

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Fakultät Life Sciences

Untersuchung verschiedener Messverfahren zur Überprüfung der Rotorblattlager von Windkraftanlagen

Bachelorarbeit

im Studiengang Umwelttechnik

vorgelegt von: Marcel Stenner

Matrikelnummer: XXXXXXXXXX

Hamburg, 17.10.2017

Gutachter: Prof. Dr.

Heiner Kühle (HAW Hamburg)

Gutachter: B.Sc.

Lauritz Hamm (8.2 Obst & Ziehmann GmbH)

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Aufbau des Rotorsystems	2
2.1.	Rotorblätter	2
2.2.	Blattverstellmechanismus	3
2.2.1.	Hydraulische Pitch-Verstellung	3
2.2.2.	Elektrische Pitch-Verstellung	5
2.3.	Rotorblattlager	5
3	Schäden an Wälzlagern	7
3.1.	Primärer Schaden: Verschleiß	7
3.2.	Primärer Schaden: Eindrückungen	8
3.3.	Primärer Schaden: Ansmieren	8
3.4.	Primärer Schaden: Oberflächenzerrüttung	9
3.5.	Primärer Schaden: Korrosion	10
3.5.1.	Spaltkorrosion	10
3.5.2.	Reibkorrosion	10
3.6.	Primärer Schaden: Schäden als Folge von Stromdurchgang	11
3.7.	Sekundärer Schaden: Schälung	12
3.8.	Sekundärer Schaden: Rissbildung	12
3.9.	Sekundärer Schaden: Käfigschäden	13
4	Prüfverfahren für Wälzlager	13
4.1.	Schmiermittelprobenentnahme	14
4.1.1.	Sensorische Schmierstoffprüfung	14

4.1.2. Analytische Schmierstoffprüfung	14
4.1.2.1. Elementengehaltprüfung	15
4.1.2.2. Infrarotspektroskopie	15
4.1.2.3. Viskometrie	15
4.1.2.4. Feststoff- und Wassergehalt	15
4.2. Stoßimpulsmessung	16
4.3. Kippspielmessung	17
4.4. Verformungsmessung	18
4.5. Schwingungsanalyse	19
5 Auswahl und Anwendung der Messverfahren	20
5.1. Anwendbarkeit der Prüfverfahren an Rotorblattlagern	20
5.1.1. Überprüfung der Anwendbarkeit der Schmiermittelprobenentnahme	20
5.1.2. Überprüfung der Anwendbarkeit der Stoßimpulsmessung	23
5.1.3. Überprüfung der Anwendbarkeit der Kippspielmessung	24
5.1.4. Überprüfung der Anwendbarkeit der Verformungsmessung	25
5.1.5. Überprüfung der Anwendbarkeit der Schwingungsmessung	26
5.2. Wahl geeigneter Messgeräte	27
5.2.1. Schmiermittelprobenentnahmeset	27
5.2.2. Stoßimpulsmessgerät	27
5.2.3. Messuhren für Kippspielmessung	28
5.2.4. Schwingungsmessgerät	29
5.3. Prüfbedingungen festlegen	29
5.4. Ablauf der Messungen	30

5.4.1. Ablauf der Schmiermittelprobenentnahmen	30
5.4.2. Beurteilung der Schmiermittelproben	31
5.4.3. Ablauf der Stoßimpulsmessungen	33
5.4.4. Beurteilung der gemessenen Stoßimpulse	36
5.4.5. Ablauf der Kippspielmessungen	37
5.4.6. Beurteilung des gemessenen Kippspiels	41
5.4.7. Ablauf der Schwingungsmessung	43
5.4.8. Beurteilung der aufgenommenen Schwingungsdaten	46
6 Diskussion	51
6.1. Vergleich der Schmiermittelentnahmeergebnisse mit Schwingungs- und Stoßimpulsmessergebnissen	51
6.2. Pitch-Antrieb als Störfaktor bei der Schwingungsmessung	52
6.3. Abweichungen der Messergebnisse bei Schwingungs- und Stoßimpulsmessung	54
7 Fazit	56
8 Zusammenfassung	57
Quellenverzeichnis	58
Abbildungsverzeichnis	60
Eidesstattliche Erklärung	63
Anhang	64

1. Einleitung

Waren die ersten Windenergieanlagen zur Erzeugung elektrischen Stroms vor über 100 Jahren noch futuristische Ideen dänischer Ingenieure, sind im Jahr 2016 allein in Deutschland 28.217 Windenergieanlagen an der Stromproduktion beteiligt gewesen [vgl. BWE, 2017]. Um möglichst geringe Ausfallzeiten dieser Windenergieanlagen zu haben, werden sie regelmäßig gewartet und durch Sachverständige überprüft. Es ist eine gängige Methode, dabei zustandsorientiert Komponenten auszutauschen oder instand zu setzen.

Hatten neu installierte Windenergieanlagen im Jahr 2000 noch einen durchschnittlichen Rotordurchmesser von 58m, werden heute, um Windstandorte besser zu nutzen und um auch in Schwachwind-Regionen dem Wind möglichst viel Energie zu entnehmen, immer mehr Windenergieanlagen mit größeren Rotordurchmessern hergestellt [vgl. BWE, 2017]. Die neue 8MW-Anlage von Vestas hat zum Beispiel einen Rotordurchmesser von 164m. Bei einem Rotor dieser Größe wiegt ein Rotorblatt ungefähr 35t [vgl. Vestas, 2017]. Durch das steigende Gewicht steigt auch die Belastung der einzelnen Komponenten. Bauteile wie die Rotorblattlager, die bei kleineren Rotordurchmessern kaum zu Ausfallzeiten führten, werden durch die größer werdenden Lasten an ihre Belastungsgrenze geführt [vgl. PMS, 2016].

Hinzu kommt, dass neue technische Verfahren, wie das Individual Pitch Control (IPC), dazu führen, dass Rotorblattlager mehr beansprucht werden. Beim IPC wird der Blattstellwinkel ständig in einem kleinen Winkelbereich verstellt, während die Windkraftanlage läuft, um eine noch bessere Leistungsausbeute zu erhalten.

Als Rotorblattlager kommen voranging ein- oder zweireihige Vierpunktwälzlager zum Einsatz. Die Belastungssituation ist für Wälzlager jedoch eher ungünstig, da sie auf rotierende Prozesse ausgelegt sind. Rotorblattlager jedoch sind bei geringen Drehbewegungen hohen statischen Belastungen ausgesetzt [vgl. Erich Hau, 2008].

Die Zustandsüberwachung von Wälzlagern ist bereits seit vielen Jahren mit unterschiedlichen Prüfmethoden üblich. In dieser Arbeit soll geprüft werden, inwieweit diese Messverfahren im Rahmen technischer Prüfungen zur Kontrolle von Rotorblattlagern an Windenergieanlagen geeignet sind. Hierfür werden verschiedene Messungen an unterschiedlichen Rotorblattlagern durchgeführt und ihre Ergebnisse bewertet.

2. Aufbau des Rotorsystems

Das Rotorsystem ist das wichtigste Element einer Windenergieanlage, da ohne Rotorblätter keine Energie aus dem Wind genommen werden kann. Heutzutage werden hauptsächlich Anlagen mit horizontaler Drehachse und drei Rotorblättern entwickelt.

Der Vorteil von drei Rotorblättern ist, dass dadurch die Anlage optisch ruhiger läuft und geringere mechanische Beanspruchungen auf die Anlage ausgeübt werden, als es bei Anlagen mit weniger Rotorblättern der Fall ist. Bei mehr als drei Rotorblätter erhöht sich der Material- und Kostenaufwand stark, wodurch dies finanziell unattraktiv ist [vgl. Quaschnig, 2013, S.272...274]. Neben den Rotorblättern besteht das Rotorsystem aus der Rotornabe, der Rotorbremse und dem Blattstellmechanismus. Als Verbindungsglied zwischen den Rotorblättern und der Rotornabe fungieren die Rotorblattlager.

2.1 Rotorblätter

Das Design der Rotorblätter orientiert sich stark am Flugzeugbau. Es gilt, mit optimalem aerodynamischen Profil bei geringem Gewicht der Blätter möglichst viel Windfläche zu umfassen. Bei Windenergieanlagen kommt hinzu, dass die Blätter sehr starke Lastzyklen durchlaufen und auch bei Stillstand der Anlage konstant den Belastungen aus Wind und Wetter ausgesetzt sind. Bei der Konstruktion der Blätter wird das theoretisch optimale aerodynamische Profil leider nicht ganz erreicht. Damit die Rotorblätter über ausreichend Festigkeit und Steifigkeit verfügen, muss die Blattdicke zum Nachteil des aerodynamischen Profils erhöht werden [vgl. Hau, 2008, S.151]. Die Verjüngung des Rotorblattes in Richtung Blattspitze kommt sowohl der Aerodynamik als auch der Materialeinsparung zugute [vgl. Quaschnig, 2013, S.274].

Zur Herstellung der Rotorblätter kommen heute fast ausschließlich glasfaserverstärkte und kohlefaserverstärkte Kunststoffe zum Einsatz. War es früher noch Stand der Technik, die Rotorblätter aus Holz und Metall zu fertigen, ist dies wegen der besseren Formbarkeit der Kunststoffe heute nicht mehr üblich [vgl. Quaschnig, 2013, S.274].

2.2 Blattverstellmechanismus

Um dem Wind abhängig von der Windgeschwindigkeit optimal Leistung zu entnehmen und um eine Leistungsbegrenzung bei starkem Wind zu erreichen, ist eine Verstellung des aerodynamischen Anstellwinkels der Rotorblätter nötig [vgl. Hau, 2008, S.107...109]. Früher wurde die Leistungsbegrenzung bei zunehmender Windgeschwindigkeit durch einen bauformbedingten Strömungsabriss an den Rotorblättern erreicht; dem sogenannten Stall-Effekt. Heutzutage werden Windkraftanlagen mit einer sogenannten Pitch-Regelung ausgestattet. Das Pitch-System ermöglicht eine Veränderung des Blattstellwinkels und somit eine aktive Veränderung des Anstellwinkels der Rotorblätter. Durch die Änderung des Anstellwinkels ist es möglich, dem Wind bei jeder Windgeschwindigkeit die maximal mögliche Leistung zu entnehmen. Bei Sturm ist es mit der Pitch-Regelung möglich, die Rotorblätter in Fahnenstellung zu drehen. Dadurch hat der Wind nur noch eine geringe Angriffsfläche und es wird eine Beschädigung der Windkraftanlage verhindert [vgl. Quaschnig, 2013, S.277]. Um das Verstellen der Rotorblätter zu ermöglichen, kommen verschiedenen Systeme zum Einsatz. Diese lassen sich in zwei Kategorien aufteilen: Die hydraulische Pitch-Verstellung und die elektrische Pitch-Verstellung.

2.2.1 Hydraulische Pitch-Verstellung

Eine Möglichkeit, eine hydraulische Blattverstellung zu gewährleisten, ohne den Umstand einer Hydraulikdurchführung in das sich drehende Rotorsystem konstruieren zu müssen, ist die Nutzung einer Schubstange, die auf die Blattverstellmechanik wirkt.

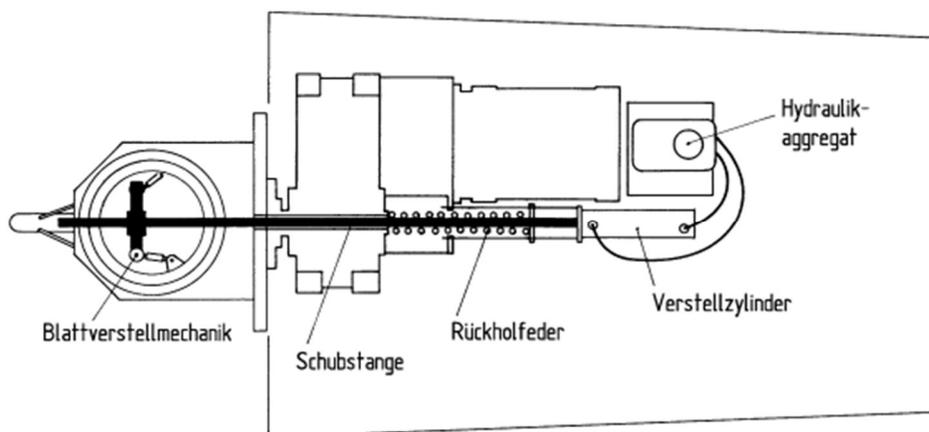


Abbildung 1: Blattverstellung einer Windmaster-Anlage mit hydraulischem Stellzylinder im Maschinenhaus und Schubstange in die Rotornabe, Quelle: Hau, 2008, S.300

Bei diesem Prinzip ist das gesamte hydraulische System gut zugänglich im Maschinenhaus untergebracht. Über einen Verstellzylinder wird eine Schubstange, die mittig in das Rotorssystem eingeführt ist, betätigt. Diese Schubstange wirkt auf die Blattverstellmechanik. Über die Umlenkung der aufgebrachtten Kraft werden die Rotorblätter so alle gleichzeitig in den Wind gedreht. Wird die Kraft auf die Schubstange von der hydraulischen Regelungseinheit verringert, sorgt eine Rückholfeder dafür, dass sich die Rotorblätter wieder aus dem Wind drehen. Im Falle eines Schadens an der Hydraulikeinheit hat die die Rückholfeder außerdem die Aufgabe, die Rotorblätter aus dem Wind zu drehen und somit eine Notbremsung einzuleiten [vgl. Hau, 2008, S.300]. Wie bereits genannt, werden bei diesem System immer alle Rotorblätter gleichzeitig gedreht. Es ist aber auch möglich, eine Einzelblattverstellung mit Hilfe von hydraulischen Stellzylindern in den Rotorblättern zu installieren [vgl. Hau, 2008, S.300].

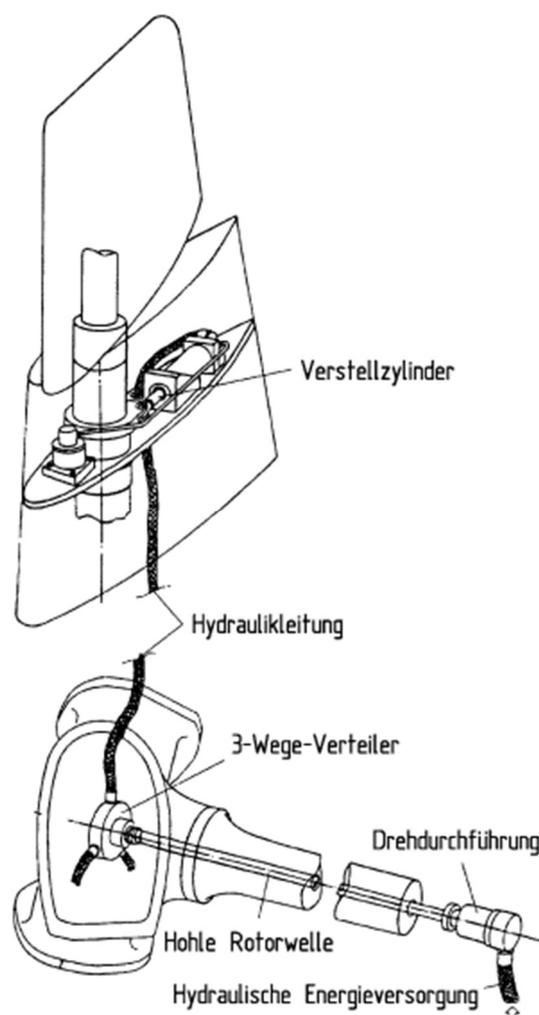


Abbildung 2: Teilblattverstellung der Howden HWP-1000, Quelle: Hau, 2008, S.301

Bei diesem Prinzip werden die Verstellzylinder in den Rotorblättern über eine Drehdurchführung und einen Verteiler verstellt. Diese Bauweise hat sich aber nicht bewährt. Das zusätzliche Gewicht der Hydraulikkomponenten in den Rotorblättern hat negativen Einfluss auf die Blattsteifigkeit. Außerdem muss für die langen Hydraulikleitungen und die Drehdurchführung viel Versorgungsenergie bereitgestellt werden. Die Dichtigkeitsprobleme dieser Systeme führte zu großem Wartungsaufwand, weshalb sich für die Einzelblattverstellung die elektrischen Stellantriebe durchgesetzt haben [vgl. Hau, 2008, S.300...301].

2.2.2 Elektrische Pitch-Verstellung

Für den Antrieb der elektrischen Pitch-Regelung wird ein Drehwerkgetriebe genutzt. Dieses besteht aus einem elektrischen Antriebsmotor, welcher mit einem Planetengetriebe verbunden ist. An der Ausgangswelle des Planetengetriebes befindet sich eine Verzahnung, welche in die Verzahnung des Rotorblattlagers greift. So lässt sich mit Hilfe der Drehbewegung des elektrischen Motors das Rotorblatt verdrehen. Versorgt werden die elektrischen Antriebe von in der Rotornabe untergebrachten Akkumulatoren. Ein Zentralmodul regelt den Ladevorgang dieser Akkumulatoren und beherbergt Schutzeinrichtungen für Überspannungen und Blitzeinschläge. Neben dem Zentralmodul gibt es für jedes Rotorblatt ein sogenanntes Blattmodul. Dieses Blattmodul regelt zusammen mit dem zentralen Rechner der Windenergieanlage die Steuerung der elektrischen Antriebe. In die Regelung fließen die Daten der verschiedenen Messwertaufnehmer, welche für die Rotorblatteinstellung zuständig sind [vgl. Hau, 2008, S.302...303]. Die elektrischen Pitch-Systeme sind so ausgelegt, dass selbst im Falle eines totalen Ausfalls der Windenergieanlage die Akkumulatoren über genügend Kapazität verfügen, um die Rotorblätter in Fahnenstellung zu bringen und so eine Notbremsung durchzuführen.

2.3 Rotorblattlager

Unabhängig davon, welches System als Antrieb zur Ausrichtung der Rotorblätter genutzt wird, müssen die Rotorblätter drehbar an der Rotornabe gelagert sein. Dies geschieht über Wälzlager; den sogenannten Rotorblattlagern. Die Rotorblattlager sind die Verbindungsglieder zwischen den Rotorblättern und der Rotornabe. Alle Lasten, die auf die Rotorblätter wirken - aerodynamische Lasten wie auch Gewichtskräfte -

werden über das Rotorblattlager auf die Rotornabe übertragen. Bei den meisten Rotorblattlagern handelt es sich um ein- oder zweireihige Vierpunktlager. Ist die Windenergieanlage mit einem elektrischen Pitch-System ausgestattet, muss das Rotorblattlager zusätzlich über eine Innen- oder Außenverzahnung verfügen.



Abbildung 3: Technische Daten KUD_W Zweireihige Vierpunktlager, Quelle: Liebherr, 2016, S.111

Die Lagerringe, wie sie zum Beispiel in Abbildung 3 zu sehen sind, bestehen aus legiertem Vergütungsstahl. Vorgabe hierfür ist die DIN EN 10083-1, welche die Anwendungsbereiche, Herstellverfahren, Anforderungen, etc. für Vergütungsstähle regelt. Die ebenfalls in Abbildung 3 zu sehenden Rollen sind die Wälzkörper des Lagers. Wälzkörper werden aus speziellem, gehärtetem Wälzlagerstahl gefertigt. Die Werkstoffzusammensetzungen werden durch die DIN 5401, DIN 5402 und die ISO 3209-1 vorgegeben. Bei den gelben Zwischenstücken handelt es sich um Polyamidstücke. Diese haben die Aufgabe, ein Berühren der Wälzkörper zu verhindern. Üblich ist es auch, die Wälzkörper mit Hilfe eines Metallkäfigs voneinander zu trennen. Die Laufbahn, in der sich die Wälzkörper und die Zwischenstücke befinden, wird bei der Herstellung des Wälzlagers ebenfalls gehärtet. Da es sich bei dem Wälzlager in Abbildung 3 um ein Rotorblattlager handelt, sind sowohl der Innenring wie auch der Außenring mit Bohrungen befestigt. Mit diesen Bohrungen wird das Rotorblattlager mit der Anschlusskonstruktion des Rotorblattes und mit der Rotornabe verschraubt. Die Bohrungen entsprechen metrischen Gewinden. Für den Einsatz in Windenergieanlagen werden Wälzlager mit einer definierten Vorspannung hergestellt. Durch die Vorspannung wird das Lagerspiel verringert. Ein geringes Lagerspiel kann den durch Schwingungen im Stillstand entstehenden Eindrückungen vorbeugen [vgl. Liebherr, 2016, S.26]. Auf das Schadensbild der Eindrückungen wird im Kapitel 3.1. „Primärer

Schaden: Verschleiß“ genauer eingegangen. Um die Rotorblattlager vor Korrosion zu schützen, werden sie gemäß DIN EN ISO 12944 und DIN EN ISO 2063 behandelt. Je nach Umgebungsbedingungen wird die Korrosivitätskategorie bestimmt und eine entsprechende Schutzschicht aufgebaut. Eine weitere Rolle bei Korrosionsschutz spielt die Schmierung der Rotorblattlager. Sie soll verhindern, dass die metallischen, blanken Oberflächen mit Schmutz oder Feuchtigkeit in Kontakt kommen. Außerdem soll durch die Schmierung die Reibung zwischen Wälzkörpern und Laufbahn sowie die Reibung zwischen Wälzkörpern und Zwischenstücken verringert werden [vgl. Liebherr, 2016, S.48].

