma análise de acordo com a norma VDI 3834, ou seja, análise da média quadrática vibracional é através da análise de tendência desses valores ao longo do tempo. Dessa forma, também será mostrado o gráfico de tendência para cada componente/subcomponente em análise.

- Análise do Lado Não Acoplado do Gerador (GEN NDE)

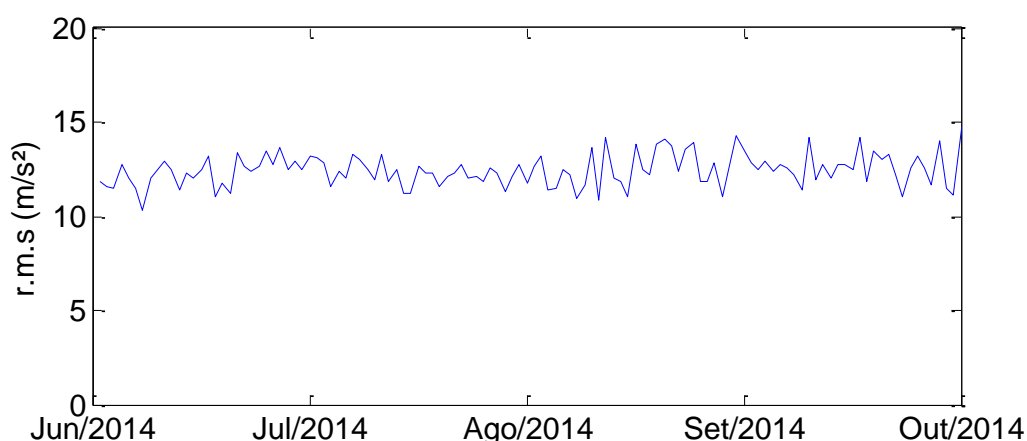
Calculando-se os valores da aceleração r.m.s para os pontos do GEN NDE obtém-se os valores listados na tabela 8 e, de forma contínua para todos os pontos medidos, na figura 31.

Tabela 8 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GEN NDE

Componente/ Subcomponente	Data e Hora (ano-mês-dia hora:minuto:segundo)	Nível da aceleração r.m.s (m/s^2)
GEN NDE	2014-06-23 00:00:16,71	12,4360
	2014-07-18 11:31:20,35	12,3234
	2014-08-26 16:19:16,77	14,0890
	2014-09-22 19:12:12,45	13,4585

Fonte: Elaborador pelo autor

Figura 31 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GEN NDE



Fonte: Elaborado pelo autor

Comparando-se com os valores apresentados na norma VDI 3834, mostrados na Tabela 2, vê-se que o Gerador NDE encontra-se entre a zona II e zona III, portanto, em estado de atenção.

- Análise do Lado Acoplado do Gerador (Generator Drive End – GEN DE)

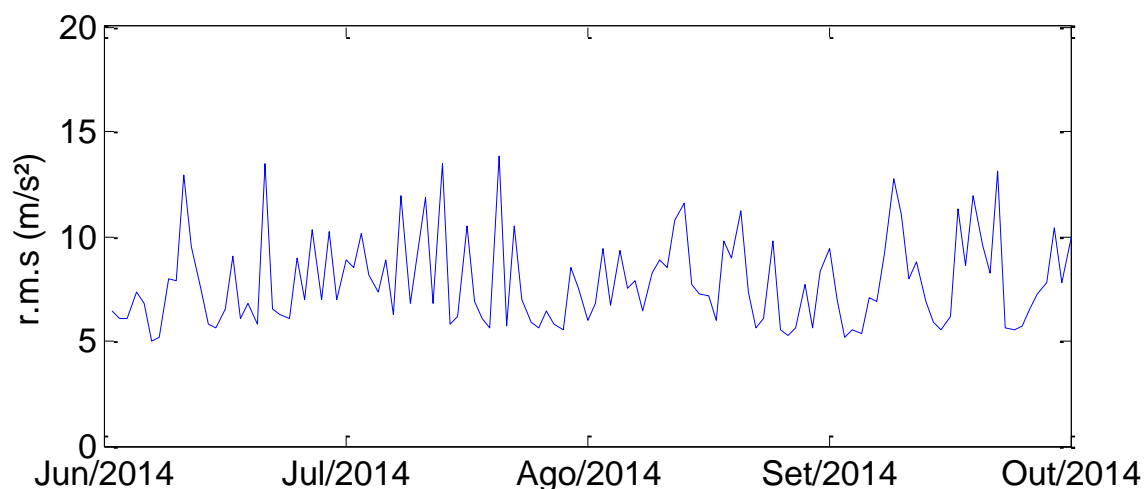
Calculando-se os valores da aceleração r.m.s para os pontos do GEN NDE obtém-se os valores listados na tabela 9 e, de forma contínua para todos os pontos medidos, na figura 32.

Tabela 9 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GEN DE

Componente/ Subcomponente	Data e Hora (ano-mês-dia hora:minuto:segundo)	Nível da aceleração r.m.s (m/s ²)
GEN DE	2014-06-26 12:00:21,02	6,8199
	2014-07-23 09:07:19,64	10,5356
	2014-08-22 18:14:28,29	7,1434
	2014-09-15 14:24:03,14	7,9822

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 32 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GEN DE



Fonte: Elaborado pelo autor

Comparando-se com os valores apresentados na norma VDI 3834, mostrados na Tabela 2, vê-se que o Gerador DE possui a maioria dos resultados na região entre a zona I e a zona II e alguns resultados entre a zona II e zona III, portanto, em estado de condição de transição do normal para o de atenção. Entretanto, como há valores r.m.s entre a zona II e a zona III, ou seja, o limite de 10 m/s² r.m.s foi ultrapassado, o Gerador DE é definido tecnicamente de acordo com a norma VDI 3834 como em estado de atenção.

- Análise do Eixo de Alta Velocidade da Caixa de Engrenagem (Gearbox High Speed Shaft – GBX HSS)

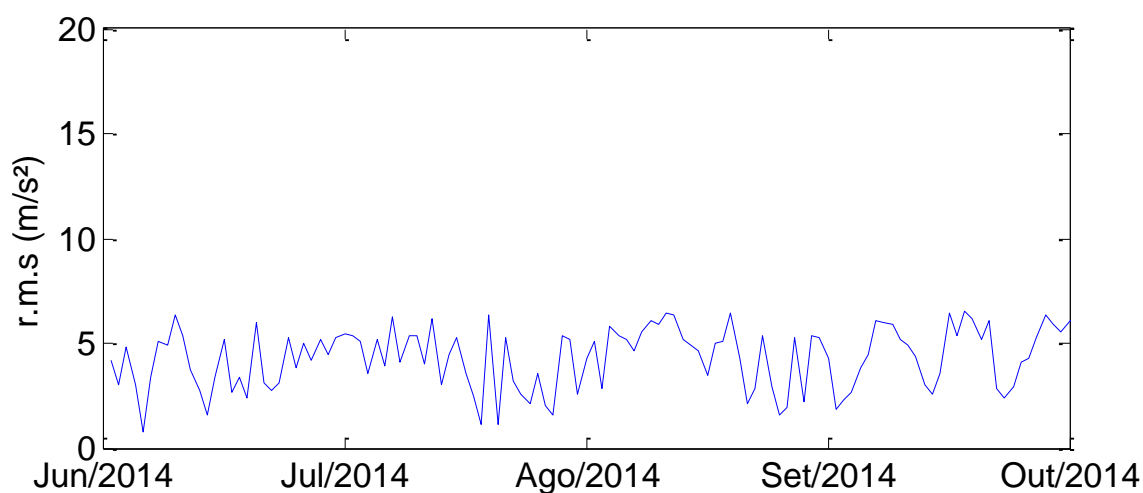
Calculando-se os valores da aceleração r.m.s para os pontos do GEN NDE obtém-se os valores listados na tabela 10 e, de forma contínua para todos os pontos medidos, na figura 33.

Tabela 10 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GBX HSS

Componente/ Subcomponente	Data e Hora (ano-mês-dia hora:minuto:segundo)	Nível da aceleração r.m.s (m/s ²)
GBX HSS	2014-06-19 12:00:06,90	4,8536
	2014-07-16 12:29:04,25	4,4565
	2014-08-25 16:48:03,60	5,1151
	2014-09-18 07:12:07,56	2,9972

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 33 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GBX HSS



Fonte: Elaborado pelo autor

Comparando-se com os valores apresentados na norma VDI 3834, mostrados na Tabela 2, vê-se que a caixa de engrenagem na região do eixo de alta velocidade (GBX HSS) possui todos os resultados na região entre a zona I e zona II. Portanto, em estado de normal condição.

- Análise do Eixo Intermediário da Caixa de Engrenagem (Gearbox Intermediate Shaft – GBX IMS)

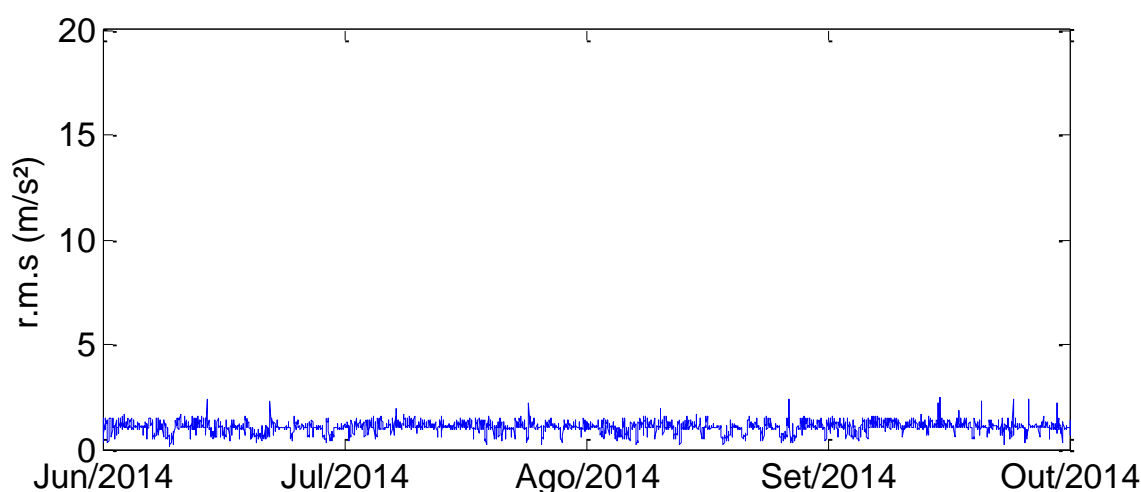
Calculando-se os valores da aceleração r.m.s para os pontos do GEN NDE obtém-se os valores listados na tabela 11 e, de forma contínua para todos os pontos medidos, na figura 34.

Tabela 11 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GBX IMS

Componente/ Subcomponente	Data e Hora (ano-mês-dia hora:minuto:segundo)	Nível da aceleração r.m.s (m/s^2)
GBX IMS	2014-06-18 15:10:09,40	1,5496
	2014-07-17 12:12:53,33	1,2168
	2014-08-25 09:13:42,62	0,6688
	2014-09-22 19:12:26,55	1,0199

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 34 – Análise segundo norma VDI 3834 para o GBX IMS



Fonte: Elaborado pelo autor

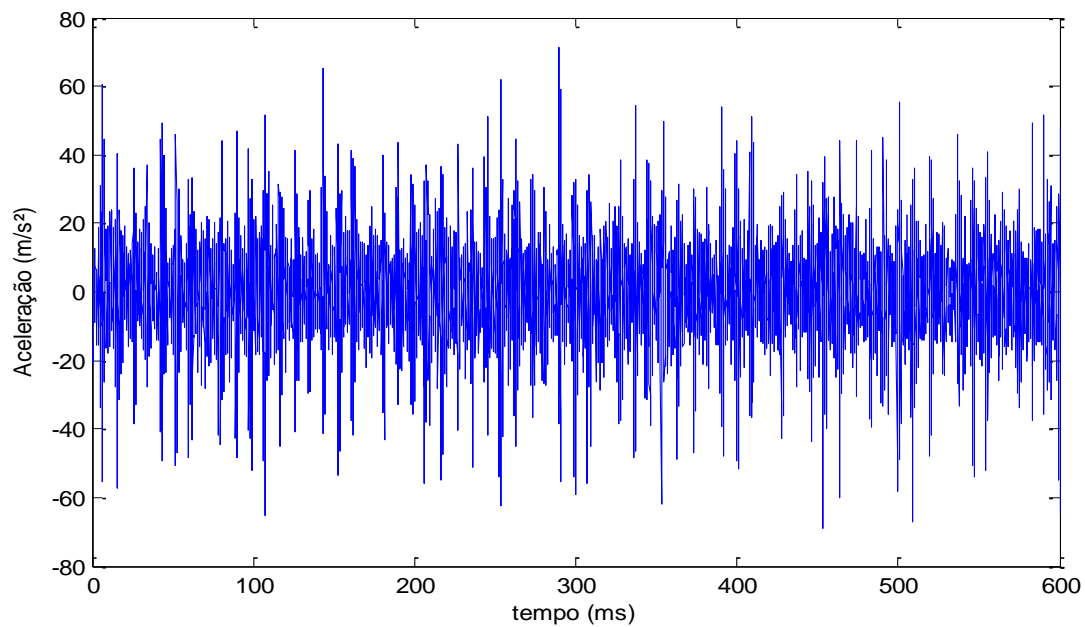
Comparando-se com os valores apresentados na norma VDI 3834, mostrados na Tabela 2, vê-se que a caixa de engrenagem na região do eixo intermediário (GBX IMS) possui todos os resultados na região entre a zona I e zona II. Portanto, em estado de normal condição.

9.2. Análise do Sinal Vibratório Temporal

A análise do sinal vibratório no domínio do tempo não é tão eficiente quanto às demais, mas pode trazer informações importantes sobre a turbina eólica. Por exemplo, podem-se identificar impactos presentes no sinal vibratório temporal através de picos relevantes igualmente espaçados. Para se identificar qual componente está gerando esses impactos é necessário obter o período em que ele acontece. Através da medição do período, pode-se calcular seu inverso, a frequência, e assim identificar os possíveis componentes que operam nessa frequência específica. Nesta seção, serão apresentados quatro sinais vibratórios temporais para cada sensor, cada um correspondente a um mês específico. As discussões são feitas correlacionando os resultados de todos os tipos de análises.

- Análise do Lado Não Acoplado do Gerador

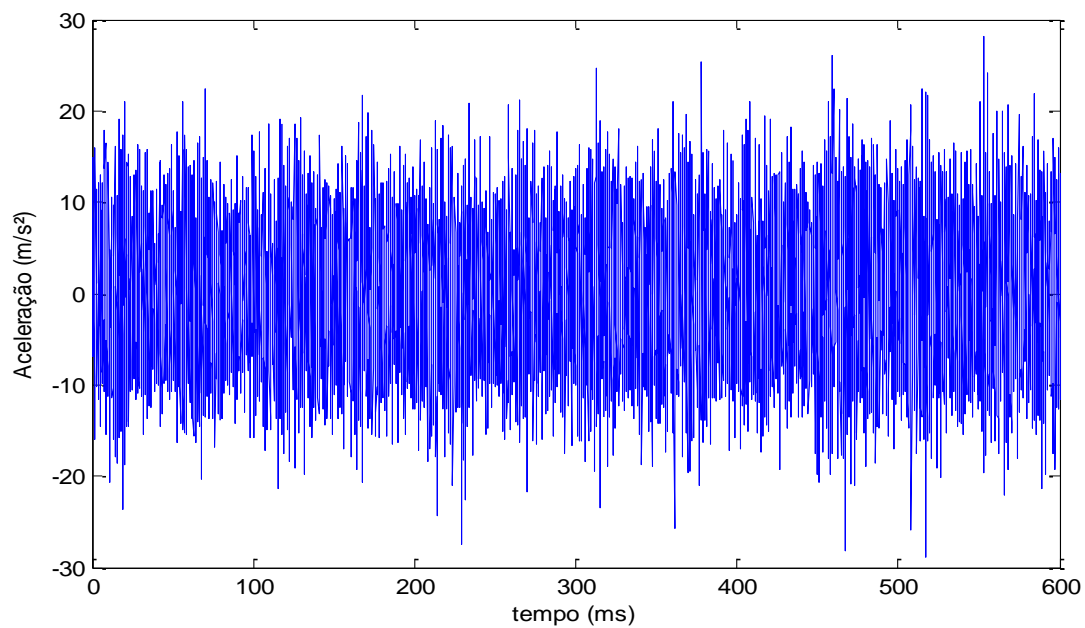
Figura 35 - Sinal vibratório temporal do GEN NDE no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

- Análise do Lado Acoplado do Gerador

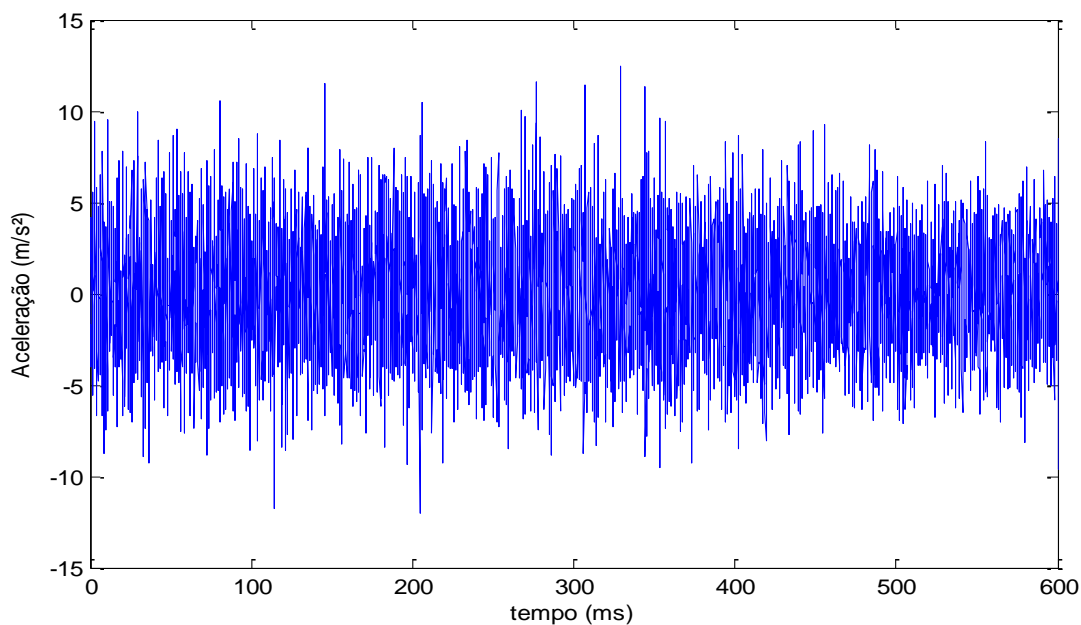
Figura 36 – Sinal vibratório temporal do GEN DE no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

- Análise do Eixo de Alta Velocidade da Caixa de Engrenagem

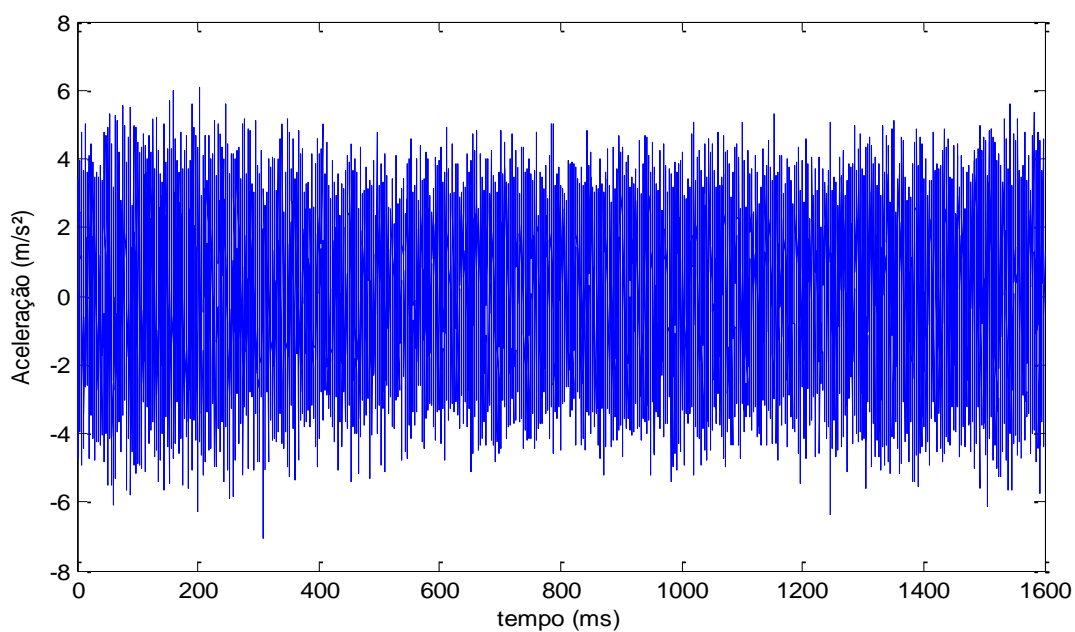
Figura 37 – Sinal vibratório temporal do GBX HSS no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

- Análise do Eixo Intermediário da Caixa de Engrenagem

Figura 38 – Sinal vibratório temporal do GBX IMS no mês de setembro



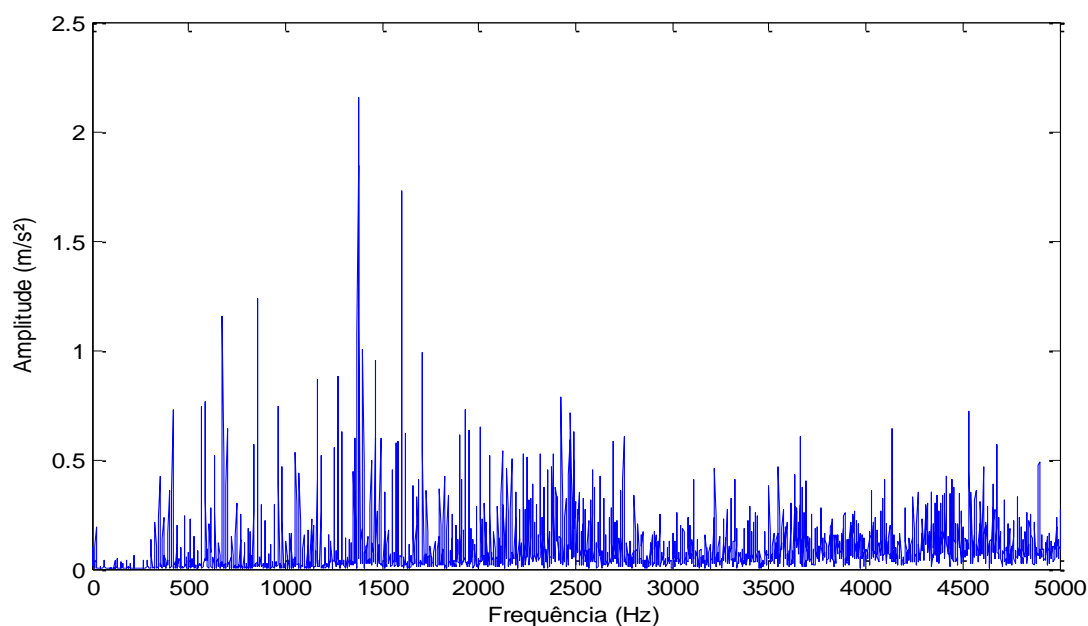
Fonte: Elaborado pelo autor

9.3. Análise Espectral obtida por FFT

A análise espectral por FFT é o tipo de análise mais utilizado na indústria para identificar defeitos em componentes rotativos. Isso se deve à facilidade de identificar os componentes que estão gerando as falhas. Numa máquina rotativa, cada componente gira ou excita a estrutura em uma determinada frequência; portanto, o eixo das abcissas (das frequências) é o responsável por identificar o componente, e o eixo das ordenadas (das amplitudes) é o responsável por indicar a gravidade das falhas identificadas. Nesta seção, serão apresentados quatro espectros para cada sensor, cada um correspondente a um mês específico. Os espectros foram obtidos através do Matlab e a frequência de amostragem foi de 12800 amostras por segundo para o GEN NDE, DE e GBX HSS, enquanto que para o GBX IMS foi de 5120 já que o mesmo opera em frequências menores. O comprimento do sinal temporal utilizado para calcular a FFT foi de 8192 para todos os pontos de medição. As discussões são feitas correlacionando os resultados de todos os tipos de análises.

- Análise do Lado Não Acoplado do Gerador

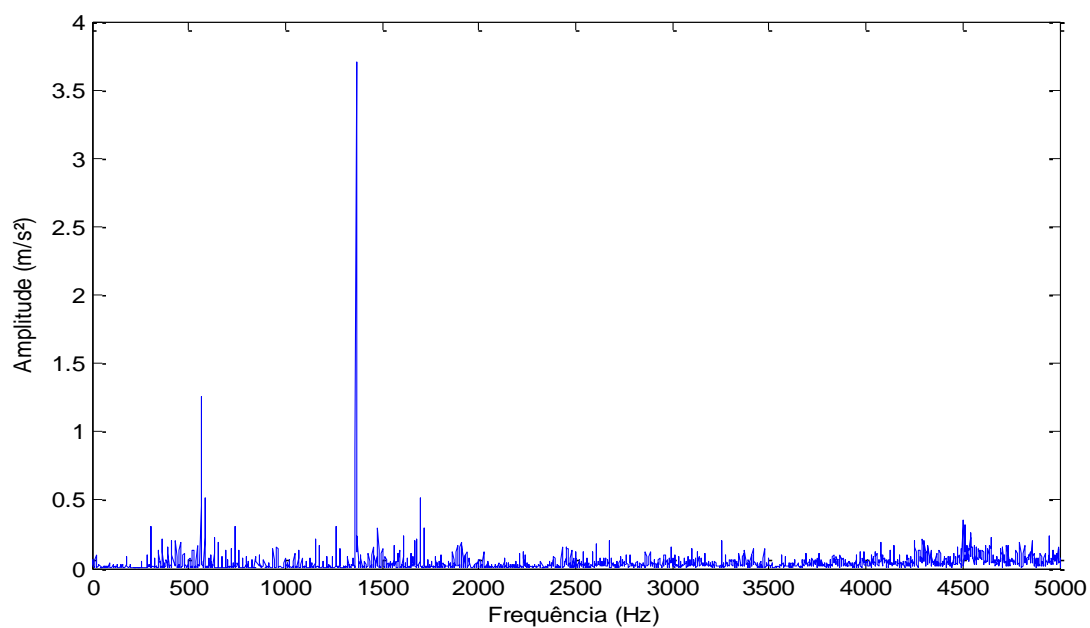
Figura 39 – Espectro do GEN NDE no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

- Análise do Lado Acoplado do Gerador

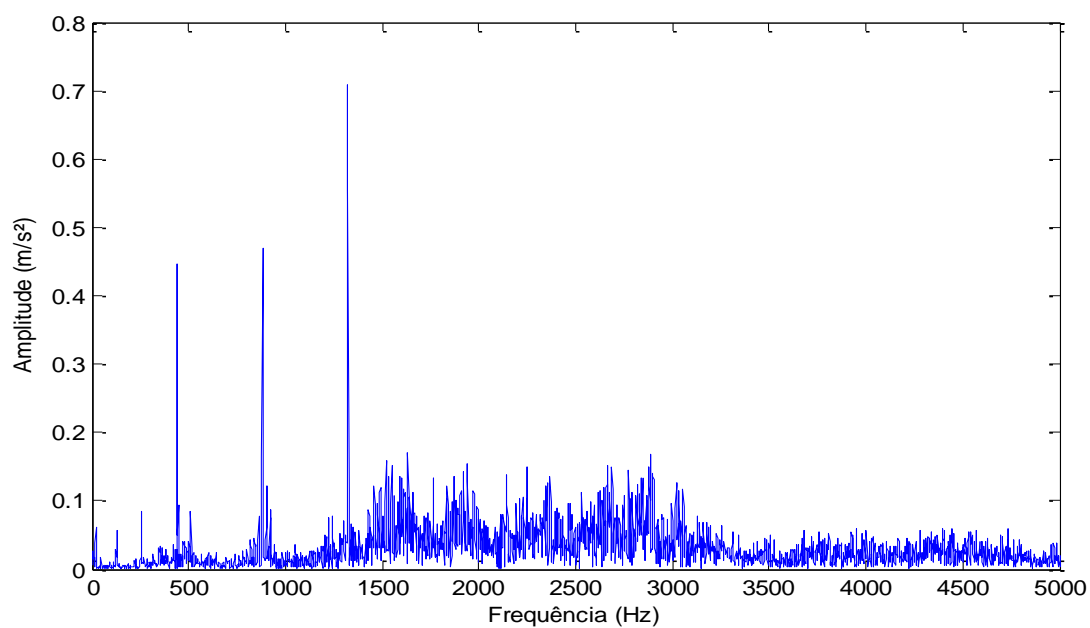
Figura 40 – Espectro do GEN DE no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