3. Schäden an Wälzlagern

Die an einem Wälzlager auftretenden Schäden lassen sich in verschiedene Gruppen einteilen. Es wird unterschieden, ob es sich um einen primären oder einen sekundären Schaden handelt. Bei den primären Schäden handelt es sich um Schadensursachen mit einem charakteristischen Schadensbild. Sie sind die Ursachen für sekundäre Schäden, welche auch ausfallverursachende Schäden genannt werden [vgl. SKF Gruppe, 2008]. Im Folgenden werden die verschiedenen Arten von Lagerschäden kurz erläutert.

3.1 Primärer Schaden: Verschleiß

Für nennenswerten Verschleiß an einem Wälzlager können schmirgelnde Teilchen sorgen, die in das Wälzlager eingedrungen sind. Solche Teilchen können zum Beispiel Metallabrieb sein. Gelangen Teilchen auf die Laufbahn der Wälzlager und des Käfigs, wird die Oberfläche matt und reibt sich ab. Durch den Abrieb nimmt die Zahl der schmirgelnden Teilchen weiter zu, was zu einem immer schneller fortschreitenden Prozess führt. Wird der Abrieb frühzeitig erkannt, ist es möglich, das Wälzlager zu reinigen und mit neuem Schmiermittel zu versehen. Bei zu weit fortgeschrittenem Abrieb muss ein Wälzlager jedoch ersetzt werden [vgl. SKF Gruppe, 2008].

Eine weitere Ursache für übermäßigen Verschleiß kann eine unzureichende Schmierung des Laufbahnsystems sein. Ist die Schmierstoffmenge nicht ausreichend oder hat der Schmierstoff seine Schmiereigenschaften verloren, kommt es zum Verlust des Schmierfilms. Ist dies eingetreten, führt der metallische Kontakt zwischen Wälzkörper und Laufbahn zu einem Materialabrieb. Wenn der Schmierstoff vollständig

aufgebraucht ist, steigt die Temperatur stark und der Wälzlagerstahl verliert seine Härte. Erkennen kann man dies daran, dass sich der Wälzlagerstahl blau bis braun verfärbt [vgl. SKF Gruppe, 2008].

Neben dem Eindringen von schmirgelnden Teilchen und der unzureichenden Schmierung des Laufbahnsystems sind Schwingungen, die das Wälzlager im Stand erfährt, Ursache für übermäßigen Verschleiß. Steht ein Wälzlager, dann fließt das Schmiermittel schwerkraftbedingt in die tiefer gelegenen Bereiche des Wälzlagers. Die durch Schwingungen verursachten Relativbewegungen der nicht mehr durch einen Schmierfilm getrennten Lagerkomponenten können zu Ausbrüchen in den Komponenten führen. Es bilden sich Vertiefungen in den Laufflächen und der metallische Abrieb oxidiert [vgl. SKF Gruppe, 2008].

3.2 Primärer Schaden: Eindrückungen

Durch fehlerhaften Einbau des Wälzlagers, durch Überlastungen oder durch das Eindringen von Fremdkörpern in das Wälzlager können Eindrückungen entstehen. Bei Eindrückungen, die durch Überlast oder durch falsche Krafteinleitung beim Einbau entstehen, entspricht der Abstand der Druckspuren in den Laufbahnen dem Abstand der Wälzkörper zueinander. Eindrückungen, die durch eingedrungene Fremdpartikel entstehen, sind als kleine, unregelmäßige Vertiefungen in den Laufbahnen der Ringe erkennbar [vgl. SKF Gruppe, 2008].

3.3 Primärer Schaden: Anschmieren

Als Anschmieren wird ein Werkstoffübertrag von einer Oberfläche zu einer anderen bezeichnet. Erkennbar ist dies an rauen Flächen auf der Laufbahn des Lagers. Der Werkstoffübertrag kann entstehen, wenn die Oberflächen unter hoher Axiallast über eine nicht ausreichende Schmierung verfügen. Es kommt zu einer Erwärmung und somit zu einer Umhärtung der Werkstoffe, was zu örtlichen Spannungen führen kann. Diese Spannungen wiederum können zu Schäden wie Rissbildung oder Schälung führen [vgl. SKF Gruppe, 2008].

Anschmierungen können außerdem entstehen, wenn die Wälzkörper bei eintretender Belastung abrupt beschleunigt oder verzögert werden, wenn Wasser in das Lager eingedrungen ist oder bei hohen Drehzahlen des Lagers bei geringer Last [vgl. NSK Europe, 2017].

3.4 Primärer Schaden: Oberflächenzerrüttung

Oberflächenzerrüttung kann durch einen nichtausreichenden Schmierfilm zwischen Laufbahn und Wälzkörper entstehen. Die Oberflächen kommen aufgrund eines zu dünnen Schmierfilms miteinander in Berührung und es bilden sich mikroskopisch kleine Risse. Durch den weiteren Betrieb des Wälzlagers kommt es zu einer Vergrößerung der Risse und somit auch zur Beeinträchtigung des ruhigen Lagerlaufs. In Abbildung 4 ist die Rissbildung so weit fortgeschritten, dass die Oberflächenzerrüttung ohne Mikroskop erkennbar ist.



Abbildung 4: Oberflächenzerrüttung, die als Band über den gesamten Umfang einer Rolle eines Pendelrollenlagers verläuft, Quelle: SKF Gruppe, 2008

Da Oberflächenzerrüttung die Bildung von Ermüdungsrissen beschleunigt, wird durch sie die Lebensdauer eines Wälzlagers signifikant verkürzt [vgl. SKF Gruppe, 2008].

3.5 Primärer Schaden: Korrosion

Die Korrosionsschäden an Wälzlagern lassen sich in Spaltkorrosion und Reibkorrosion aufteilen. Beide werden hervorgerufen durch eindringendes Wasser oder eindringende korrosive Gase, durch eine unsachgemäße Schmierung, durch Feuchtigkeitskondensation im Wälzlager oder durch unsachgemäße Lagerung oder Handhabung der Lager

3.5.1 Spaltkorrosion

Wird eine Stahloberfläche ungeschützt der Luft ausgesetzt, bildet sich dort eine schützende Oxidschicht. In engen Spalten kann sich die Oxidschicht aufgrund von Sauerstoffmangel nicht ausbilden. Es kommt zu einer steigenden Konzentration von korrosionsfördernden Substanzen. Mit zunehmender Menge dieser Substanzen verhält sich der Spalt zunehmend wie eine Anode. Der Bereich außerhalb des Spaltes wird besser belüftet und verhält sich infolge dessen wie eine Kathode. Es kommt zur Säurebildung und zur Schädigung des anodischen Bereichs im Spalt [vgl. Grote/Feldhusen, 2007, S.E93].

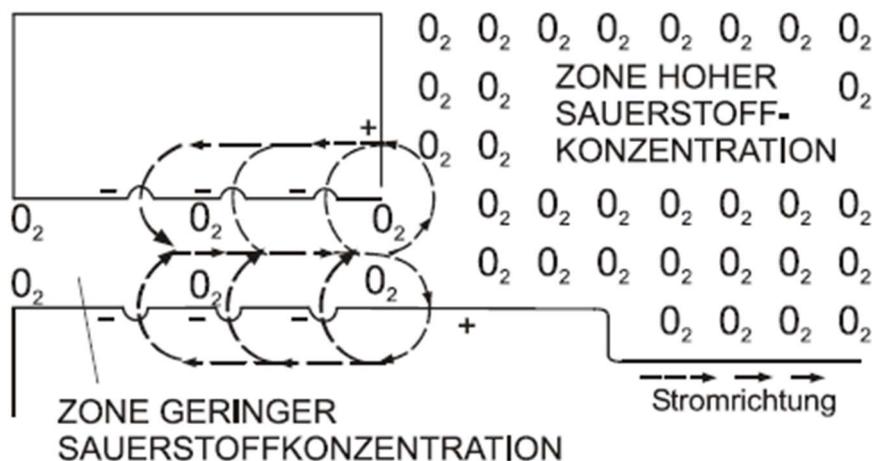


Abbildung 5: Konzentrationselement, Quelle: Roos/Maile, 2005, S.350

3.5.2 Reibkorrosion

Reibkorrosion, auch „Passungsrost“ genannt, kann entstehen, wenn zwei metallische Werkstoffe kraftübertragend miteinander verbunden sind. Bewegen sich diese Werkstoffe oszillierend gegeneinander, kann es in Folge von Ermüdungsbrüchen an den Orten der Kraftübertragung zum Herausbrechen kleiner Werkstoffpartikel kommen.

Diese Werkstoffpartikel und die Bruchflächen am Werkstoff reagieren mit dem Luft-sauerstoff, wobei die entstehenden Reaktionsprodukte größer sind als der ursprüngliche Werkstoff. Da aber an der Kontaktfläche der beiden Werkstoffe nur bedingt Platz ist, entsteht Zugspannung an der Übergangsfläche. Im schlimmsten Fall führt diese Zugspannung zum Dauerbruch [vgl. Grote/Feldhusen, 2007, S.E95].

3.6 Primärer Schaden: Schäden als Folge von Stromdurchgang

Kommt es zu Stromdurchgang in einem Wälzlager (zum Beispiel als Folge eines Blitzeinschlages), führt dies zu erheblichen Schäden an allen Komponenten des Wälzlagers. Durch den Stromdurchgang kommt es zu einer so starken Erhitzung, dass die Anlass- oder Schmelztemperatur der Werkstoffe erreicht wird. Die Werkstoffe färben sich dunkel und es tritt ein Effekt ähnlich dem Lichtbogenschweißverfahren ein, bei dem die einzelnen Komponenten aneinander geschmolzen werden. Die Folge dieses Effekts sind Krater, wie in Abbildung 6 zu sehen, die sich durch das Aufschmelzen bilden.

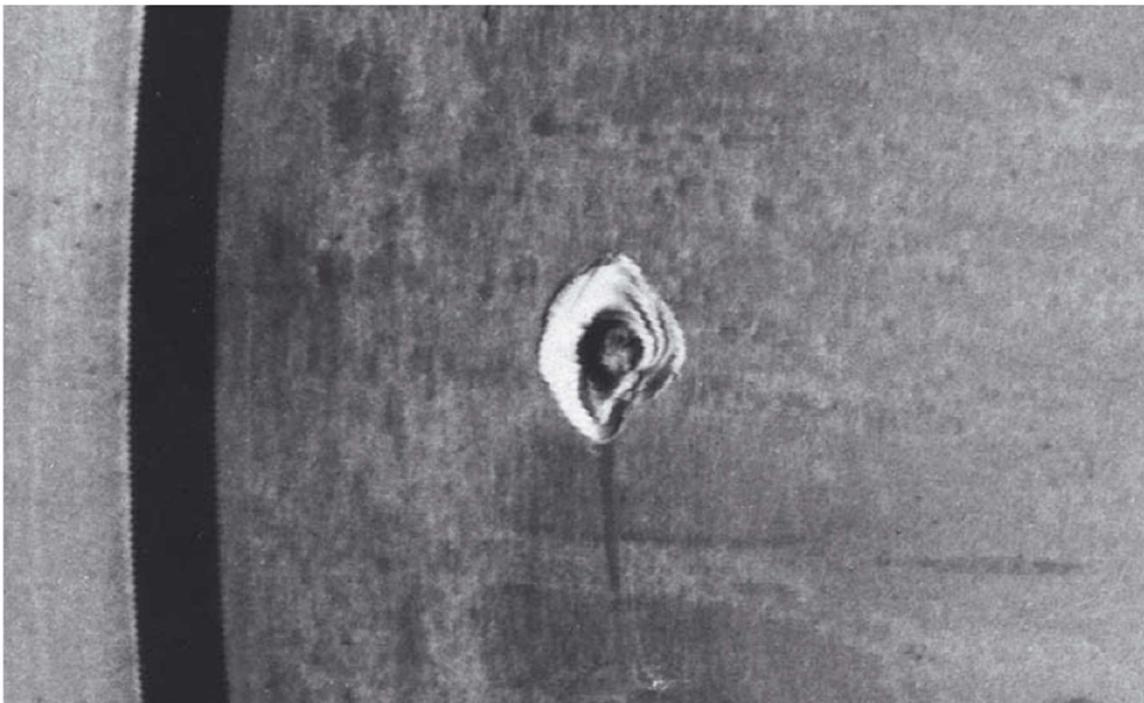


Abbildung 6: Innenring eines Eisenbahn-Radlagers, beschädigt durch Stromdurchgang mit hoher Stromstärke im Stillstand, Quelle: SKF Gruppe, 2008

Durch den Temperaturanstieg wird der Stahl ähnlich wie bei Härtingsprozessen angelassen. Durch das darauffolgende, unkontrollierte Abkühlen kann der Werkstoff

seine werkstoffspezifischen Eigenschaften verlieren. Die starke Temperatur im Wälzlager führt außerdem zu Verdampfungsprozessen im Schmiermittel. Das Schmiermittel kann durch die starke Erhitzung seine Schmierungs- und Konservierungseigenschaften verlieren. Selbst bei schwachen Stromdurchgängen, bei denen keine starke Temperaturentwicklung stattfindet, kann es zu Riffelbildung an den Wälzkörpern und am Laufbahnsystem kommen [vgl. NSK Europe, 2017].

3.7 Sekundärer Schaden: Schälung

Das Schadensbild der Schälung trifft häufig durch stark ausgeprägte Laufbilder auf den Laufbahnen an Innen- und Außenring auf. Ist die Schälung weiter fortgeschritten, kommt es zum Abtrag von metallischem Material. Schälung tritt als Folge verschiedener primärer Schäden auf. Sie ist aber auch Zeichen der Ermüdung eines Wälzlagers und somit Indiz dafür, dass das Ende der Lebensdauer eines Wälzlagers erreicht ist. Das Schadensbild der Schälung macht sich durch Laufgeräusche und Schwingungen bemerkbar. Für eine eindeutige Bestimmung dieses Schadens muss das Wälzlager jedoch ausgebaut und untersucht werden [SKF Gruppe, 2008].

3.8 Sekundärer Schaden: Rissbildung

Risse in Lagerringen entstehen unter anderem infolge der primären Schäden „Anschmierung“ und „Reibkorrosion“. Die Rissbildung infolge von Reibkorrosion tritt in Verbindung mit Passungsrost auf. Die entstehenden Risse am Innenring verlaufen quer zur Umfangsrichtung. Risse am Außenring verlaufen in Umfangsrichtung. Bei Rissbildung, die als Folge von Anschmierung auftritt, kann der Riss soweit ausgeprägt sein, dass es zum Bruch des Rings kommt. Erkennbar ist, dass die Risse quer zur Richtung der Anschmierung laufen. Auch unsachgemäße Behandlung des Wälzlagers beim Einbau und zu starkes Anpressen auf eine Welle können zu Rissbildung führen. Sie unterscheiden sich im Schadensbild. Risse, die durch zu starkes Aufpressen entstehen, führen in der Regel zum Bruch des Lagerrings. Dieser sitzt dann lose auf der Welle. Risse können auch durch unsachgemäße Behandlung des Wälzlagers entstehen, wenn das Wälzlager beim Einbau mit Hilfe von Hammerschlägen in Position gebracht wird. Die Schläge führen zu Ausbrüchen an den Flanken der Lagerringe, aus denen wiederum Risse entstehen. Erkennbar ist dieses Schadensbild daran, dass die Risse überwiegend von den Außenkanten der Lagerringe ausgehen [SKF Gruppe, 2008].

3.9 Sekundärer Schaden: Käfigschäden



Abbildung 7: Käfigschaden 2, Quelle: NSK Europe, 2017

Käfigschäden können die Folge von Schwingungen im Wälzlager sein. Es kommt zur Ermüdungsrissebildung, die dann, wie in Abbildung 7 zu sehen, zu Ausbrüchen einzelner Käfigteile führt.

Der Käfig ist außerdem die erste Lagerkomponente, die bei unzureichender Schmierung verschleißt. Käfigschäden können also ein Indiz für unsachgemäße Schmierung sein. Doch auch Verunreinigungen mit schmirgelnden Teilchen im Wälzlager sorgen für den Verschleiß des Käfigs. Kommt es infolge des Verschleißes am Käfig zu Ausbrüchen, führen diese über kurz oder lang zum Ausfall des Wälzlagers. Die ausgebrochenen Teilchen verklemmen sich zwischen Käfig und Wälzkörper und führen dann zur Reibung, die wiederum zu weiteren Ausbrüchen führt. Die Folge dieses Prozesses ist das Blockieren des Wälzlagers [SKF Gruppe, 2008].

4. Prüfverfahren für Wälzlager

Der Zustand von Wälzlagern kann mit Hilfe verschiedener Prüfverfahren beurteilt werden. In diesem Kapitel werden fünf verschiedene Methoden zur Überprüfung von Wälzlagern vorgestellt.

4.1 Schmiermittelprobenentnahme

Bei der Prüfung von Schmierstoffen unterscheidet man zwischen der sensorischen und der analytischen Prüfung. Bei der sensorischen Schmierstoffprüfung wird der Zustand der Probe auf Grundlage der Erfahrungen des Prüfers beurteilt. Bei der analytischen Schmierstoffprobe hingegen wird die Probe mit einer ungebrauchten Referenzmenge des Schmierstoffs verglichen [vgl. Schaeffler, 2013, S.152].

4.1.1 Sensorische Schmierstoffprüfung

Bei der sensorischen Schmierstoffprüfung wird die Probe hinsichtlich Farbe, Geruch, Schmierwirkung und Konsistenz untersucht. Bei der Farbe wird vor allem auf die Verdunklung der Probe geachtet. Durch thermische Belastungen oder durch metallischen Abrieb färbt sich der Schmierstoff über die Einsatzzeit immer dunkler. Eine im Verhältnis zum Ausgangsschmierstoff dunkle Probe deutet also auf hohe thermische Belastung oder auf hohen Abrieb der zu schmierenden Komponenten hin. Die Prüfung des Geruchs gibt Auskunft über das Alter des Schmierstoffs. Ein stechender Geruch der Probe deutet auf viele Alterungsprodukte im Schmierstoff hin [vgl. Schaeffler, 2013, S.152]. Über die Konsistenz eines Schmierstoffs kann man auf die Schmierwirkung und auf den Grad der Verunreinigung schließen. Je verbrauchter oder verunreinigter Schmierstoffe sind, desto fester ist ihre Konsistenz. Die höhere Festigkeit resultiert aus der Verringerung des Grundölgehalts, welcher aufgrund von Entölung während des Betriebs oder durch das Entstehen von Alterungsprodukten abnimmt [vgl. Schaeffler, 2013, S.152].

4.1.2 Analytische Schmierstoffprüfung

Für eine verlässliche Aussage über den Zustand des Schmierstoffes ist ein analytisches Prüfverfahren besser geeignet, da es sich bei der sensorischen Prüfung um ein subjektives Verfahren handelt [vgl. Schaeffler, 2013, S.152].

Aufgrund der Vielzahl der analytischen Prüfverfahren muss zunächst eine Fragestellung formuliert werden, mithilfe derer ein geeignetes Prüfverfahren gefunden werden kann. Zur Auswahl stehen unter anderem die Prüfung der enthaltenen Elemente der Probe, die Infrarotspektroskopie und die Viskosimetrie. Darüber hinaus kann der Anteil der Feststoffe und der Wassergehalt der Probe überprüft werden.

4.1.2.1 Elementengehaltprüfung

Zur Bestimmung des Elementengehalts einer Schmierstoffprobe eignen sich die optische ICP-Emissionsspektrometrie (ICP = Inductively Coupled Plasma) und die Röntgenfluoreszenz-Analyse. Bei der ICP-Emissionsspektrometrie werden zunächst die chemischen Verbindungen in einem Aufschluss gelöst, um dann mit Hilfe eines Argon-Plasmas die Moleküle der Probe zur Lichtemission anzuregen. Über die emittierten Wellenlängen können die verschiedenen Elemente identifiziert werden [vgl. Schaeffler, 2013, S.152]. Die Art und die Konzentration der Elemente in der Probe werden mit der Art und der Konzentration der Elemente der Referenzprobe verglichen. Veränderungen des Elementengehalts geben Informationen über den Abbau bestimmter Additivelemente oder über die Verunreinigung des Schmierstoffs [vgl. Schaeffler, 2013, S.153].

4.1.2.2 Infrarotspektroskopie

Bei der Infrarotspektroskopie wird eine Probe mit infrarotem Licht bestrahlt. Das Verhältnis von absorbiertem Licht zu dem Licht, das durch die Probe durchstrahlt, gibt Auskunft über den Aufbau des Schmierstoffes. So können Aussagen über die Menge von Alterungsprodukten, Grundöltyp und Verdickertyp im Schmierstoff getroffen werden [vgl. Schaeffler, 2013, S.154].

4.1.2.3 Viskometrie

Bei der Viskometrie wird mit Hilfe der Viskosität einer Probe ihr Zustand ermittelt. Mechanische Belastung und Verdünnung mit niedrigviskosen Flüssigkeiten führen zu einem Rückgang der Viskosität der Probe. Eine Zunahme von Alterungsprodukten und Verschmutzungen führen wiederum zu einer Erhöhung der Viskosität [vgl. Schaeffler, 2013, S.155].

4.1.2.4 Feststoff- und Wassergehalt

Für die Bestimmung des Feststoffgehalts wird die Probe zunächst aufgeschlossen, um anschließend mit Filtern verschiedener Porengröße filtriert zu werden. Nach dem Trocknen können dann die festen Teile unterschiedlicher Größe je nach Bedarf weiter untersucht werden [vgl. Schaeffler, 2013, S.155].

Die Bestimmung des Wassergehalts einer Probe wird mit dem Karl-Fischer-Verfahren ermöglicht. Hier wird der durch Titration gewonnene Wassergehalt mit dem Wassergehalt einer Referenzprobe verglichen [vgl. Schaeffler, 2013, S.155].

4.2 Stoßimpulsmessung

Bei jeder Drehung eines Wälzlagers werden Stöße in der Abrollzone zwischen den Wälzkörpern und der Laufbahn erzeugt. Bei der Stoßimpulsmessung werden diese Stöße gemessen, um aus ihrer Intensität Informationen über die Abrollgeschwindigkeit, die Schmierfilmdicke und den mechanischen Zustand der Lagersoberfläche zu erhalten [vgl. SPM, 2017].

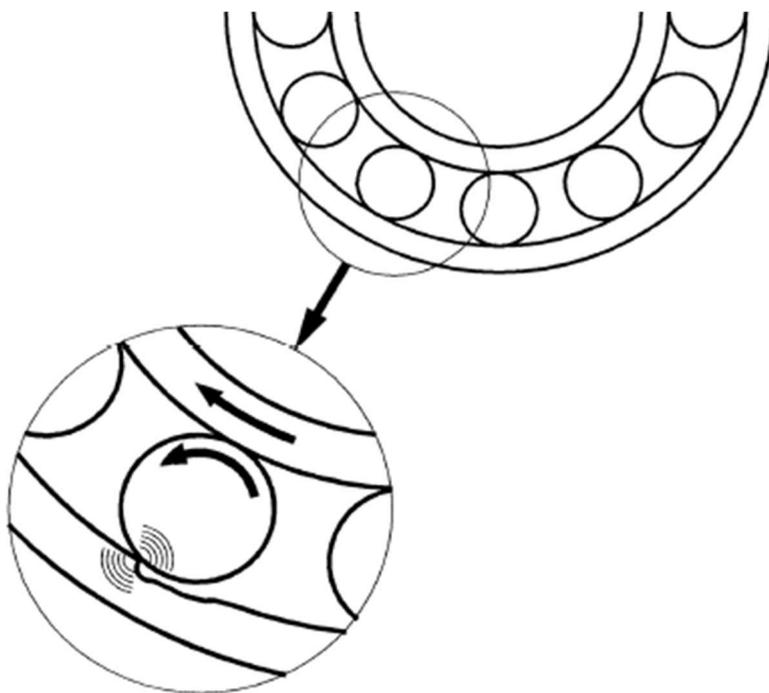


Abbildung 8: Ein Defekt am Außenring erzeugt einen Stoßimpuls, der sich durch die Lagerkomponenten und die Maschinenstruktur ausbreitet, Quelle: Brüel & Kjær Vibro GmbH

Grundlage für die Stoßimpulsmessung ist die Erkenntnis, dass ein Stoß eine Partikelbeschleunigung im Aufprallpunkt verursacht. Diese Partikelbeschleunigung führt zu einer Druckwelle im Werkstoff, welche sich bis zum Messwertaufnehmer des Impulsmessgerätes fortsetzt. Der Messwertaufnehmer ist mit einer Resonanzfrequenz vor-eingestellt. In dieser Resonanzfrequenz erzeugt die Druckwelle des Stoßimpulses eine gedämpfte Schwingung, aus der sich die Aufprallgeschwindigkeit des Stoßes ermitteln lässt [vgl. KSB, 2013].

4.3 Kippspielmessung

Über die Lebensdauer eines Wälzlagers erhöht sich mit zunehmenden Verschleiß des Laufbahnsystems das Kippspiel zwischen Innen- und Außenring. Um eine Erhöhung des Kippspiels und somit eine Zunahme des Verschleißes des Wälzlagers bestimmen zu können, muss eine Basismessung vor der ersten Inbetriebnahme durchgeführt werden [vgl. IMO, 2017].

Bei der Durchführung einer Kippspielmessung werden Messuhren mit einer Genauigkeit von 0,01mm in festgelegten Positionen um den Umfang des Wälzlagers angebracht. Hierbei wird das maximale rückdrehende Moment aufgebracht. Jetzt werden die Messuhren mit Vorspannung in Nullstellung gebracht [vgl. Rothe Erde, 2012, S.10].

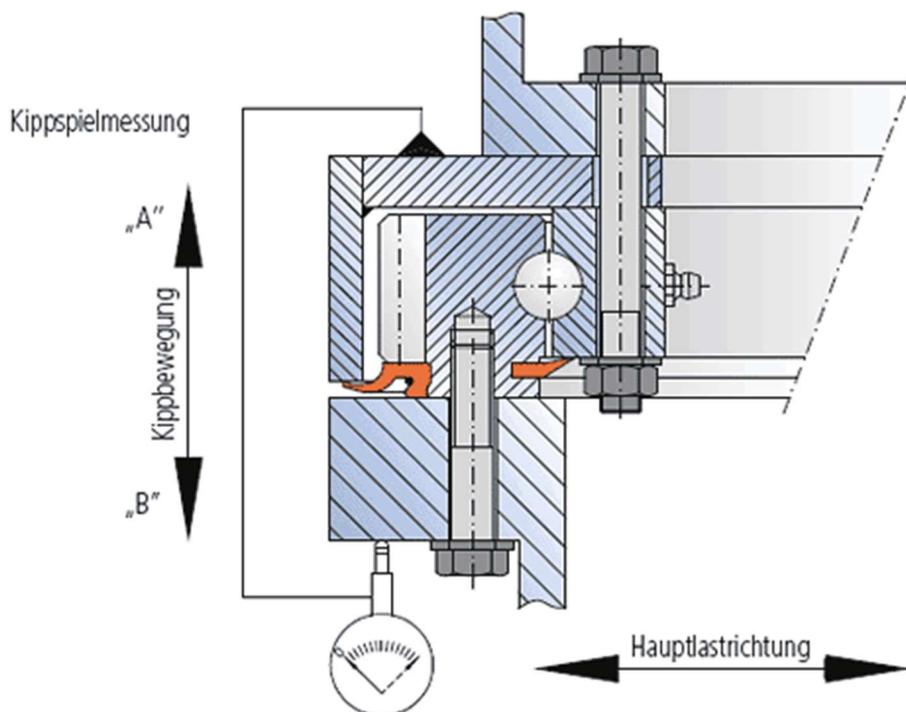


Abbildung 9: Kippspielmessung, Quelle: IMO GmbH, 2017

Anschließend entsteht, durch ein nach vorne kippendes Moment eine Kippbewegung zwischen Innen- und Außenkonstruktion des Wälzlagers (siehe Abbildung 9). Das Kippspiel wird nun an den Messuhren angezeigt. Werden über die Lebensdauer eines Wälzlagers kontinuierlich Kippspielmessungen durchgeführt, so kann der Verschleiß des Laufbahnsystems überwacht werden [vgl. Rothe Erde, 2012, S.10]

4.4 Verformungsmessung

Bei der Verformungsmessung wird die Änderung der kreisrunden Form des Wälzlagers hin zu einer ovalen Form gemessen. Eine Möglichkeit, diese Verformung zu prüfen, ist die Laserextensometrie. Hier wird die Dehnung des Materials gemessen, indem ein rotierender Laser die veränderte Lage vorher markierter Punkte erfasst.

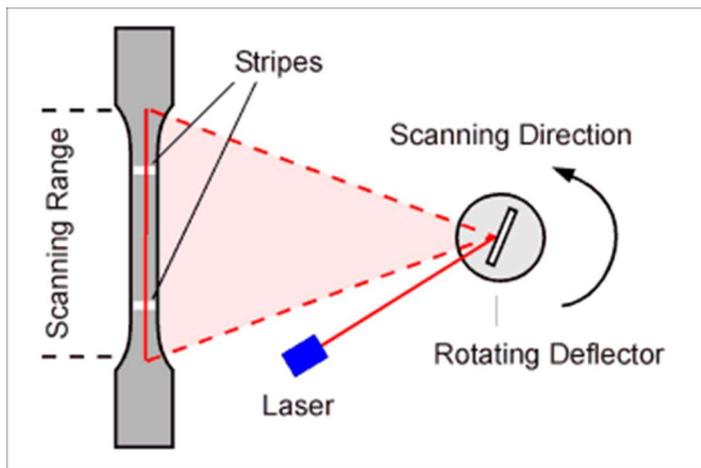


Abbildung 10: Laserstrahl wird auf ein rotierendes Ablenkelement gerichtet, Quelle: Fiedler Optoelektronik GmbH, 2017

Für diese Methode sind mindestens zwei Punkte vorher festzulegen. Der rotierende Laser wird von diesen Punkten reflektiert. Eine Empfängereinheit kann durch die zeitliche Differenz der zwei Reflektionen mit bekannter Drehzahl des Lasers bestimmen, wie weit die beiden Punkte voneinander entfernt sind. Wenn sich das Bauteil, auf welchem sich die beiden Punkte befinden, ausdehnt, ändert sich der zeitliche Abstand, indem die Punkte das Laserlicht reflektieren und die Empfängereinheit kann die Abstandsänderung zwischen den beiden Punkten ermitteln [vgl. Fiedler Optoelektronik GmbH, 2007]. Eine weitere Möglichkeit, die Formänderung von Wälzlagern zu bestimmen, wäre das Anbringen von Dehnungsmessstreifen. Die Dehnungsmessstreifen ändern ihren elektrischen Widerstand, wenn sie verformt werden. Über diese Widerstandsänderung kann mit einer entsprechenden Auswertungseinheit die Formänderung des Wälzlagers bestimmt werden [vgl. Grote/Feldhusen, 2007, S.W15].

Die Verformung von Wälzlagern kann auch mit Hilfe von Wegsensoren gemessen werden. Dabei muss eine entsprechende Messeinrichtung im Wälzlager installiert werden. Die Messeinrichtung besteht aus einem Gestänge, welches an mehreren Stellen des Innenrings des Wälzlagers befestigt wird. Die Messwertaufnehmer sind so in das Gestänge integriert, dass sie von verschiedenen Punkten im Innenring die

Wegänderung zur gegenüberliegenden Seite messen. So kann mit Hilfe von Wegsensoren, die sowohl gestaucht als auch gedehnt werden, die Änderung von einer kreisförmigen hin zu einer ovalen Form gemessen werden.

4.5 Schwingungsanalyse

Die Schwingungsmessung an Wälzlagern ist eine bewährte Methode, um örtlich engbegrenzte Schäden, wie z.B. Wälzkörpereindrücke, Stillstandskorrosion oder Ausbrüche frühzeitig zu erkennen. Mit Hilfe von Beschleunigungsaufnehmern können Stoßwellen gemessen werden. Diese Stoßwellen entstehen durch das Überrollen lokaler Vertiefungen [vgl. Schaeffler, 2013, S.6]. Häufig wird zur Auswertung der Schwingungen die Signalanalyse durch eine Hüllkurvendetektion (HKD) angewandt.

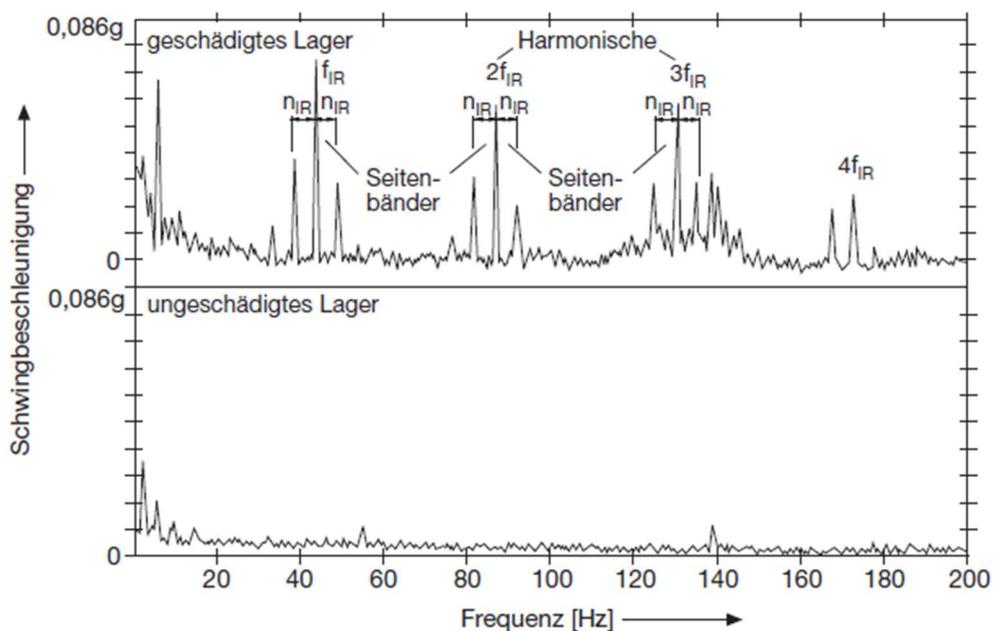


Abbildung 11: Frequenzspektrum des Hüllkurvensignals zwischen 0 und 200Hz, Quelle: Schaeffler, 2013, S.6

Für diese Methode werden die Überrollfrequenzen des Außenrings, des Innenrings, des Wälzkörpers und die Käfigfrequenz benötigt [vgl. Schaeffler, 2013, S.6]. Sind im Hüllkurvenspektrum bei den entsprechenden Frequenzen Ausschläge zu sehen, kann direkt auf das beschädigte Bauteil geschlossen werden. Abbildung 11 zeigt beispielhaft den Vergleich einer Hüllkurve eines beschädigten und eines intakten Wälzlagers. Im oberen Bild sind deutliche Ausschläge im Hüllkurvenspektrum zu sehen. Bei dem Ausschlag f_{IR} handelt es sich um eine Schadensfrequenz. Die Ausschläge $2f_{IR}$

und $3f_{IR}$ sind vielfacher dieser Schadensfrequenz, die durch Überlagerung der Frequenz entsteht. Sie werden erste- bzw. zweite Oberfrequenz genannt. Mit ihnen kann durch einen Vergleich mit den Frequenzen eines unbeschädigten Wälzlagers der Fortschritt der Beschädigung festgestellt werden [Wirth, Rainer, S.75...80].

5. Auswahl und Anwendung der Messverfahren

Im Folgenden wird beschrieben, wie im Vorfeld der Messungen die Anwendbarkeit der in Kapitel vier aufgeführten Messverfahren geprüft wird. Es werden Messgeräte gewählt und der Ablauf der Messungen wird beschrieben. Anschließend werden die Messergebnisse beurteilt.

5.1 Anwendbarkeit der Prüfverfahren an Rotorblattlagern

Bei der Wahl eines geeigneten Prüfverfahrens soll es vorrangig um die einfache Umsetzbarkeit dieses Prüfverfahrens in einer Windenergieanlage gehen. Dabei steht im Vordergrund, dass die Prüfung ohne dauerhafte Veränderungen während einer technischen Prüfung in einer Windenergieanlage verbaut und wieder entfernt werden kann. Darüber hinaus ist zu beachten, dass der zeitliche Rahmen einer technischen Prüfung durch die Prüfung der Rotorblattlager nicht unverhältnismäßig in die Länge gezogen werden darf. Zudem ist die Wirtschaftlichkeit des Prüfverfahrens ein Aspekt, den es zu berücksichtigen gilt. Im Folgenden werden fünf Prüfverfahren anhand dieser Kriterien untersucht.

5.1.1 Überprüfung der Anwendbarkeit der Schmiermittelprobenentnahme

Um den Verschleiß eines Wälzlagers festzustellen, ist die Schmiermittelprobenentnahme eine gängige Methode. Die Herausforderung für den Prüfenieur besteht hier darin, eine aussagekräftige Probe zu entnehmen. Die Probenentnahme ist in DIN 51750 Blatt 1 / 3 geregelt. Wenn das zu überprüfende Wälzlager eine Fettentnahmebohrung hat, dann ist diese bevorzugt zu nutzen. Je nach Viskosität des Schmiermittels kann über die Bohrung mit Hilfe einer Saugvorrichtung die Probenentnahme erfolgen. Verfügt das Wälzlager nicht über eine Fettentnahmebohrung oder ist die Viskosität des Schmiermittels zu hoch, um es mit einer Saugvorrichtung zu fördern, dann müssen die Proben aus dem Laufbahnsystem des Wälzlagers genom-

men werden. Hierfür ist die Dichtung zu entfernen und an einer oder mehreren Stellen Schmiermittel zu entnehmen [ThyssenKrupp Rothe Erde GmbH, 2017]. Häufig verfügen Windenergieanlagen über eine automatisierte Zentralschmiereinrichtung an den Rotorblattlagern.

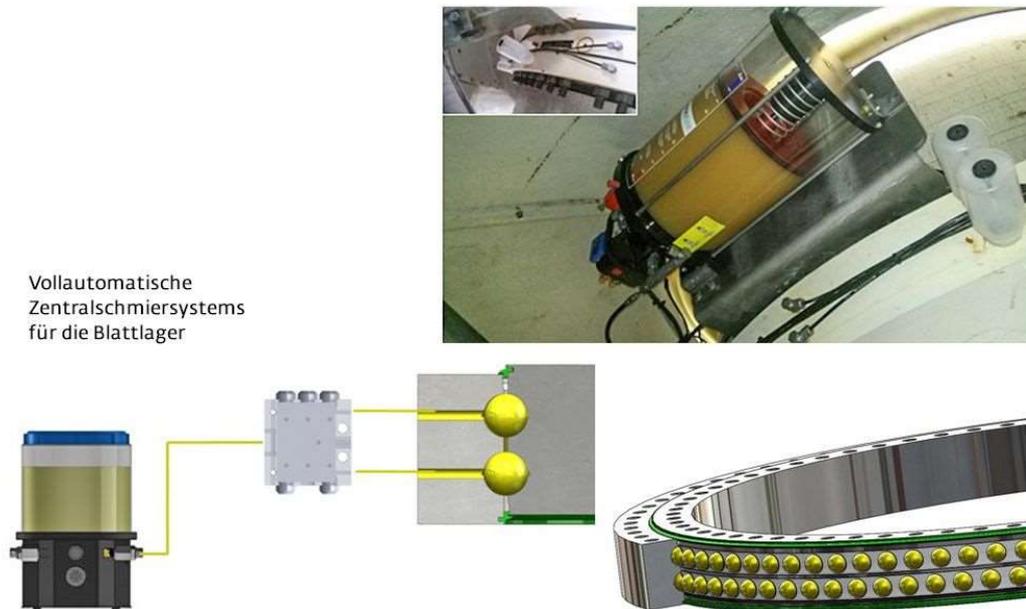


Abbildung 12: Automatische Zentralschmierung Blattlager, Quelle: Deutsche-Windtechnik, 2017

Hierbei fördert eine Pumpe in definierten Abständen Schmiermittel in das Rotorblattlager. Die Verteilung erfolgt über ein Netz aus Leitungen, die das Schmiermittel an verschiedenen Stellen in die Laufbahn des Rotorblattlagers leiten. Überschüssiges Schmiermittel wird dann über die innere Dichtung des Rotorblattlagers in den Nabenkörper geführt [vgl. SKF Gruppe, 2017].

Die zu entnehmende Schmiermittelprobe muss eine Aussage zu dem aktuellen Zustand des Rotorblattlagers zulassen. Schmiermittel, welches frisch in das Rotorblattlager gefördert wurde, lässt keine Aussage zum Zustand des Rotorblattlagers zu, da es nicht die Möglichkeit hatte, eventuell vorhandene Feststoffe oder Feuchtigkeit aufzunehmen. Schmiermittel, welches sich an der inneren Dichtung des Rotorblattlagers befindet, könnte zu alt für eine Aussage sein. Es kann nicht genau gesagt werden, wie lange es dauert, bis das Schmiermittel aus der Dichtung austritt. Somit kann auch nicht gesagt werden, ob die vorhandene Menge Feststoffe oder Feuchtigkeit den wirklichen Zustand im Laufbahnsystem widerspiegelt. Für die Probenentnahme

wird idealerweise Schmiermittel entnommen, welches sich im Laufbahnsystem des Rotorblattlagers zwischen den Wälzkörpern befindet. Das entnommene Schmiermittel muss dann für die weitere Untersuchung in ein dafür vorgesehenes Probengefäß gefüllt und verschlossen werden [vgl. Oelcheck, 2017].