- Análise do Eixo de Alta Velocidade da Caixa de Engrenagem

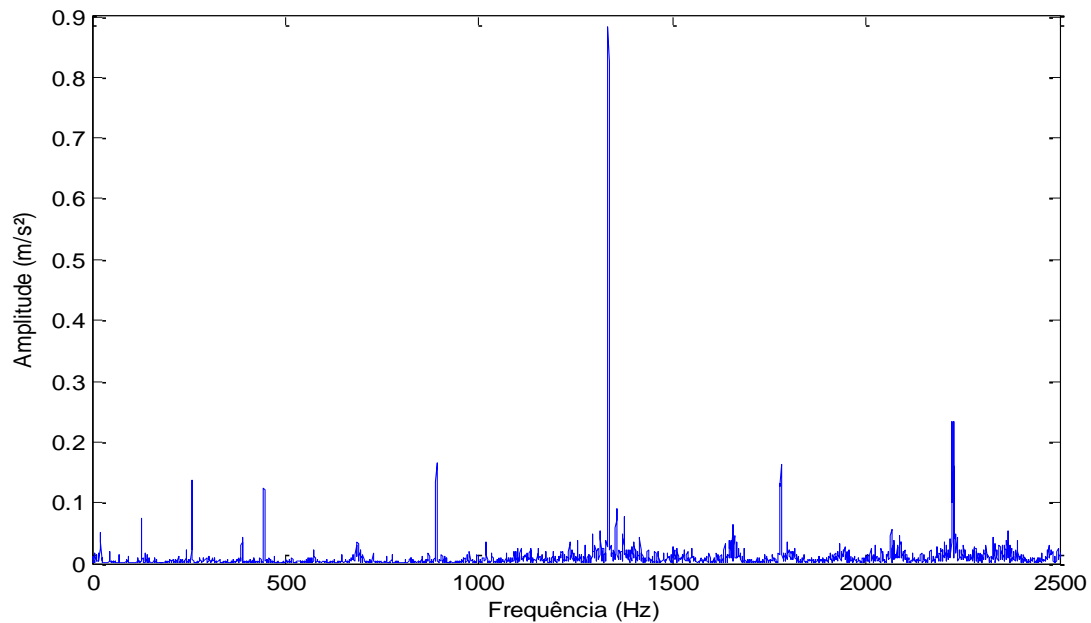
Figura 41 – Espectro do GBX HSS no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

- Análise do Eixo Intermediário da Caixa de Engrenagem

Figura 42 – Espectro do GBX IMS no mês de setembro



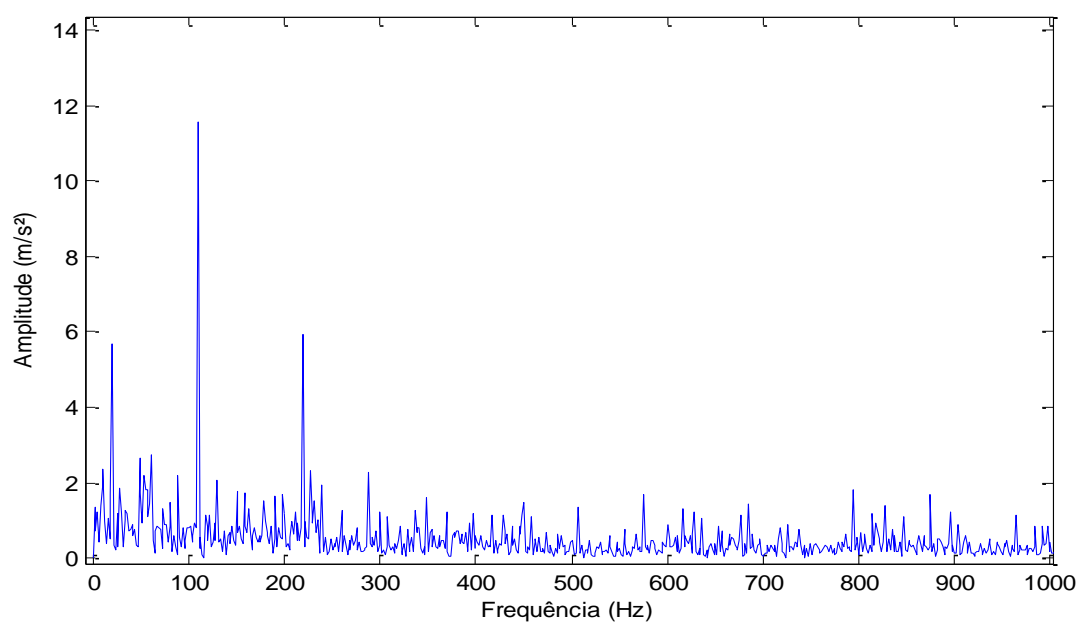
Fonte: Elaborado pelo autor

9.4. Análise do Envelope obtido por Transforma de Hilbert

A análise envelope é fundamental para identificar defeitos que excitam a estrutura em regiões de altas frequências, em geral acima de dois mil Hz. Por exemplo, defeitos em rolamentos ou engrenagens excitam a estrutura na região de altas frequências bem antes de excitar na região de baixas frequências, ver figuras 18, 19, 20 e 21. Como o monitoramento de condição tem como um dos objetivos detectar falhas previamente, a análise envelope é essencial. Nesta seção, será apresentado um espectro do envelope para cada sensor apenas para o mês de setembro, os resultados para os demais meses está mostrado no apêndice B. As discussões são feitas correlacionando os resultados de todos os tipos de análises no capítulo seguinte.

- Análise do Lado Não Acoplado do Gerador

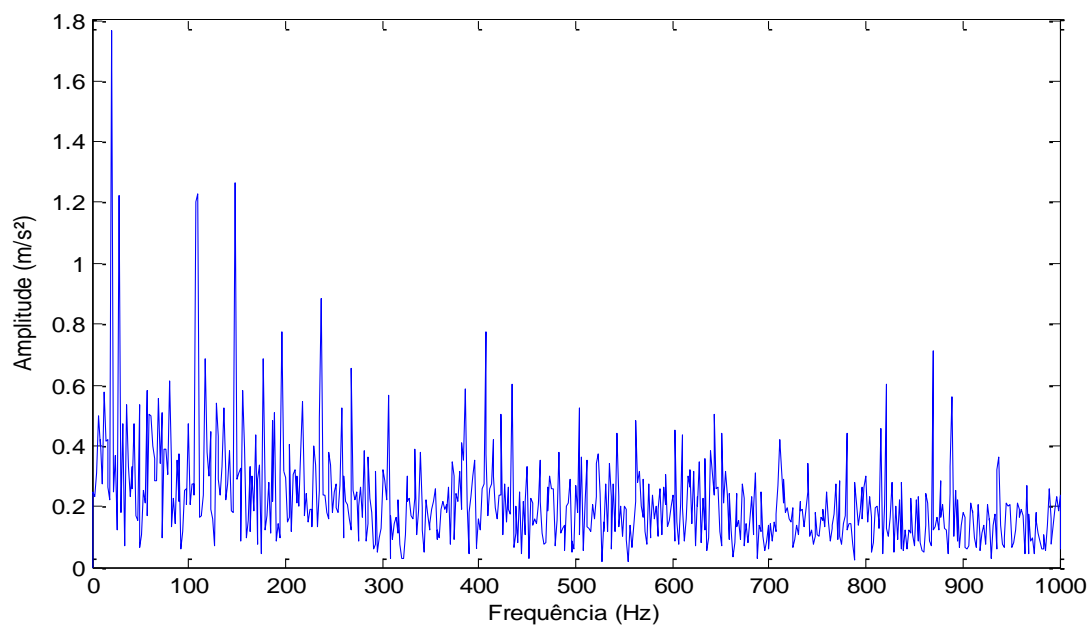
Figura 43 – Envelope do GEN NDE no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

- Análise do Lado Acoplado do Gerador

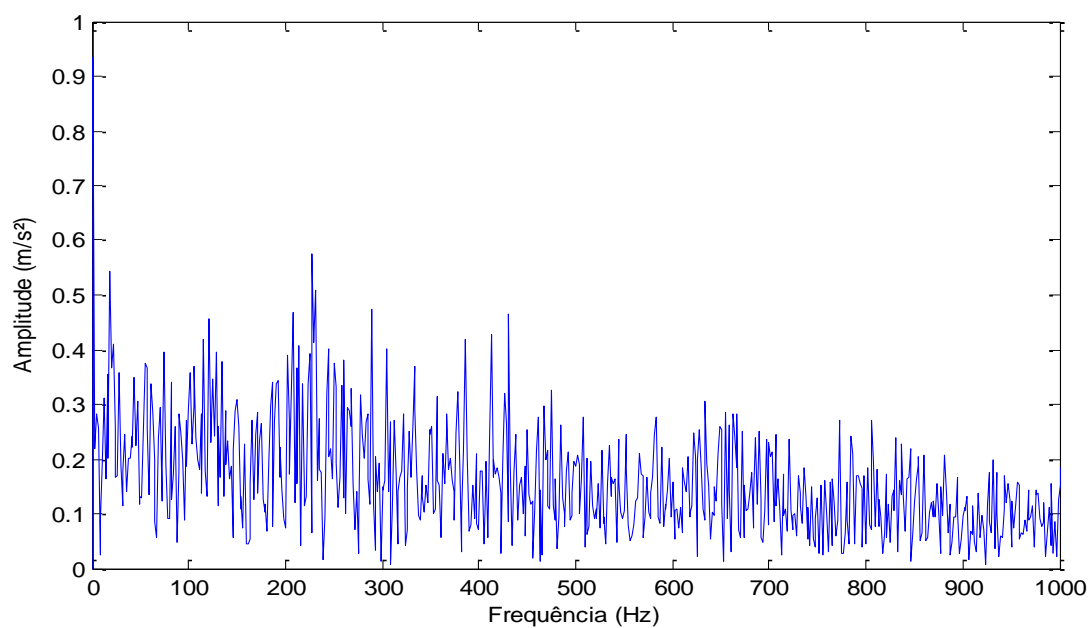
Figura 44 – Envelope do GEN DE no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

- Análise do Eixo de Alta Velocidade da Caixa de Engrenagem

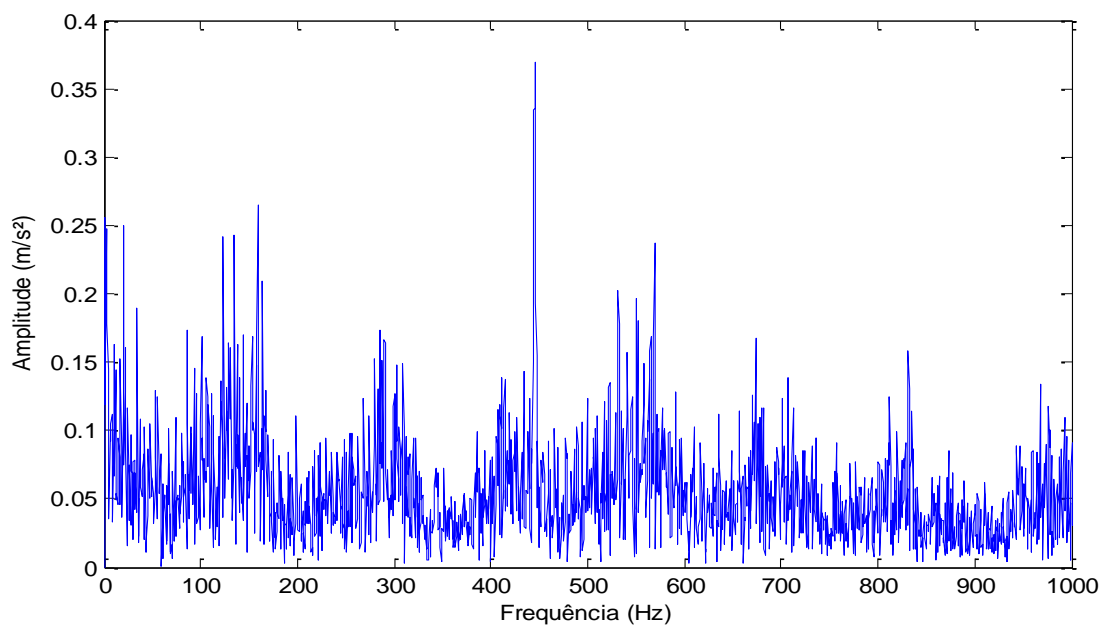
Figura 45 – Envelope do GBX HSS no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

- Análise do Eixo Intermediário da Caixa de Engrenagem

Figura 46 – Envelope do GBX IMS no mês de setembro



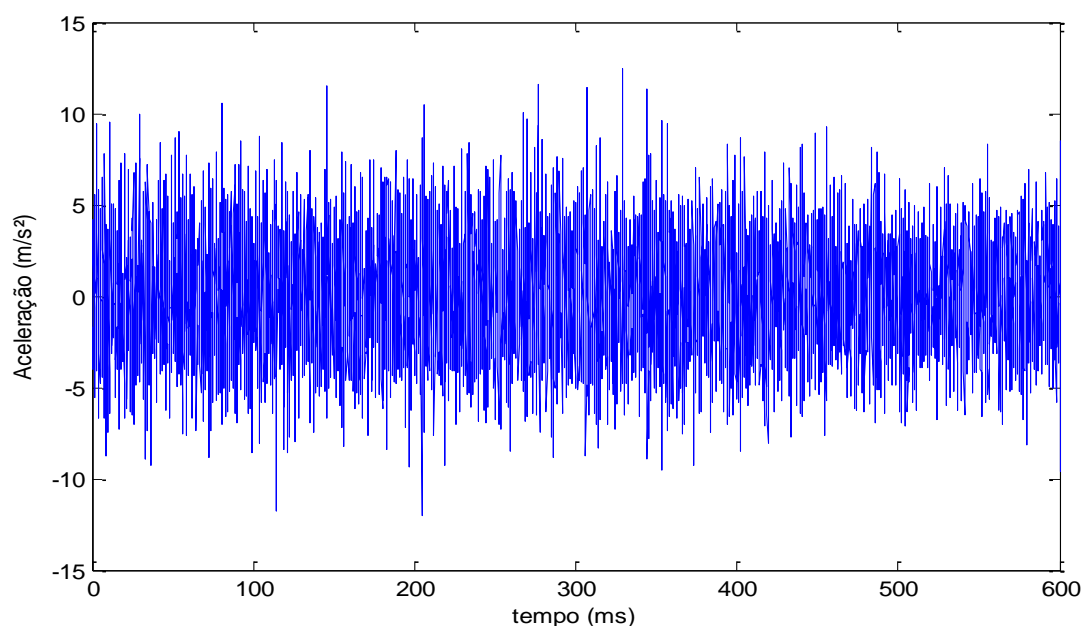
Fonte: Elaborado pelo autor

Capítulo 10: Discussão dos Resultados

Realizando-se uma combinação de todas as análises (Norma VDI, domínio do tempo, espectro e envelope) podem-se identificar comportamentos diferentes nos espectros do gerador e caixa de engrenagem.

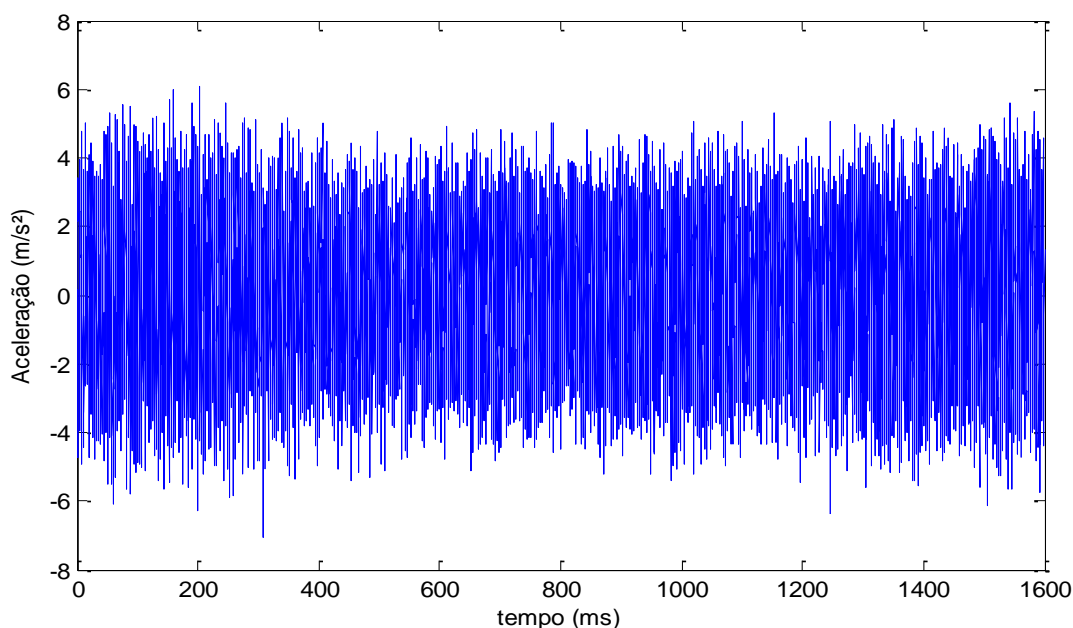
Na caixa de engrenagem, o único tipo de análise que identificou algumas frequências características foi a análise espectral, conforme Figura 49 e Figura 50. Entretanto, as frequências identificadas foram as frequências de engrenamento (Gear Mesh Frequency – GMF) que estão sempre presentes devido às interações normais entre as engrenagens. A condição normal das engrenagens fica comprovada pelas análises da norma VDI 3834 e também pela análise temporal e envelope que não identificaram nenhuma frequência com energia significativa de um defeito, conforme as Figura 47, Figura 48, Figura 51 e Figura 52. Além disso, as amplitudes registradas na caixa de engrenagem são bem menores que as registradas no gerador. Portanto, pode-se concluir que a caixa de engrenagem está em condição normal de funcionamento e não precisa de intervenção.

Figura 47 – Sinal Vibratório Temporal do GBX HSS no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

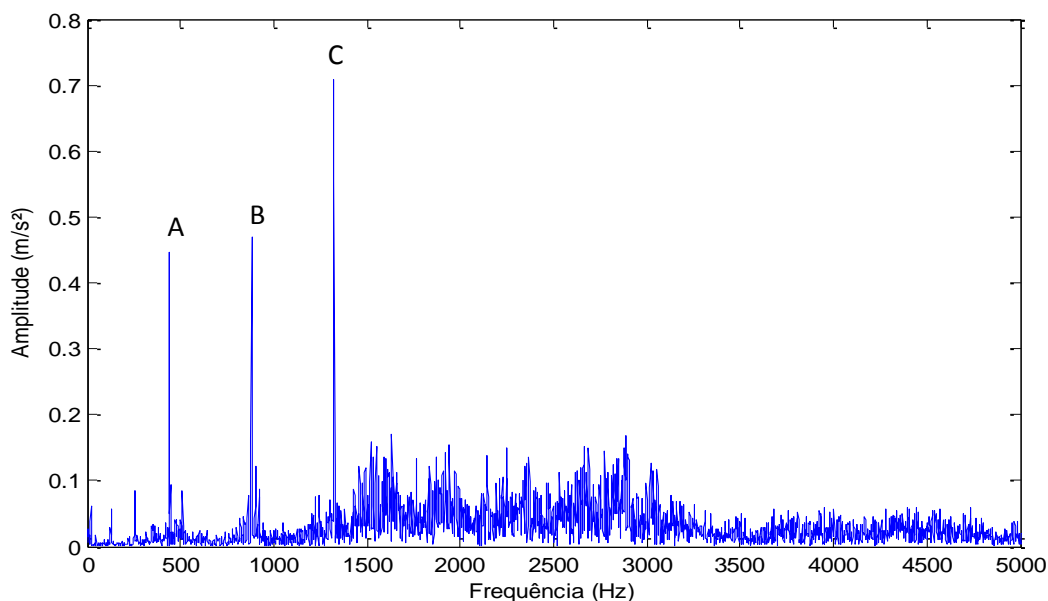
Figura 48 – Sinal Vibratório Temporal do GBX IMS no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

A análise no domínio do tempo mostra picos com pouca energia e amplitudes baixas (menores que 10 m/s^2) quando comparado às amplitudes registradas no lado não acoplado do gerador (GEN NDE) de 60 m/s^2 , ver figura 35.

Figura 49 – Espectro do GBX HSS no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

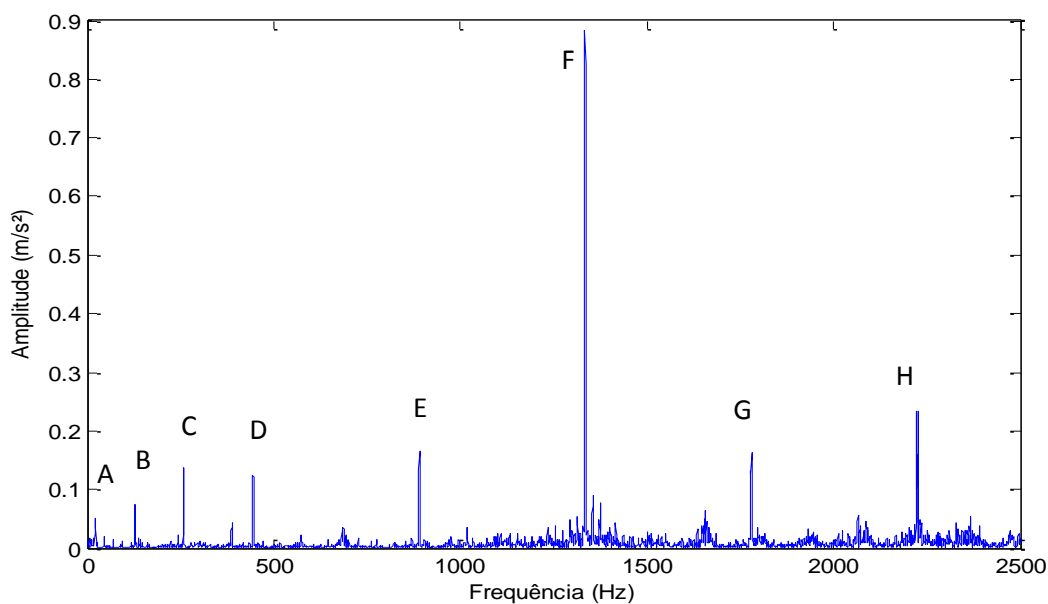
Tabela 12 – Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 49

Pontos	Comentários
--------	-------------

A	1º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem
B	2º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem
C	3º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 50 – Espectro do GBX IMS no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 13 – Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 50

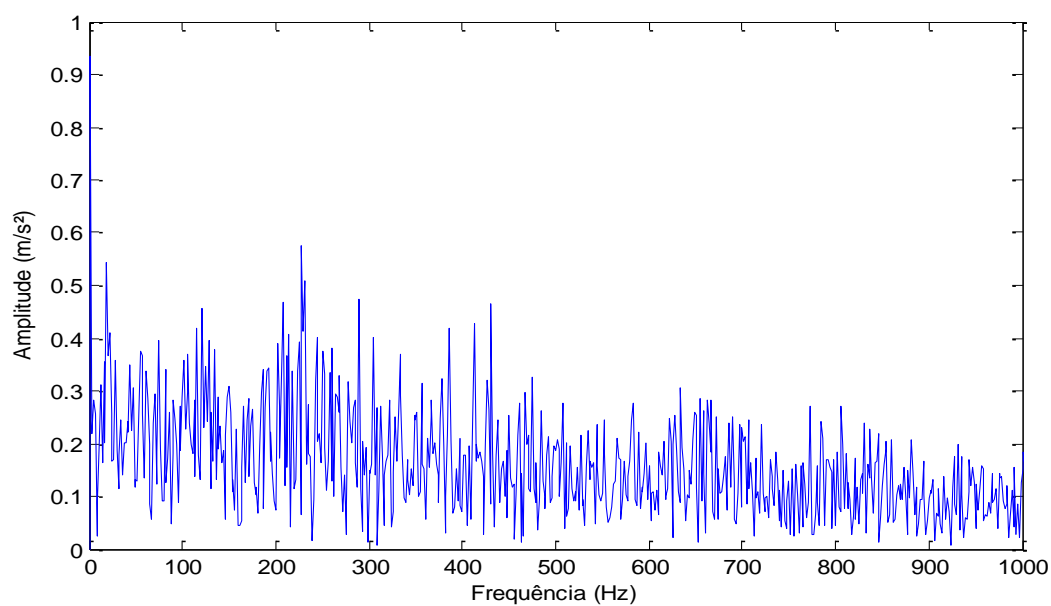
Pontos	Comentários
A	1º Harmônico da frequência de engrenamento do 2º estágio da caixa de engrenagem
B	2º Harmônico da frequência de engrenamento do 2º estágio da caixa de engrenagem
C	3º Harmônico da frequência de engrenamento do 2º estágio da caixa de engrenagem
D	1º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem
E	2º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem
F	3º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem
G	4º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem

H	5º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem
---	---

Fonte: Elaborado pelo autor

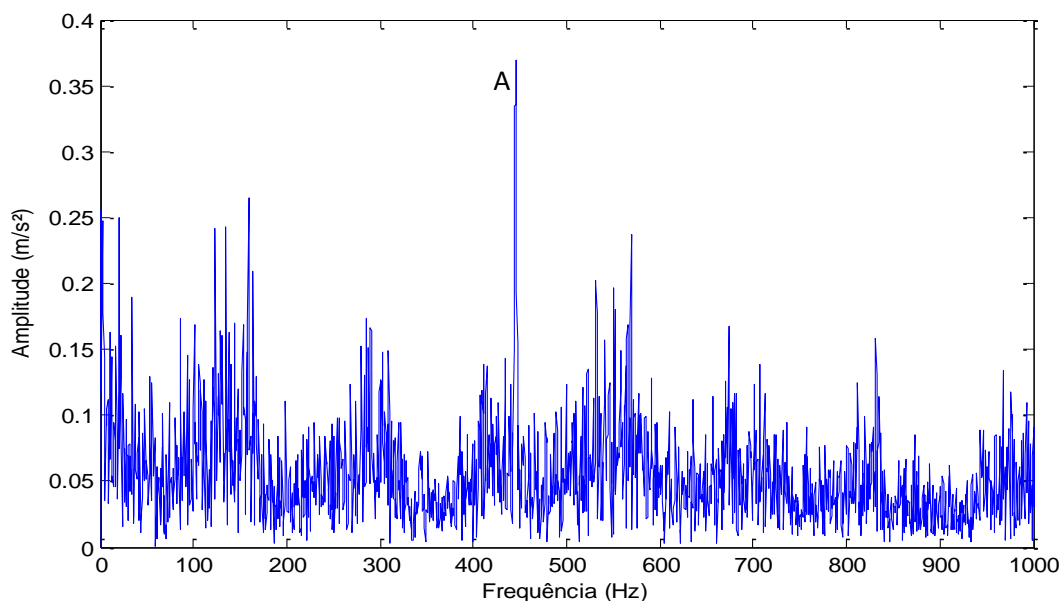
Nota-se que ambos os espectros possuem picos pontuais que estão associados à GMF das engrenagens. Mesmo assim, a energia associada a esses picos é bem menor que as presentes no gerador. Além disso, essas frequências estão sempre presentes já que elas representam às interações e contatos entre os dentes das engrenagens.

Figura 51 – Envelope do GBX HSS no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 52 – Envelope do GBX IMS no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 14 – Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 52

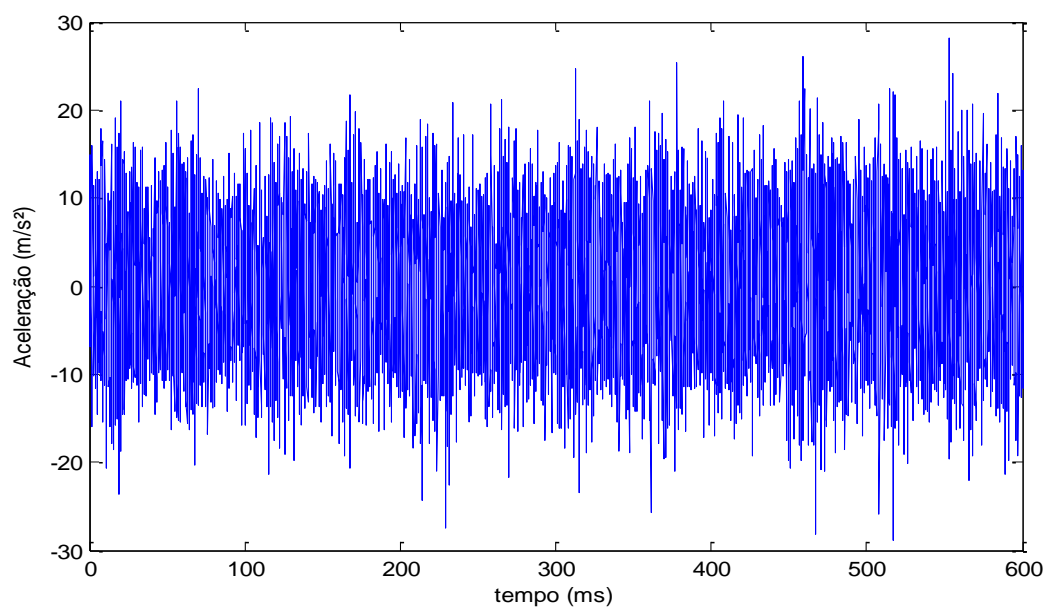
Pontos	Comentários
A	1º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem

Fonte: Elaborado pelo autor

A análise envelope não apresenta nenhuma frequência significativa, e a única presente é a GMF que apresenta amplitude inferior a $0,4 \text{ m/s}^2$ bem menores que os 10 m/s^2 registrados no envelope do gerador NDE.