Im Labor werden speziell für die Beurteilung von Rotorblattlagern folgende Messungen durchgeführt:

Particle Quantifier-Index (PQ-Index)

Die genommene Probe wird mit Hilfe des PQ-Index hinsichtlich ihrer magnetisierbaren Verschleißpartikel untersucht. Als Vergleichswert dient der in einer Atom-Emissions-Spektroskopie (AES) ermittelte Eisenwert in mg/kg. Ist der Eisenwert hoch und der ermittelte PQ-Index niedrig, so kann davon ausgegangen werden, dass der Eisenabrieb durch Korrosion entstand, da korrodierte Eisenpartikel nur kaum magnetisierbar sind. Wird ein geringer Eisenwert bei der AES festgestellt, aber ein hoher PQ-Index ermittelt, deutet dies auf einen akuten Verschleißvorgang hin, da der Eisenabrieb noch nicht korrodiert ist [vgl. Oelcheck, 2017].

Visuelle Kontrolle

Bei der visuellen Kontrolle wird in einer hintergrundbeleuchteten Fotografierstation die Gesamtverschmutzung, Schlierenbildung und die Eintrübung der Probe untersucht. Hierfür werden die Probengefäße für ca. 15 Minuten auf den Kopf gestellt. Eventuell vorhandene Fremdstoffe in der Probe sinken dann auf den Deckel des Probengefäßes. Auffälligkeiten im Schmierstoff können so detektiert werden. Für eine spätere Beurteilung werden Probengefäß und Deckel fotografiert [vgl. Oelcheck, 2017].

Atom-Emissions-Spektroskopie (AES)

Bei der Atom-Emissions-Spektroskopie werden die in der Probe enthaltenen Elemente mit Hilfe eines 8000°C heißen Lichtbogens angeregt, Licht in einer charakteristischen Wellenlänge zu emittieren. Der Lichtstrahl wird über ein Kristallgitter auf Photozellen geleitet, wobei die Photozellen so angebracht sind, dass sie nur das charakteristische Licht von jeweils einem Element aufnehmen können. Durch die Veränderung der Stromstärken, die an den verschiedenen Photozellen durch die

Lichteinstrahlung erzeugt wird, kann ein Rückschluss auf die Masse des emittierenden Metalls getroffen werden. Mit diesem Verfahren können bis zu 21 Verschleißmetalle ermittelt werden, solange die Partikelgröße kleiner als 5µm ist. Partikel, die größer als 5µm sind, werden durch den Lichtbogen nicht ausreichend angeregt [vgl. Oelcheck, 2017].

Indirekte coulometrische Karl-Fischer-Methode

Um den Wassergehalt der genommenen Probe zu bestimmen, wird die Karl-Fischer-Methode angewandt. Dabei wird die Probe auf über 100°C erhitzt. Der entstehende Wasserdampf wird in ein Titriergefäß geleitet, um dort elektrochemisch mit der Karl-Fischer-Lösung zu reagieren. Der Wassergehalt kann über den Wendepunkt der Titrationskurve bestimmt werden.

Mit diesem Verfahren kann bestimmt werden, ob der Wassergehalt der Probe den für das Schmiermittel zulässigen Maximalwert nicht überschreitet. Zu viel Feuchtigkeit im Schmiermittel kann zu Korrosion, Dampfblasenbildung und Öloxidation führen [vgl. Oelcheck, 2017].

Infrarotspektroskopie

Bei der Infrarotspektroskopie wird die Eigenschaft genutzt, dass verschiedene Moleküle im Schmierstoff infrarotes Licht unterschiedlich stark absorbieren. Für die Infrarotspektroskopie der genommenen Probe wird zunächst ein Referenzspektrum des verwendeten Schmierstoffs benötigt. Das Referenzspektrum des Schmierstoffs wird mit frischem und sauberem Schmierstoff aufgenommen. Ein Vergleich mit dem Spektrum der genommenen Probe gibt Informationen über die Verunreinigung des Schmiermittels [vgl. Oelcheck, 2017].

5.1.2 Überprüfung der Anwendbarkeit der Stoßimpulsmessung

Bei verschiedenen Maschinensätzen, die von Elektromotoren angetrieben werden, wie zum Beispiel bei der Azimutwinkelverstellung einer Windenergieanlage, Turbokompressoren oder bei industriellen Dampfturbinen ist es bereits üblich, Schäden mit Hilfe eines Stoßimpulsmessgeräts zu detektieren [vgl. DIN ISO 10816-1, S.3]. Für die Stoßimpulsmessung an Rotorblattlagern empfiehlt sich ein Gerät, welches über einen internen Speicher für die Aufzeichnung der Messwerte verfügt, da alternativ die während der Messung angezeigten Messwerte notiert oder gefilmt werden müssten,

was den Messaufbau unnötig kompliziert machen würde. Wenn der Messsensor erfolgreich am nicht drehenden Teil des Rotorblattlagers montiert werden konnte, muss über die Bedieneinheit der Windenergieanlage das zu messende Rotorblatt von 0° bis 90° verfahren werden. Hierbei bietet es sich an, die Messung mit einer zweiten Person durchzuführen, da so zeitgleich das Stoßimpulsmessgerät und die Steuereinheit der Windenergieanlage bedient werden können. Diese Messung muss an verschiedenen Stellen am Rotorblattlager wiederholt werden, um eventuelle Beschädigungen örtlich eingrenzen zu können.

5.1.3 Überprüfung der Anwendbarkeit der Kippspielmessung

Bei der Kippspielmessung wird das im Lager entstehende Spiel, beim Herüberkippen des Rotorblattes über die 12-Uhr-Stellung gemessen (Blickrichtung aus der Gondel, von hinten auf das Rotorssystem). Die Herausforderung für den Prüfeningenieur besteht darin, eine oder mehrere Messuhren so zu montieren, dass die Messuhr mit einem Ende am Innenring des Rotorblattlagers und mit dem anderen Ende am Außenring des Rotorblattlagers verbunden ist.



Abbildung 13: Prinzipieller Aufbau Kippspielmessung, Quelle: Rothe Erde GmbH, 2012

Abbildung 13 zeigt das Prinzip, in dem die Messuhren anzubringen sind. Dabei ist die abgebildete Messuhr an einem Rotorblatt befestigt. Das Rotorblatt wiederum ist in der Regel über einen Versteifungsring mit dem Innenring des Wälzlagers verschraubt [vgl. Hau, 2008, S.265-267]. Der Messbolzen der Messuhr liegt am Außenring des Wälzlagers an.

Bei den Vorüberlegungen zu diesem Messaufbau ist schnell klar geworden, dass die Messuhren nicht wie in Abbildung 13 angebracht werden können. Da die Kippspielmessung im Rahmen einer technischen Prüfung stattfinden soll, kommt als Befestigung für die Messuhren nur eine rückstandslos entfernbare Methode infrage. Um die Messuhren wie in Abbildung 13 am Rotorblatt zu befestigen, wäre nur kleben möglich, da die Rotorblätter in der Regel aus glas- oder kohlefaserverstärkten Kunststoffen bestehen. Ideal für den Einsatz im Rahmen einer technischen Prüfung wäre jedoch eine Lösung mit Magnetstativen. Es wurde deshalb beschlossen, die Messuhren im Blattansatz zu befestigen. Hier besteht die Möglichkeit, die Messuhr am Innenring des Blattlagers zu befestigen. Der Messbolzen der Messuhr liegt für die Messung an dem Teil der Rotornabenkonstruktion, der mit dem Außenring des Blattlagers verbunden ist. So ist es möglich, das Kippspiel zwischen Innen- und Außenring des Rotorblattlagers zu messen und den Messaufbau anschließend rückstandslos wieder zu entfernen. Für den Ablauf der Messung wird festgelegt, dass vor dem Anbringen der Messuhr das zu messende Rotorblatt auf Neun-Uhr-Stellung gebracht wird. Ist die Messuhr bzw. sind die Messuhren erfolgreich angebracht, wird das Rotorblatt von der Neun-Uhr-Stellung in die Drei-Uhr-Stellung verfahren. Dabei kippt das Rotorblatt auf die gegenüberliegende Seite und an der Messuhr / den Messuhren kann nun das Spiel zwischen Innenring und Außenring abgelesen werden.

5.1.4 Überprüfung der Anwendbarkeit der Verformungsmessung

Voraussetzung für die Messung einer Verformung an einem Rotorblattlager ist die Annahme, dass sich das Rotorblattlager durch die Kraft des Windes auf das Rotorsystem von der kreisrunden in die ovale Form ändert.

Es hat sich bei Gesprächen mit verschiedenen Sachverständigen der Firma 8.2 Obst & Ziehmann GmbH ergeben, dass die unter 4.4 „Verformungsmessung“ aufgeführten Prüfverfahren nicht im Rahmen einer technischen Prüfung anwendbar sind.

Optische Lasermesssysteme scheiden aus wirtschaftlichen Aspekten aus. Ihre Anschaffung würde nicht im Verhältnis zu dem gewonnenen Nutzen stehen. Außerdem wäre eine sichere Montage in einem sich drehenden Rotorssystem aufgrund der großen Abmessungen und des hohen Gewichts dieser Geräte nur schwierig umzusetzen. Desweiteren wurde geprüft, ob sich ein Messaufbau mit mechanischen Messsensoren realisieren lässt. Dabei müssten die Sensoren mit Hilfe eines Gestänges im Rotorblatt montiert werden. Dieser Messaufbau würde an verschiedenen Winkeln entlang der Kreisbahn des Rotorblattlagers eine Längenänderung zur gegenüberliegenden Seite messen.

Ein solcher Messaufbau mit einem entsprechenden Gestänge wäre nur mit viel Aufwand in einem Rotorblatt installierbar. Im Rahmen einer technischen Prüfung wäre so etwas aus zeitlichen Gründen nicht wirtschaftlich. Denkbar wäre ein System, welches dauerhaft in einem Rotorblattlager installiert wird.

Ähnlich verhält es sich bei der Prüfung mit Dehnungsmessstreifen. Diese müssten im Rotorblattlager aufgeklebt werden und wären damit auch für einen dauerhaften Einsatz denkbar. Sind die Dehnungsmessstreifen mit einer Auswerteeinheit mit internem Speicher versehen, könnte dieser Speicher im Rahmen einer technischen Prüfung ausgelesen werden. Da es sich dabei um eine dauerhafte Installation handelt und nicht um eine Messung, die nach einer technischen Prüfung rückstandslos entfernt wird, wird im Rahmen dieser Abschlussarbeit nicht weiter darauf eingegangen werden.

5.1.5 Überprüfung der Anwendbarkeit der Schwingungsmessung

Für die Schwingungsmessung der Rotorblattlager kommt ein Messsystem infrage, welches bereits Anwendung in der Schwingungsmessung von Rotorlagern findet. Hierbei handelt es sich um vier Beschleunigungssensoren, die über eine Auswerteeinheit mit einem Computer verbunden werden. Um vergleichbare Bedingungen bei den Messungen unterschiedlicher Blattlager zu gewährleisten, wird das zu messende Rotorblatt in Neun-Uhr-Stellung gebracht. Um eventuelle Beschädigungen örtlich eingrenzen zu können, wäre es ideal, alle vier Sensoren jeweils um 90° versetzt entlang des Umfangs des Rotorblattlagers zu montieren. Das ist an einem Rotorblattlager jedoch mit erheblichem Aufwand verbunden, da es keine Rotorstellung gibt, an der die Rotorblattlager ohne Seilzugangstechnik von allen Seiten zugänglich sind.

Das Weiterdrehen des Rotors, nachdem bereits Messsensoren angebracht sind, birgt das Risiko, dass die Anschlusskabel der Sensoren durch die Drehbewegung eingeklemmt oder anderweitig beschädigt werden.

5.2 Wahl geeigneter Messgeräte

Für die Wahl der Messgeräte und des benötigten Zubehöres wird geprüft, ob Geräte genutzt werden können, die bereits in der Firma 8.2 Obst & Ziehmann GmbH vorhanden sind. Falls dies nicht der Fall ist, wird bei der Anschaffung neuer Geräte darauf geachtet, dass diese eventuell vielfältig für andere Messungen eingesetzt werden können

5.2.1 Schmiermittelprobenentnahmeset

Bei der Prüfung von Getriebeöl und bei Schmiermittelprüfungen verschiedener Wälzlager von Windenergieanlagen hat 8.2 Obst & Ziehmann GmbH bereits gute Erfahrungen in der Zusammenarbeit mit der Firma Oelcheck GmbH gemacht. Es wurde deshalb geprüft, ob es von der Firma Oelcheck GmbH das Angebot einer Blattlager-Schmiermittelprüfung gibt. Dort wird das sogenannte „Wind Set (türkis)“ angeboten, welches ein 100ml Probengefäß beinhaltet sowie die unter Kapitel 4.1 aufgeführten Untersuchungen im Labor.

Für die Entnahme des Schmiermittels wird ggf. etwas Werkzeug benötigt, um die Dichtung am Rotorblattlager zu entfernen und Zugang zum Laufbahnsystem des Blattlagers zu erhalten. Oft genügt hier ein Schraubenzieher. Für die Entnahme des Schmiermittels wird je nach Viskosität eine Spritze oder ein Kunststoff-Spatel benötigt. Gegenstände aus Metall eignen sich für die Entnahme nicht, da eventueller Abrieb oder Metallspan vom Entnahmewerkzeug das Probenergebnis verfälschen kann.

5.2.2 Stoßimpulsmessgerät

Für die Stoßimpulsmessung wurde ein neues Stoßimpulsmessgerät angeschafft. Hier gibt es je nach Hersteller und gewünschten Funktionen des Gerätes eine große Auswahl. Für den Einsatz auf einer Windenergieanlage eignen sich kleine und leichte Geräte. Ferner ist es wichtig, dass das Gerät über einen internen Speicher verfügt, da so die gemessenen Werte nicht in der Zeit der Technischen Prüfung protokolliert

werden müssen, sondern zu einem späteren Zeitpunkt ausgewertet werden können. Es wurde sich für dieses Gerät entschieden:



Abbildung 14: UNI-T UT 315, Quelle: UNI-T, 2017

Dieses Stoßimpulsmessgerät verfügt über die benötigten Eigenschaften. Durch den internen Speicher des Geräts ist es möglich, alle 0,5s einen Messwert aufzunehmen und zu speichern. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, das Gerät über einen USB-Anschluss mit einem Computer zu verbinden. Diese Funktion erleichtert das Übertragen der gespeicherten Werte erheblich. Der Messwertaufnehmer kann Beschleunigungen in einem Bereich von $0,1 \frac{m}{s^2} \dots 199,9 \frac{m}{s^2}$ aufnehmen [vgl. UNI-T, 2017].

5.2.3 Messuhren für Kippspielmessung

Für die Kippspielmessung eignen sich handelsübliche Messuhren mit einer Genauigkeit von 0,01mm [vgl. Rothe Erde, 2012, S.10]. Um die Messuhren im bzw. am Rotorssystem zu montieren, bedarf es verschiedener Magnetstative. Hier muss entsprechend der Rotorblattlagergeometrie geschaut werden, welche Stative zum Einsatz kommen. Es empfiehlt sich, den Messaufbau mit Hilfe von Bandschlingen oder ähnlichem zu sichern, da die Möglichkeit besteht, dass der Messaufbau bei einer zu starken Kippbewegung des Rotorblattes verschoben und ggf. gelöst wird.

5.2.4 Schwingungsmessgerät

Da die Firma 8.2 Obst & Ziehmann GmbH schon seit einigen Jahren Schwingungsmessungen am Triebstrang von Windenergieanlagen durchführt, existiert bereits ein entsprechendes Gerät in der Firma. Es handelt sich hier um vier KS80D Beschleunigungssensoren. Die Sensoren haben eine Empfindlichkeit von $100\frac{mV}{g}$ und können Beschleunigungen in einem Frequenzbereich von 0,13Hz...22.000Hz aufnehmen. Die Beschleunigungssensoren sind über eine Auswerteeinheit mit einem Laptop verbunden. Zur Auswertung wird eine Software genutzt, welche es ermöglicht, die Beschleunigungswerte über die Zeit aufzunehmen und die dann zur anschließenden Auswertung Hüllkurvenspektren der Messungen bilden kann.

5.3 Prüfbedingungen festlegen

Damit die Prüfungen wiederholbar sind, werden Prüfbedingungen festgelegt. Hierbei wird berücksichtigt, dass die Bedingungen auf verschiedenen Windenergieanlagen herstellbar sind. Neben den sicherheitsrelevanten Bedingungen, wie dem Tragen einer persönlichen Schutzausrüstung gegen Absturz und dem Arretieren des Rotorsystems vor dem Betreten der Rotornabe, wurden für die verschiedenen Prüfungen folgende Bedingungen festgelegt:

Voraussetzung für die Schmiermittelprobenentnahme ist trockenes Wetter. Für die Probenentnahme wird die äußere Dichtung des Blattlagers entfernt. Bei Regen oder Schnee gelangt Wasser, welches am Rotorblatt entlangläuft, in das Blattlager. Das würde nicht nur das Ergebnis der Schmiermittelprobenentnahme verfälschen, sondern eventuell auch der Schmierung des Blattlagers schädigen.

Sowohl für die Schwingungsmessung als auch für die Stoßimpulsmessung wurde festgelegt, dass das zu messende Rotorblatt ungefähr im 90°-Winkel (gemessen zum Turm der Windenergieanlage) steht. In dieser Stellung wirkt besonders viel Kippmoment auf das Blattlager. Eventuelle Schäden im Laufbahnsystem werden unter der Last besonders gut feststellbar.

Da für die Kippspielmessung ein definiertes Kippmoment aufgebracht werden muss (siehe Kapitel 4.3), wurde festgelegt, dass die Messuhren bei 90°-Stellung des zu messenden Rotorblattes montiert und in Nullposition gebracht werden. Anschließend wird die Anlage durch Lösen der Bremse und Entfernen der Rotorarretierung in den

Rotorfreilauf versetzt. Hat das zu messende Rotorblatt seine Position um 180° geändert, wird die Anlage gebremst und die Messergebnisse können aufgenommen werden.

5.4 Ablauf der Messungen

Um die Funktionalität der Prüfverfahren zu untersuchen, wurde jedes Prüfverfahren sowohl an Rotorblattlagern, von denen angenommen wurde, dass sie intakt sind, als auch an Rotorblattlagern, von denen durch vorherige Prüfungen bekannt war, dass sie beschädigt sind, durchgeführt. Die Prüfungen wurden an unterschiedlichen Windenergieanlagen und an unterschiedlich dimensionierten Rotorblattlagern durchgeführt. So ließ sich testen, ob die Prüfungen anlagenübergreifend anwendbar sind. Bei der Beurteilung wird überwiegend auf die Messungen an den beschädigten Rotorblattlagern eingegangen, da die Messungen an intakten Rotorblattlagern - trotz unterschiedlicher Hersteller und unterschiedlicher Lagerdurchmesser - kaum Abweichungen in den Messergebnissen zeigten.

5.4.1 Ablauf der Schmiermittelprobenentnahmen

Der Ablauf einer Schmiermittelprobe wird beispielhaft an einer General Electrics GE 2,75 - 103 Windenergieanlage erläutert. Die Anlage hat eine Nennleistung von 2750KW und wurde im Dezember 2014 in Betrieb genommen. Um Schmiermittelproben aus den Rotorblattlagern zu entnehmen, muss zunächst der Rotor durch das Betätigen der Rotorbremse und das Einsetzen der Rotorarretierung gegen das Weiterdrehen gesichert werden. Das Anlegen der persönlichen Schutzausrüstung gegen Absturz bei Arbeiten auf oder in der Rotornabe ist obligatorisch. Im ersten Schritt muss die äußere Abdichtung des Rotorblattlagers an den Stellen, an denen Schmiermittelproben genommen werden sollen, entfernt werden. Dies wird durch Aushebeln der Dichtung mit Hilfe eines langen dünnen Gegenstandes bewirkt. Im nächsten Schritt wird dann Schmiermittel aus verschiedenen Bereichen des Laufbahnsystems des Blattlagers in dafür vorgesehene Probengefäße gefüllt. In diesem Fall ist aufgrund der hohen Viskosität des Schmiermittels ein Absaugen mit einer Spritze nicht möglich. Es wird daher mit einem Kunststoffspatel entnommen. Anschließend wird die äußere Dichtung wieder montiert und die Anlage kann wieder in Betrieb genommen werden. Für die Auswertung der Schmiermittelproben wurde diese in ein darauf spezialisiertes Labor geschickt. Nach einigen Tagen liegt folgende Tabelle vor:

Tabelle 1: Gefundene chemische Elemente in den Schmiermittelproben

Blatt Nr.	Verschleiß [mg/kg]									Verunreinigung [mg/kg]								
	Fe	Cr	Sn	Al	Ni	Cu	Pb	Mn	PQ- Index	Si	K	Na	Ti	V	W	Cd	Co	Wasser K.F. [ppm]
1	22683	74	0	14	0	72	11	570	15634	86	13	548	19	-	-	22	3	7060
2	14997	24	0	10	0	2	4	277	9145	37	11	597	9	1	113	11	1	10442
3	>30000	382	0	28	0	224	9	1549	62624	331	10	369	37	2	-	66	11	28762

Zur Ermittlung dieser Werte wurden die in Kapitel 5.1.1 beschriebenen Verfahren angewandt.