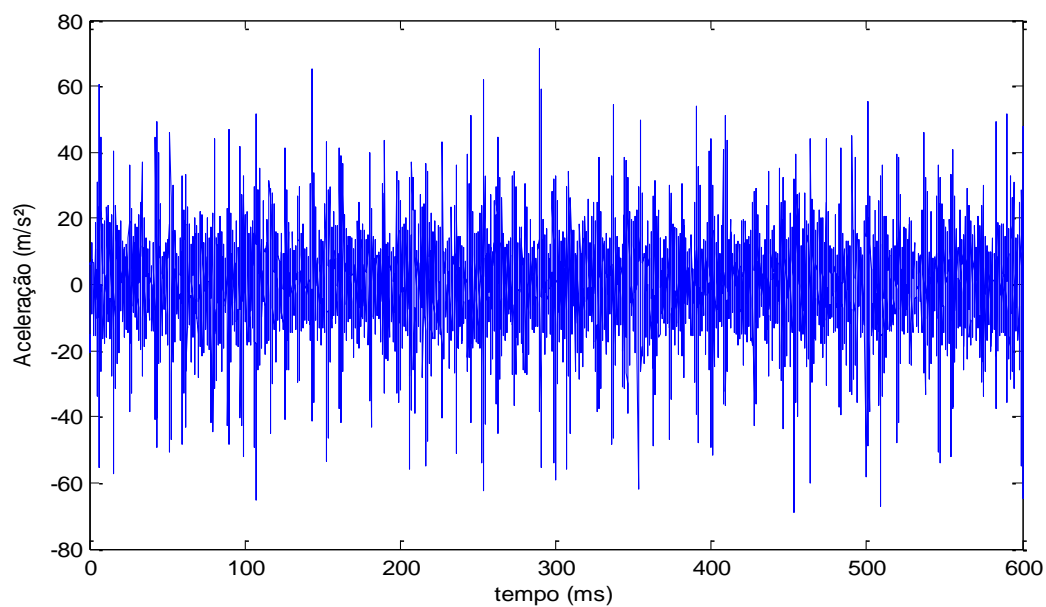
No gerador, o lado acoplado (GEN DE) apresenta um comportamento semelhante à caixa de engrenagem, com picos de baixa amplitude e energia, portanto, em condição normal. Entretanto, todas as análises mostraram comportamentos anômalos e picos significativos no lado não acoplado do gerador (GEN NDE), o que é um indicativo de um defeito. Para identificar o local e tipo do defeito é necessário calcular a frequência do defeito para que se possa associar a algum componente/ subcomponente da máquina.

Figura 53 – Sinal Vibratório Temporal do GEN DE no mês de setembro



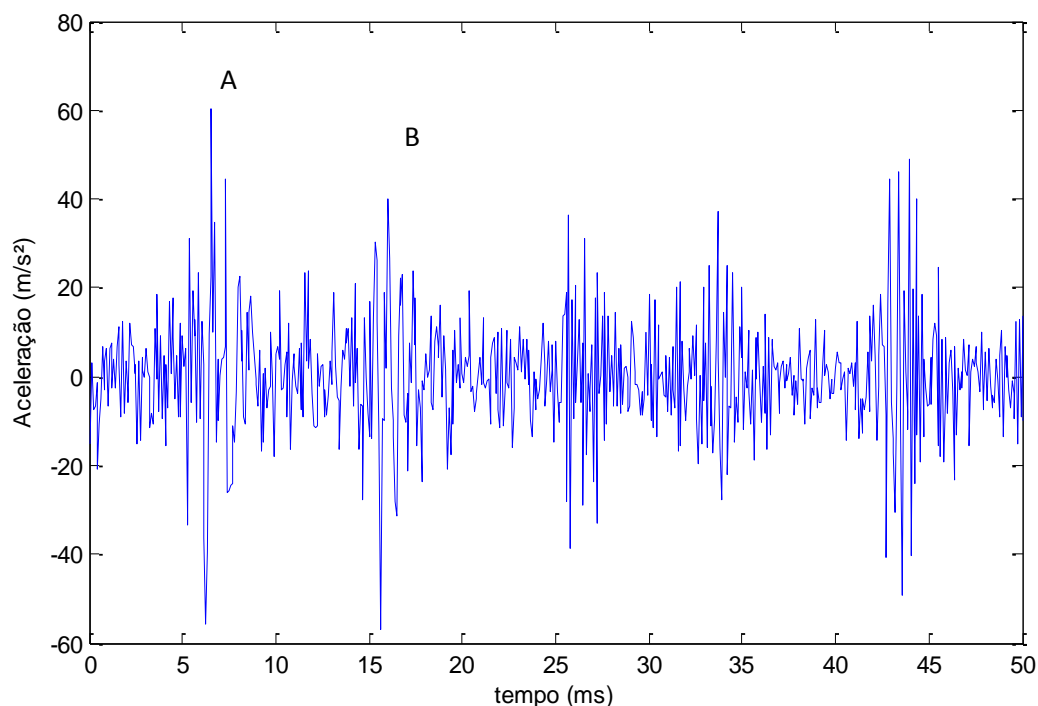
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 54 – Sinal Vibratório Temporal do GEN NDE no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 55 – Sinal Vibratório Temporal do GEN NDE no mês de setembro (ampliado)



Fonte: Elaborado pelo autor

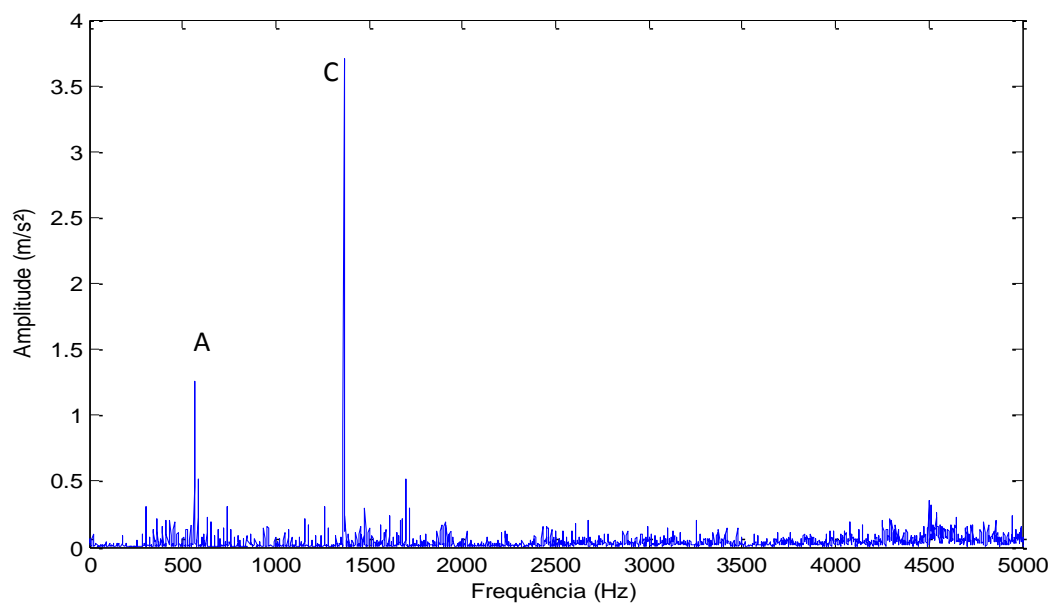
Tabela 15 – Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 55

Pontos	Comentários
A	Impacto identificado com cordenada: (x ; y) = (6,563 ; 60,34)
B	Impacto identificado com cordenada: (x ; y) = (16,02 ; 40,17)

Fonte: Elaborado pelo autor

No domínio do tempo, Figura 53, Figura 54 e Figura 55, a informação extraída é o período, calculado pela diferença de tempo entre os picos, em que os impactos ocorrem. A Figura 55 apresenta um zoom da Figura 54 em que se pode calcular o período dos picos, nesse caso de 9.457 milissegundos (ms), o que implica uma frequência (inverso do período) de aproximadamente 105.74 Hz, que é a frequência de um defeito na pista interna do rolamento do lado não acoplado do gerador.

Figura 56 – Espectro do GEN DE no mês de setembro



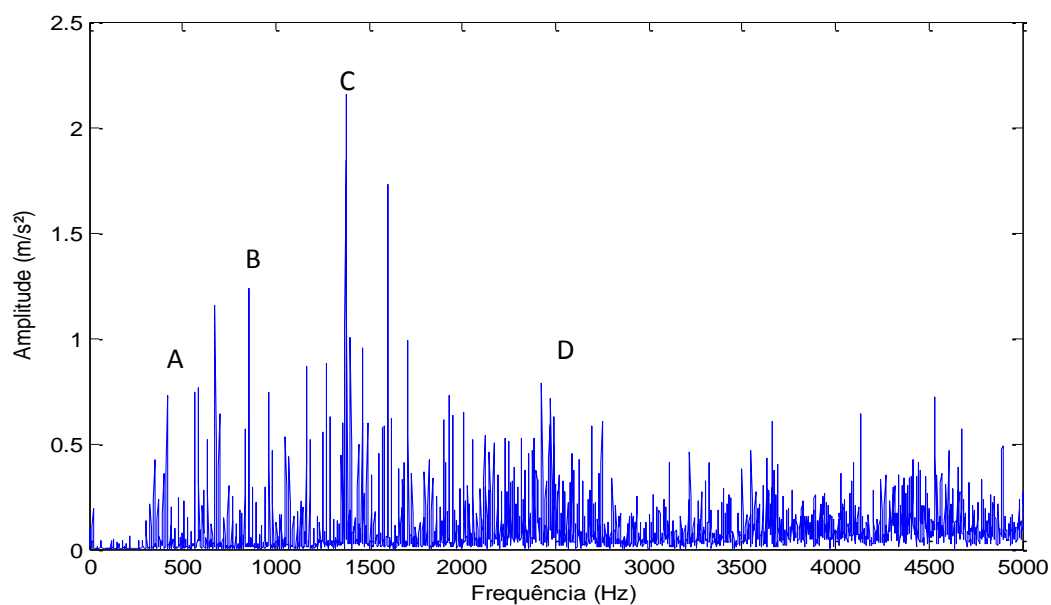
Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 16 – Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 56

Pontos	Comentários
A	1º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem
B	3º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 57 – Espectro do GEN NDE no mês de setembro



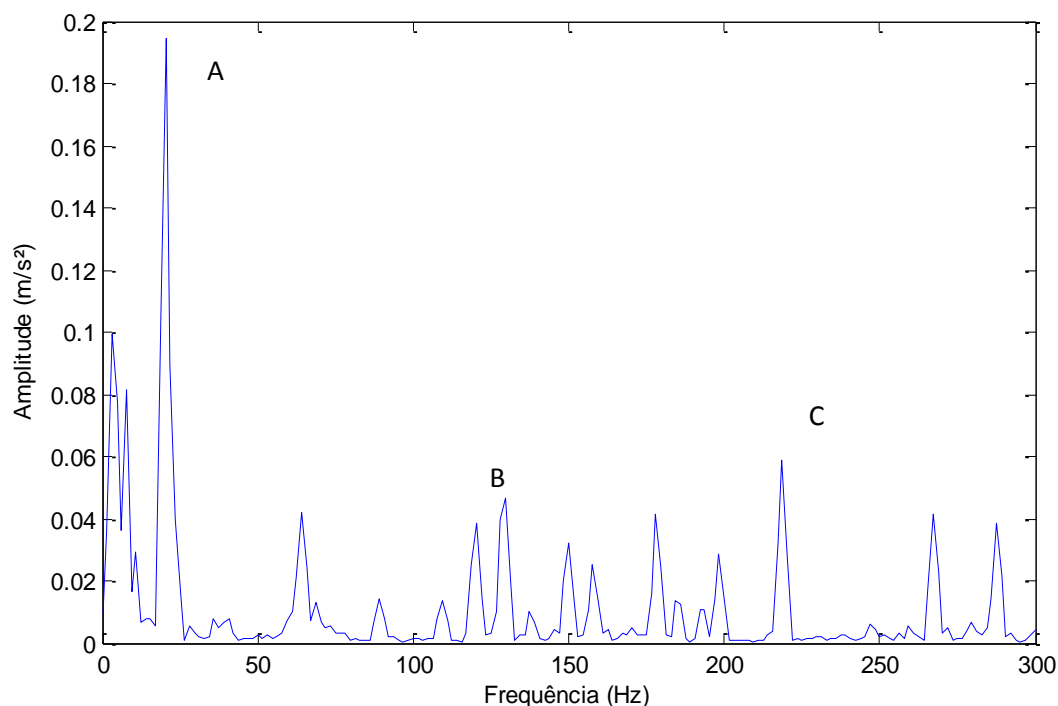
Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 17 – Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 57

Pontos	Comentários
A	1º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem
B	2º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem
C	3º Harmônico da frequência de engrenamento do 3º estágio da caixa de engrenagem
D	Picos nas frequências de ressonância do rolamento

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 58 – Espectro do GEN NDE no mês de setembro (ampliado)



Fonte: Elaborado pelo autor.

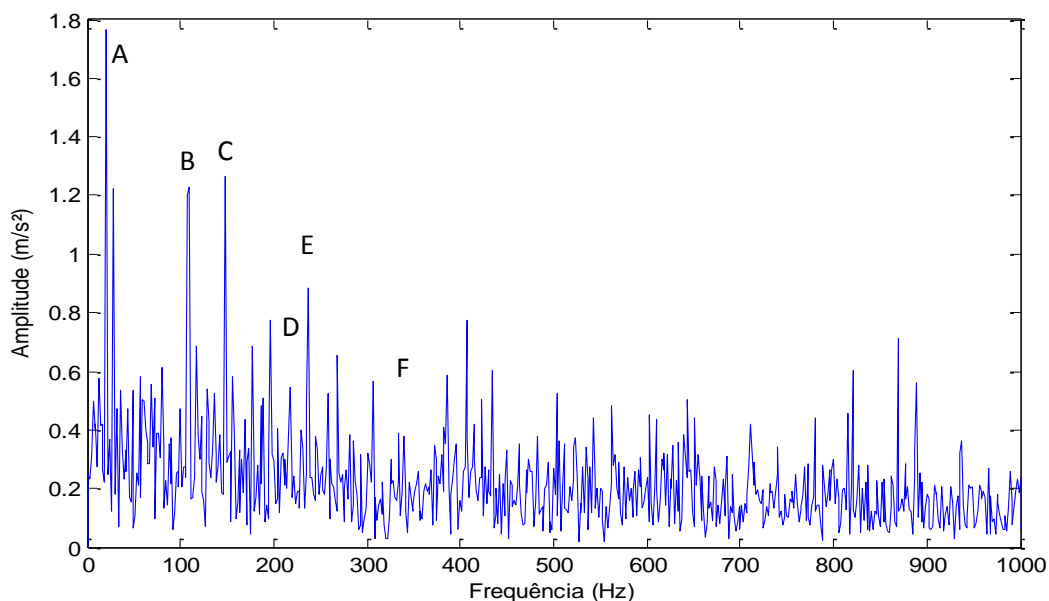
Tabela 18 – Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 58

Pontos	Comentários
A	Frequência de rotação do eixo de alta velocidade
B	Frequência de aproximadamente 109 Hz associada à BPFI do rolamento do GEN NDE.
C	Frequência de aproximadamente 218 Hz associada à 2xBPFI do rolamento do GEN NDE.

Fonte: Elaborado pelo autor

Na análise do espectro, Figura 56, Figura 57 e Figura 58, nota-se novamente duas amplitudes consideráveis tanto no GEN DE quanto no GEN NDE. Entretanto, isso é resultado de um atravessamento de frequências da caixa de engrenagem para o gerador. Esses picos correspondem ao 1º e 2º harmônico da frequência de engrenamento que possuem grande energia, devido às interações e impactos naturais na caixa de engrenagem. Além disso, comparando o GEN NDE com o DE nota-se que o espectro do DE está limpo, ou seja, com amplitudes menores que 0,5 m/s² com exceção do atravessamento das frequências de engrenamento (GMF – Gear Mesh Frequency) da caixa de engrenagem. O espectro do GEN NDE com zoom até 300 Hz mostra ainda a presença da frequência de 109 Hz e seu harmônico (218 Hz), indicando defeito na pista interna de seu rolamento.

Figura 59 – Envelope do GEN DE no mês de setembro



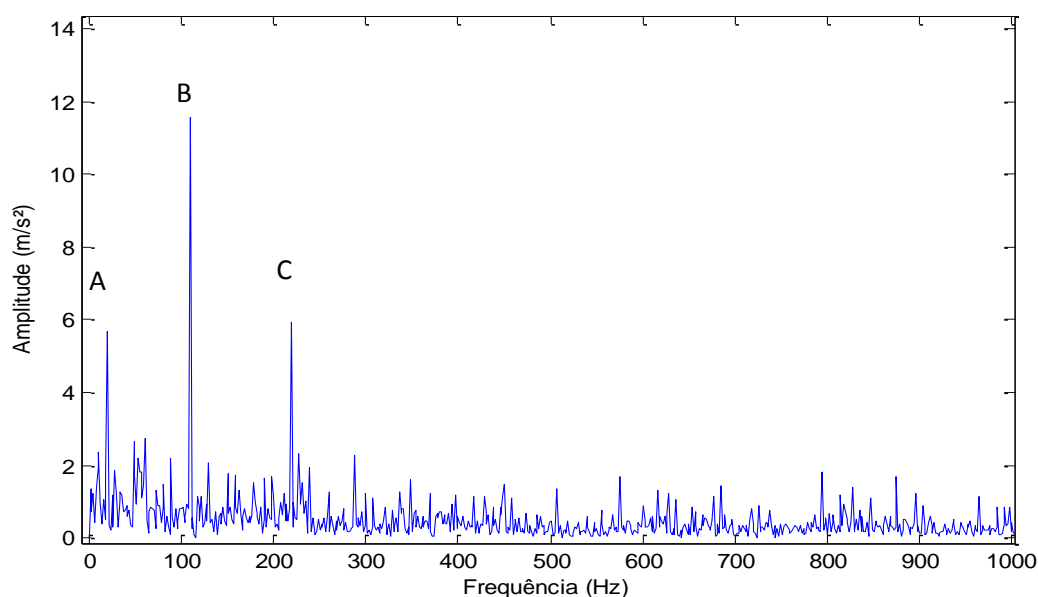
Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 19 – Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 59

Pontos	Comentários
A	Frequência de rotação do eixo de alta velocidade
B	Frequência de aproximadamente 109 Hz associada à BPFI do rolamento do GEN NDE.
C	1º Harmônico da frequência de engrenamento do 2º estágio da caixa de engrenagem
D	Frequência de aproximadamente 218 Hz associada à 2xBPFI do rolamento do GEN NDE.
E	2º Harmônico da frequência de engrenamento do 2º estágio da caixa de engrenagem
F	Frequência de aproximadamente 327 Hz associada à 3xBPFI do rolamento do GEN NDE.

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 60 – Envelope do GEN NDE no mês de setembro



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 20 – Tabela das frequências de interesse indicadas na Figura 60

Pontos	Comentários
A	Frequência de rotação do eixo de alta velocidade
B	Frequência de aproximadamente 109 Hz associada à BPFI do rolamento do GEN NDE.
C	Frequência de aproximadamente 218 Hz associada à 2xBPFI do rolamento do GEN NDE.

Fonte: Elaborado pelo autor

Na análise envelope, pode-se identificar a presença de um pico na frequência de 20 Hz e picos na frequência de 109 Hz e seus harmônicos, porém com amplitudes relativamente pequenas (abaixo de 2 m/s²). Entretanto, a frequência de defeito de aproximadamente 109 Hz fica clara no gerador do lado não acoplado (GEN NDE – Generator Not Drive End) com amplitude superior a 10 m/s². Essa é a frequência de defeito na pista interna de seu rolamento. Portanto, através desses resultados pode-se afirmar, com clareza, que há um defeito na pista interna do rolamento do GEN NDE.

10.1. Criticidade

A partir das análises da norma, dos sinais temporais, espectros e envelopes pode-se identificar claramente o defeito na pista interna do rolamento do gerador no lado não acoplado (GEN NDE) desde os espectros obtidos no mês de julho. Entretanto, precisa-se também determinar o nível de criticidade do defeito. Para isso, é importante relacionar os resultados obtidos na prática com a teoria.

As Figura 18, Figura 19, Figura 20 e Figura 21 mostram os estágios de defeitos em rolamentos. Comparando com esses estágios vê-se que o estágio 3 e 4 (Figura 20 e Figura 21) se encaixam bem com o caso real identificado. Por exemplo, nas Figura 59 e Figura 60 pode-se identificar picos na frequência de ressonância do rolamento e também picos na frequência de defeito e harmônicos. Na Figura 57 ainda pode-se perceber um pequeno descolamento (haystack) a partir da frequência de 1200 Hz. Portanto, pode-se dizer que o defeito se encontra na fase de transição do estágio 3 para o 4, assim, a troca do rolamento é recomendada.

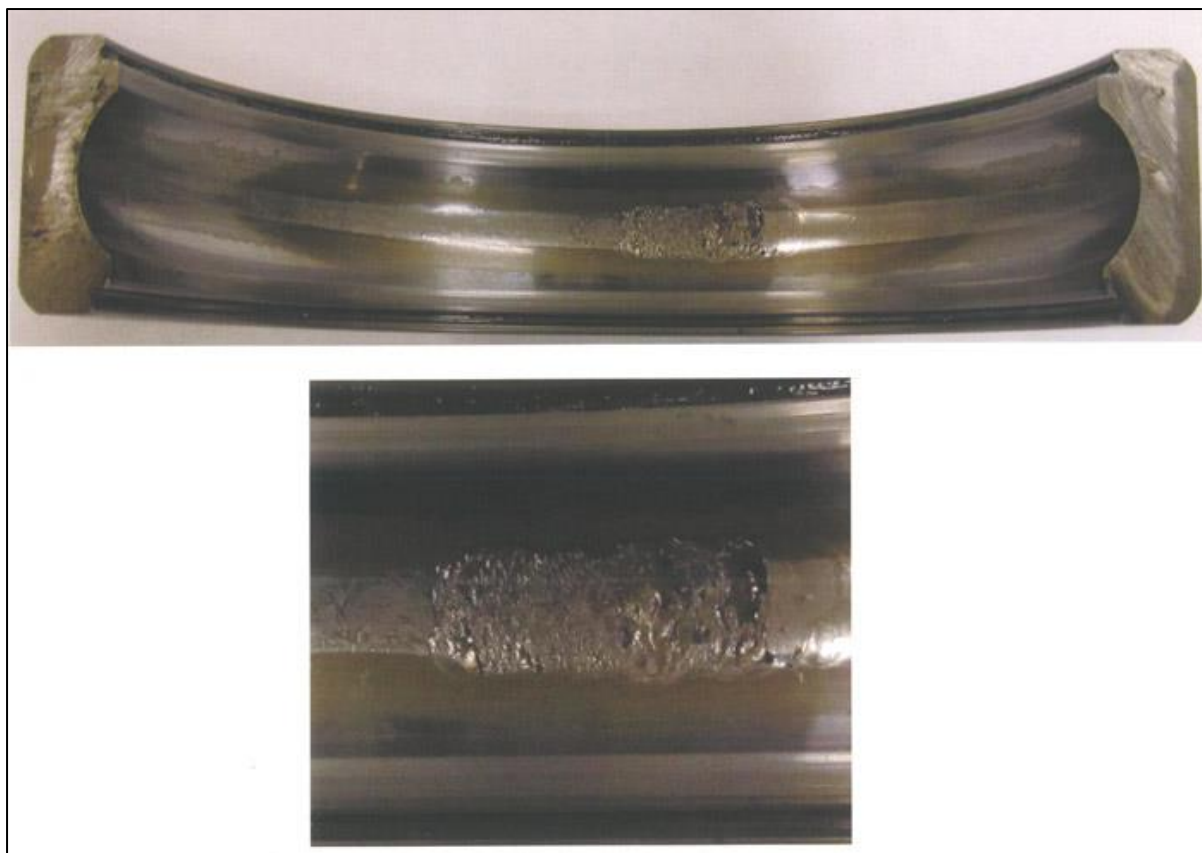
Sabendo disso, a troca do rolamento do gerador do lado não acoplado (GEN NDE) foi realizada no dia 14 de Outubro de 2014, o serviço de manutenção começou às 8h e terminou às 23h do mesmo dia, portanto, duração total de 15h de serviço. Após a substituição do rolamento, o defeito na pista interna do rolamento do GEN NDE foi confirmado, o rolamento possuía na verdade defeitos significativos. Por questões de confidencialidade as Figura 61 e Figura 62 mostram figuras de um rolamento com condição semelhante ao substituído.

Figura 61 – Foto de um rolamento com condição semelhante ao substituído do GEN NDE (1)



Fonte: (WWindea, 2015)

Figura 62 – Foto de um rolamento com condição semelhante ao substituído do GEN NDE (2)



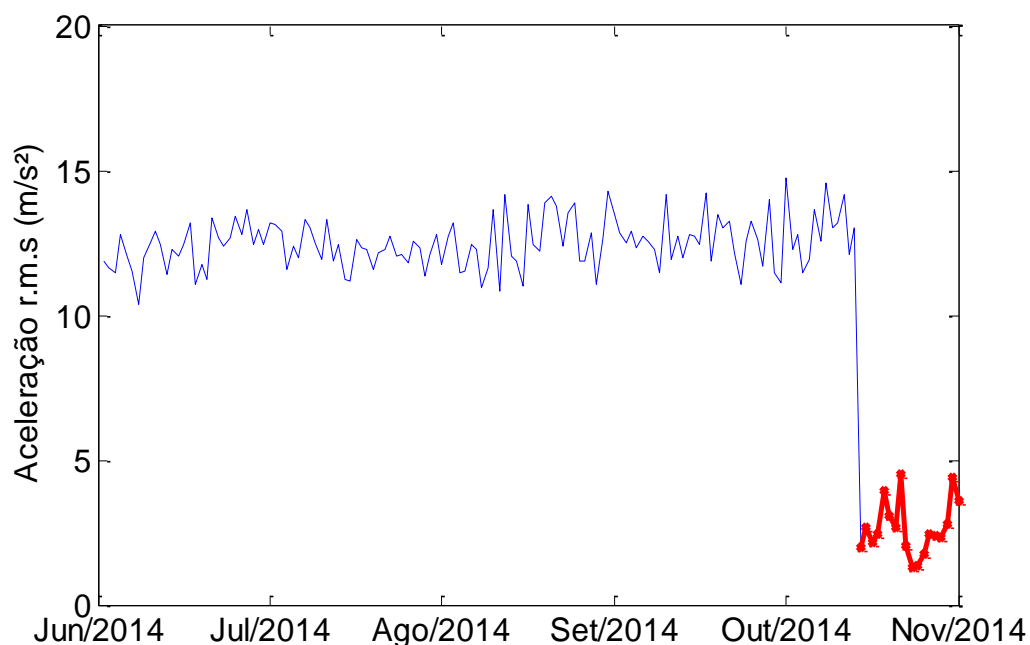
Fonte: (Corp, 2015)

10.2. Comparação após Correção de Falha

A comparação é essencial para identificar os desvios obtidos após a correção do defeito/ substituição do rolamento. Quanto maior a variação/ desvio mais crítica era a situação do componente/ rolamento. Vale salientar também que, dependendo do tipo do defeito, a correção dele implica em melhorias para as outras partes da turbina. Para se fazer a comparação com relação á norma VDI 3834 será simplesmente estendido o período de medição do gráfico de acompanhamento dos valores da aceleração r.m.s para cada ponto de medição. Com respeito as outras análises, a comparação será realizada apenas entre os meses de setembro e outubro, pois os resultados comparativos são extremamente semelhantes.

10.2.1. Norma VDI 3834

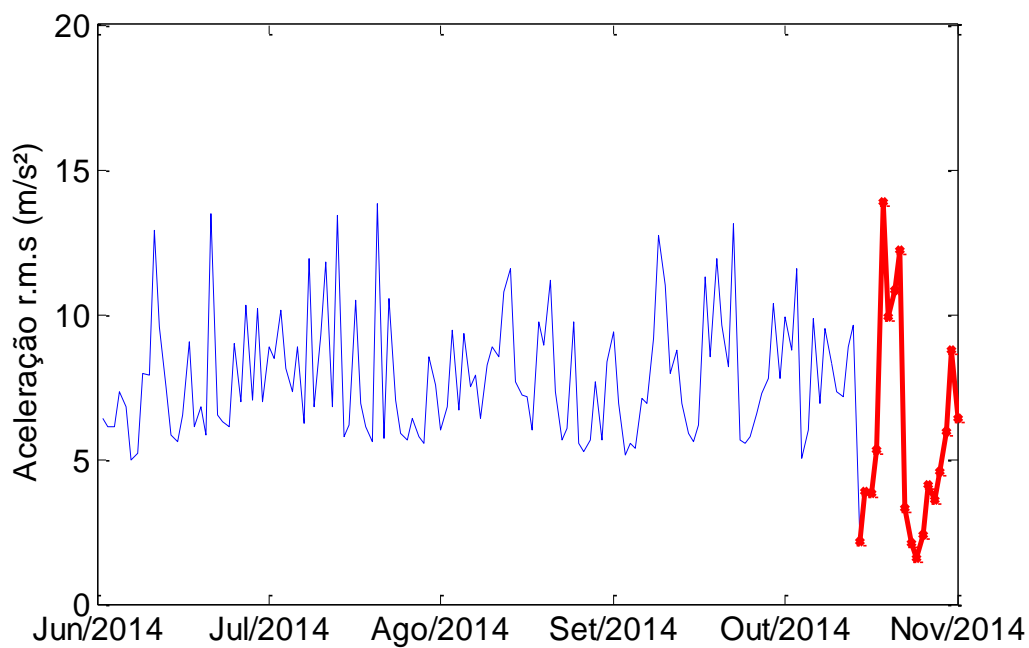
Figura 63 – Comparação com os valores apresentados na norma VDI 3834 após a substituição do rolamento para o lado não acoplado do gerador.