Es fällt auf, dass bei Rotorblattlager drei der Messwert für Eisen über der üblichen Messgrenze liegt. Auch die Werte für Chrom, Kupfer, Mangan, Silicium, der PQ-Index und der Wassergehalt sind auffällig höher als bei den anderen gemessenen Blattlagern.

5.4.2 Beurteilung der Schmiermittelproben

Bei der Beurteilung der gefundenen Elemente werden mit Hilfe der Werte für Eisen (Fe), Chrom (Cr), Kupfer (Cu), Silicium (Si), dem PQ-Index und dem Wassergehalt Rückschlüsse auf den Zustand der Wälzlager geführt.

Die Komponenten des Wälzlagers sind entsprechend der in Kapitel 2.3 genannten Normungen hergestellt. Für die Lagerringe wurde der Werkstoff 42CrMo4, für die Wälzkörper der Werkstoff 100Cr6 und für die Käfige der Werkstoff S355JR verwendet.

Eisen und PQ-Index

Mit den Werten für Eisen und dem PQ-Index kann festgestellt werden, dass das Blattlager drei am stärksten verschlissen ist. Der Eisenwert liegt über der üblichen Messgrenze und der PQ-Index ist stark erhöht. Bei allen Proben ist der PQ-Index im Verhältnis zum Eisenwert hoch. Die Eisenpartikel sind demnach ferromagnetisch und somit noch nicht stark korrodiert. Das deutet auf einen akuten Verschleißvorgang hin.

Der hohe PQ-Index sagt außerdem aus, dass viele der Eisenpartikel einen Durchmesser $> 5\mu\text{m}$ haben.

Kupfer

Mit den ermittelten Kupferwerten lässt sich mit hoher Wahrscheinlichkeit sagen, dass an den Blattlagern eins und drei der Käfig verschleißt. Da der Werkstoff S355JR bis zu 0,55% (Masse) Cu enthält [Brütsch, 2017]. Die Werkstoffe der anderen Komponenten enthalten kein oder nur sehr wenig Kupfer.

Chrom

Die erhöhten Chromwerte in allen drei Proben deuten auf einen Verschleiß der Wälzkörper und der Lagerringe hin, da Chrom ein Bestandteil der Werkstoffe dieser beiden ist, nicht jedoch des Käfigwerkstoffs.

Silicium

Dass in den Schmiermittelproben Silicium festgestellt wurde, geht auf eine Verunreinigung des Blattlagers durch Staub zurück. Entsprechend der Tabelle ist der Staubeintrag an Blattlager drei am stärksten. Eventuell ist hier die Außenabdichtung des Wälzlagers beschädigt.

Wassergehalt

Der hohe Wassergehalt ist auf eingedrungenes Regenwasser zurückzuführen. Wie bei dem erhöhten Siliciumgehalt kann die Ursache dafür eine beschädigte Außenabdichtung des Blattlagers sein. Über die beschädigte Dichtung spült das Regenwasser Staub und andere Verunreinigungen in das Lager.

Vergleich der Rotorblattlager untereinander

Bei den in den Proben gemessenen Elementen fällt auf, dass viele Werte an Blatt drei signifikant erhöht sind. Die Ursache dafür kann, wie bereits erwähnt, eine beschädigte Außenabdichtung des Blattlagers sein. Über die beschädigte Außenabdichtung gelangen Regenwasser und Schmutz in das Laufbahnsystem. Der hohe Verschleiß am Blattlager drei kann darauf zurückgeführt werden, dass das eingedrungene Wasser den Schmierfilm im Laufbahnsystem ausspült. Woraufhin die Wälzkörper aufgrund des fehlenden Schmierfilms verstärkt an der Laufbahn und am Käfig des Rotorblattlagers reiben. Dadurch kommt es, wie in Kapitel 3.2 beschrieben,

zu Eindrückungen und Ausbrüchen an den verschiedenen Komponenten. Der hohe PQ-Index stützt diese Annahme, da mit ihm eine große Anzahl von Partikeln $> 5\mu\text{m}$ festgestellt wurden. Da die Wälzkörper und die Laufbahn speziell gehärtet sind, wird angenommen, dass zunächst der Lagerkäfig verschleißt. Der erhöhte Kupferwert trägt zu dieser Annahme bei. Wobei das Überschreiten der üblichen Messgrenze des Eisenwertes an Blatt drei Grund zur Annahme gibt, dass dort bereits erhebliche Beschädigungen vorliegen und auch Laufbahn und Wälzkörper verschleifen.

5.4.3 Ablauf der Stoßimpulsmessungen

Für die Stoßimpulsmessung an Rotorblattlagern werden Blattlager von verschiedenen Herstellern an unterschiedlichen Windenergieanlagen untersucht. Es wird dabei immer so vorgegangen, dass der Messwertaufnehmer des Stoßimpulsmessgerätes mit einem Magnetfuß ausgestattet wird. So ist es möglich, ihn an dem nicht drehenden Teil des jeweils zu messenden Rotorblattlagers anzubringen. Dann wird das zu messende Rotorblatt von der Fahnenstellung in die Betriebsstellung ($\sim 90^\circ$) und wieder zurück verfahren. Damit sich der Rotor der Windenergieanlage dabei nicht dreht, wird zuvor die Rotorbremse betätigt. Es ist darauf zu achten, dass die Anlage über die Möglichkeit verfügt, die Rotorblätter einzeln zu verfahren. Bei älteren Anlagen ist dies oft nicht möglich. An diesen Windenergieanlagen ist eine Stoßimpulsmessung nur bei sehr geringen Windgeschwindigkeiten möglich. Wenn alle drei Rotorblätter bei starkem Wind und betätigter Rotorbremse gleichzeitig in Betriebsstellung gebracht werden, kann es durch das aufgebrachte Drehmoment zu Schäden an der Rotorbremse kommen.

Bei den durchgeführten Stoßimpulsmessungen zeigt sich, dass die gemessenen Beschleunigungswerte an als intakt anzunehmenden Rotorblattlagern einen Wert von $0,2\frac{\text{m}}{\text{s}^2}$ nicht überschreiten. In der Regel reichen die erzeugten Stöße nicht für einen messbaren Wert aus oder der Messwert schwankt während der Messung zwischen $0,0\frac{\text{m}}{\text{s}^2}$ und $0,1\frac{\text{m}}{\text{s}^2}$. Für die Überprüfung der Funktion dieses Messverfahrens wird deshalb an den bereits aus der Schmiermittelprobenentnahme als beschädigt befundenen Rotorblattlagern gemessen. Es handelt sich hierbei um die Rotorblattlager einer General Electrics GE 2,75 - 103. Bei den Blattlagern handelt es sich um zweireihige Vierpunktlager der Firma SHILLA Corporation mit einem Laufkreisdurchmesser von 2400mm und einem Wälzkörperdurchmesser von 45mm. Da die Pitch-Vorgänge bei

diesem Anlagentyp ungefähr 12,5s dauern, wird das Stoßimpulsmessgerät so eingestellt, dass es alle 0,5s den aktuellen Messwert speichert. Das entspricht beim Uni-TU 315 der größten möglichen Frequenz zur Speicherung der Messwerte. Für die Stoßimpulsmessungen an diesen Blattlagern ergeben sich folgende Tabellen:

Pitch-Vorgang 0°...90°

Tabelle 2: Beschleunigungswerte während des Pitch-Vorgangs 0°...90°

Zeit t in [s]	Beschleunigung Blatt 1 a in [m/s ²]	Beschleunigung Blatt 2 a in [m/s ²]	Beschleunigung Blatt 3 a in [m/s ²]
0,5	5,7	0,2	0,1
1	5,8	0,3	0,1
1,5	6	0,3	0,2
2	6	0,3	0,3
2,5	6,6	5,5	0,3
3	6,7	5,5	0,3
3,5	6,8	5,5	0,3
4	7	5,5	0,4
4,5	6,7	4,4	0,4
5	5,8	4	0,4
5,5	4,8	3,7	0,4
6	3,8	3,4	0,4
6,5	2	1,5	0,4
7	1,9	1,1	0,4
7,5	1,9	1,1	0,4
8	1,9	0	0,3
8,5	1,9	0,3	0,3
9	1,9	0,3	0,3
9,5	1,8	0,3	0,3
10	1,7	0,3	0,3
10,5	0,9	0,3	0,3
11	0,9	0,3	0,3

11,5	0,8	0,3	0,2
12	0,8	0,3	0,1
12,5	0	0,3	0,1

Pitch-Vorgang 90°...0°

Tabelle 3: Beschleunigungswerte während des Pitch-Vorgangs 90°...0°

Zeit t in [s]	Beschleunigung Blatt 1 a in [m/s ²]	Beschleunigung Blatt 2 a in [m/s ²]	Beschleunigung Blatt 3 a in [m/s ²]
0,5	0,2	0,2	0,1
1	0,3	0,3	0,2
1,5	0,4	0,3	0,2
2	6	0,3	0,2
2,5	6,5	5,7	0,2
3	6,5	5,7	0,3
3,5	6,5	5,7	0,3
4	6,6	5,7	0,4
4,5	7,1	5	0,4
5	7,1	4,6	0,3
5,5	6,7	4,1	0,3
6	6	3,7	0,3
6,5	1,3	1,7	0,3
7	1,2	1,2	0,4
7,5	1,2	0,8	0,4
8	1,3	0,8	0,4
8,5	1,4	0,2	0,4
9	1,4	0,2	0,4
9,5	1,5	0,3	0,3
10	1,4	0,3	0,3
10,5	1	0,3	0,3
11	1	0,3	0,2
11,5	0,9	0,2	0,2

12	0,8	0,1	0,2
12,5	0	0,1	0,2

Es ist zu sehen, dass an Rotorblattlager drei die geringsten Beschleunigungen gemessen wurden. Der Verlauf, in dem die Beschleunigungen auftreten, variiert stark zwischen den Blattlagern, ebenso wie die Stärke der Stöße. Ferner ist zu sehen, dass die Pitch-Vorgänge unabhängig von den gemessenen Werten alle gleich lang dauern.

5.4.4 Beurteilung der gemessenen Stoßimpulse

Bei der Beurteilung der Messergebnisse fällt auf, dass die an den Rotorblättern eins und zwei gemessenen maximalen Messwerte um mehr als Faktor zehn von den maximalen Messwerten an Blatt drei abweichen. Es kann demnach mit großer Wahrscheinlichkeit gesagt werden, dass eine Beschädigung an den Blattlagern eins und zwei vorliegt. Das bedeutet jedoch nicht, dass Rotorblatt drei als intakt anzusehen ist. Der gemessene Maximalwert ist mit $0,4 \frac{m}{s^2}$ doppelt so hoch wie der höchste Wert, der an den Rotorblattlagern vergleichbarer Windenergieanlage gemessen wurde. Bei den Beschädigungen kann es sich um Ausbrüche und Eindrückungen im Laufbahnsystem der Wälzlager handeln. Rollt ein Wälzkörper über eine dieser Beschädigungen in der Laufbahn, so erzeugt dies einen Stoß. Dieser Stoß wird mit Hilfe der Beschleunigungssensoren des Messgerätes erkannt.

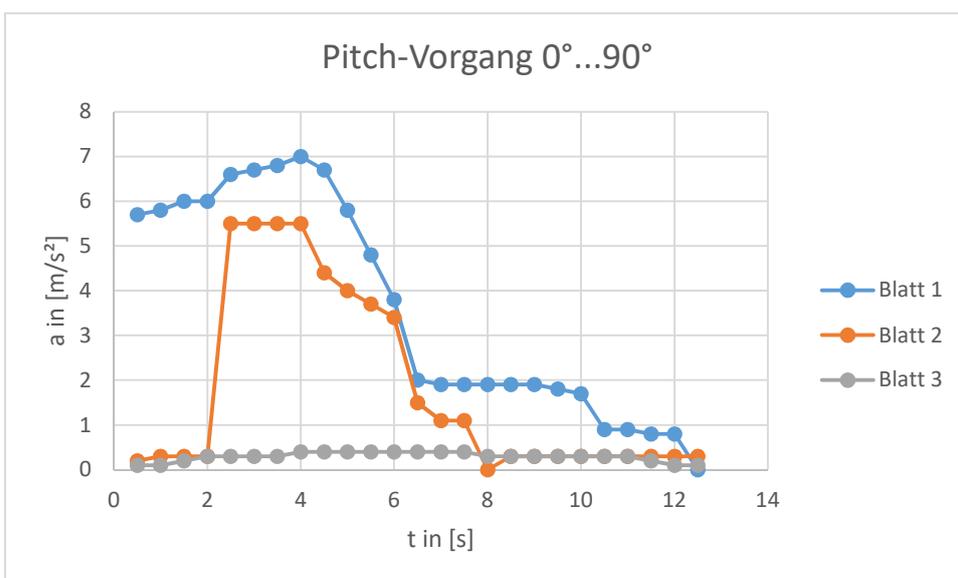


Abbildung 15: Pitch-Vorgang 0°...90°

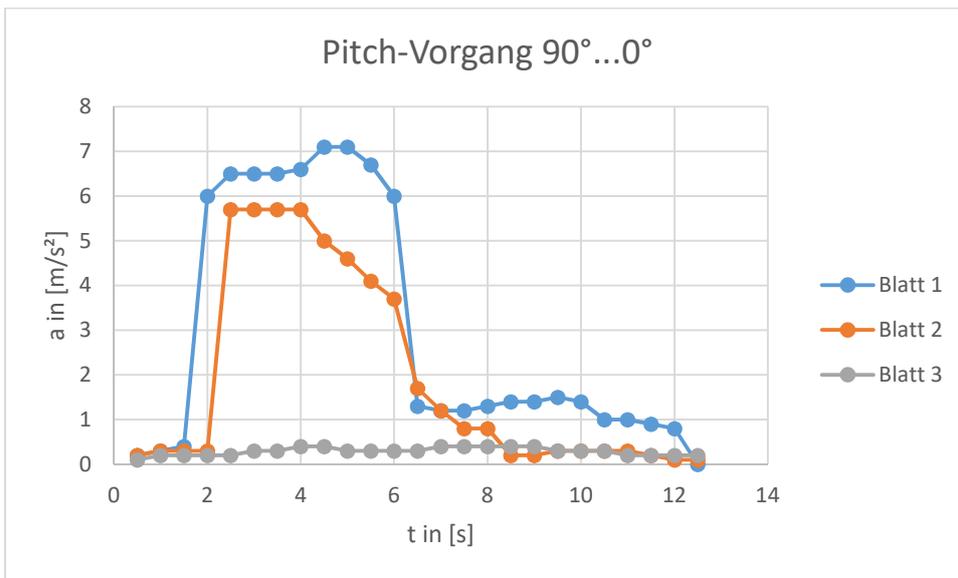


Abbildung 16: Pitch-Vorgang 90°...0°

Es ist davon auszugehen, dass die Beschädigung an Blattlager eins am größten ist, da hier auch die stärksten durch Stöße hervorgerufenen Beschleunigungen gemessen wurden. Auffällig ist, dass der zeitliche Verlauf der Beschleunigungswerte an den Rotorblättern jeweils beim Pitch-Vorgang 0°...90° und beim Pitch-Vorgang 90°...0° sehr ähnlich sind. Es ist deshalb davon auszugehen, dass hier dieselben Beschädigungen gemessen werden. Die Stöße breiten sich demnach über das gesamte Rotorblattlager aus. Eine örtliche Zuordnung des Schadens ist somit nicht möglich. Weiter fällt auf, dass sich die Verläufe der Beschleunigungswerte an Blatt eins und zwei sehr ähneln. Besonders auffällig ist, dass es bei sechs Sekunden zu einem Einbruch der Messwerte kommt. Dieses Phänomen ist keinem Ereignis zuzuordnen. Denkbar wäre, dass für ungefähr sechs Sekunden das Anfangsmoment, welches beim Beginn des Pitch-Vorgangs überwunden werden muss, zu Schwingungen führt, welche die von den Beschädigungen hervorgerufenen Stöße verstärken.

5.4.5 Ablauf der Kippspielmessungen

Bei der Messung des Kippspiels an Rotorblattlagern zeigt sich, dass dieses Verfahren nicht bei allen Anlagentypen machbar ist. Die Messuhren werden so an den Rotorblattlagern angebracht, dass ein Ende am Innenring des Blattlagers angebracht und das andere Ende am Blattansatz und somit in Verbindung zum äußeren Lagering ist.



Abbildung 17: Messaufbau für Kippspielmessung in Rotornabe, Quelle: eigene Aufnahme

Da zur Messung des Kippspiels die Rotornabe um 180° geschwenkt werden muss, ist es nötig, die Rotorbremse zu lösen. Die Anlage wird in den Rotorfreilauf versetzt. Hierbei sind die Rotorblätter in Fahnenstellung und der Rotor bewegt sich - abhängig vom Wind - nur langsam. Es zeigt sich, dass es Windenergieanlagen gibt, bei denen nach dem Lösen der Rotorbremse automatisch ein Pitch-Vorgang durchgeführt wird. Es handelt sich hierbei nur um eine Drehung von $1^\circ \dots 3^\circ$, jedoch reicht diese Drehung des Rotorblatts aus, um die Nulleinstellung der Messuhren zu verändern. Im schlimmsten Fall kann sich das Magnetstativ lösen und die Messeinrichtung fällt in die Rotornabe. Es kann dem Betriebshandbuch der entsprechenden Windenergieanlage nicht entnommen werden, welchen Grund dieser kurze Pitch-Vorgang nach dem Lösen der Rotorbremse hat. Ferner gibt es mit dem Zugriffslevel für die Anlagensteuerung, über den die Prüffingenieure verfügen, keine Möglichkeit, diesen Vorgang abzustellen.

Bei Windenergieanlagen ohne diese Funktion konnte mit einem Messaufbau, wie in Abbildung 17 zu sehen, erfolgreich das Kippspiel gemessen werden. Im Folgenden wird am Beispiel der Messung des Kippspiels an einer Repower MM92 Windenergieanlage dieser Vorgang beschrieben.

Kippspielmessung Repower MM92

Diese Windenergieanlagen haben eine Nennleistung von 2050KW und eine Nabenhöhe von 80m. Die Auswertung der Betriebsdaten zum Zeitpunkt der Messungen hat ergeben, dass beide Anlagen im November 2011 in Betrieb genommen wurden und seitdem je Anlage ~ 30.000.000kWh Ertrag brachten.

Ablauf der Messung

Nach der Begehung der Gondel wird zunächst das zu messende Rotorblatt in Stellung gebracht. Hierfür wird die Anlage in den Rotorfreilauf versetzt und sobald das zu messende Rotorblatt in Neun-Uhr-Stellung steht, wird die Rotorbremse betätigt. Der zweite Schritt ist das Einlegen der Rotorarretierung. Dies geschieht bei diesem Anlagentyp durch zwei Metallbolzen, die in eine am Rotor angebrachte Lochscheibe eingeführt werden. Anschließend ist der Messaufbau in der Rotornabe anzubringen. Das Magnetstativ wird mit einer Bandschlinge gesichert, um bei einem eventuellen Lösen des Magnetfußes größere Schäden in der Rotornabe zu vermeiden. Ist Der Messaufbau angebracht, wird der Rotor verlassen und die Anlage wieder in den Rotorfreilauf versetzt. Sobald sich das zu messende Rotorblatt in Drei-Uhr-Stellung befindet, ist wie beim vorherigen Schritt der Rotor gegen ein Weiterdrehen zu sichern und die Messwerte können an der Messuhr abgelesen werden. Nach diesem Vorgehen wird an den beiden Windenergieanlagen an jeweils allen drei Rotorblattlagern das Kippspiel gemessen. Die ermittelten Werte liegen in einem Bereich von 0,15mm...0,76mm.

Bei den gemessenen Blattlagern handelt es sich um Liebherr Großwälzlager mit der Bezeichnung KUD 298 VA 802. Mit Hilfe der Bezeichnung vom Blattlagertypenschild kann auf die Bauweise und die Geometrie des Blattlagers geschlossen werden. Die entsprechende Nomenklatur weicht zwischen den Herstellern ab. Die Firma Liebherr hat für die Entschlüsselung der Großwälzlagerbezeichnung eine entsprechende Nomenklatur in ihrem Produktkatalog aufgenommen.