Fonte: Elaborado pelo autor

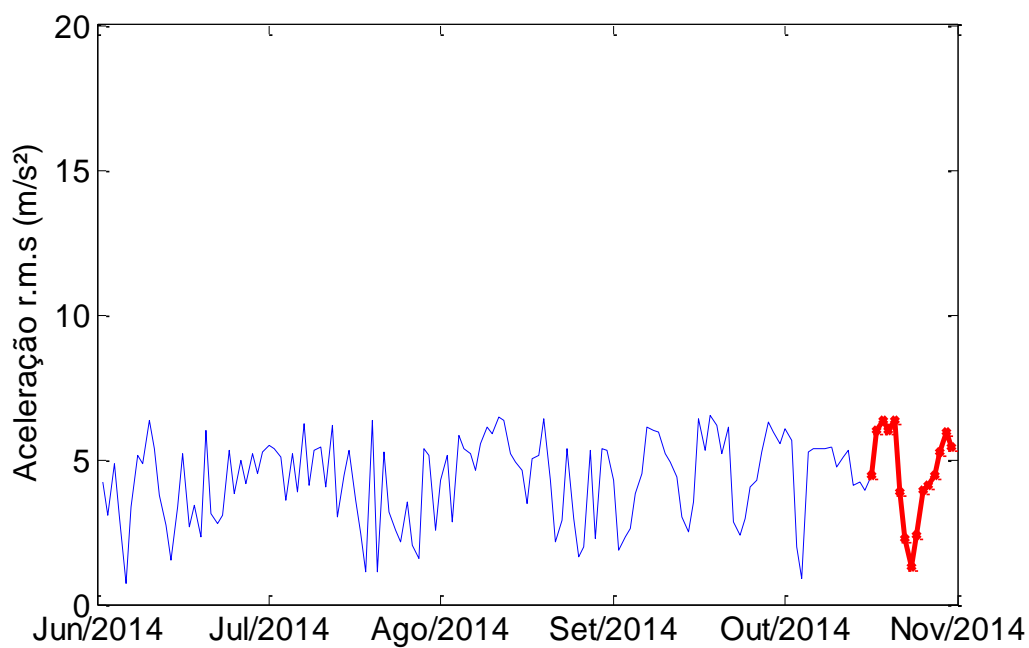
Nota-se claramente a queda no nível de vibração da aceleração r.m.s. entre os meses de setembro e outubro, mais especificamente no dia 15 (dia após a substituição do rolamento, indicado em vermelho). Essa queda dramática confirma a severidade do defeito no rolamento. Comparando o rolamento defeituoso com o novo, ver-se que o defeituoso possuía um nível de vibração de 3 a 4 vezes maior.

Figura 64 – Comparação com os valores apresentados na norma VDI 3834 após a substituição do rolamento para o lado acoplado do gerador.



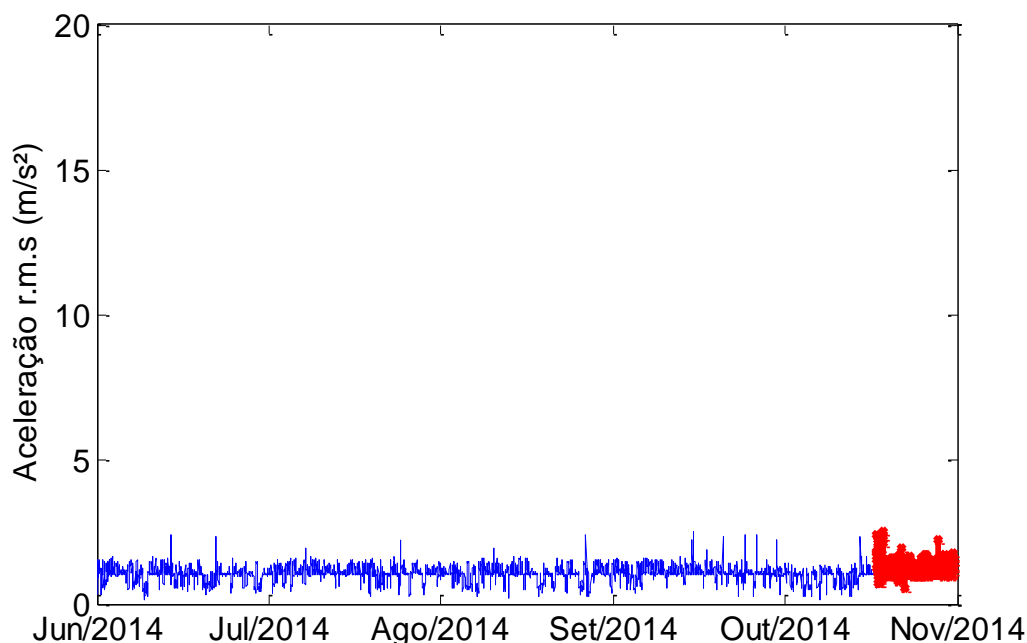
Fonte. Elaborado pelo autor

Figura 65 – Comparação com os valores apresentados na norma VDI 3834 após a substituição do rolamento para o eixo de alta velocidade da caixa de engrenagem.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 66 – Comparação com os valores apresentados na norma VDI 3834 após a substituição do rolamento para o eixo intermediário da caixa de engrenagem.



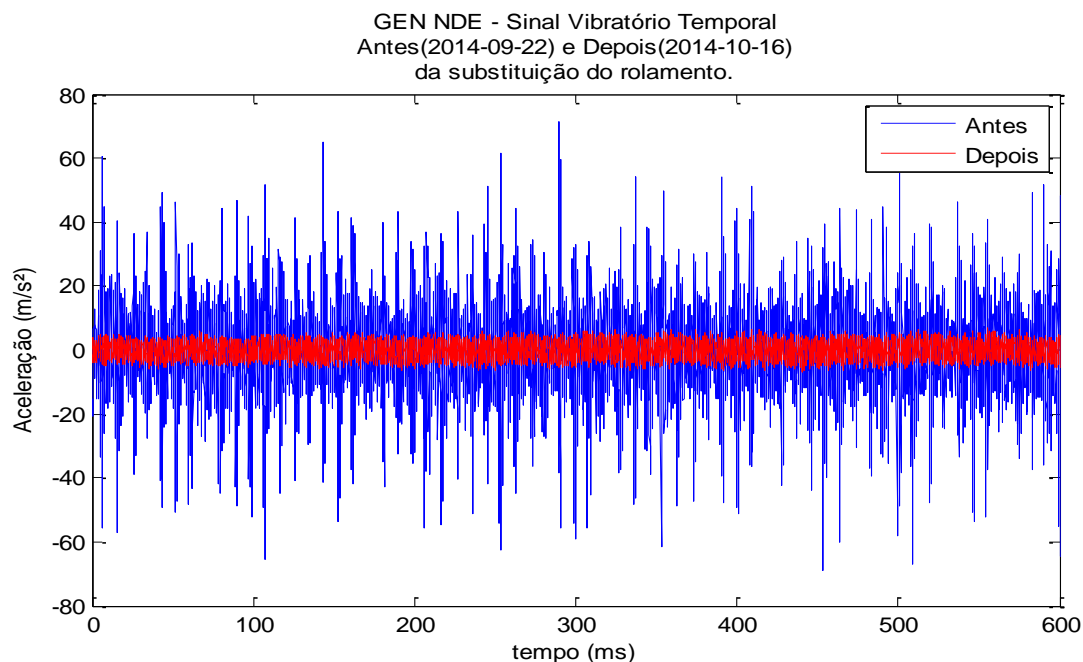
Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que apenas o GEN NDE sofreu uma variação significativa. Enquanto que todos os outros componentes (GEN DE, GBX HSS e IMS) mantiveram a média quadrática da aceleração vibracional que eles possuíam antes da troca do rolamento, conforme figuras 64, 64 e 66.

10.2.2.Sinal Vibratório Temporal

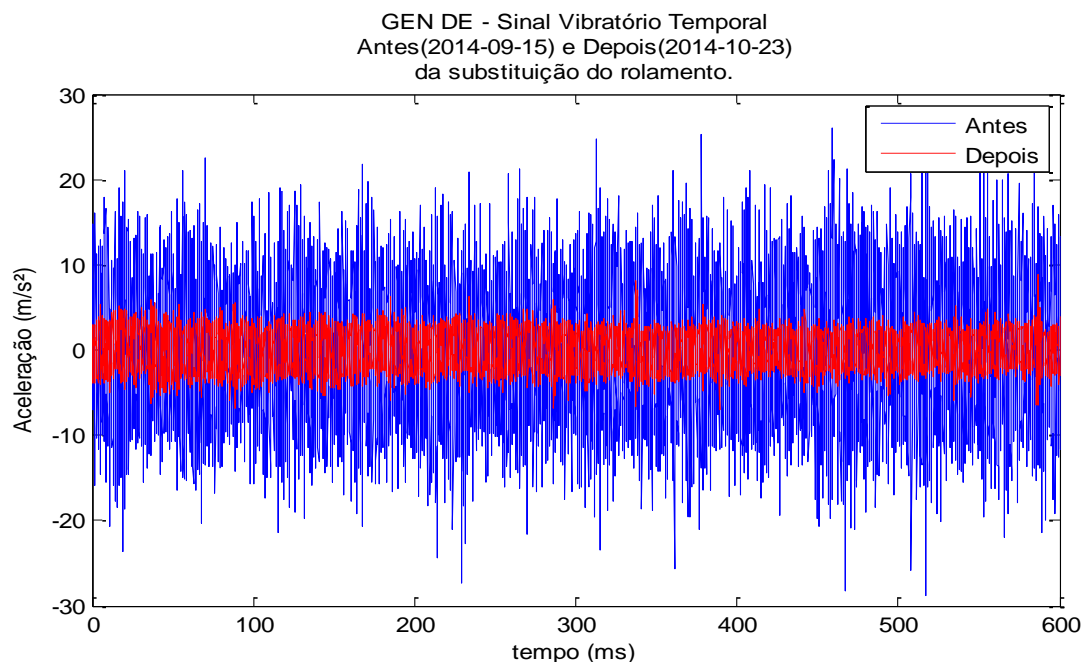
Nas análises comparativas do sinal vibratório temporal também nota-se mudanças significativas entre o antes e o depois da substituição do rolamento no gerador do lado não acoplado. Como efeito da substituição, as amplitudes foram reduzidas em mais de 10 vezes e os picos de grande energia desapareceram, conforme o esperado já que eles eram causados pelo o defeito na pista interna do rolamento.

Figura 67 – Comparação do sinal vibratório temporal do lado não acoplado do gerador antes e depois da substituição do rolamento



O gerador do lado acoplado teve um comportamento interessante, pois suas amplitudes caíram cerca de 7 vezes após a substituição no rolamento do GEN NDE, que encontra-se ao lado oposto do gerador DE. Além disso, não foram feitas alterações de nenhum tipo em nenhum subcomponente do GEN DE. Portanto, conclui-se que essa queda de aproximadamente 7 vezes na amplitude foi devido somente à utilização de um rolamento novo no GEN NDE. Assim, mesmo o GEN NDE e DE estando em lados opostos no gerador, a influência que um exerce sobre o outro é bastante significativa. Dessa forma, fica claro que em caso de falha de um rolamento, seja ele no GEN NDE ou DE, o gerador como um todo fica completamente comprometido. Por isso, praticamente todas as falhas de rolamento causam perda total do gerador.

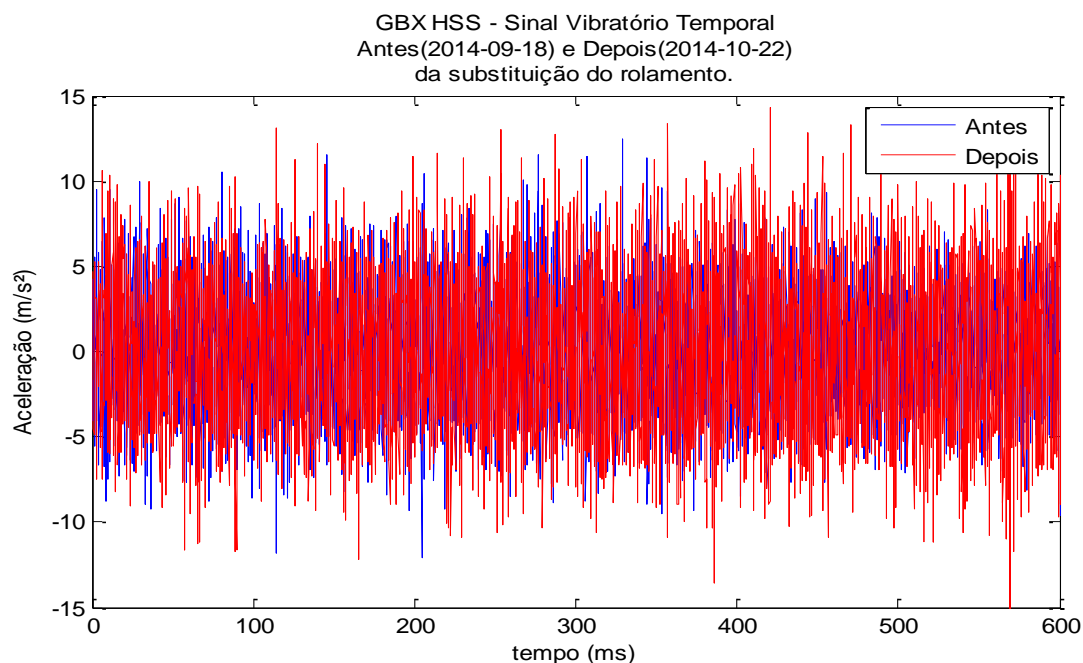
Figura 68 – Comparação do sinal vibratório temporal do lado acoplado do gerador antes e depois da substituição do rolamento



Fonte: Elaborado pelo autor

A caixa de engrenagem na região de alta velocidade não apresentou nenhuma modificação notável após a substituição do rolamento. Isso aconteceu pois os engrenamentos nessa região têm energia suficiente para camuflar as variações energéticas/vibracionais causadas pela troca do rolamento.

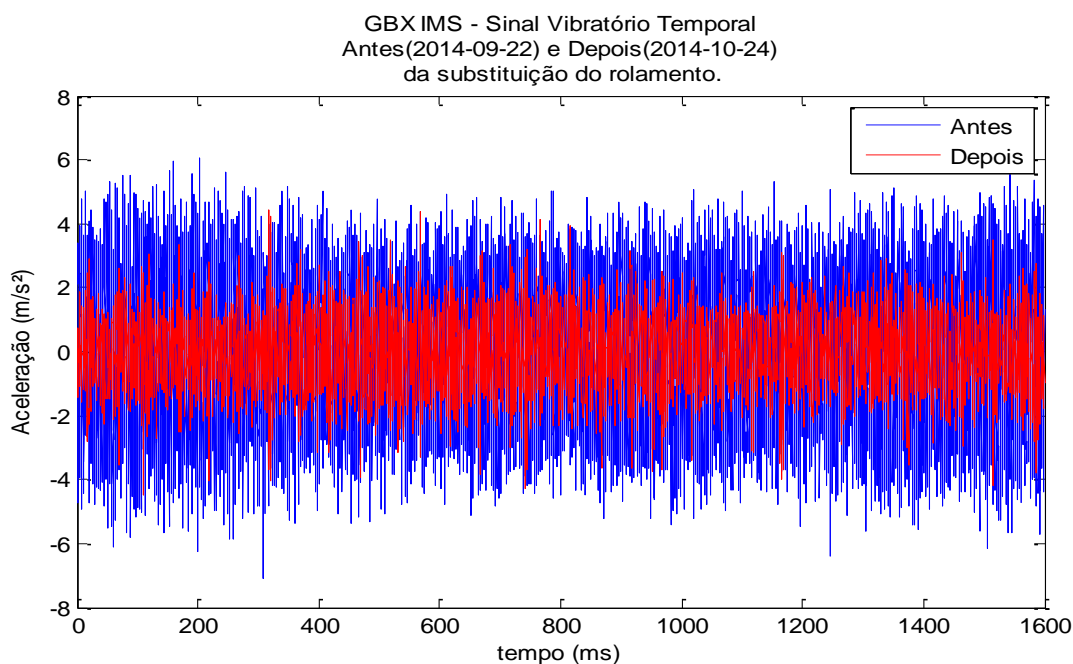
Figura 69 – Comparação do sinal vibratório temporal do eixo de alta velocidade da caixa de engrenagem antes e depois da substituição do rolamento



Fonte: Elaborado pelo autor

A caixa de engrenagem na região intermediária sofreu uma redução de amplitude de aproximadamente 2 vezes após a substituição do rolamento do gerador NDE. Isso mostra que a turbina eólica é uma máquina extremamente complexa do ponto de vista de análise vibracional, pois há um atravessamento de frequências entre seus componentes. No caso citado, um defeito no lado não acoplado do gerador foi corrigido e abaixou a vibração da região intermediária da caixa de engrenagem.

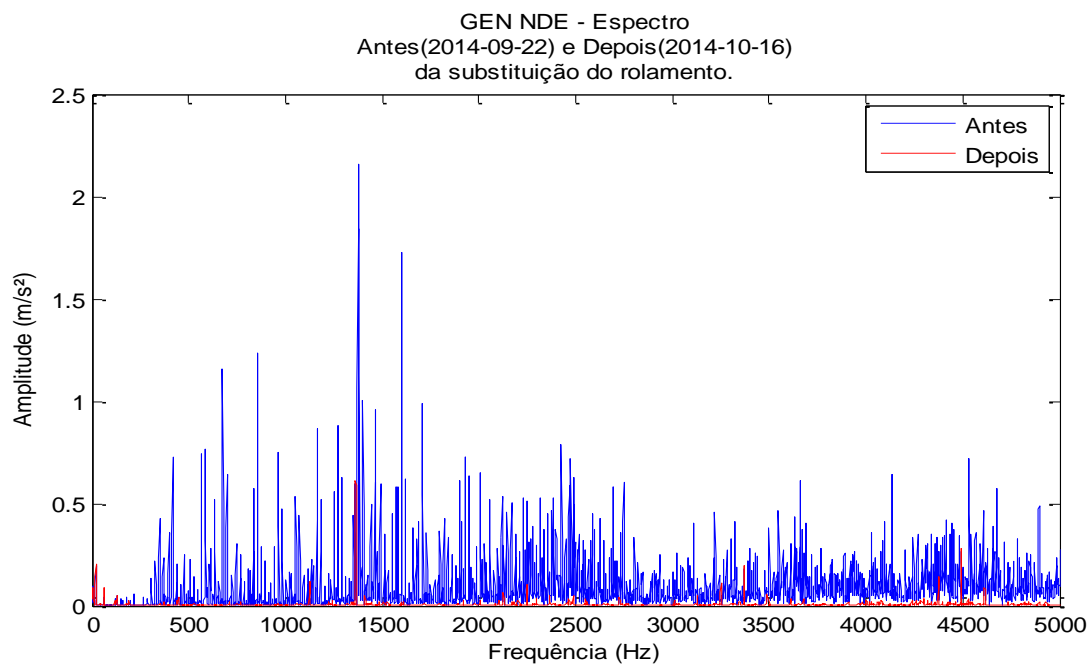
Figura 70 – Comparação do sinal vibratório temporal do eixo intermediário da caixa de engrenagem antes e depois da substituição do rolamento



10.2.3. Espectro

Na análise comparativa do rolamento no gerador do lado não acoplado espectro nota-se mudanças ainda mais significativas entre o antes e o depois da substituição do GEN NDE. Como efeito da substituição, praticamente todas as amplitudes que existiam anteriormente “desapareceram”, ou seja, seu nível vibratório se tornou tão baixo, comparado ao que era antes, que o pico não pode ser visto na mesma escala.

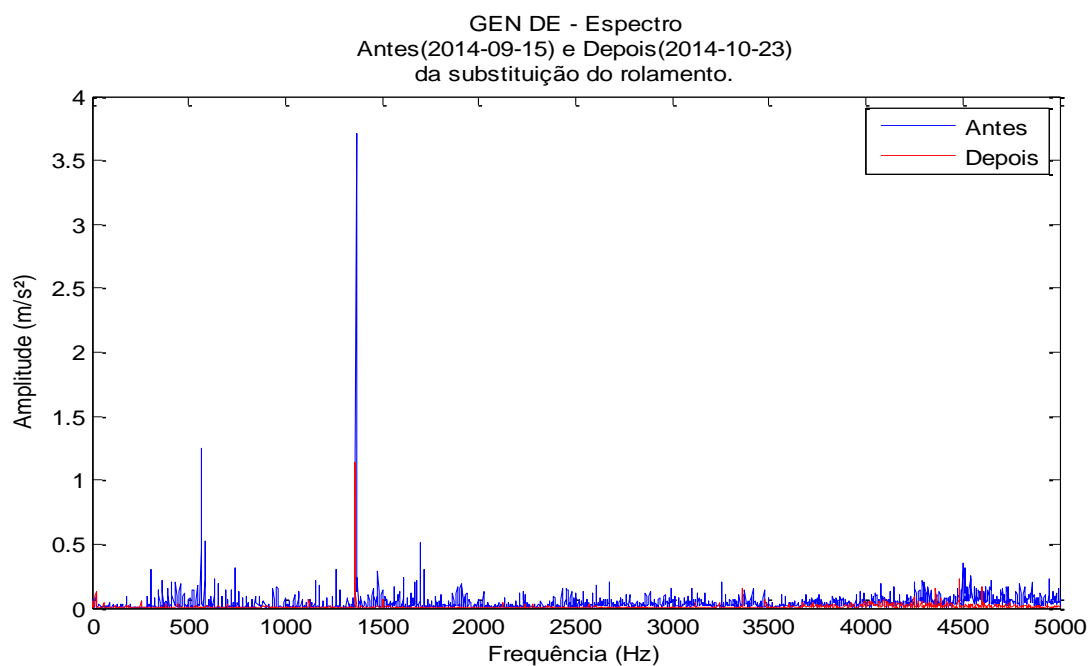
Figura 71 – Comparação do espectro do lado não acoplado do gerador antes e depois da substituição do rolamento



Fonte: Elaborado pelo autor

O espectro do gerador do lado acoplado teve um comportamento semelhante ao seu sinal temporal, pois houve uma queda notável em suas amplitudes após a substituição no rolamento do GEN NDE. Confirmando a influência que um exerce sobre o outro.

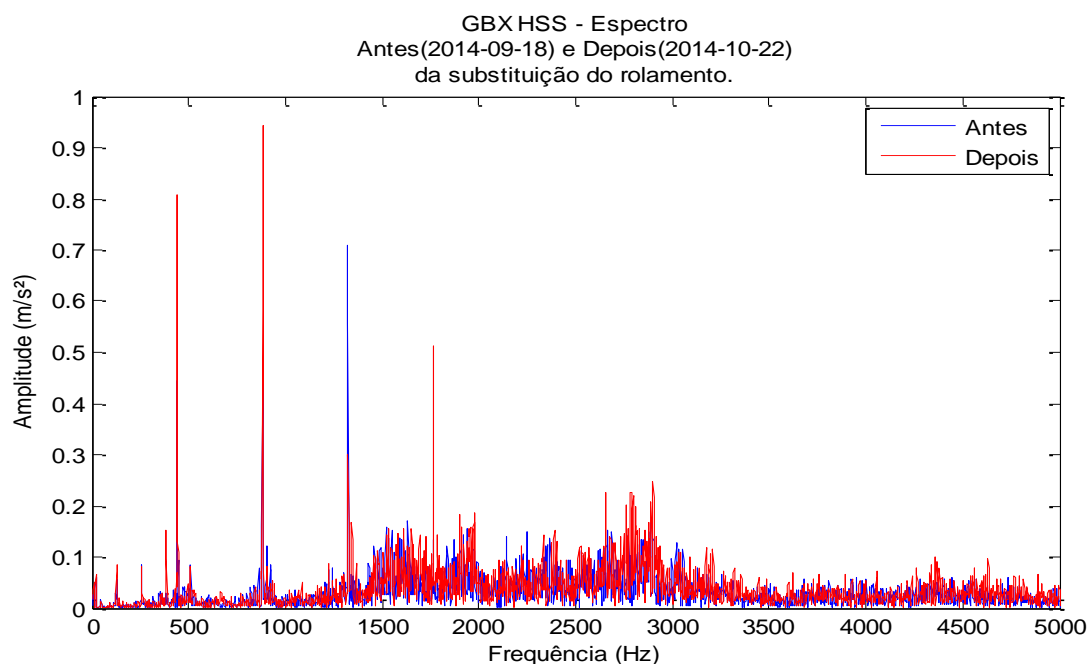
Figura 72 – Comparação do espectro do lado acoplado do gerador antes e depois da substituição do rolamento



Fonte: Elaborado pelo autor

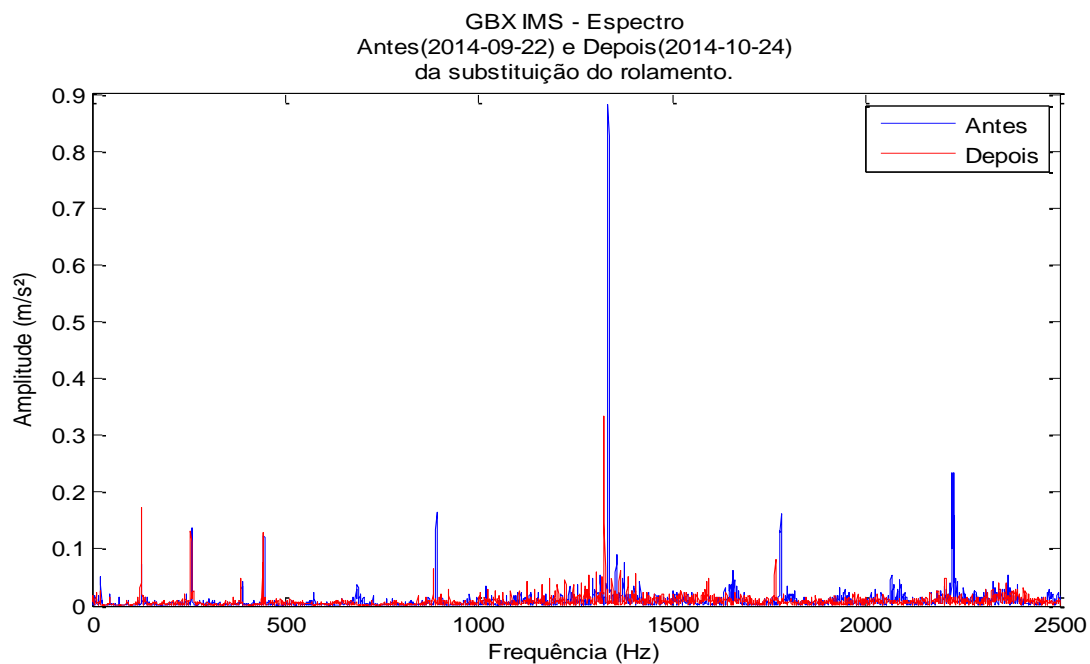
A caixa de engrenagem na região de alta velocidade, novamente, não apresentou nenhuma modificação notável após a substituição do rolamento. A causa fica ainda mais evidente na análise do espectro, pois as frequências de engrenamento de seus pares engrenados e sua energia vibracional ficam claras. Assim alterações pequenas oriundas de atravessamentos do GEN NDE não ficam notáveis no espectro.

Figura 73 – Comparação do espectro do eixo de alta velocidade da caixa de engrenagem antes e depois da substituição do rolamento



A caixa de engrenagem na região intermediária sofreu reduções moderadas em seu espectro após a substituição do rolamento do gerador NDE. As únicas amplitudes que se destacam no espectro são as frequências de engrenamento do eixo intermediário (GMF1) e do eixo de alta (GMF2).

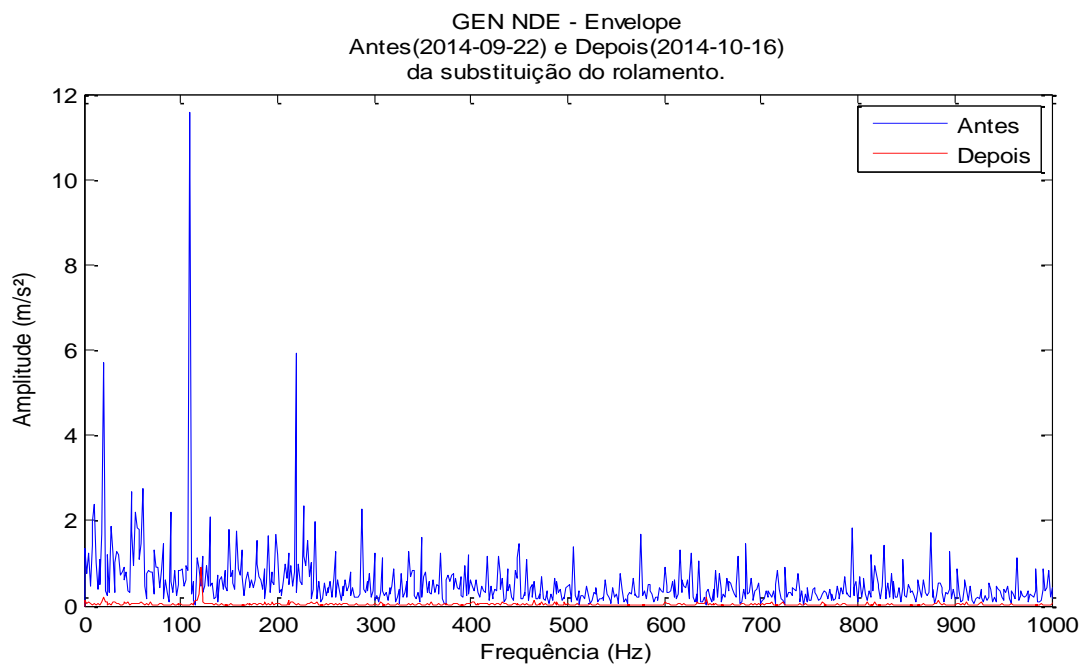
Figura 74 – Comparação do espectro do eixo intermediário da caixa de engrenagem antes e depois da substituição do rolamento



10.2.4. Envelope

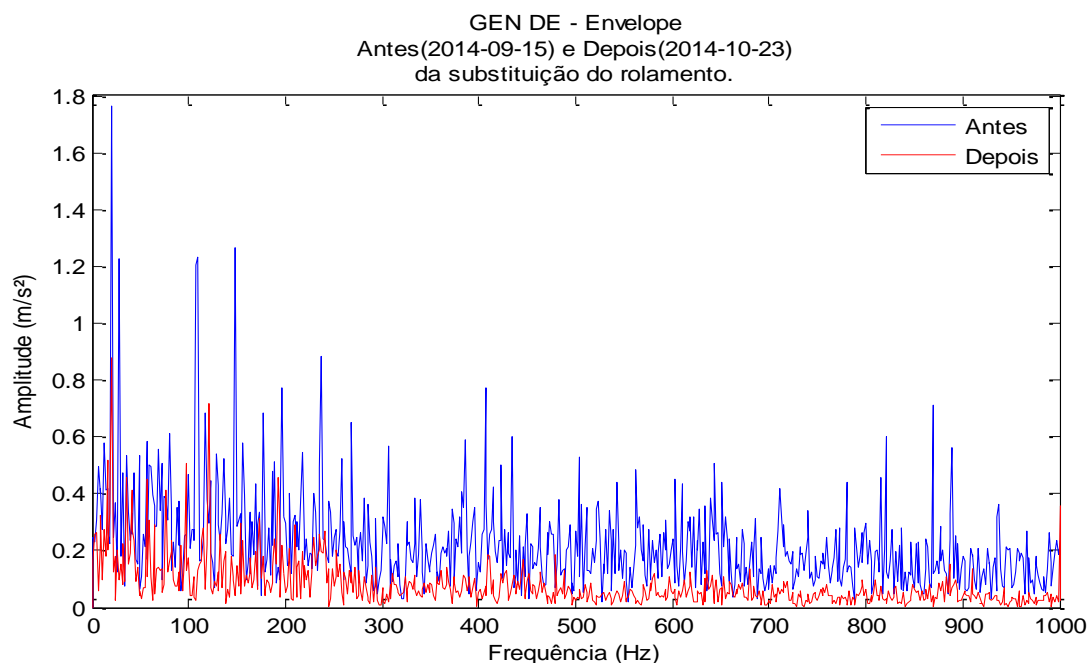
A análise envelope possui a maior variação notável entre o antes e o depois da substituição do rolamento no gerador do lado não acoplado (GEN NDE). Antes da substituição, o espectro mostrava claramente a frequência de defeito do rolamento e seus harmônicos. Após a substituição, o espectro do envelope, que por simplificação será chamado apenas de envelope, tornou-se praticamente uma linha reta com amplitude zero, pois as amplitudes registradas são extremamente baixas.

Figura 75 – Comparação do espectro do envelope do lado não acoplado do gerador antes e depois da substituição do rolamento



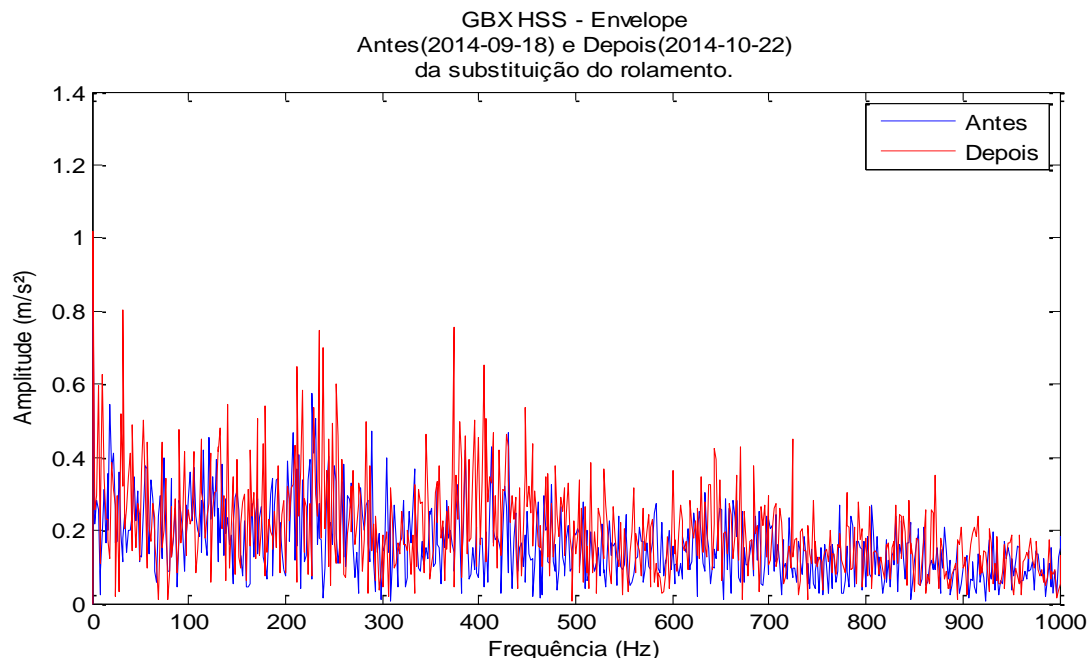
O envelope do gerador do lado acoplado também teve variações notáveis principalmente com relação ao pico na frequência de 105 Hz que era causada pelo atravessamento do GEN NDE para o GEN DE. Além disso, o envelope como um todo teve queda significativa em suas amplitudes.

Figura 76 – Comparação do espectro do envelope do lado acoplado do gerador antes e depois da substituição do rolamento



O envelope da caixa de engrenagem na região de alta velocidade praticamente apresentou a mesma característica que apresentava antes da substituição do rolamento. Portanto, a princípio a substituição do rolamento não teve influência significativa no GBX HSS.

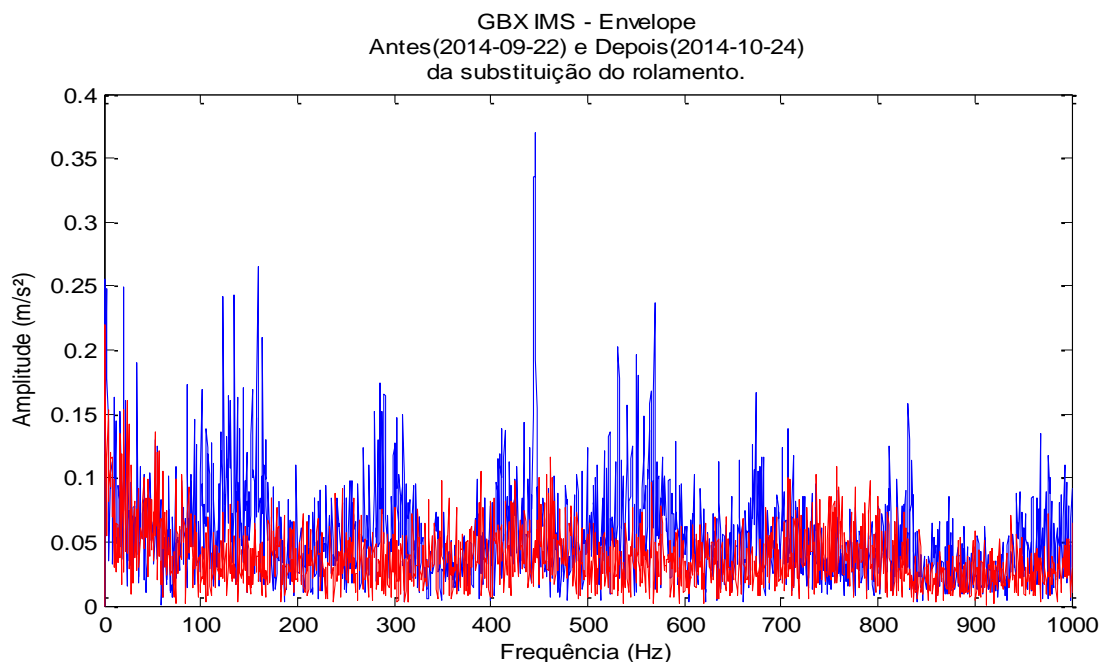
Figura 77 – Comparação do espectro do envelope do eixo de alta velocidade da caixa de engrenagem antes e depois da substituição do rolamento



Fonte: Elaborado pelo autor

A caixa de engrenagem na região intermediária teve alterações significativas em suas amplitudes após a substituição do rolamento do gerador NDE. Resultando em um envelope suave e sem nenhuma frequência de defeito em destaque.

Figura 78 – Comparação do espectro do envelope do eixo intermediário da caixa de engrenagem antes e depois da substituição do rolamento



10.3. Análise Financeira

A análise financeira baseia-se na comparação de custos de um sistema sem CM e um sistema com CM, e então pode-se ter uma estimativa da redução no custo de manutenção devido ao CMS. Para entender esta análise faz-se necessário entender primeiramente o que acontece em cada um dos cenários.

O sistema com CM identifica defeitos nas turbinas com antecedência à sua falha. Consequentemente, há tempo suficiente para checar o estoque de peças sobressalente e comprar novas peças caso seja necessário, o que evitaria o tempo de máquina parada a espera do componente/subcomponente. Além disso, podem-se contratar os serviços necessários (guindaste, equipe especializada, máquina de alinhamento, etc.) de forma planejada e sem pagar preços de emergência que são mais caros. Dessa forma, a manutenção corretiva acontece de forma planejada e controlada sem gerar qualquer tipo de dano secundário a outros componentes. No caso do rolamento do GEN NDE identificado, a troca do rolamento foi feita pela própria equipe de manutenção e não necessitou serviços de guindaste (pois a troca pode ser feita dentro da nacelle) ou de alinhamento de máquina (já que o DE permanece alinhado). Portanto, o custo envolvido nessa operação foi o custo do novo rolamento e o custo de máquina parada durante a manutenção. A troca do rolamento começou às 8h e terminou às 23h, logo uma duração de 15h. Os ganhos devido ao uso do CMS são mostrados na tabela 21.

Tabela 21 – Análise financeira dos ganhos devido ao CMS

	Tempo de Parada Médio (h)	Perda de Energia (MWh)	Custo de Parada (R\$)	Custo Gerador / Rolamento (R\$)	Custo Guindaste (R\$)	Custo Total (R\$)
Sistema sem CMS – Cenário Negativo	720	432	R\$ 151.200,00	R\$ 150.000,00	R\$ 50.000,00	R\$ 351.200,00
Sistema com CMS – Cenário Positivo	240	144	R\$ 50.000,00	R\$ 150.000,00	R\$ 50.000,00	R\$ 250.000,00
Sistema com CMS	15	9	R\$ 3.150,00	R\$ 3.000,00	R\$ 0,00	R\$ 6.150,00
Redução no Custo devido ao CMS – Cenário Negativo						R\$ 345.050,00
Redução no Custo devido ao CMS – Cenário Positivo						R\$ 243.850,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Num sistema sem o CMS o rolamento falharia catastróficamente, ou seja, a máquina pararia de funcionar abruptamente. Por conseguinte, a parada brusca e a quebra do rolamento causariam danos irreparáveis ao gerador que precisaria ser trocado por completo. Dessa forma, é necessário ter um gerador à disposição em estoque, caso contrário seria preciso esperar até que um gerador chegasse à central eólica que muitas vezes estão em regiões remotas. O mesmo vale para o guindaste e a equipe de apoio que seria necessária para se realizar essa manutenção. Por consequência, o tempo de parada total de uma turbina eólica para troca de um gerador é muito maior que o tempo de uma troca de rolamento.

Por experiência, num cenário positivo, numa central eólica ideal, com boa localização, com todas as peças sobressalentes a disposição e com guindaste registrado previamente contratado, o tempo de parada total da máquina é em média 10 dias. Enquanto que, em um cenário negativo, em uma central eólica remota, sem componentes/subcomponentes a disposição, e sem guindaste registrado pelo parque, o tempo de parada total da máquina é em média 30 dias ou mais.

A partir desses cenários e assumindo alguns valores comuns no mercado de energia como uma produção média de 0,6 MW, e um ganho de R\$ 350 por megawatt/hora e custo de guindaste de R\$ 50.000,00, tem-se uma redução no custo devido ao CMS de R\$ 246.850,00 à R\$ 348.050,00, um custo de gerador de R\$ 150.000,00 e um custo de rolamento de R\$ 3.000,00, conforme Tabela 21.

10.4. Dificuldades

Várias dificuldades foram encontradas no desenvolvimento deste trabalho; entretanto, as mais significativas foram:

- A grande quantidade de dados a ser processada. Para cada sensor obtém-se aproximadamente um Gigabyte de dados para cada mês de análise.
- Estimativa da criticidade das falhas encontradas. Por não haver resultados anteriores/históricos, a criticidade da falha foi dificultada.

Capítulo 11: Conclusões e Recomendações

Diante dos resultados apresentados e das discussões realizadas, conclui-se que os sistemas de monitoramento de condição são ferramentas eficientes e financeiramente viáveis em aplicações em centrais eólicas. Principalmente devido às características singulares das mesmas, como: localização remota, alto custo de parada/componentes, dificuldades para contratação de serviços (guindastes, inspeções em pá, etc.), temperaturas elevadas, operação ininterrupta e estresses mecânicos altamente variáveis e de alta magnitude.

Há vários tipos de CMS que podem ser utilizados, logicamente, cada um possui suas vantagens e desvantagens. Entretanto, o CMS baseado em vibração é considerado o melhor tipo de CMS para componentes rotativos já que ele é capaz de identificar falhas bem antes dos outros tipos de CMS. Por conseguinte, ele está sendo cada vez mais utilizado para o monitoramento de centrais eólicas. Ele é baseado na identificação das frequências defeituosas presentes na vibração do componente/subcomponente. Para se identificar essas frequências com maior resolução e nitidez, pode-se identificar vários tipos de análises através de tratamento dos dados temporais de vibração.

No estudo de caso realizado em uma turbina eólica real, utilizando um sistema de medição com 8 acelerômetros (2 no rolamento principal, 2 no planetário da engrenagem, 1 na região intermediária da caixa de engrenagem, 1 na região de alta velocidade da engrenagem, 1 no lado acoplado do gerador e 1 no lado não acoplado do gerador), 1 tacômetro, 2 switches e um datalogger, comprovou-se a eficiência técnica e financeira do sistema. Os dados de vibração foram analisados através da análise temporal, transformada rápida de Fourier e análise envelope a partir da transformada de Hilbert, no período de julho a outubro de 2014. Através dessa análises, identificou-se com sucesso um defeito na pista interna do rolamento do lado não acoplado do gerador. O rolamento foi substituído e confirmou-se o defeito. A redução no custo devido ao CMS é estimada entre R\$ 243.850,00 à R\$ 345.050,00.

11.1. Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, recomendam-se estudos sobre a combinação de métodos de monitoramento por condição, aplicação de métodos iguais a máquinas/equipamentos diferentes um estudo de caso, e também, estudos técnico-financeiros para implementação desses sistemas. Alguns exemplos de trabalhos seriam:

- Aplicar outro tipo de CMS a uma turbina eólica com rolamento em estado semelhante e comparar os resultados.
- Aplicar o CMS baseado em vibração a outros tipos de máquinas/equipamentos e fazer comparações entre eles.
- Fazer análises financeiras da compra do sistema CMS e seu impacto em outros fatores (preço da turbina, seguros, financiamento, etc.).

11.2. Contribuições da Dissertação

As contribuições da dissertação são extremamente diversas, entretanto podem ser resumidas em alguns pontos principais:

- A importância de desenvolver tecnologias e métodos no Brasil na área de análise de turbinas eólicas por meio do monitoramento de condição.
- A comprovação da importância da análise e do diagnóstico de falhas em subcomponentes, principalmente em rolamentos. Mostrando através de dados estatísticos que eles causam grande parte das falhas dos componentes principais da turbina eólica.
- O detalhamento do estado da arte de vários tipos de monitoramento de condição que podem ser utilizados em diversas áreas da indústria.
- A análise de uma turbina eólica real através de um monitoramento de condição baseado em vibração.
- Discussões técnico-financeiras sobre a implementação de sistemas de monitoramento de condição em turbinas eólicas e comparações entre o cenário Brasil versus o cenário Mundo.

Referencias

- Ali, J. B., Fnaiech, N., Saidi, L., Chebel-Morello, B., & Fnaiech, F. (2015). Application of Empiricam Mode Decomposition and Artificial Neural Network for Automatic Bearing Fault Diagnosis based on Vibration Signals. *Applied Acoustics*.
- Arato Junior, A. (2004). *Manutenção Preditiva Usando Análise de Vibrações*. Barueri, SP: Manole Ltda.
- Caselitz, P., & Giebhardt, J. (2004). Rotor Condition Monitoring for Improved Operational Safety of Offshore Wind Energy Converters. *Institute for Solar Energy Supply Technology (ISET)*.
- Corp, V. (12 de Março de 2015). *Electrically Induced Bearing Damage & Shaft Currents*. Fonte: <http://www.vibescorp.ca/learn-about/shaft-currents/>
- Costinas, S., Diaconescu, I., & Fagarasanu, J. (2009). Wind Power Plant Condition Monitoring. *International Conference on Energy Planning, Energy Saving, Environmental Education*.
- Dupuis, R. (2010). Application of Oil Debris Monitoring for Wind Turbine Gearbox Prognostics and Health Management. *Annual Conference of the Prognostics and Health Management Society*.
- Dytran Instruments. (23 de Janeiro de 2015). *Accelerometer Mounting Considerations*. Fonte: <http://www.dytran.com/assets/PDF/Accelerometer%20Mounting%20Considerations.pdf>
- Guo, P., & Infield, D. (2012). Wind Turbine Tower Vibration Modeling and Monitoring by the Nonlinear State Estimation Technique (NSET). *Energies*.
- GWEC. (16 de Janeiro de 2015). *Global Wind Energy Council*. Fonte: <http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>
- He, D., Bechhoefer, E., & Saxena, A. (2013). Special Issue on Wind Turbine Prognostics and Health Management. *International Journal of Health and Proagnostics Special Issue: Wind Turbina PHM - Editorial*.
- HIRSCHMANN. (2013). Product Information RS2-4TX/1FX EEC. *BELDEN*.
- ISO 10816-3. (2009). Mechanical Vibration - Evaluation of Machine Vibration by Measurements on Non-rotating parts - Part 3. *International Standard*.
- Kharche, P. P., & Kshirsagar, S. V. (2014). Review of Fault Detection in Rolling Element Bearing. *International Journal of Innovative Research in Advanced Engineering (IJIRAE)*.
- Koulocheris, D., Gyparakis, G., Stathis, A., & Costopoulos, T. (2013). Vibration Signals and Condition Monitoring for Wind Turbines. *Engineering*.

Li, M., Jing, M., Chen, Z., & Liu, H. (2014). An Improved Ultrasonic Method for Lubricant-film Thickness Measurement in Cylindrical Roller Bearing under Light Radial Load. *Xi'an Jiaotong University*.

Lifetime Reliability Solutions. (13 de Fevereiro de 2015). *Vibration Analysis for Fault Diagnosis*. Fonte: http://www.lifetime-reliability.com/tutorials/maintenance-management/7_VA_for_Fault%20Diagnosis.pdf

Lyons, R. G. (2004). *Understanding digital signal processing*. Prentice Hall PTR, Pearson Education.

Madisetti, V. K. (2010). *The Digital Signal Processing Handbook, 2 ed, Digital Signal Processing Fundamentals*. CRC Press.

Márquez, F. P., Tobias, A. M., Pérez, J. M., & Papaelias, M. (2012). Condition Monitoring of Wind Turbines: Techniques and Methods. *Renewable Energy*.

Mathias, M. H., Medeiros, R. J., & Coelho, E. (22 de Janeiro de 2012). *Ferramentas de Diagnóstico de Máquinas*. Fonte: Acervo Digital da Universidade Estadual Paulista: http://www.acervodigital.unesp.br/handle/123456789/46460?locale=pt_BR

MathWorks. (21 de Janeiro de 2015). *Fast Fourier Transform*. Fonte: Matlab: <http://www.mathworks.com/help/matlab/math/fast-fourier-transform-fft.html>

Meggitt. (09 de Novembro de 2014). *Minimizing Measurement Uncertainty in calibration and use of accelerometers*. Fonte: Endevco: <https://www.endevco.com/guest-downloads/>

Mobius. (1999-2006). *I Learn Vibration Product CD*. Fonte: <http://www.mobiusinstitute.com/site2/detail.asp?LinkID=31>

National Instruments. (25 de Novembro de 2014). *Products for Wind Turbine Condition Monitoring*. Fonte: <http://www.ni.com/white-paper/7676/en/>

Nie, M., & Wang, L. (2013). Review of Condition Monitoring and Fault Diagnosis Technologies for Wind Turbine Gearbox. *Science Direct, 2nd International Through-life Engineering Services Conference*.

Niknam, S. A., Thomas, T., Hines, J. W., & Sawhney, R. (2013). Analysis of Acoustic Emission Data for Bearing Subject to Unbalance. *International Journal of Prognostics and Health Management*.

Oppenheim, A. V., & Schaffer, R. W. (2010). *Discrete-Time Signal Processing, 3ed*. PEARSON.

Princeton University. (19 de Janeiro de 2015). *Discrete Fourier Transform*. Fonte: https://www.princeton.edu/~achaney/tmve/wiki100k/docs/Discrete_Fourier_transform.html

Romanenko, A., Ahola, J., Muetze, A., & Niskanen, V. (2014). Study of Incipient Bearing Damage Monitoring in Variable-speed Drive Systems. *EPE'14 ECCE Europe Conference, Lappeenranta, Finland*.

- Shakya, P., Darpe, A. K., & Kulkarni, M. S. (2013). Vibration-based fault diagnosis in rolling element bearings: ranking of various time, frequency and time-frequency domain data-based damage identification parameters. *The International Journal of Condition Monitoring*.
- Sharma, S., & Mahto, D. (2013). Condition Monitoring of Wind Turbines: A Review. *International Journal of Scientific & Engineering Research*.
- Sheng, S. (2012). Wind Turbine Gearbox Condition Monitoring Round Robin Study - Vibration Analysis. *National Renewable Energy Laboratory, Technical Report*.
- Sheng, S. (2013). Report on Wind Turbine Subsystem Reliability - A Survey of Various Database. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.
- Sheng, S., & Veers, P. (2011). Wind Turbine Drivetrain Condition Monitoring - An Overview. *Mechanical Failures Prevention Group, Applied Systems Health Management Conference*.
- Sheng, S., Keller, J., & Glinsky, C. (2013). Gearbox Reliability Collaborative Update. *Sandia Reliability Workshop, Albuquerque, NM*.
- Siegel, D., Ly, C., & Lee, J. (2011). Evaluation of Vibration-Based Health Assessment and Diagnostic Techniques for Helicopter Bearing Components. *7th International Conference on Health & Usage Monitoring (HUMS)*.
- SKF Condition Monitoring Custom Products. (CMCP240). Product Catalog. *Proximity Probe Speed Sensor*.
- SKF Reliability Systems. (Part No. 32146100, Q). IMx-W. *WindCON*.
- SKF Reliability Systems. (Revision A, 09-09). Document Part Number 20090001.
- SKF Reliability Systems. (Revision C, 12-8). Document Part Number 20120035.
- Soualhi, A. (2014). Bearing Health Monitoring Based on Hilbert--Huang Transform, Support Vector Machine, and Regression. *IIE Transactions on Instrumentation and Measurement*.
- Stevens, D. (29 de Janeiro de 2015). *Rolling Element Bearings*. Fonte: www.vibanalysis.co.uk/vibanalysis/rolling/rolling.html
- Tachakoua, P., Wamkeue, R., Ouhrouche, M., Slaoui-Hasnaoui, F., Tameghe, T. A., & Ekemb, G. (2014). Wind Turbine Condition Monitoring: State-of-the-Art Review, New Trends, and Future Challenges. *Energies*.
- Toms, A. (2014). Oils Debris Monitoring: Part of an Effective Gearbox Monitoring Strategy. *GasTOPS Inc*.
- University of Toronto. (20 de Janeiro de 2015). *Hilbert Transform*. Fonte: <http://www.comm.utoronto.ca/frank/papers/hilbert.pdf>
- Urbanek, J., Barszcz, T., & Antoni, J. (2014). Integrated Modulation Intensity Distribution as a Practical Tool for Condition Monitoring. *Applied Acoustics*.

Vachtsevanos, G., Lewis, F., Roemer, M., Hess, A., & Wu, B. (2006). *Intelligent Fault Diagnosis and Prognosis for Engineering Systems*. John Wiley & Sons Inc.

VDI 3834. (2009). Measurement and Evaluation of the Mechanical Vibration of Wind Energy Turbines and their components – Part 1 – Onshore Wind Energy Turbines with Gears. *International Standard*.

Verbruggen, T. W. (2003). Wind Turbine Operation & Maintenance based on Condition Monitoring. *ECN-C--03-047*.

Whittle, M. (2015). Wind Turbine Generator Reliability: An Exploration of the Root Causes of Generator Bearing Failures. *Durham theses, Durham University*.

Wilcoxon Research. (10 de Janeiro de 2015). *Acelerometer Mounting Hardware and Installation Techniques*. Fonte: <http://www.wilcoxon.com/knowdesk/rep6.pdf>

Williamson, D. (1999). *Discrete-time Signal Processing: An Algebraic Approach*. Springer-Verlag London Ltd.

Wind Energy Update. (2015). 7th Annual Wind Energy Operations & Maintenance Dallas Summit, Texas, USA.

Wisznia, R. (2013). Condition Monitoring of Offshore Wind Turbines. *Master of Science Thesis, KTH School of Industrial Engineering and Management*.

Wowk, V. (1991). *Machinery Vibration Measurement and Analysis*. McGraw-Hill.

WWindea. (12 de Março de 2015). *Wind Turbine Maintenance & Condition Monitoring*. Fonte: http://www.wwindea.org/technology/ch03/en/3_4_3.html

Yang, H., Mathew, J., & Ma, L. (2003). Vibration Feature Extraction Techniques for Fault Diagnosis of Rotating Machinery: A Literature Survey. *Pacific Vibration Conference, Gold Coast, Australia*.

Ziani, R., Zagadi, R., Felkaoui, A., & Djouada, M. (2012). Bearing Fault Diagnosis Using Neural Network and Genetic Algorithms with the Trace Criterion. *Condition Monitoring of Machinery in Non-Stationary Operations*.