25 Nomenklatur

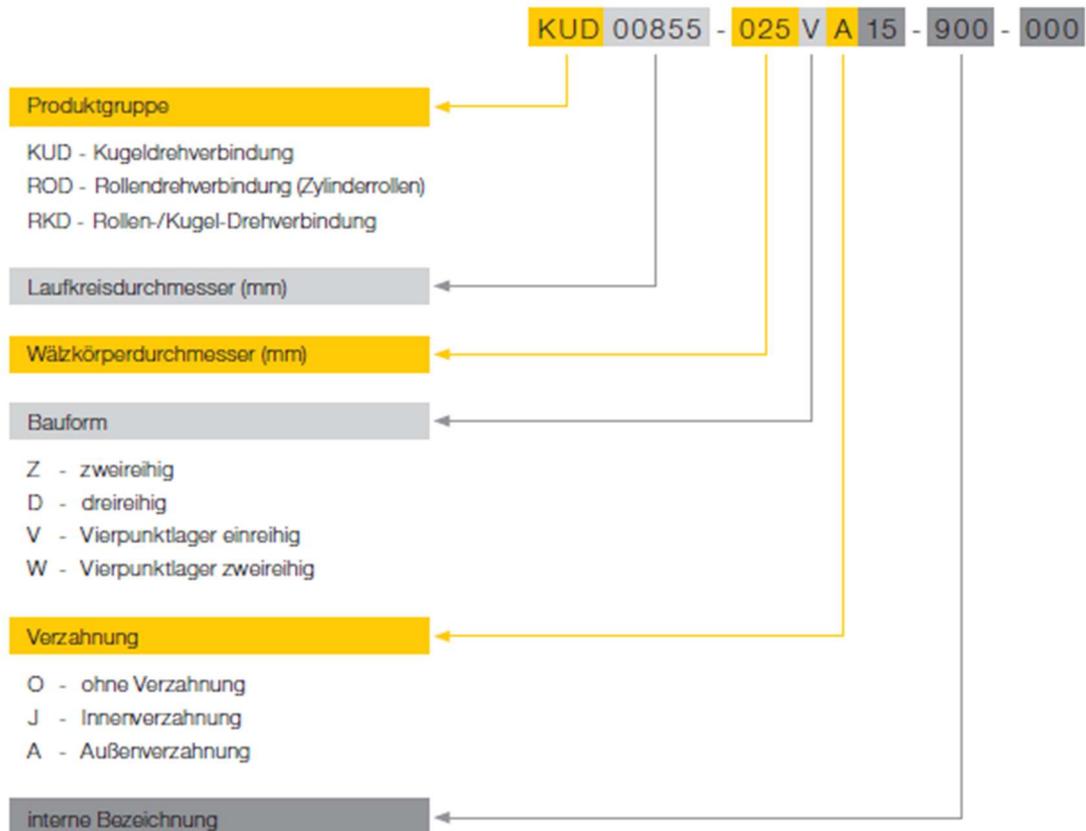


Abbildung 18: Nomenklatur, Quelle: Liebherr, 2016

Eine Nachfrage beim Hersteller ergibt, dass es im Jahr 2015 eine Änderung der Nomenklatur von Großwälzlagern gegeben hat. Die Seriennummer auf den gemessenen Rotorblattlagern lässt sich nicht vollständig mit der Nomenklatur-Beschreibung aus dem Produktkatalog entschlüsseln, jedoch aber mit Hilfe des Herstellers. Die ersten drei Buchstaben der Seriennummer stehen wie auch in der neuen Nomenklatur für eine Kugeldrehverbindung. Die Zahlen „298“ und „802“ sind interne Bezeichnung. Hier hat die Nachfrage beim Hersteller ergeben, dass diese Bezeichnungen für einen Wälzkörperdurchmesser von 45mm und einem Laufkreisdurchmesser von 2010mm stehen. Die Buchstaben VA sind wieder mit der aktuellen Nomenklatur zu entschlüsseln. Es handelt sich demnach um ein einreihiges Vierpunktlager mit Außenverzahnung. Diese Daten werden für die Beurteilung des gemessenen Kippspiels benötigt.

5.4.6 Beurteilung des gemessenen Kippspiels

Für die korrekte Beurteilung der Messergebnisse sind die Messwerte einer Referenzmessung vor der Inbetriebnahme der Windenergieanlagen nötig. Diese liegen für die gemessenen Anlagen leider nicht vor. Da in dieser Arbeit nach einer Prüfmethode gesucht werden soll, die im Rahmen von technischen Prüfungen durchgeführt werden kann, sei gesagt, dass dies häufig der Fall ist. Werden Sachverständige für eine technische Prüfung einer Windenergieanlage beauftragt, setzt das nicht voraus, dass diese Sachverständigen auch bei der Inbetriebnahme der Windenergieanlage anwesend waren, um dabei eine Referenz-Kippspielmessung durchzuführen. Häufig werden die Referenzmessungen vor der ersten Inbetriebnahme von den Rotorblattlagerherstellern durchgeführt. Es ist aber auch gängig, dass auf Kippspielmessungen an den Rotorblattlagern vor der Inbetriebnahme gänzlich verzichtet wird. Es liegt im Ermessen des Betreibers der Windenergieanlagen, ob er diese Art der Rotorblattlagerüberwachung für notwendig hält.

Für den Fall, dass eine Referenzmessung vorliegt, kann beim Hersteller des Wälzlagers die maximal zulässige Lagerspielvergrößerung erfragt werden.

Maximal zulässige Lagerspielvergrößerungen – ein- und zweireihige Vierpunktlager

Laufkreisdurchmesser [mm]	Kugeldurchmesser [mm]											
	20	22	25	30	35	40	45	50	55	60	70	
bis 1.000	1,5	1,5	1,5	1,6	1,8	2,0	2,2	2,6	2,6			
1.250	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	2,1	2,3	2,7	2,7	2,8		
1.500	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	2,1	2,4	2,7	2,8	2,9	3,0	
1.750			1,8	1,8	1,9	2,2	2,4	2,8	2,9	3,0	3,1	
2.000			1,8	1,9	2,0	2,3	2,5	2,9	2,9	3,0	3,2	
2.250			1,9	2,0	2,1	2,4	2,6	3,0	3,0	3,1	3,3	
2.500			1,9	2,0	2,1	2,4	2,7	3,0	3,1	3,2	3,3	
2.750			2,0	2,1	2,2	2,5	2,7	3,1	3,2	3,3	3,4	
3.000					2,3	2,6	2,7	3,2		3,3	3,5	
3.250					2,4	2,7	2,9	3,3		3,4	3,6	
3.500						2,8	3,0	3,3		3,5	3,6	
3.750						2,9	3,1	3,4		3,6	3,7	
4.000						3,0		3,4		3,7	3,8	
4.500								3,6		3,9	4,0	
5.000								3,8		4,1	4,2	
5.500								4,0		4,3	4,4	
6.000								4,2		4,6	4,7	
6.500										4,7	4,8	
7.000										4,9	5,0	
7.500											5,1	
8.000											5,4	
>8.000												Auf Anfrage

Abbildung19: Maximal zulässige Lagerspielvergrößerungen, Quelle: Liebherr, 2016

Anhand der in Abbildung 19 zu sehenden Tabelle ist es möglich, die maximal zulässige Lagerspielvergrößerung für Liebherr Großwälzlager zu ermitteln.

Auch ohne dass eine Referenzmessung vorliegt, kann gezeigt werden, dass das Lagerspiel der in Kapitel 5.4.5 gemessenen Rotorblattlager unter der vom Hersteller vorgegebenen maximalen zulässigen Vergrößerung liegt. Die Rotorblattlager werden mit einer definierten Vorspannung ausgeliefert (siehe Kapitel 2.3), die dafür sorgt, dass das Lagerspiel bei der Auslieferung zwischen 0,00mm und 0,05mm liegt. Im Falle der zwei Repower MM92 Anlagen ist ein Kippspiel von maximal 0,76mm gemessen worden. Für die Beurteilung dieses Wertes muss das Lagerspiel bei der Auslieferung zu dem gemessenen Wert addiert werden. Im größtmöglichen Falle ergäbe sich für das Kippspiel 0,81mm. Mit den vom Hersteller erhaltenen Daten über die Lagergeometrie kann in Abbildung 19 abgelesen werden, dass der zulässige Wert für das maximale Lagerspiel zwischen 2,5mm und 2,6mm liegt.

Maximal zulässige Lagerspielvergrößerungen – ein- und zweireil

Laufkreisdurchmesser [mm]	Kugeldurchmesser							
	20	22	25	30	35	40	45	50
1.000	1,5	1,5	1,5	1,6	1,8	2,0	2,2	2,6
1.250	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	2,1	2,3	2,7
1.500	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	2,1	2,4	2,7
1.750			1,8	1,8	1,9	2,2	2,4	2,8
2.000			1,8	1,9	2,0	2,3	2,5	2,9
2.250			1,9	2,0	2,1	2,4	2,6	3,0
2.500			1,9	2,0	2,1	2,4	2,7	3,0

Abbildung 20: Ermittlung des zulässigen Lagerspiels, Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an: Abbildung 19: Maximal zulässige Lagerspielvergrößerungen Quelle: Liebherr, 2016

Dieser Wert entspricht mehr als dem Dreifachen des ermittelten Wertes von 0,81mm. Es ist also davon auszugehen, dass das Lagerspiel in Ordnung ist.

Mit den ermittelten Werten kann der zukünftige Verschleiß der Rotorblattlager über regelmäßig stattfindende Kippspielmessungen beobachtet werden. Hierbei ist darauf zu achten, dass der Messaufbau am gleichen Ort auf dem Blattlagerumfang gemessen wird. Wird unter gleichen Bedingungen gemessen, ist ein Vergleich der Messwerte möglich und ein eventuell größer werdendes Kippspiel gibt Auskunft über den Blattlagerverschleiß.

5.4.7 Ablauf der Schwingungsmessung

Für die Überprüfung, ob die Schwingungsmessung an Rotorblattlagern eine Möglichkeit ist, im Rahmen einer technischen Prüfung Schäden an Blattlagern zu detektieren, werden verschiedene Rotorblattlager von unterschiedlichen Herstellern mit Hilfe von Schwingungsmessungen untersucht. Hierfür wird so vorgegangen, dass das jeweils zu messende Rotorblatt in Neun-Uhr-Stellung gebracht wird. Dadurch ist eine Vergleichbarkeit zwischen den Messungen gegeben. Die jeweils zu messenden Rotorblattlager sollen dabei möglichst gleichen Bedingungen ausgesetzt sein. Es wird die Neun-Uhr-Stellung gewählt, damit das Blattlager einem Kippmoment ausgesetzt ist. Beschädigungen am Laufbahnsystem sind unter Last eventuell deutlicher erkennbar. Nach dem Betätigen der Rotorbremse werden die Beschleunigungssensoren des Schwingungsmessgerätes angebracht.

Position der Messsensoren am Rotorblattlager (Draufsicht)

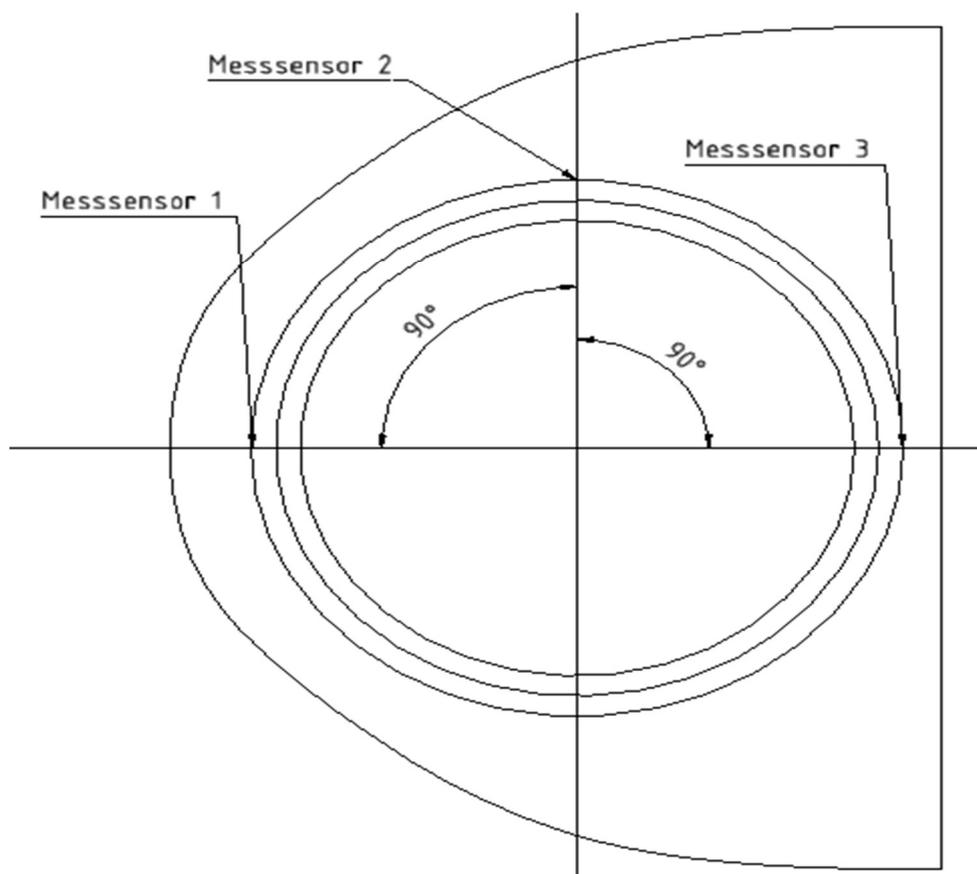


Abbildung 21: Skizze der Rotornabe, Quelle: eigene Erstellung

Die Sensoren sind mit Magnetfüßen ausgestattet und lassen sich somit am nicht drehenden Teil des Rotorblattlagers befestigen. Für die Messungen werden jeweils drei

Sensoren an dem Außenring des Rotorblattlagers befestigt. Um einen vierten Sensor an der Unterseite des Rotorblattlagers anzubringen, müsste der Rotor erneut gedreht werden, nachdem bereits mindestens ein Sensor positioniert ist. Hierbei wäre nicht auszuschließen, dass das Anschlusskabel des angebrachten Sensors Schaden nimmt. Im schlimmsten Fall wäre sogar denkbar, dass der bereits angebracht Sensor abfällt. Für die Schwingungsmessung werden demnach drei Messsensoren entsprechend der Zeichnung in Abbildung 21 angebracht. Nachdem der Messaufbau erfolgreich installiert ist, wird mit der Aufzeichnung der Schwingungen während eines Pitch-Vorgangs begonnen. Hierfür wird das zu messende Rotorblatt von der Fahnenstellung ($\sim 0^\circ$) in Betriebsstellung ($\sim 90^\circ$) und wieder in Fahnenstellung verfahren. Die dabei entstehenden Schwingungen werden von den Beschleunigungssensoren erfasst und mit Hilfe einer Analysesoftware aufgezeichnet. Dies wird im Folgenden am Beispiel von SHILLA Corporation Rotorblattlagern einer General Electrics 2,75 - 103 erläutert.

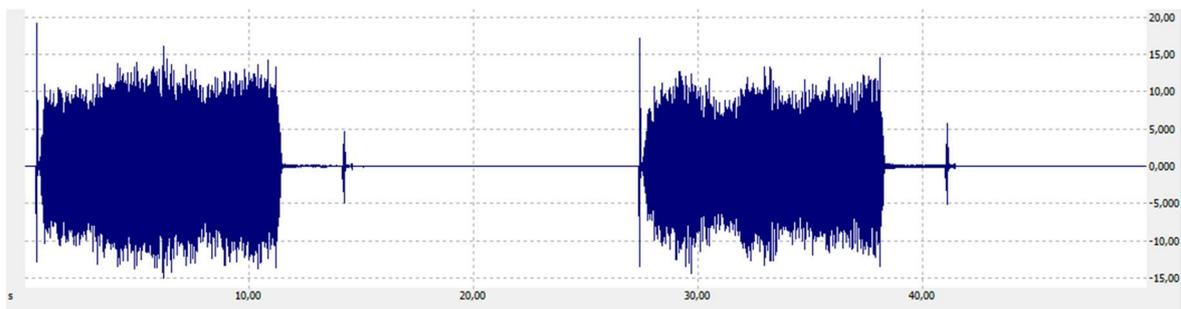


Abbildung 22: Zeitlicher Verlauf der Stoßimpulse an Rotorblatt 1 Messsensor 2, Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze

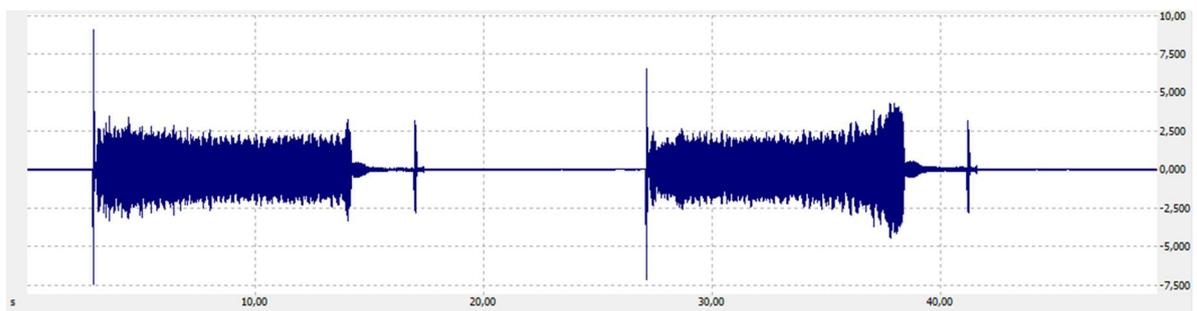


Abbildung 236: Zeitlicher Verlauf der Stoßimpulse Rotorblatt 2 Messsensor 2, Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze

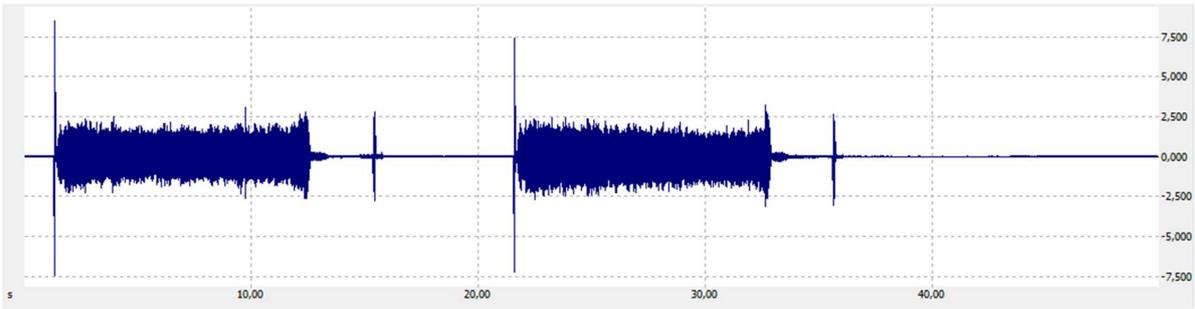


Abbildung 24: Zeitlicher Verlauf der Stoßimpulse Rotorblatt 3 Messsensor 2, Quelle: Messwerteanalyse der Software Vibralyze

In den Abbildungen 22, 23, 24 sind jeweils die von Messsensor zwei aufgenommenen Stoßimpulse über die Zeit aufgetragen. Dabei sind auf den Y-Achsen die Stoßimpulse in $\left[\frac{m}{s^2}\right]$ aufgetragen und auf den X-Achsen ist die Zeit in [s] aufgetragen. Bei den Ausschlägen von Null bis ungefähr 16 Sekunden handelt es sich um den Pitch-Vorgang von Fahnenstellung bis zur $\sim 90^\circ$ -Stellung. Anschließend folgt der Pitch-Vorgang von $\sim 90^\circ$ zurück zur Fahnenstellung. Es fällt auf, dass bei allen drei Rotorblattlagern ein im Verhältnis zu den darauffolgenden Stößen kräftiger Ausschlag den Pitch-Vorgang einleitet. Daran schließt sich eine Folge von Stoßimpulsen an und in einem zeitlichen Abstand von ungefähr 2...4s kommt es erneut zu einem kurzen Ausschlag. Ein ähnlicher Verlauf zeigt sich bei dem Pitch-Vorgang von $\sim 90^\circ$ zurück zur Fahnenstellung. Es ist zu sehen, dass an Rotorblattlager eins die Stöße deutlich stärker ausfallen als an den Blattlagern zwei und drei. Zur weiteren Interpretation der aufgenommenen Stoßimpulse sind mit Hilfe der Analysesoftware die Hüllkurvenspektren der Messwerte erstellt worden.

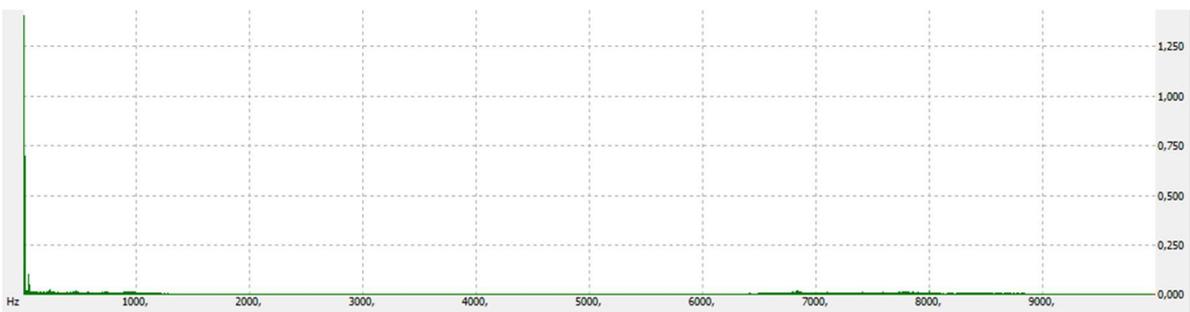


Abbildung 25 Hüllkurvenspektrum Blatt 1 Messsensor 2 Quelle: Messwerteanalyse der Software Vibralyze

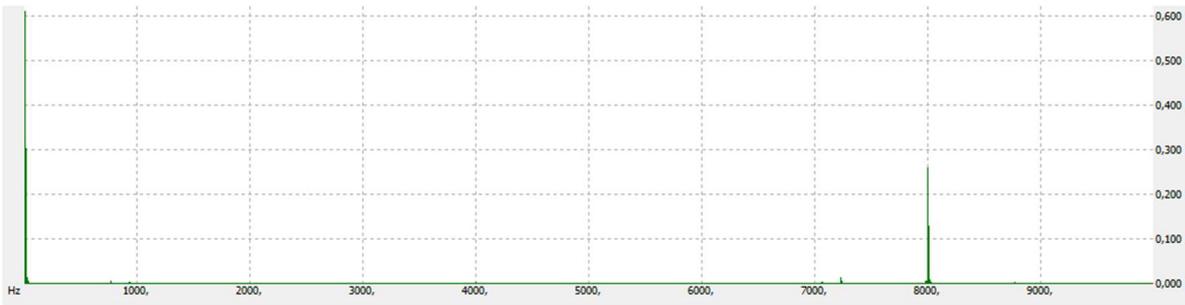


Abbildung 26: Hüllkurvenspektrum Blatt 2 Messsensor 2, Quelle: Messwerteanalyse der Software Vibralyze

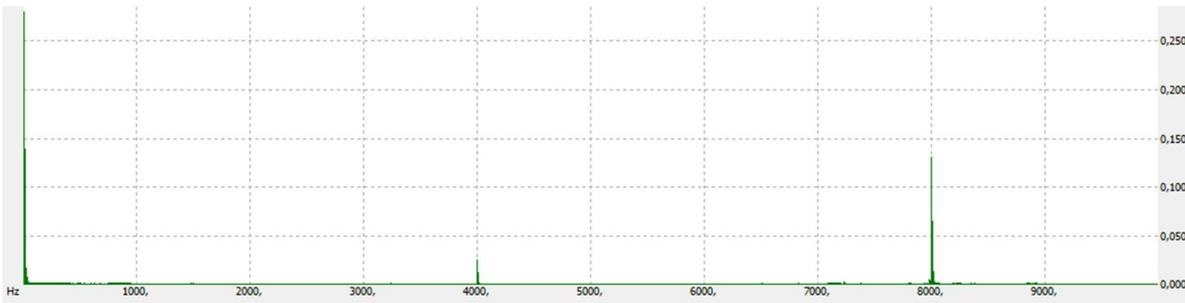


Abbildung 27 Hüllkurvenspektrum Blatt 3 Messsensor 2, Quelle: Messwerteanalyse der Software Vibralyze

Bei den Hüllkurvenspektren sind auf den Y-Achsen jeweils die Beschleunigungen in $\left[\frac{m}{s^2}\right]$ über die Frequenz in [Hz] auf der X-Achse aufgetragen. An allen drei Rotorblattlagern sind Beschleunigungen mit einer geringen Frequenz zu sehen. An Blattlager eins folgen dieser Beschleunigung viele geringe Ausschläge bis zu einer Frequenz von ungefähr 1200Hz. An Rotorblattlager drei sind diese geringen Ausschläge bis zu einer Frequenz von ungefähr 950Hz auch sichtbar. An den Rotorblattlagern zwei und drei sind Stöße mit einer Frequenz von ungefähr 8000Hz zusehen. Bei Blattlager eins sind in dem Bereich um 8000Hz nur geringe Ausschläge zu sehen. Es fällt auf, dass an Blattlager drei zusätzlich Beschleunigungen mit einer Frequenz von 4000Hz zu sehen sind. Diese treten an Blattlager eins und zwei nicht auf.

5.4.8 Beurteilung der aufgenommenen Schwingungsdaten

Für die Beurteilung der Schwingungsmessung wird zunächst zwischen der Beurteilung der Beschleunigungen über die Zeit und der Beurteilung der Hüllkurvenspektren unterschieden.

Hüllkurvenspektren

Die Beurteilung der Hüllkurvenspektren setzt ein Referenzspektrum zum Vergleich voraus. Dieses Referenzspektrum liegt leider nicht vor. Es ist nicht üblich, bei den langsam drehenden Rotorblattlagern ein Hüllkurvenspektrum aufzunehmen, da hier nur wenig hochfrequente Schäden auftreten. Es ist jedoch möglich, die Frequenz eines Rotorblattlagerschadens mit Hilfe folgender Rechnung zu bestimmen.

Es wird beispielhaft die Frequenz eines Ausbruchs am Außenring eines Wälzlagers gezeigt. Für diese Berechnung werden die geometrischen Daten der bereits aus den vorherigen Kapiteln bekannten SHILLA Corporation Rotorblattlager genutzt.

Berechnung der Schadensfrequenz eines Ausbruchs am Außenring

Bekannt sind: Wälzkörperdurchmesser $d_W = 45\text{mm}$

Laufkreisdurchmesser $d_{LK} = 2400\text{mm}$

Dauer eines Pitch-Vorgangs $t = 12,5\text{s}$

Für den Käfig im Wälzlager liegen leider keine Daten vor. Es wird deshalb angenommen, dass der Schmierfilm und der Käfig zusammen für einen Abstand von 10mm zwischen den Wälzkörpern sorgen.

$$\begin{aligned} \text{Außenringdurchmesser } d_{\text{Außenring}} &= \left(d_W \cdot \frac{1}{2}\right) + d_{LK} \\ &= \left(45\text{mm} \cdot \frac{1}{2}\right) + 2400\text{mm} = 2422,5\text{mm} \end{aligned}$$

$$\Rightarrow U_{\text{Außenring}} = d_{\text{Außenring}} \cdot \pi = 2422,5\text{mm} \cdot \pi = 7610,51\text{mm}$$

Zeichnung:

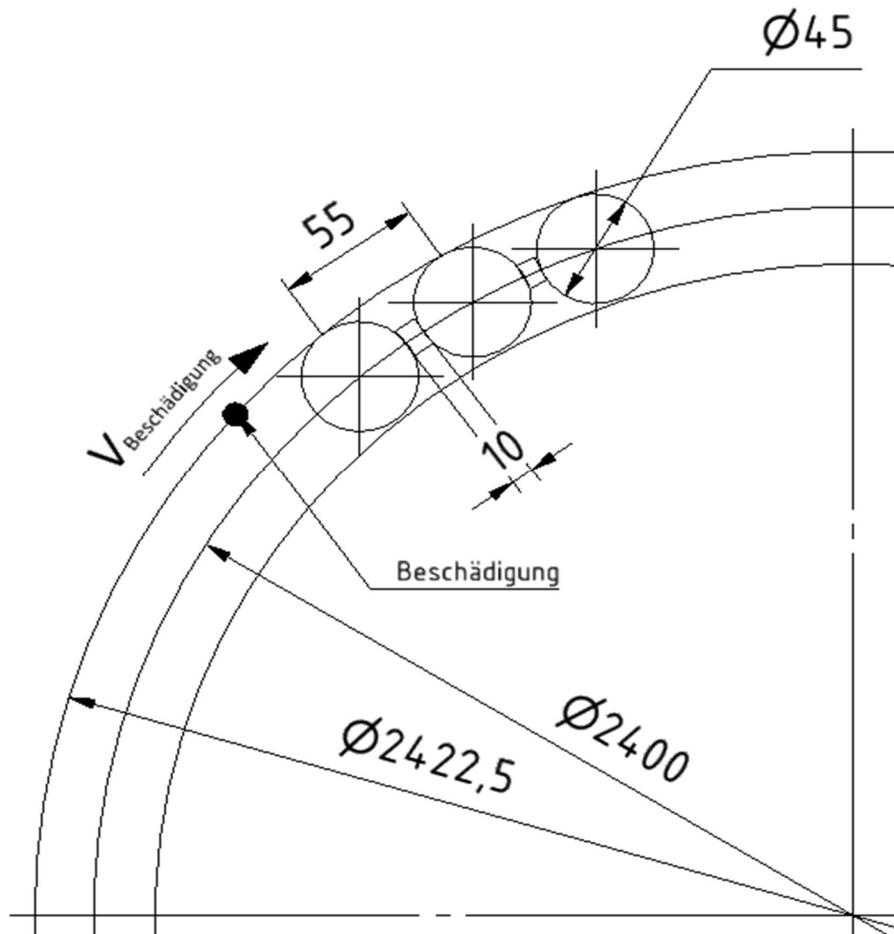


Abbildung 7: Skizze zum besseren Verständnis der Rechnung, Quelle: eigene Erstellung

Da es sich bei einem Pitch-Vorgang nicht um eine ganze Umdrehung sondern nur um eine 90° -Drehung handelt, muss für die Berechnung der Geschwindigkeit der Beschädigung der Umfang durch vier dividiert werden.

$$\Rightarrow U_{\text{Außenring}/4} = \frac{7610,51\text{mm}}{4} = 1902,63\text{mm}$$

Daraus ergibt sich die Geschwindigkeit mit der die Beschädigung am Außenring an den Wälzkörper/Außenring-Kontaktpunkten vorbeigeht.

$$V_{\text{Beschädigung}} = \frac{U_{\text{Außenring}/4}}{t} = \frac{1902,63\text{mm}}{12,5\text{s}} = 152,21 \frac{\text{mm}}{\text{s}}$$

Die Frequenz mit der diese Beschädigung Stöße im Wälzlager verursacht, ist die Frequenz, in der die Wälzkörper über diese Beschädigung rollen. Diese Frequenz ergibt sich, wenn die Geschwindigkeit der Beschädigung durch den Abstand der Wälzkörper/Außenring-Kontaktpunkte dividiert wird. Dieser Abstand ergibt sich aus

jeweils einem halben Wälzkörperdurchmesser, addiert mit dem angenommenen 10mm Abstand zwischen den Wälzkörpern.

$$\begin{aligned}\text{Abstand Wälzkörper/Außenring-Kontaktpunkte} &= \left(2 \cdot \frac{dW}{2}\right) + 10\text{mm} \\ &= \left(2 \cdot \frac{45\text{mm}}{2}\right) + 10\text{mm} = 55\text{mm}\end{aligned}$$

$$f_{\text{Beschädigung}} = \frac{v_{\text{Beschädigung}}}{\text{Abstand WAK}} = \frac{152,21 \frac{\text{mm}}{\text{s}}}{55\text{mm}} = 2,77 \frac{1}{\text{s}} = 2,77\text{Hz}$$

Die Berechnung hat ergeben, dass bei diesem Beispiel eine einzelne Beschädigung am Außenring des Rotorblattlagers mit einer Frequenz von 2,77Hz im Hüllkurvenspektrum sichtbar wäre. Voraussetzung dafür ist, dass zwischen den Wälzkörpern und dem Außenring kein Schlupf entsteht und es über den gesamten Drehvorgang zu einer Übertragung der Drehbewegung kommt.

Eine so geringe Frequenz ist mit Hilfe des Hüllkurvenspektrums, welches für den Frequenzbereich von 2.000Hz...10.000Hz vorgesehen ist, kaum feststellbar. Auf den in den Abbildungen 25, 26 und 27 dargestellten Hüllkurven ist am Anfang des Spektrums, also bei sehr geringen Frequenzen, der stärkste Ausschlag zu sehen. Hierbei könnte es sich um die 2,77Hz handeln. Eine genaue Beurteilung ist mit dieser Methode jedoch bei geringen Frequenzen nicht möglich.

Beurteilung der Beschleunigungswerte

Die aufgenommenen Beschleunigungswerte lassen eine Interpretation des Lagerzustandes zu. Zunächst fällt auf, dass allen Pitch-Vorgängen kurzzeitige, starke Beschleunigungen voraus gehen. Diese sind darauf zurückzuführen, dass die bei diesem Anlagentyp elektrischen Pitch-Antriebe in die Verzahnung am Blattlager eingreifen. Durch das ruckartige Aufeinandertreffen der Verzahnungen kommt es zu kräftigen Stößen, die in Form einer kurzzeitigen Beschleunigung aufgenommen werden. Anschließend folgt eine Reihe von Beschleunigungen. Hierbei handelt es sich um die bei dem Pitch-Vorgang entstehenden Vibrationen am Rotorblattlager und somit um den Teil der Messung, der Aussagen zum Drehverhalten der Rotorblattlager zulässt. In einem Abstand von ungefähr vier Sekunden folgt erneut bei jedem Pitch-Vorgang eine kurze Beschleunigung. Dieses Ereignis ist als das Feststellen der Pitch-Antriebe zu interpretieren. Damit das Rotorblatt seine angenommene Position beibehält, werden die Pitch-Antriebe nach erfolgtem Pitch-Vorgang gegen die Blattlagerverzahnung

laufen gelassen und festgestellt. Durch diesen Vorgang soll verhindert werden, dass es zu einem Spiel in den Verzahnungen des Blattlagers und der Pitch-Antriebe kommt.

Beim Vergleich der Beschleunigungsstärken untereinander fällt deutlich auf, dass das Blattlager drei während des Pitch-Vorgangs starken Vibrationen ausgesetzt ist. Es liegt mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Wälzlagerschaden wie zum Beispiel Oberflächenzerrüttung (Kapitel 3.4) vor. Denkbar wäre auch extrem starker Verschleiß. Da der vorausgehende Ausschlag an diesem Blattlager auch größer ist als an Blattlager zwei und drei, kann davon ausgegangen werden, dass ein höheres Anfangsmoment überwunden werden muss. Dieses Anfangsmoment könnte auf starke Reibungskräfte zurückgeführt werden, welche ein Indiz für Verschleiß sind. Ausbrüche oder Eindrückungen an der Laufbahn wären hier auch denkbar, dann aber nur, wenn diese in einer großen Anzahl auftreten. Dies wird begründet durch die berechnete Frequenz eines solchen Schadens von 2,77Hz. Bei einem Pitch-Vorgang, der ungefähr 12,5s dauert, ergeben sich durch die Multiplikation dieser beiden Werte ungefähr 35 Ausschläge. Auf den Abbildungen sind jedoch deutlich mehr Ausschläge erkennbar.

Verglichen mit den Messungen an anderen Rotorblattlagern sind die absolut ermittelten Beschleunigungswerte aller drei Rotorblattlager erhöht.

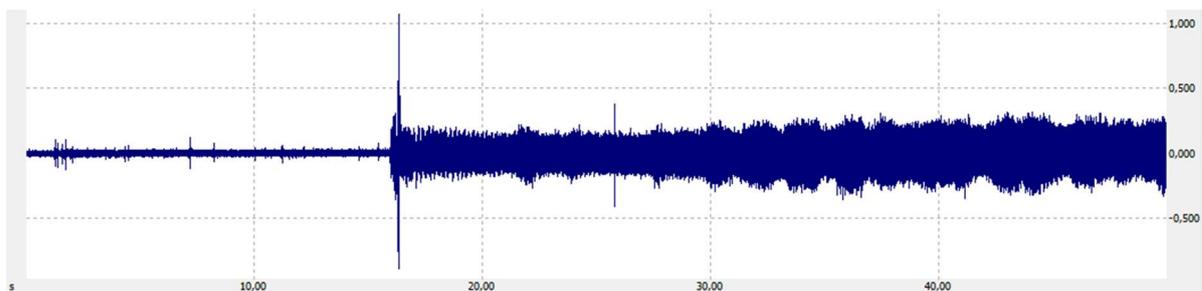


Abbildung 29: Pitch-Vorgang einer NEG Micon NM 72 mit „IMO“ Rotorblattlagern, Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze

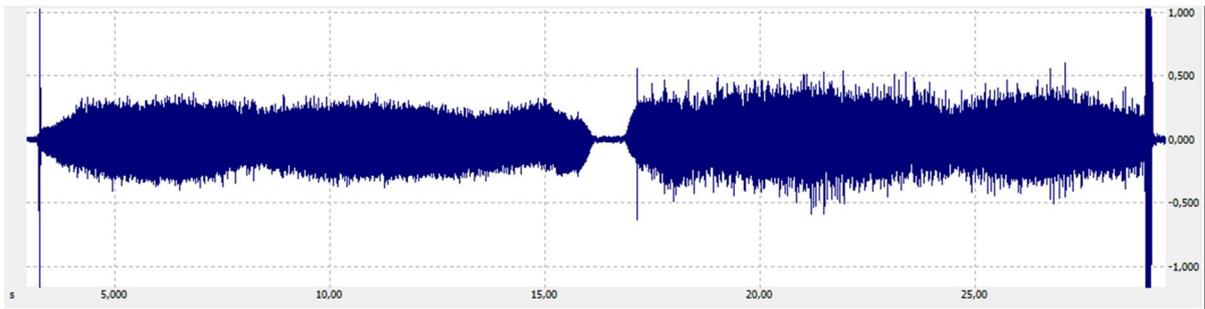


Abbildung 30: Pitch-Vorgang einer Enercon E 40 mit „Rothe Erde Großwälzlager“ Rotorblattlagern, Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze

Es ist somit an allen drei Rotorblattlagern mit erhöhtem Verschleiß zu rechnen. Besonders auffällig ist das Rotorblatt eins, da die maximalen Beschleunigungswerte deutlich über denen der Blattlager zwei und drei liegen.

6. Diskussion

Bei der Auswertung der Messergebnisse kommt es zu einigen Ereignissen, die im Vorfeld anders erwartet wurden. Diese werden im Folgenden beschrieben und bewertet. Zudem wird dargestellt, was zu diesen Ereignissen geführt haben kann.

6.1 Vergleich der Schmiermittelentnahmeergebnisse mit Schwingungs- und Stoßimpulsmessergebnissen

Werden die Werte für den Verschleiß und die Verunreinigung der Schmiermittelproben der Blattlager der General Electrics GE 2,75 - 103 Anlagen miteinander verglichen, liegt der Verdacht nahe, dass Rotorblattlager drei am stärksten verschlissen oder beschädigt ist. An diesem Blattlager sind zwölf der 18 gemessenen Konzentrationen der Elemente meist weit über denen der Blattlager eins und zwei.

Wird die Höhe der gemessenen Beschleunigungen bei der Schwingungsmessung als Zeichen für eine Beschädigung gedeutet, ist diese jedoch an Blattlager eins am höchsten. Die Stoßimpulsmessung stützt das Ergebnis der Schwingungsmessung. Hier läge auch der Verdacht nahe, dass Blattlager eins am stärksten verschlissen ist.

Mögliche Ursache:

Bei der Schmiermittelprobe wird der Verschleiß der Wälzlager anhand der Konzentration der gefundenen Elemente bestimmt. Es wäre denkbar, dass an dem Blattlager

drei, welches hohe Elementenkonzentrationen aufweist, vorrangig der Käfig verschleißt. Dafür sprechen würde auch der in Kapitel 5.4.1 beschriebene hohe Kupferwert.

Geht man davon aus, dass die Stöße, die die Schwingungen verursachen, beim Überrollen von Beschädigungen der Laufbahn verursacht werden, dann muss dies nicht auch einen hohen Käfigverschleiß bedeuten. Die Beschädigungen können zum Beispiel durch Stromdurchgang bei einem Blitzschlag oder durch Korrosion entstanden sein. Der hohe Käfigverschleiß kann auf eine Mangelschmierung hindeuten, hier liegt ggf. ein Schaden an der automatischen Schmiermittelverteilung vor.

Es ist also durchaus denkbar, dass der Verschleiß an Blattlager drei am stärksten ist, die Laufbahnen der Blattlager eins und zwei jedoch mehr Ausbrüche oder Eindrückungen vorweisen und somit auffälliger bei der Schwingungs- und Stoßimpulsmessung sind.

6.2 Pitch-Antrieb als Störfaktor bei der Schwingungsmessung

Im Zuge der Auswertung der Schwingungsmessungen kam die Frage auf, welchen Einfluss die Pitch-Antriebe auf die gemessenen Schwingungswerte haben. Es wäre denkbar, dass über den Zahneingriff Schwingungen im Blattlager verursacht werden, die auf die Pitch-Antriebe zurückzuführen sind. Bei auffälligen Messergebnissen wäre dann nicht sicher, ob es sich um Auffälligkeiten am Rotorblattlager oder um einen defekten Pitch-Antrieb handelt.

Herangehensweise

Um den Einfluss der von den Pitch-Antrieben ausgehenden Schwingungen zu beurteilen, werden die Messergebnisse der Schwingungsmessung der General Electrics GE 2,75 - 103 genutzt. Bei diesem Anlagentyp sind die elektrischen Pitch-Antriebe in der Rotornabe untergebracht. Um den Ort des Zahneingriffs der Pitch-Antriebe zu veranschaulichen, wurde die Zeichnung aus dem Kapitel 5.4.7 erweitert.