Apêndice 1: Códigos em Matlab

Código 1

```

Fs = 1000;           % Frequência de amostragem
T = 1/Fs;           % Tempo de amostragem
L = 1000;           % Comprimento do sinal
t = (0:L-1)*T;       % Vetor “tempo”

% Soma de uma senoide de 50 Hz com amplitude 0.7 m/s2 e uma de 120 Hz com
amplitude 1 m/s2:
x = 0.7*sin(2*pi*50*t) + sin(2*pi*120*t);
y = x + 2*randn(size(t)); % Sonoides mais o ruído
plot(Fs*t(1:50),y(1:50))
title('Sinal corrompido com ruído de média zero')
xlabel('tempo (ms)')

```

Código 2

```

NFFT = 2^nextpow2(L);
Y = fft(y,NFFT)/L;
f = Fs/2*linspace(0,1,NFFT/2+1);
plot(f,2*abs(Y(1:NFFT/2+1)))
title('Espectro de y(t)')
xlabel('Frequência (Hz)')
ylabel('|Y(f)|')

```

Código 3

```
% Impulsos através do Gaus pulse train
T = 0.4;
fs = 10000;
dt = 1/fs;
t=0:dt:T;
L = length(t);
NFFT = 2^nextpow2(L);
ruído = 0.01*randn(size(t));
fi = 38.91;    % frequência do impulso
fres = 900;    % frequência de ressonância induzida pelo defeito
ti = round((1/fi)*10^4)/10^4;
Aini = 0.8;
d = 0 : ti : T;
imp = Aini*pulstran(t,d,'gauspuls',fres,0.5);

% sinal temporal + ruído
y1 = 1*sin(2*pi*100*t)+ 1.3*sin(2*pi*250*t)+
1.7*sin(2*pi*300*t)+1.5*sin(2*pi*450*t)+ruído;
A1 = fft(y1,NFFT)/L;
A1 = 2*abs(A1(1:NFFT/2+1));
f = fs/2*linspace(0,1,NFFT/2+1);

% Sinal temporal + ruído + impulsos
y2 = y1+imp;
A2 = fft(y2,NFFT)/L;
A2 = 2*abs(A2(1:NFFT/2+1));

% Extração do envelope para sinal 2 (y2)
Fst1 = 595*2/fs;
Fp1 = 600*2/fs;
Fst2 = 1205*2/fs;
Fp2 = 1200*2/fs;

d = fdesign.bandpass('Fst1,Fp1,Fp2,Fst2,Ast1,Ap,Ast2',Fst1,Fp1,Fp2,Fst2,32,12,15);
Hd = design(d, 'equiripple');

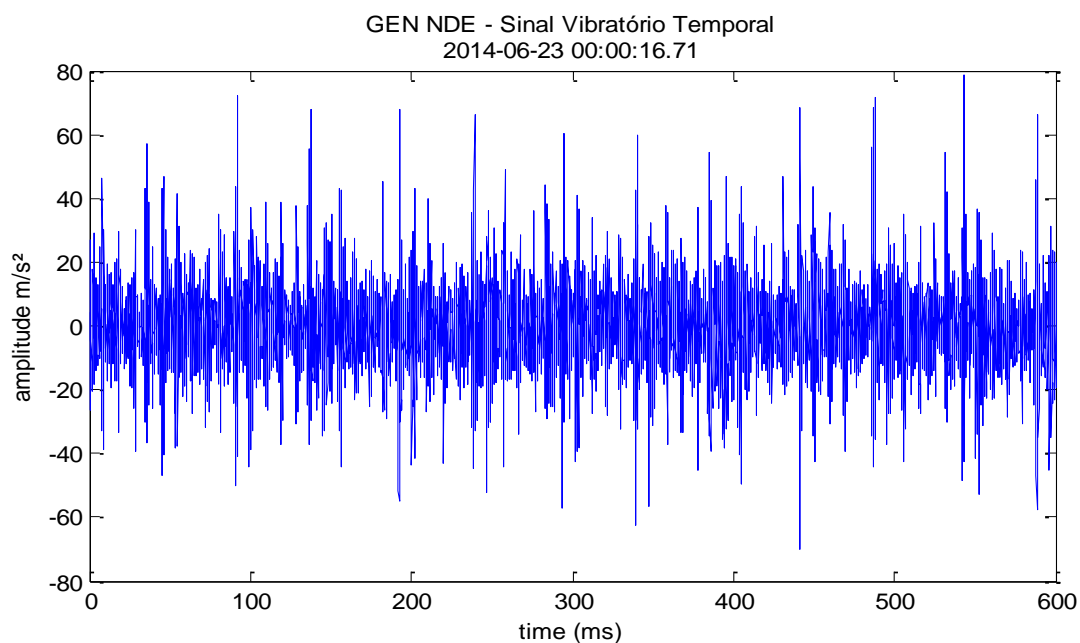
y3 = filter(Hd,y2);
y4 = abs(hilbert(abs(y3)));
figure
plot(t,abs(y3),t,y4)
A4 = fft(y4,L)*3.994/L;
A4 = 2*abs(A4(1:length(f)));
A4(1)=0;    % Amplitude zero para f=0

figure    % espectro do envelope
plot(f,A4)
```

Apêndice 2: Acompanhamento Mensal do desenvolvimento da falha.

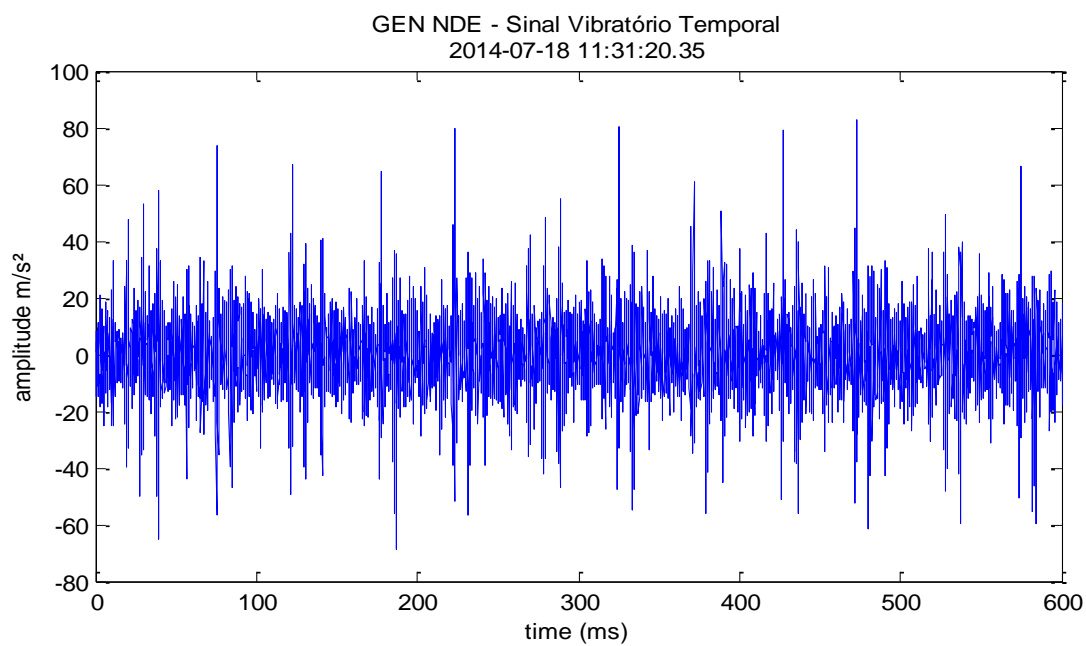
- a. Análise do Sinal Vibratório Temporal
 - GEN NDE

Figura 79 – Sinal vibratório temporal do GEN NDE no mês de junho



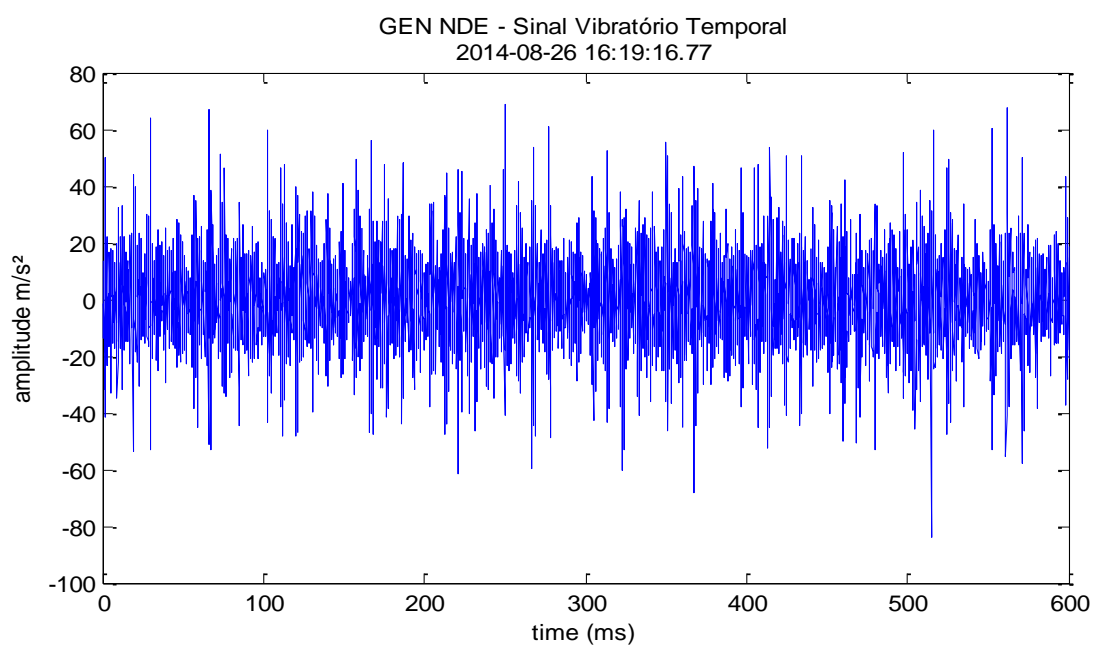
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 80 – Sinal vibratório temporal do GEN NDE no mês de julho



Fonte: Elaborado pelo autor

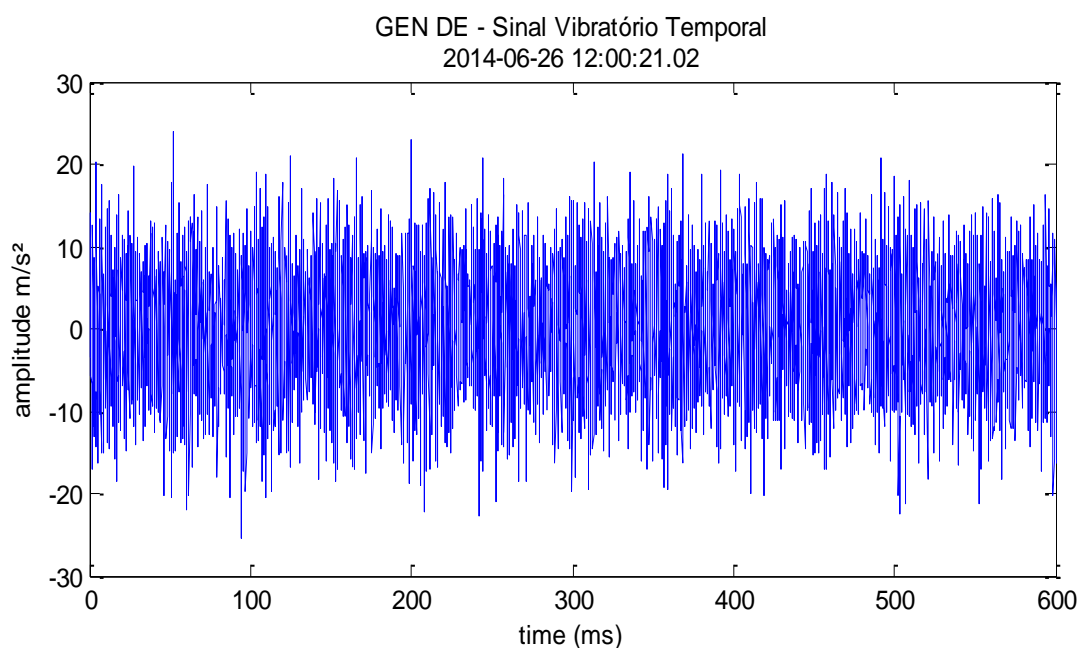
Figura 81 – Sinal vibratório temporal do GEN NDE no mês de agosto



Fonte: Elaborado pelo autor

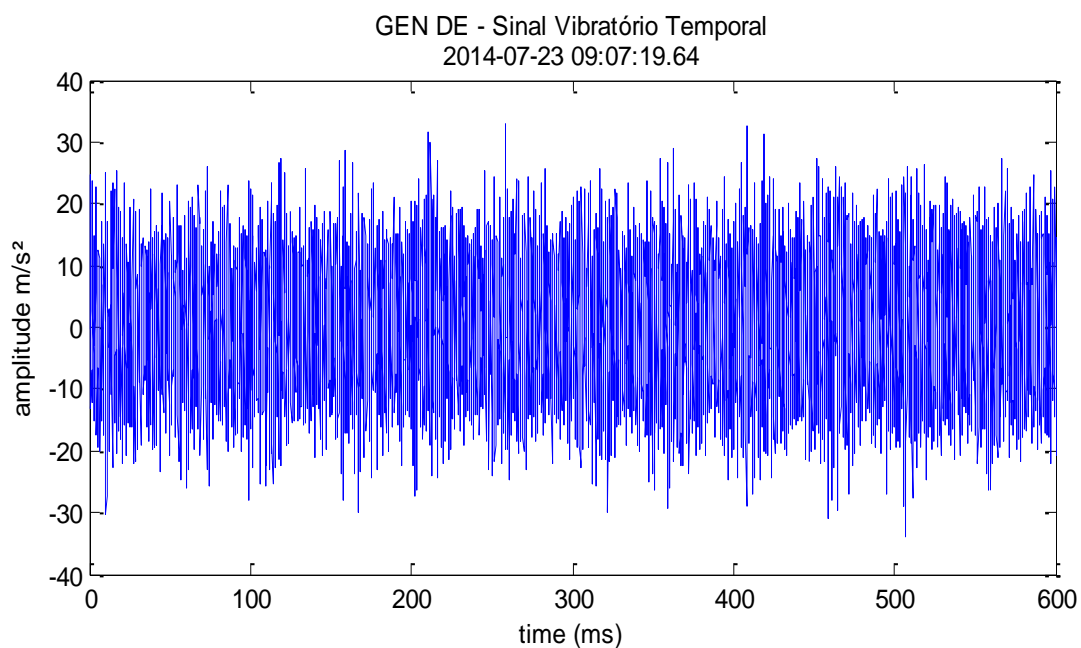
- GEN DE

Figura 82 – Sinal vibratório temporal do GEN DE no mês de junho



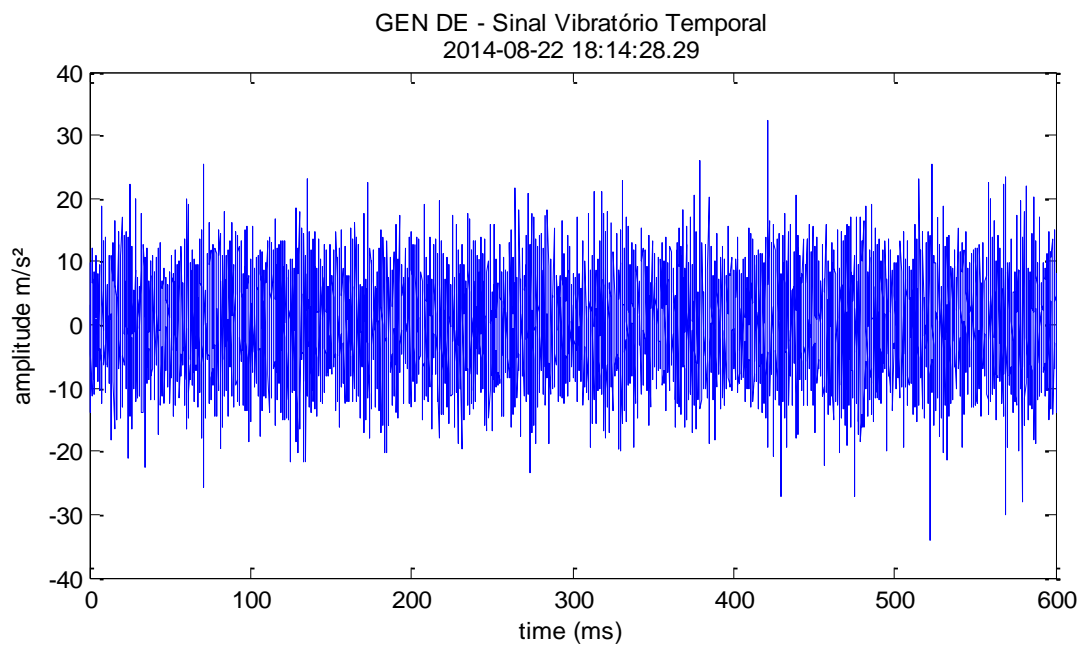
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 83 – Sinal vibratório temporal do GEN DE no mês de julho



Fonte: Elaborado pelo autor

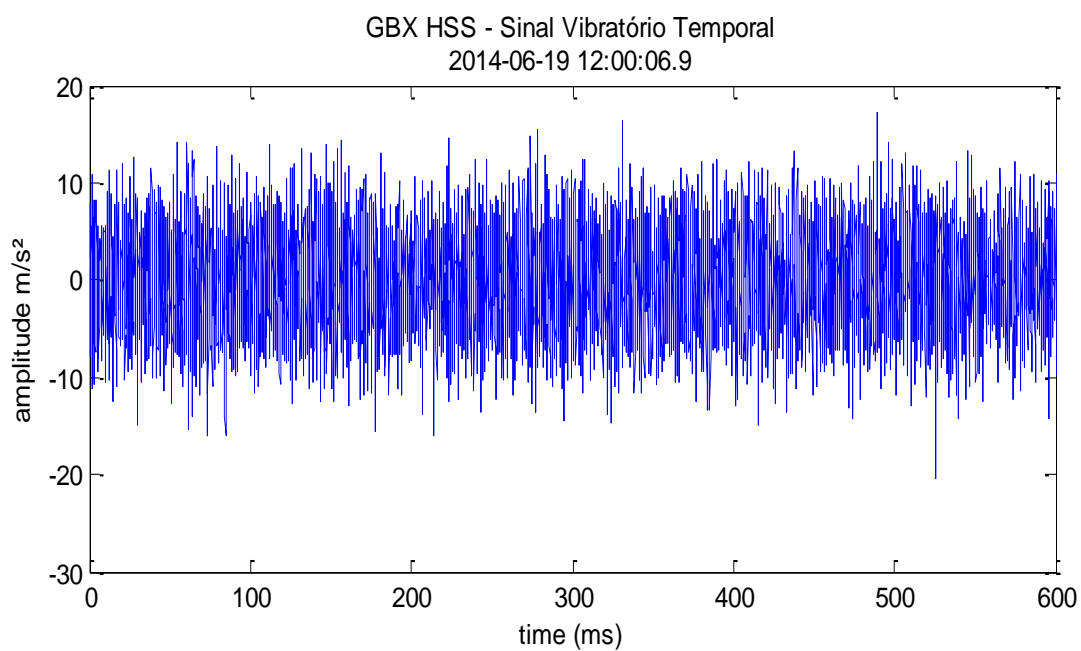
Figura 84 – Sinal vibratório temporal do GEN DE no mês de agosto



Fonte: Elaborado pelo autor

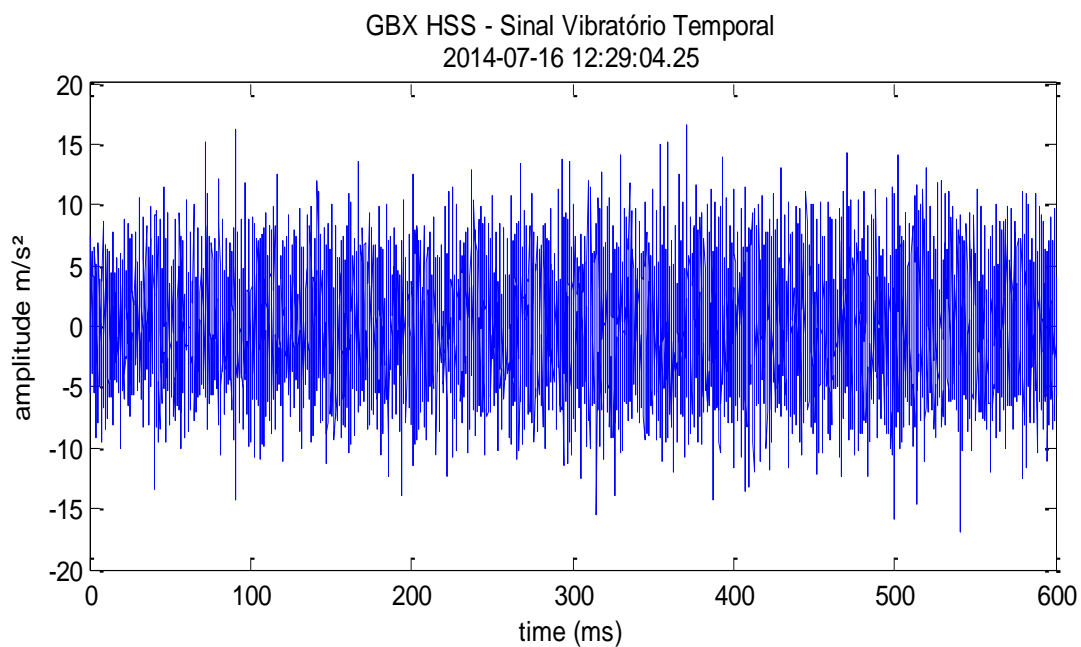
- GBX HSS

Figura 85 - Sinal vibratório temporal do GBX HSS no mês de junho



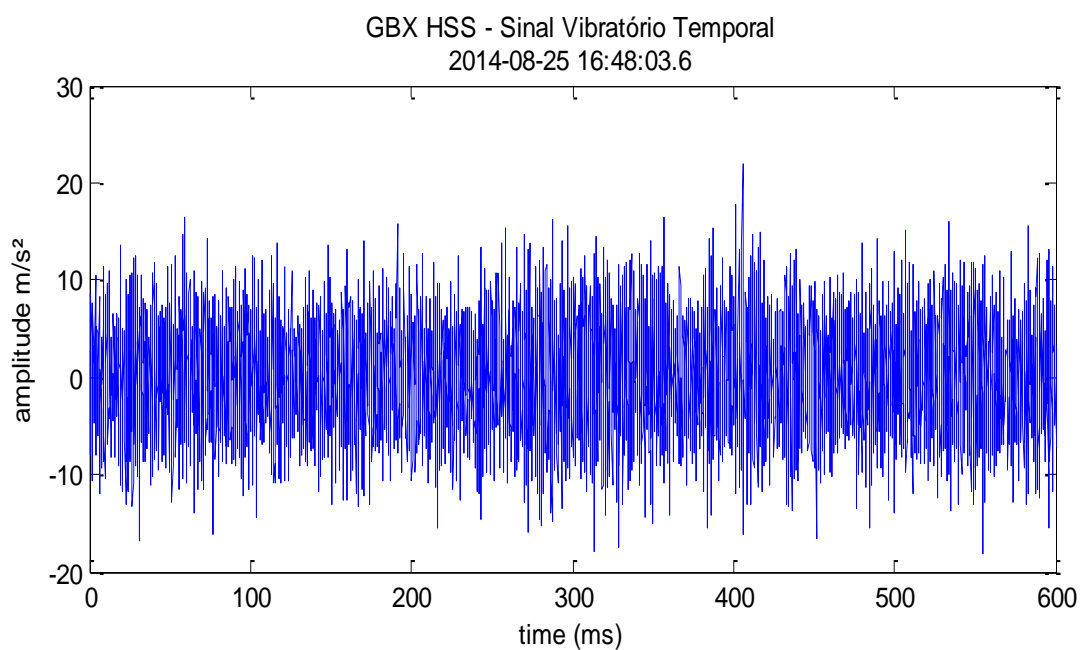
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 86 – Sinal vibratório temporal do GBX HSS no mês de julho



Fonte: Elaborado pelo autor

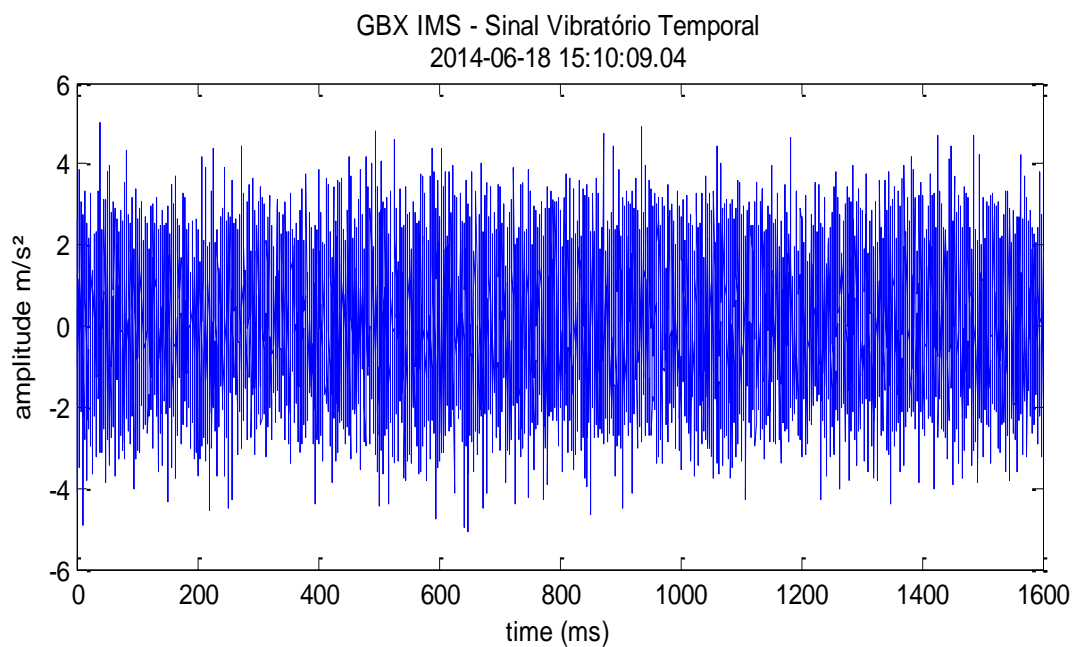
Figura 87 – Sinal vibratório temporal do GBX HSS no mês de agosto



Fonte: Elaborado pelo autor

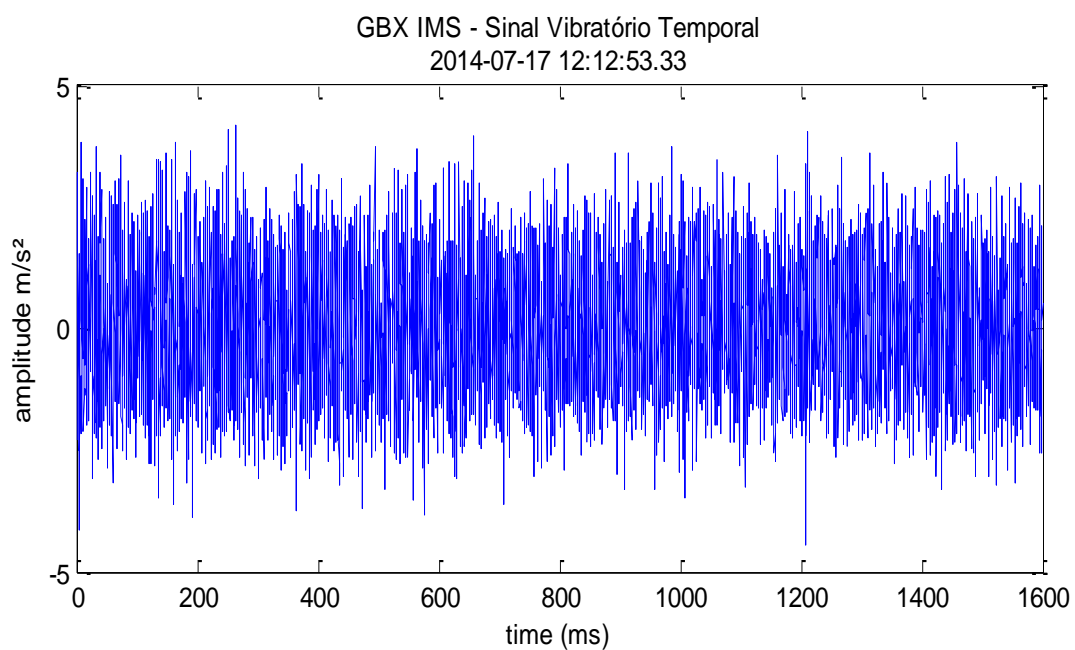
- GBX IMS

Figura 88 – Sinal vibratório temporal do GBX IMS no mês de junho



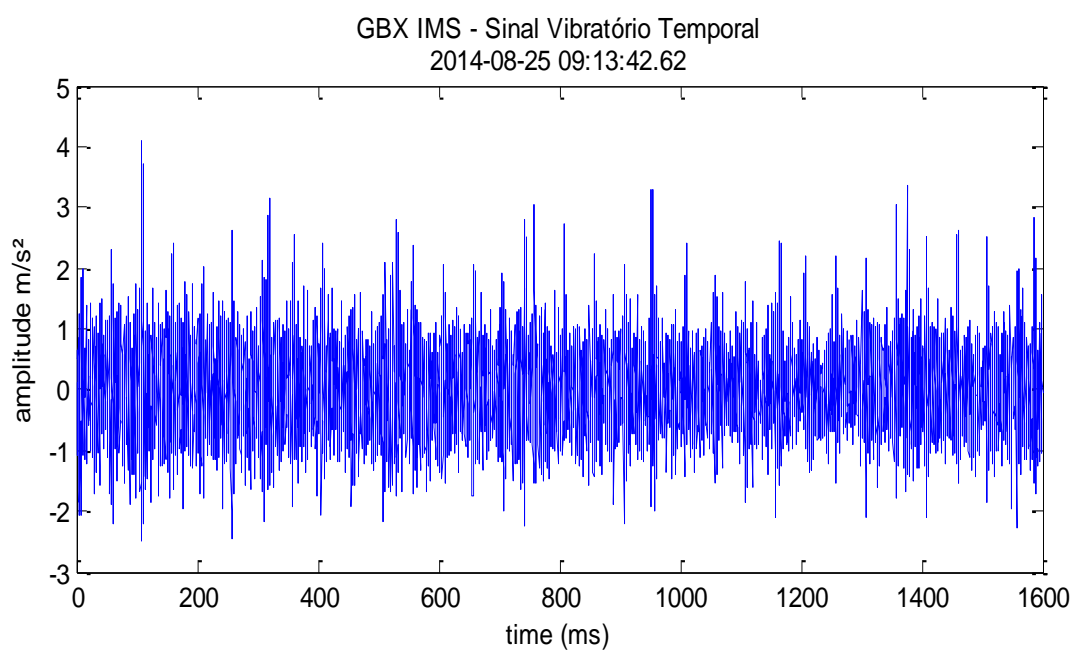
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 89 – Sinal vibratório temporal do GBX IMS no mês de julho



Fonte: Elaborado pelo autor

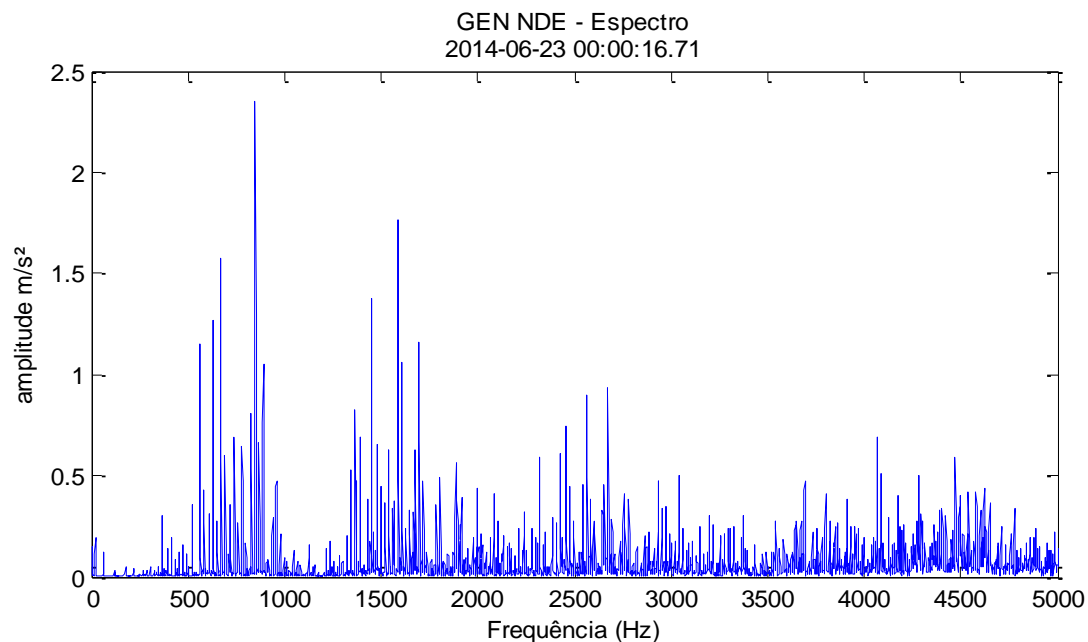
Figura 90 – Sinal vibratório temporal do GBX IMS no mês de agosto



Fonte: Elaborado pelo autor

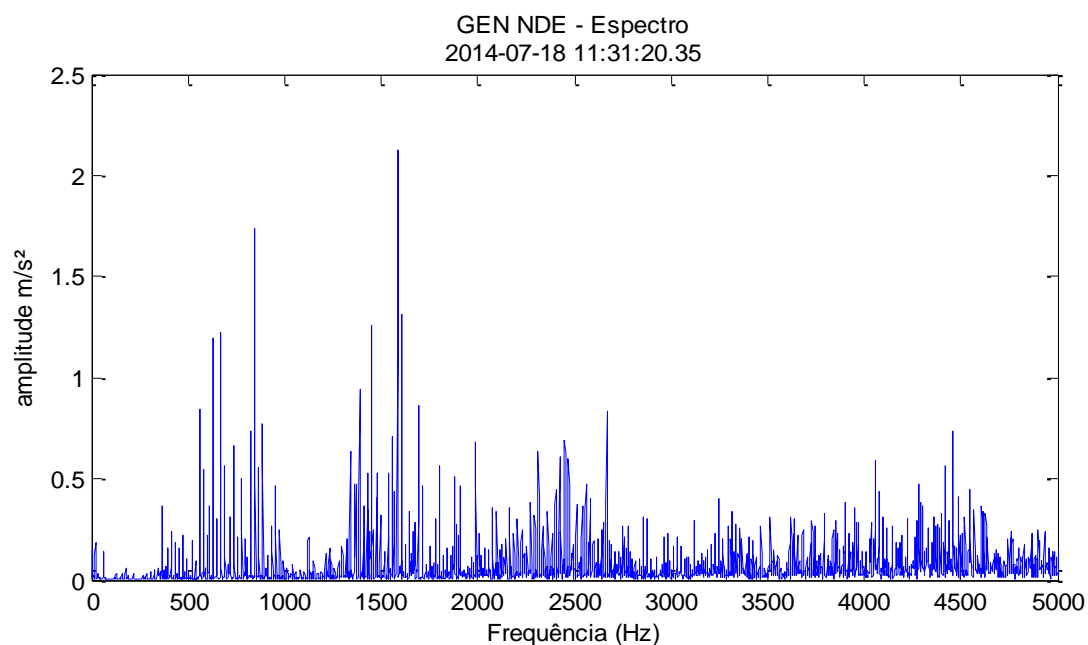
- b. Análise Espectral obtida por FFT
- GEN NDE

Figura 91 – Espectro do GEN NDE no mês de junho



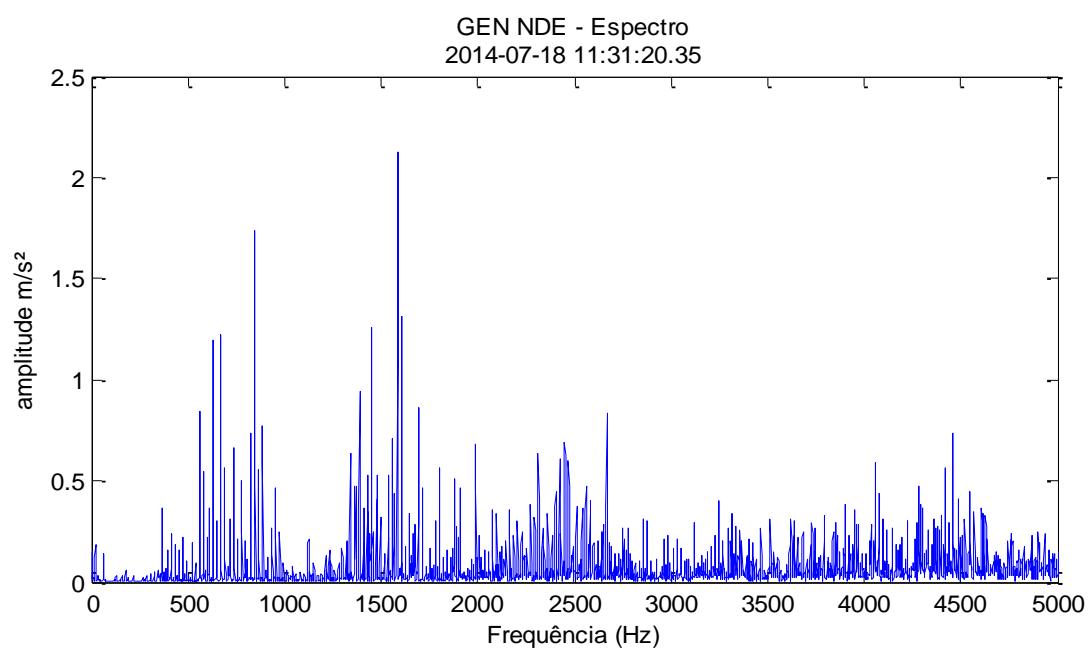
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 92 – Espectro do GEN NDE no mês de julho



Fonte: Elaborado pelo autor

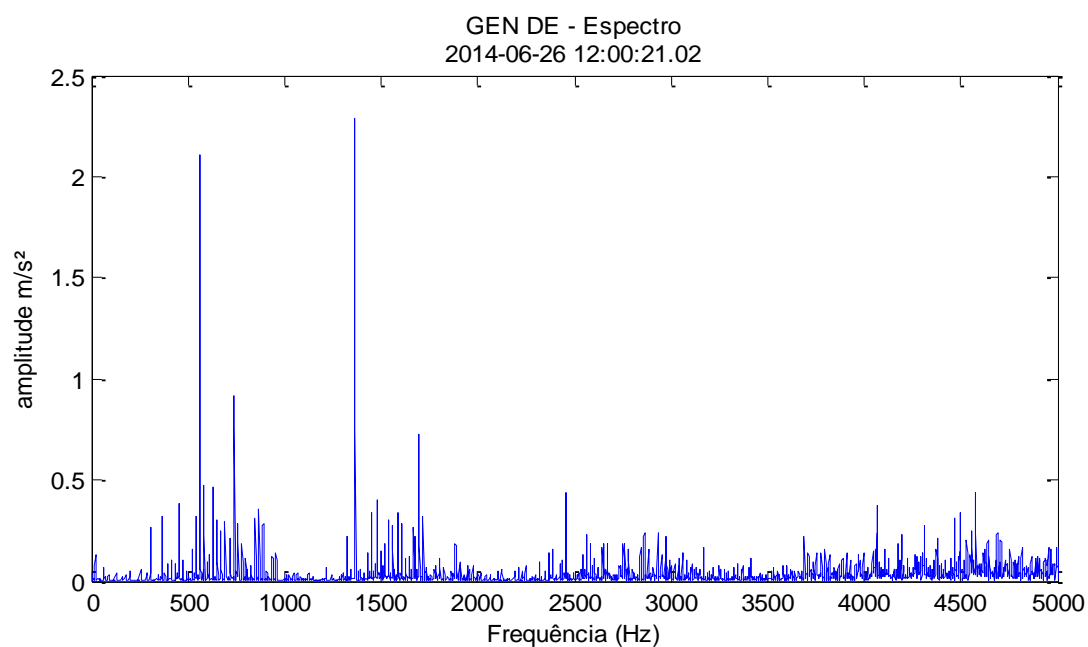
Figura 93 – Espectro do GEN NDE no mês de agosto



Fonte: Elaborado pelo autor

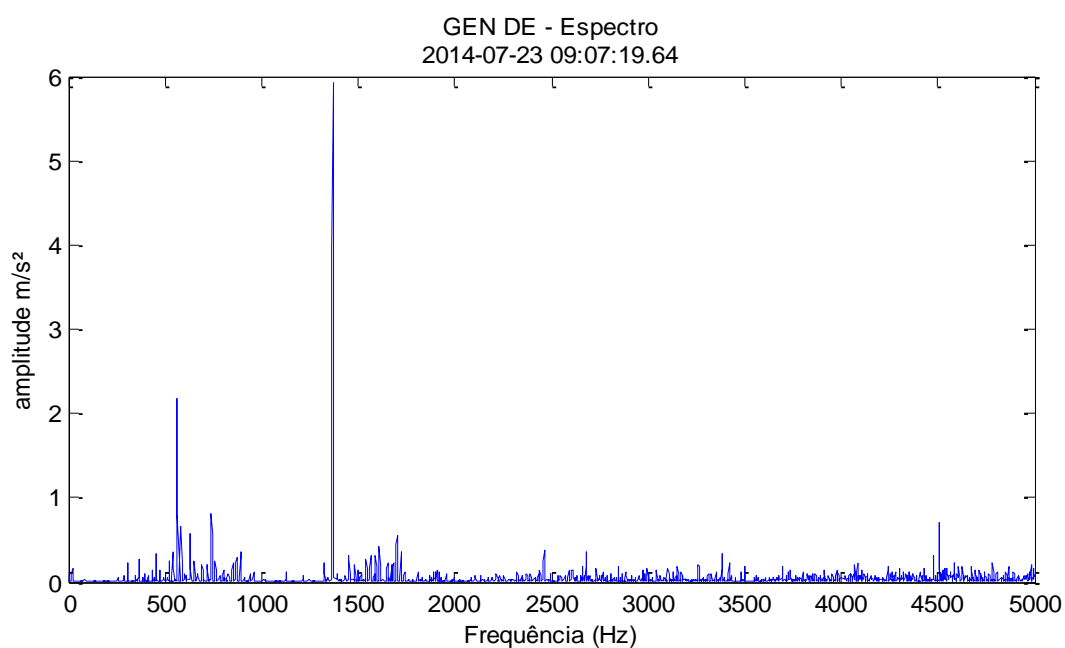
- GEN DE

Figura 94 – Espectro do GEN DE no mês de junho



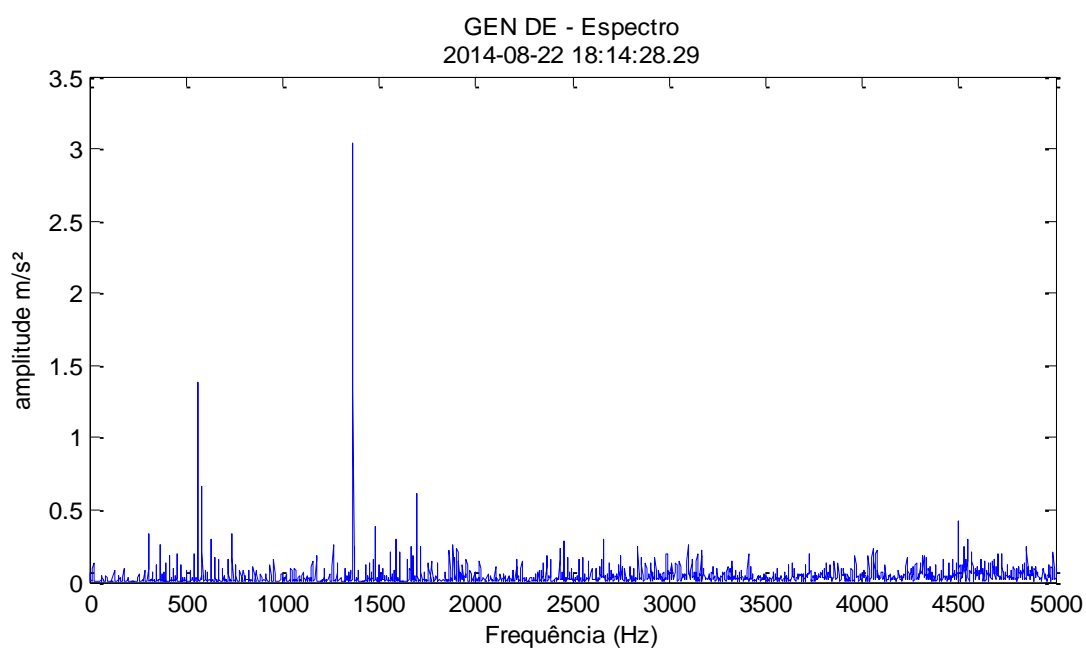
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 95 – Espectro do GEN DE no mês de julho



Fonte: Elaborado pelo autor

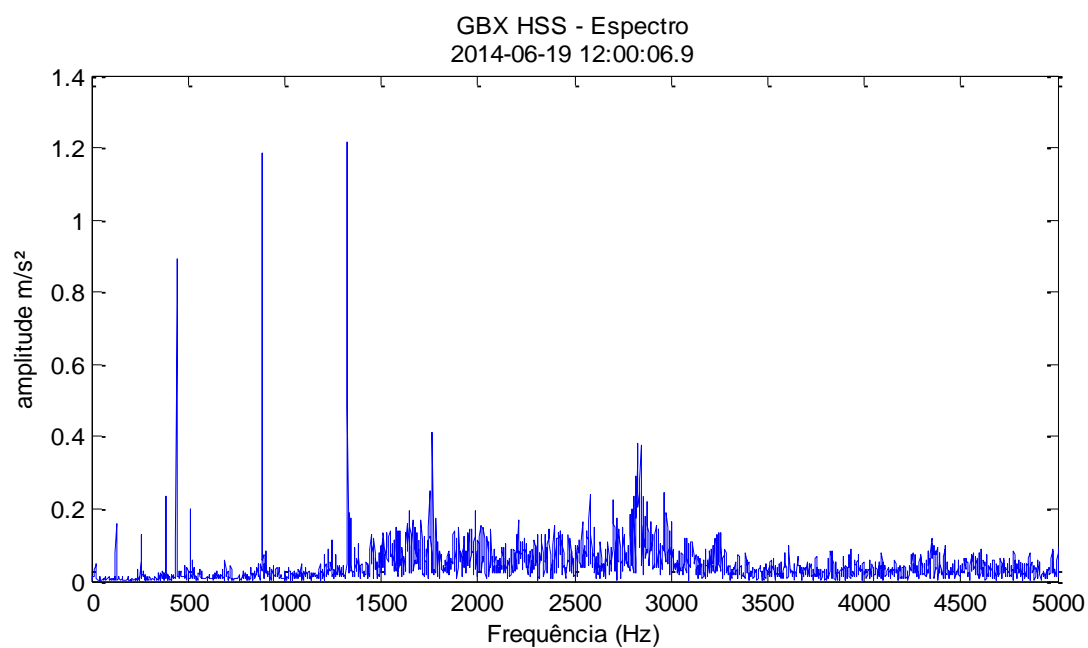
Figura 96 – Espectro do GEN DE no mês de agosto



Fonte: Elaborado pelo autor

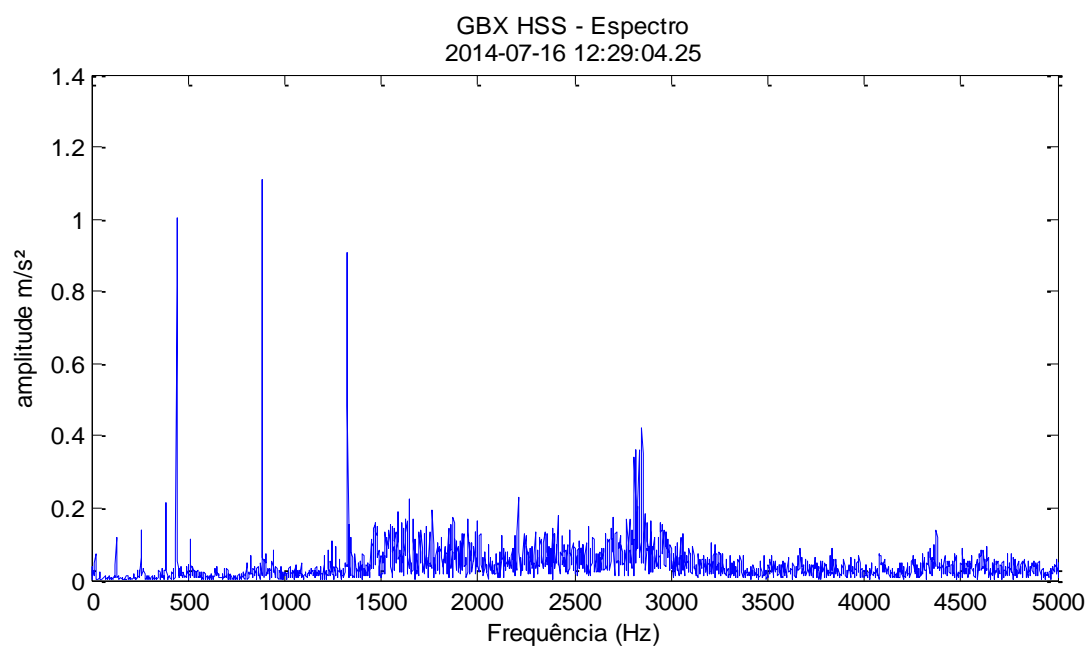
- GBX HSS

Figura 97 – Espectro do GBX HSS no mês de junho



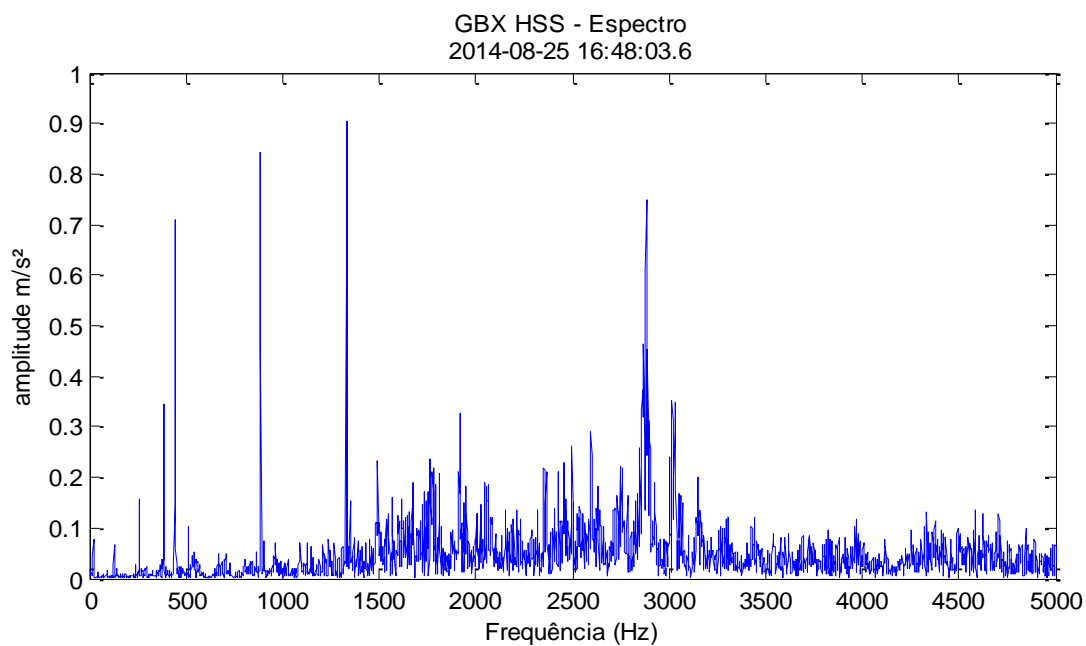
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 98 – Espectro do GBX HSS no mês de julho



Fonte: Elaborado pelo autor

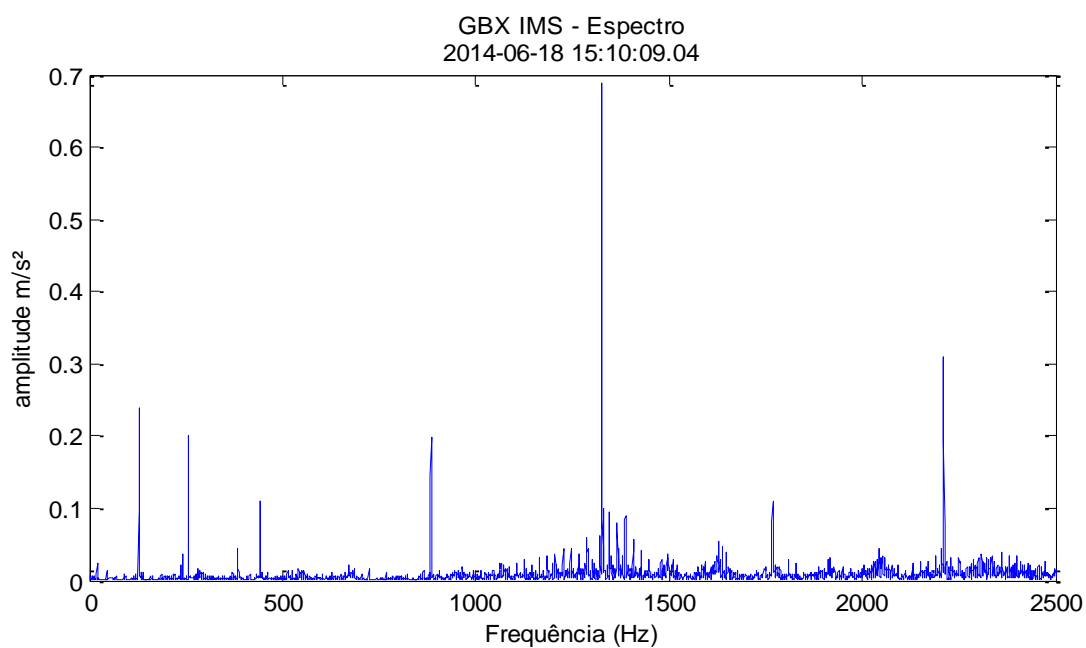
Figura 99 – Espectro do GBX HSS no mês de agosto



Fonte: Elaborado pelo autor

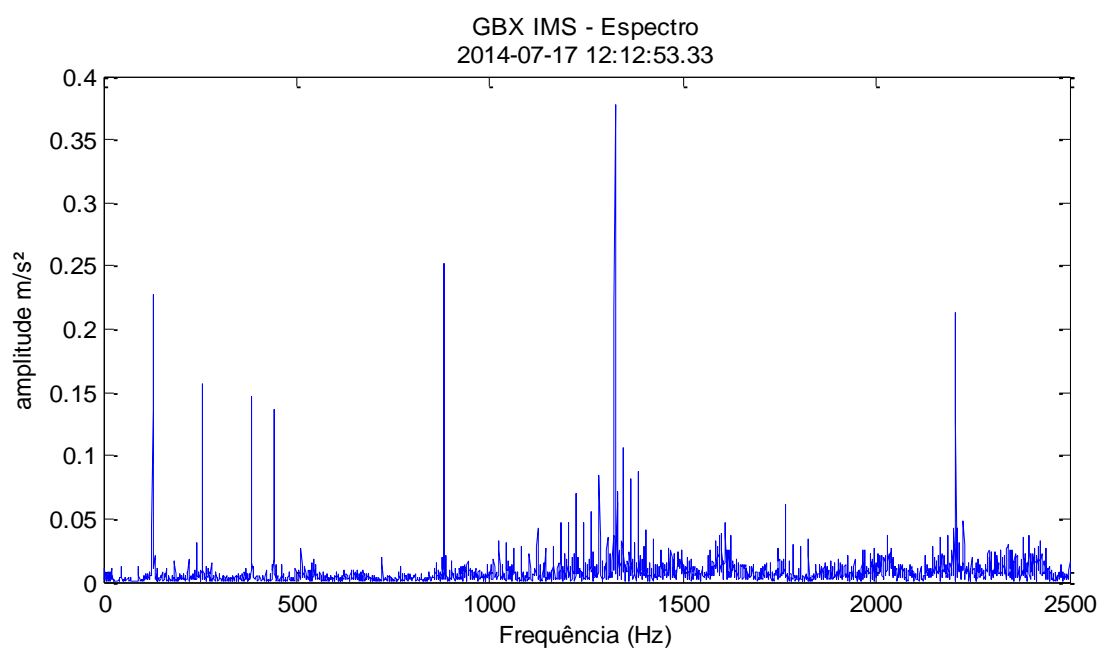
- GBX IMS

Figura 100 – Espectro do GBX IMS no mês de junho



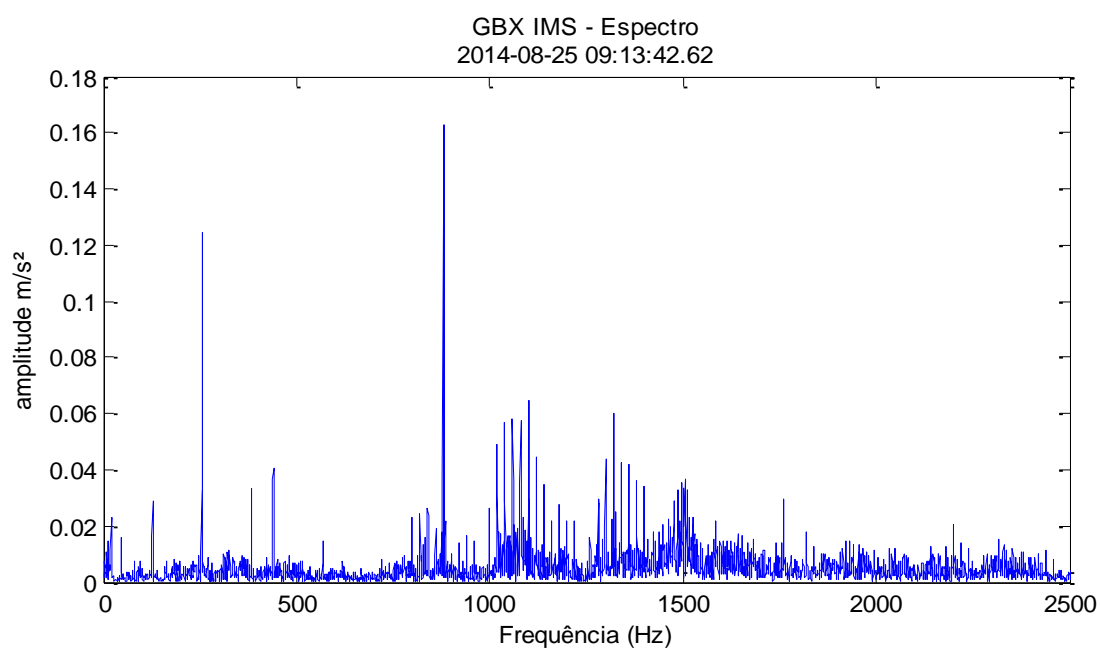
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 101 – Espectro do GBX IMS no mês de julho



Fonte: Elaborado pelo autor

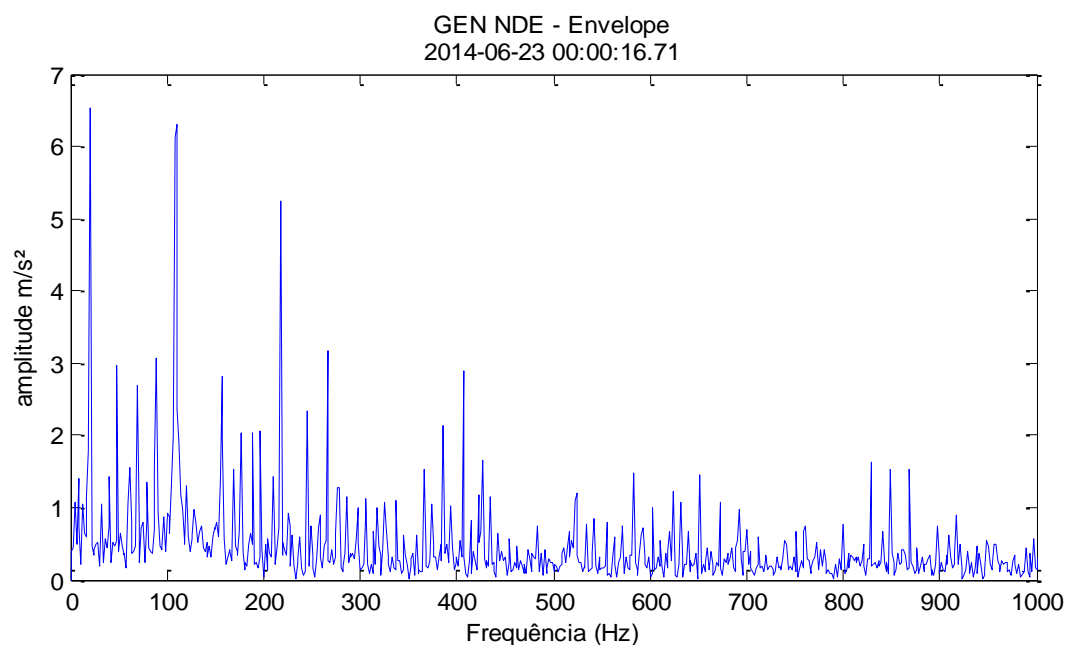
Figura 102 – Espectro do GBX IMS no mês de agosto



Fonte: Elaborado pelo autor

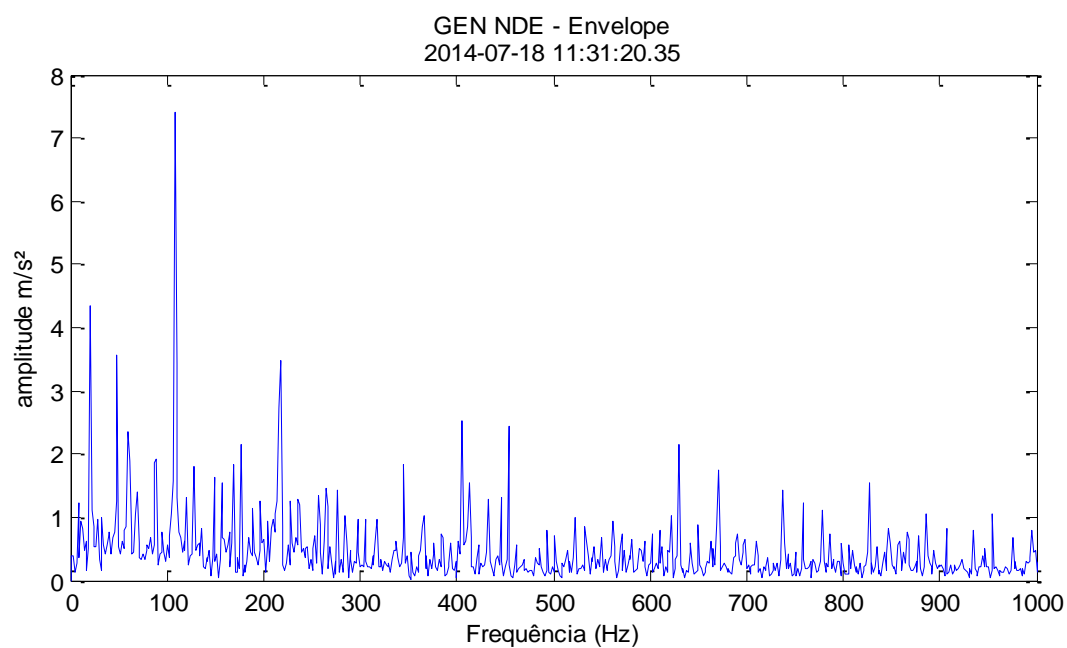
- c. Análise do Envelope obtido por Transformada de Hilbert
- GEN NDE

Figura 103 – Envelope do GEN NDE no mês de junho



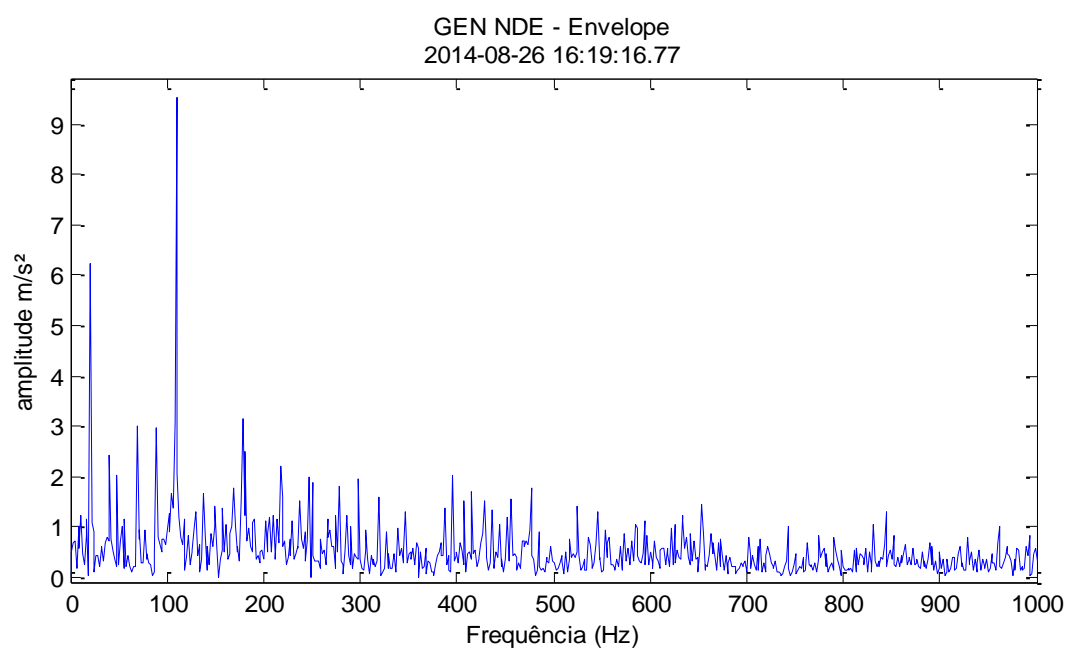
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 104 – Envelope do GEN NDE no mês de julho



Fonte: Elaborado pelo autor

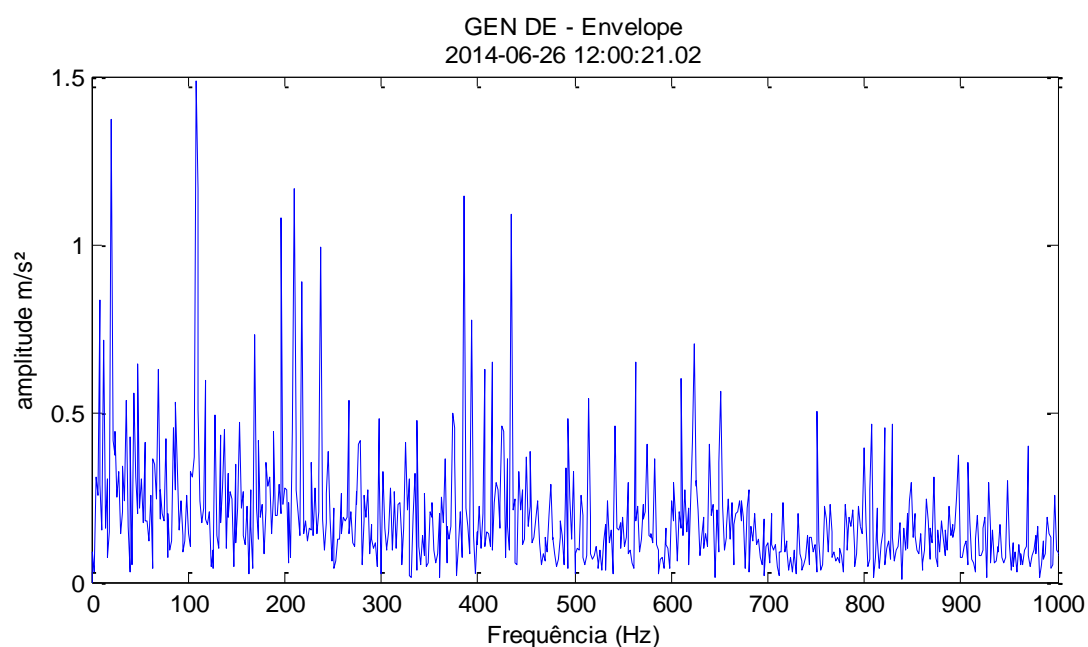
Figura 105 – Envelope do GEN NDE no mês de agosto



Fonte: Elaborado pelo autor

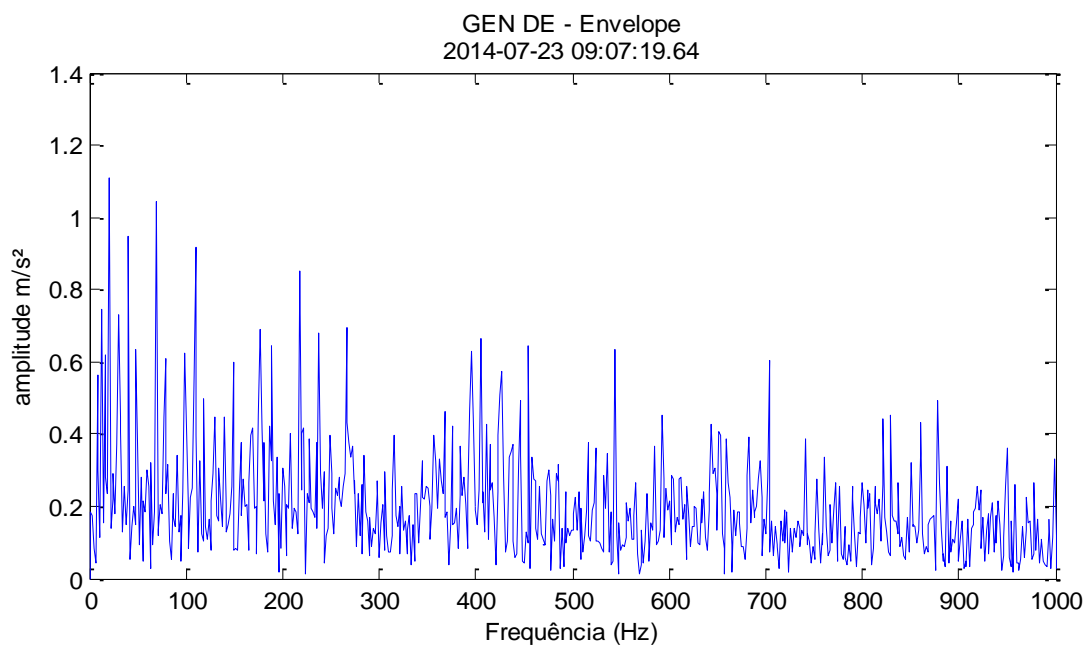
- GEN DE

Figura 106 – Envelope do GEN DE no mês de junho



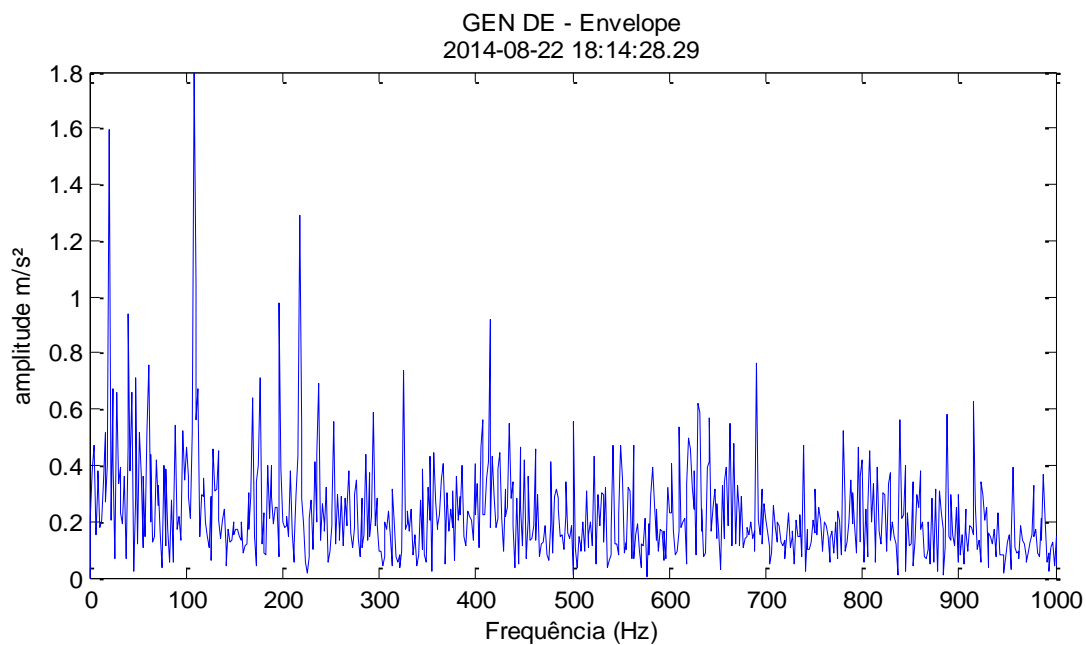
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 107 – Envelope do GEN DE no mês de julho



Fonte: Elaborado pelo autor

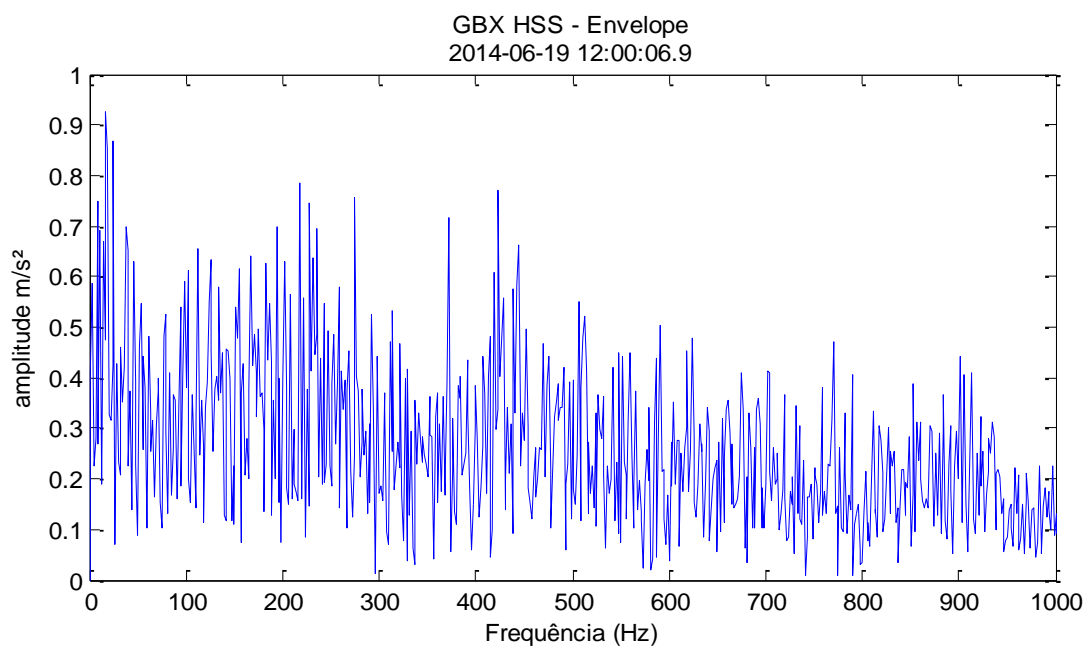
Figura 108 – Envelope do GEN DE no mês de agosto



Fonte: Elaborado pelo autor

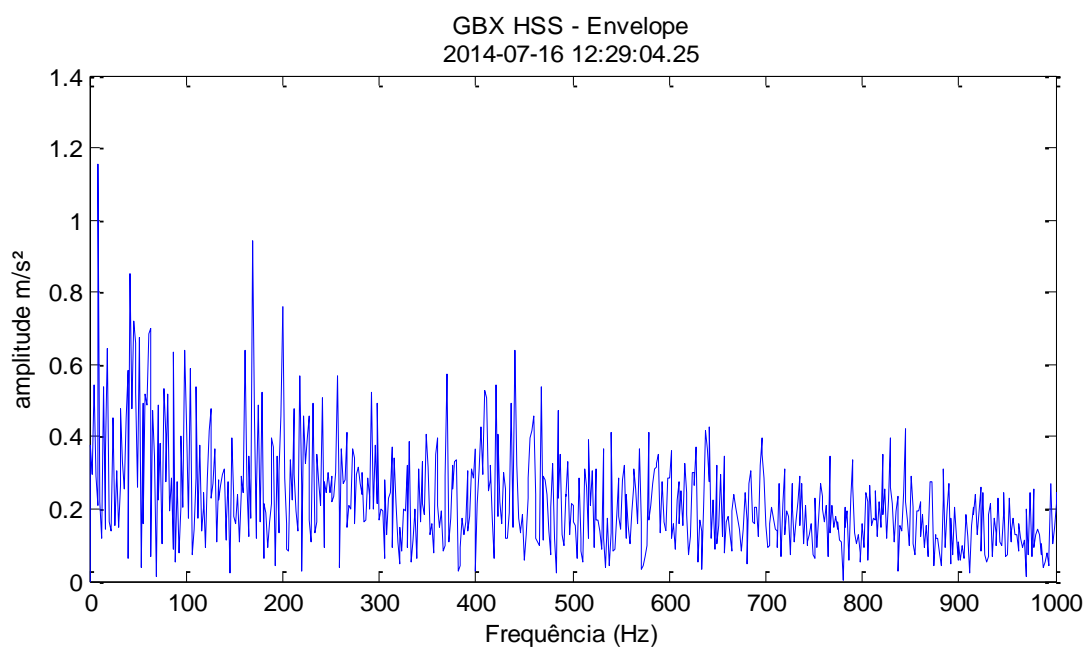
- GBX HSS

Figura 109 – Envelope do GBX HSS no mês de junho



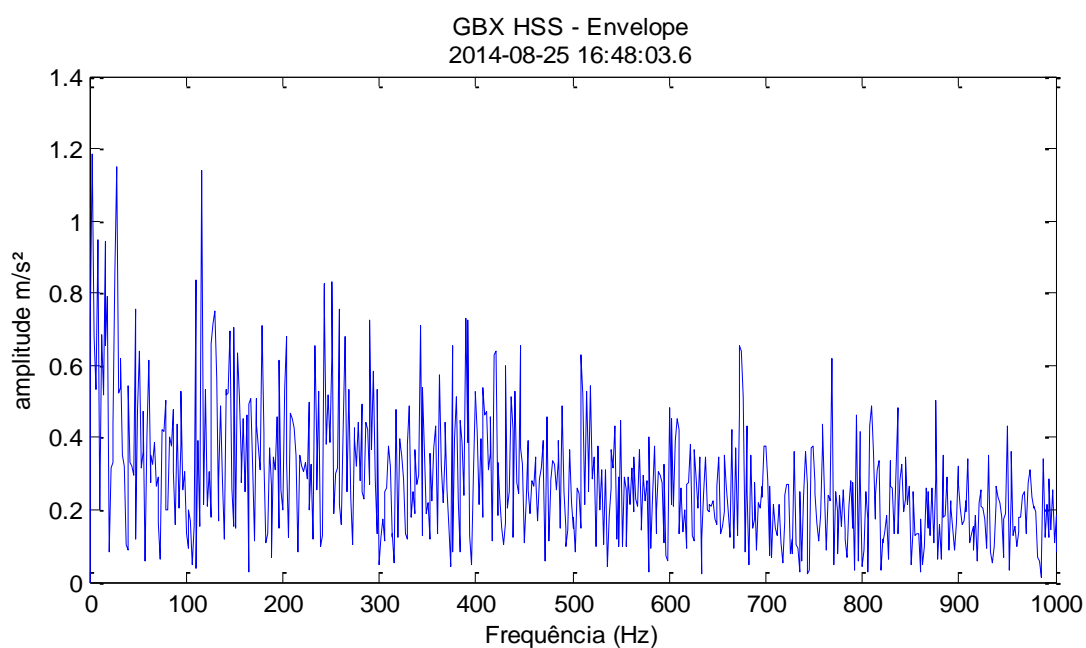
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 110 – Envelope do GBX HSS no mês de julho



Fonte: Elaborado pelo autor

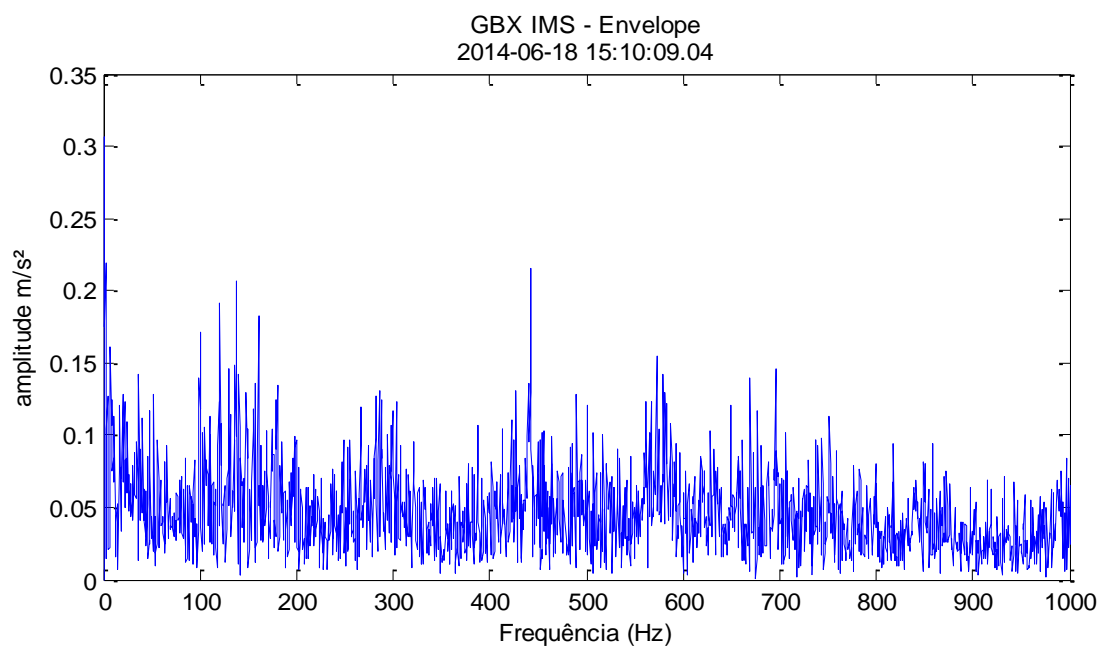
Figura 111 – Envelope do GBX HSS no mês de agosto



Fonte: Elaborado pelo autor

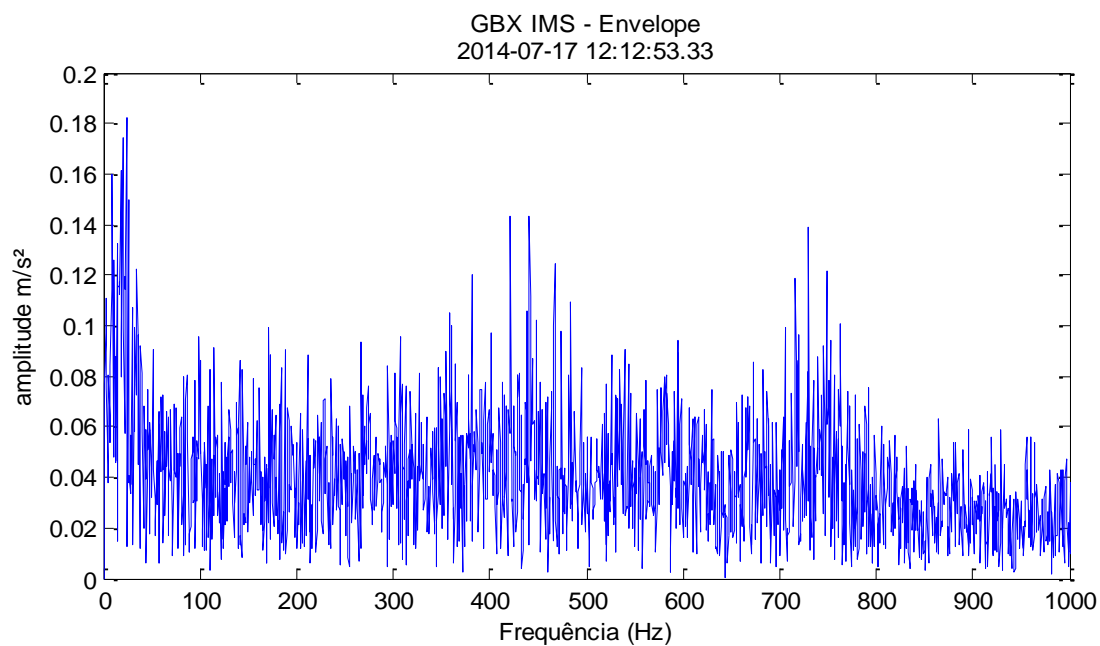
- GBX IMS

Figura 112 – Envelope do GBX IMS no mês de junho



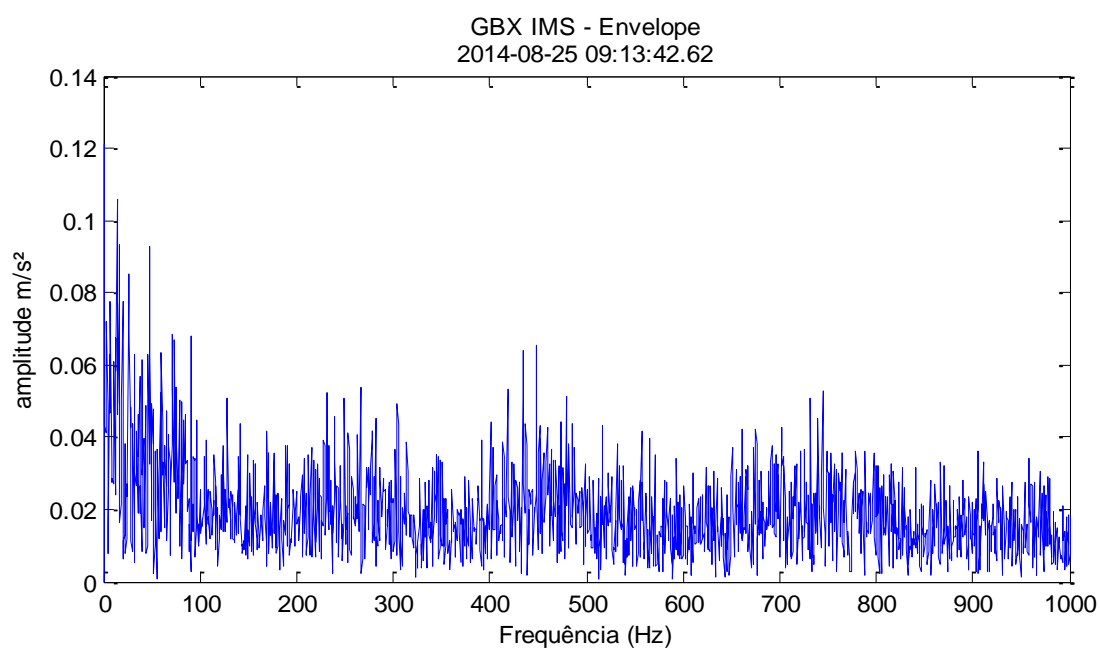
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 113 – Envelope do GBX IMS no mês de julho



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 114 – Envelope do GBX IMS no mês de agosto



Fonte: Elaborado pelo autor