Position der Messsensoren am Rotorblattlager (Draufsicht)

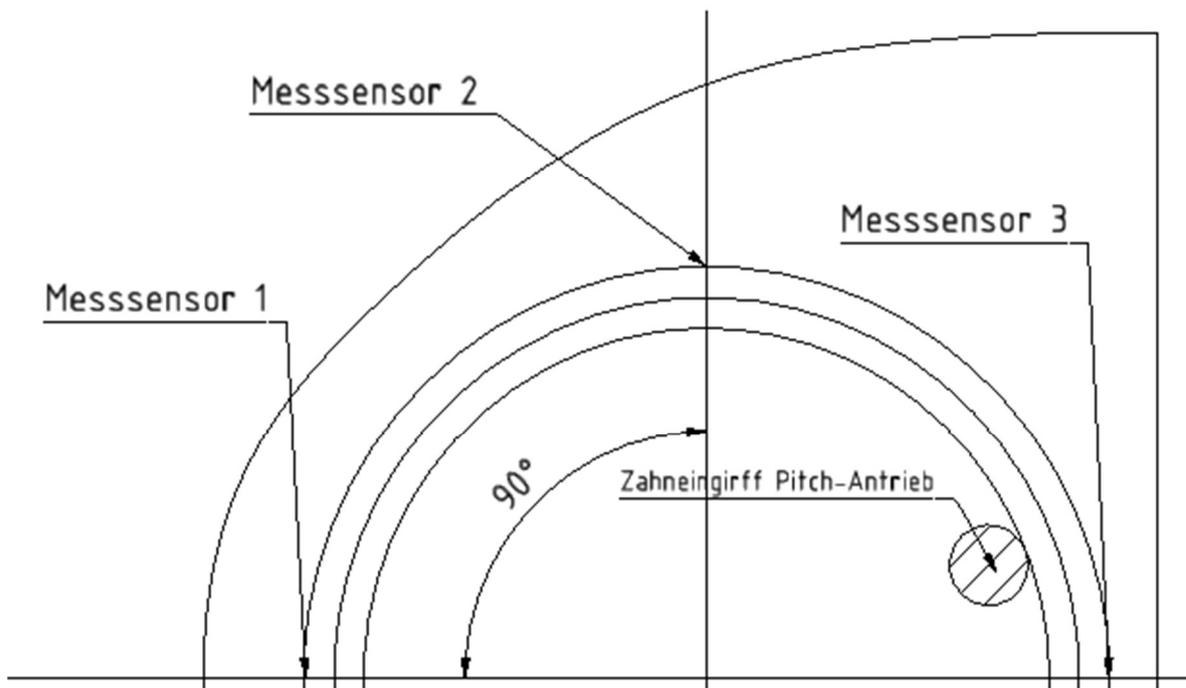


Abbildung 31: Skizze zur Darstellung des Pitch-Antrieb-Eingriffs, Quelle: eigene Erstellung

Zu erkennen ist, dass der Pitch-Antrieb in der Nähe des Messsensors drei in die Verzahnung am Innenring eingreift. Es ist demnach anzunehmen, dass sein Einfluss auf die Messung am Messsensor drei am deutlichsten erkennbar ist.

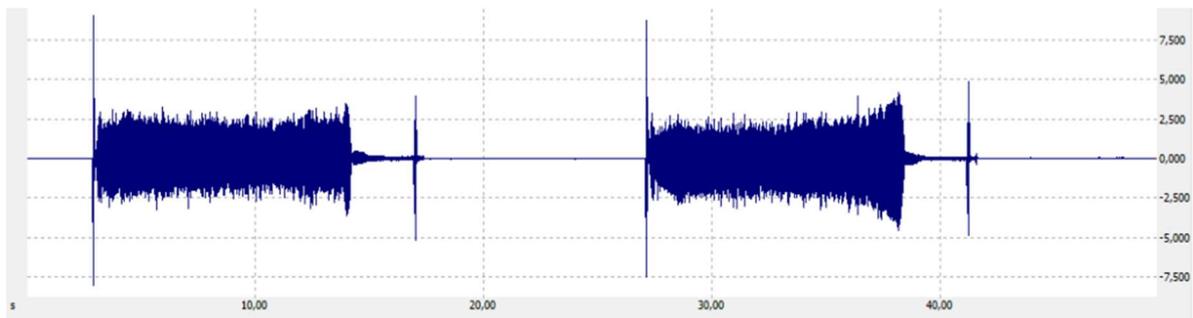


Abbildung 32: Messsensor eins an Rotorblatt zwei der GE 7,75, Quelle: Messwerteanalyse der Software Vibralyze

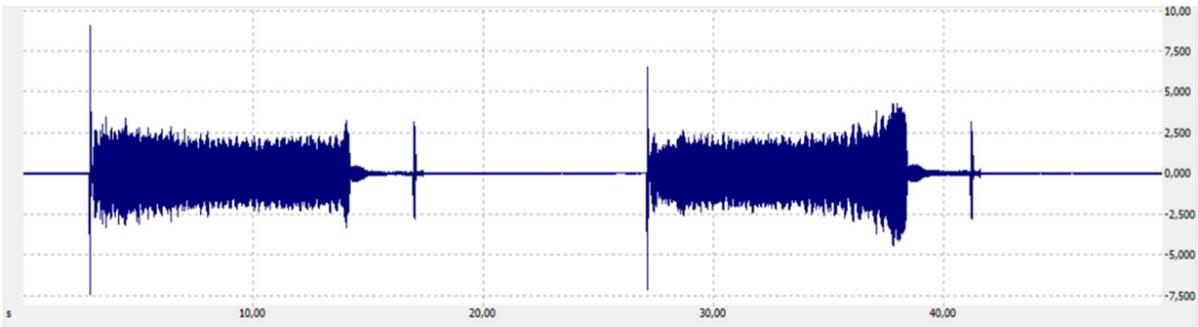


Abbildung 33: Messsensor zwei Rotorblatt zwei der GE 7,75, Quelle: Messwerteanalyse der Software Vibralyze

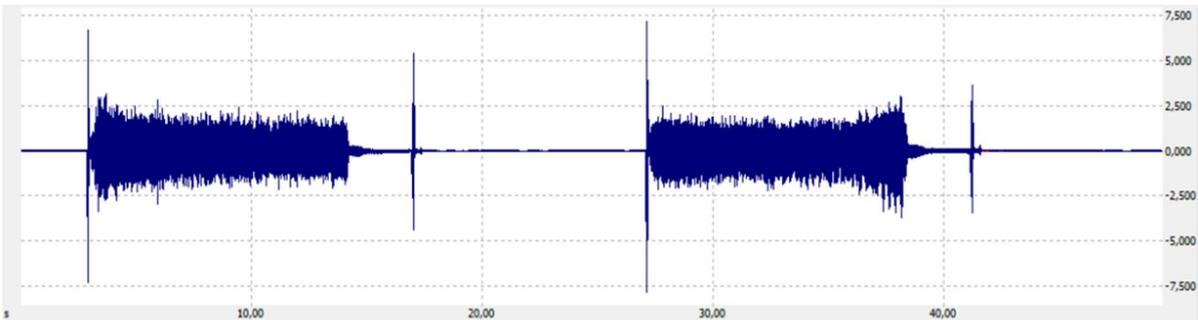


Abbildung 34: Messsensor drei Rotorblatt zwei der GE 7,75, Quelle: Messwerteanalyse der Software Vibralyze

Werden die Beschleunigungswerte in der Messung (hier beispielhaft an Rotorblatt zwei) miteinander verglichen, dann fällt auf, dass die gemessenen Beschleunigungen mit großer Wahrscheinlichkeit nicht vom Pitch-Antrieb ausgehen. Es ist deutlich zu sehen, dass die Beschleunigungen des Messensors eins am größten sind. Daraus lässt sich ableiten, dass die Ursache der Beschleunigungen in der Nähe des Messensors eins ist. Der Pitch-Antrieb kommt also nicht als Quelle der gemessenen Beschleunigungen in Frage.

6.3 Abweichungen der Messergebnisse bei Schwingungs- und Stoßimpulsmessung

Bei der Betrachtung der Beschleunigungswerte der Schwingungsmessung wurde festgestellt, dass an den SHILLA Corporation Rotorblattlagern der General Electric Windenergieanlage die Messwerte an Blatt eins zwischen $10 \frac{m}{s^2}$ und $15 \frac{m}{s^2}$ lagen. Mit der Stoßimpulsmessung wurde an demselben Rotorblattlager eine maximale Beschleunigung von $7,1 \frac{m}{s^2}$ gemessen. Bei den Messergebnissen der Rotorblätter zwei

und drei zeigt sich eine ähnliche Abweichung, obwohl die Schwingungs- und die Stoßimpulsmessung jeweils zum gleichen Zeitpunkt durchgeführt wurden. Der Messwertaufnehmer des Stoßimpulsmessgeräts war zwischen den Messsensoren zwei und drei des Schwingungsmessgeräts positioniert. Eine so starke Abweichung der Messwerte ist also nicht auf tatsächlich abweichende Beschleunigungen zurückzuführen.

Mögliche Ursache: Messwertaufnehmer

Um die Ursache dieser Messwertabweichungen zu untersuchen, wurden die Datenblätter der Messsensoren miteinander verglichen.

Specifications	Range	Best Accuracy
Model		UT315
Acceleration(Freq.)	0.1~199.9m/s ² (10Hz ~ 10KHz)	±(5% + 2)
Velocity(Freq.)	0.01~19.99cm/s(10Hz ~ 1KHz)	±(5% + 2)
Displacement(Freq.)	0.001~1.999mm(10Hz ~ 500Hz)	±(5% + 2)

Abbildung 35: Ausschnitt des Datenblatts des Stoßimpulsmessgeräts UNI-T UT 315, Quelle: eigene Erstellung in Anlehnung an: Datenblatt des UNI-T UT315, Quelle: UNI-T, 2017

Industrie-Beschleunigungssensoren	KS74C10	KS74C100	KS80D
Ausgang	IEPE	IEPE	IEPE
Empfindlichkeit	10 mV/g	100 mV/g	100 mV/g
Messbereich	±600 g	±60 g	±55 g
Linearer Frequenzbereich (±3 dB)	0,12 .. 26000 Hz	0,13 .. 22000 Hz	0,13 .. 22000 Hz
Schutzgrad	IP64	IP64	IP67
Buchse	TNC, axial	TNC, axial	Binder 713 (M12), axial
Masse	28,5 g	32 g	70 g

Abbildung 36: Ausschnitt des Datenblattes des KS80D Messsensors des Schwingungsmessgeräts, Quelle: eigene Erstellung in Anlehnung an: Datenblatt des KS80D des Schwingungsmessgeräts, Quelle: MMF, 2017

Es ist zu sehen, dass bei dem UNI-T UT 315 Beschleunigungen im Frequenzbereich von 10Hz...10kHz gemessen werden können. Mit den KS80D Messsensoren des Schwingungsmessgerätes können jedoch Beschleunigungen im Frequenzbereich von 0,13Hz...20kHz gemessen werden. Aus der Rechnung in Kapitel 5.4.8 ist bereits bekannt, dass es Schäden gibt, die mit einer Frequenz von 2,77Hz auftreten können. Diese Schäden können demnach nicht mit dem Stoßimpulsmessgerät erfasst werden. Die Abweichungen der Messergebnisse sind also auf den Frequenzbereich, in dem die Messsensoren messen können, zurückzuführen.

7. Fazit

Es hat sich gezeigt, dass die Verformungsmessung im Rahmen einer technischen Prüfung nicht anwendbar ist. Ein Messaufbau, der eine ausreichend genaue Messung gewährleisten würde, wäre nicht im zeitlichen Rahmen einer technischen Prüfung zu installieren. Optische Systeme sind aufgrund ihrer Größe nicht für den Einsatz auf Windenergieanlagen geeignet. Darüber hinaus ist ihre Anschaffung mit hohen Kosten verbunden.

Die Kippspielmessung war an den meisten Windenergieanlagen durchführbar. Jedoch ist der Umstand, dass häufig keine Referenzmessung vorliegt, für eine Verwertung der Messergebnisse hinderlich.

Schmiermittelprobenentnahmen sind eine gute Möglichkeit, den Zustand von Rotorblattlagern zu erfassen. Es ist möglich, die Probenentnahmen im Rahmen einer technischen Prüfung durchzuführen. Die Analyse der Proben findet im Anschluss an die technische Prüfung in einem darauf spezialisierten Labor statt. Der Prüfenieur ist demnach nur mit der Probenentnahme und mit der Auswertung des Laborberichtes konfrontiert. Der zeitliche Aufwand für diese Untersuchung fällt also sehr gering aus. Die Elementkonzentrationen zeigen eindeutig, welches Ausmaß des Verschleißes und welche Art der Verunreinigung vorliegen. Diese Prüfungsmethode liefert demnach bei geringem zeitlichen Aufwand gut verwertbare Ergebnisse.

Bei den Stoßimpulsmessungen haben einzig die Messungen der SHILLA Corporation Rotorblattlager eindeutige Messergebnisse gebracht. Bei den restlichen gemessenen Rotorblattlagern schwankten die gemessenen Werte im Bereich $0,0 \frac{m}{s^2} \dots 0,2 \frac{m}{s^2}$. Es ist nicht klar zu sagen, ob hier wirklich keine Beschädigungen vorlagen oder ob diese Beschädigungen nur nicht für Stöße sorgten, die mit dem Gerät messbar waren. Um die Qualität der Stoßimpulsmessung einschätzen zu können, sollten zukünftig noch mehr Rotorblattlager mit diesem Verfahren überprüft werden. So kann eine Datenbank aus Vergleichswerten angelegt werden, mithilfe derer dann eine Einschätzung getroffen werden kann, welche Art von Stoßimpulsen von intakten und welche von beschädigten Rotorblattlagern ausgehen.

Für die Auswertung der Schwingungsmessungen wäre eine solche Datenbank ebenfalls hilfreich. Mit dem Schwingungsmessaufbau ergeben sich für den Prüfenieur

jedoch auch ohne Datenbank mehr Möglichkeiten zur Einschätzung der Messergebnisse. Es wird mit mehr Sensoren gemessen, somit kann die Quelle der Beschleunigungen besser lokalisiert werden. Bei der Beurteilung der Beschleunigungswerte lassen sich beschädigte von intakten Rotorblattlagern eindeutig unterscheiden. Wird dieses System häufiger angewandt, kann es zukünftig möglich sein, anhand der Beschleunigungsfrequenzen verschiedene Rotorblattschäden zu erkennen. Die Auswertung der Hüllkurven hingegen scheitert an dem Umstand, dass es keine Referenzhüllkurven für die Messungen gibt.

8. Zusammenfassung

Der Rotor einer Windenergieanlage besteht aus den verschiedenen Komponenten, die für die Aufnahme der im Wind enthaltenen Energie notwendig sind. Durch das Bestreben, mit einer einzelnen Windenergieanlage möglichst viel dieser im Wind enthaltenen Energie in elektrischen Strom umzuwandeln, werden die Rotorblätter und somit die zur Energieaufnahme in den Wind gestellte Fläche immer größer. Das geht zulasten verschiedener Komponenten. Die Rotorblattlager als Verbindungsglied zwischen Rotorblättern und Rotornabe sind immer stärkeren Kräften ausgesetzt. Da es für verschiedene Wälzlagerarten bereits seit einiger Zeit Messverfahren zur Überprüfung ihres Zustands gibt, wird überprüft, ob diese Messverfahren auch für Rotorblattlager anwendbar sind. Es finden Vorüberlegungen statt und es werden Prüfbedingungen festgelegt. Nach der Wahl der Messgeräte werden verschiedene Rotorblattlagerarten mit den festgelegten Prüfverfahren untersucht. Die Messergebnisse werden beurteilt und es wird eine Einschätzung abgegeben, wie aussagekräftig diese Ergebnisse sind. Störfaktoren, die im Rahmen der Messungen und der Auswertungen auftraten, werden dargelegt und ihr Einfluss auf die Messung wird beschrieben. Es wird eine Einschätzung abgegeben, wie geeignet die Prüfverfahren für den Einsatz an Rotorblattlagern sind und es werden Ideen genannt, mit denen einige der Prüfverfahren in Zukunft praktikabler sein könnten.

Quellenverzeichnis

- Brüel & Kjær Vibro GmbH: Anwendungsbeispiel. Hüllkurvenanalyse zur effektiven Ermittlung von Wälzlagerfehlern – Wirklichkeit oder Fiktion?. Darmstadt, 2017
- Brüttsch-Rüegger Metals „S355JR. Chemische Zusammensetzung“ 2017 http://www.brr.ch/i2cmsdata/brr/61670_100426_0.pdf (15.09.2017),
- BWE „Windenergie Factsheet Deutschland 2016“, 2017 https://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/windenergie-factsheet-2016/wind-factsheet_deutsch_2016.jpg (01.10.2017)
- Deutsche Windtechnik „Automatische Zentralschmierung Blattlager“, 2017 <https://www.deutsche-windtechnik.com/upgrades/upgrade/61-Automatische-Zentralschmierung-Blattlager.html> (06.10.2017)
- DIN ISO 10816-1:1997-08, Bewertung von Schwingungen an Maschinen durch Messungen an nicht-rotierenden Teilen - Teil 1 Allgemeine Anleitungen (ISO 10816-1 : 1995)
- Fiedler Optoelektronik GmbH „Laserextensometer - Funktionsprinzip“, 2007 <http://www.foe.de/de/products/lex/principle.html> (06.09.2017)
- Grote, Karl-Heinrich; Feldhusen, Jörg: Dubbel. Taschenbuch für den Maschinenbau. Berlin (Springer), 2007
- Hau, Erich: Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Berlin (Springer), 2008
- IMO GmbH & Co. KG „Ermitteln des Vorhandenen Kippspiels“, 2017 <http://www.imo.de/druckseite.77.97.html#top> (05.09.2017)
- KSB AG „Stoßimpulsmessung“, 2013 https://shop.ksb.com/ims_docs/FE/FE902D5163230D2AE1000000AD50628.pdf (10.07.2017)
- Liebherr-Components AG: Großwälzlager. Produktkatalog. Nussbaumen, 2016

- NSK Europe „Schadenstypen. Anschmierungen“, 2017 <http://www.nskeurope.de/smearing-164.htm> (03.10.2017)
- NSK Europe „Schadenstypen: Elektrokorrosion“, 2017 <http://www.nskeurope.de/electrical-corrosion-176.htm> (03.10.2017)
- Oelcheck GmbH „Blatt-/ Haupt-/ Generatorlager“, 2017 <https://de.oelcheck.com/branchen/energieerzeugung/> (05.10.2017)
- PMS „Blattlagerschäden vermeiden“, 2016 http://www.psm-service.com/files/psm/downloads/newsletter/psm_Newsletter_01_Blattlagerschaeden.pdf (10.07.2017)
- Quaschnig, Volker: Regenerative Energiesysteme. Technologie, Berechnung, Simulation. München (Hanser), 2013.
- Rothe Erde GmbH: Slewing Bearings. Bearing Inspection. Dortmund, 2012
- Schaeffler Technologies AG & Co. KG: Schmierstoffe für Wälzlager. Grundlagen, Schmierverfahren, Schmierstoffauswahl und – prüfung, Aufbewahrung und Handhabung. Herzogenaurach, 2013
- Schaeffler Technologies AG & Co. KG: Wälzlagerschäden. Schadenserkennung und Begutachtung gelaufener Wälzlager. Schweinfurt, 2013
- SKF Gruppe „Schmiersysteme. Die richtige Schmierstoffmenge zum richtigen Zeitpunkt“, 2017 <http://www.skf.com/ch/de/products/lubrication-solutions/lubrication-systems/index.html> (29.09.2017)
- SKF Gruppe „Wälzlagerschäden und ihre Ursachen“, 2008 http://www.ihb.ch/media/C14424MZ/Waelzlagerschaeden_und_ihre_Ursachen_8239_DE_bei_ihb.ch.pdf. (02.10.2017)
- SPM Instrument AB „Stoßimpulsüberwachung“, 2017 <https://www.spminstrument.at/Messtechniken/StoBimpulsüberwachung/> (02.10.2017)
- ThyssenKrupp Rothe Erde GmbH „Fettprobenentnahme“, 2017 https://www.thyssenkrupp-rotheerde.com/d/TG/Fettprobenentnahme.shtm#tabelle_4 (20.09.2017)

- UNI-T „UT310 Series Vibration Testers“, 2017 http://www.uni-trend.com/productsdetail_2013_1119_1119.html (01.10.2017)
- Vestas „How is the V164-8.0MW progressing?“, 2017 <http://pdf.directindustry.com/pdf/vestas/offshore-v164-80-mw-v112-33-mw/20680-310439.html> (10.07.2017)
- Wirth, Rainer: Maschinendiagnose an Industriegetrieben. In: Antriebstechnik 37, (1998), Nr. 10, S. 75-80

Abbildungsverzeichnis

- Abbildung 1: Blattverstellung einer Windmaster-Anlage mit hydraulischem Stellzylinder im Maschinenhaus und Schubstange in die Rotornabe, Quelle: Hau, 2008, S.300
- Abbildung 2: Teilblattverstellung der Howden HWP-1000, Quelle: Hau, 2008, S.301
- Abbildung 3: Technische Daten KUD_W Zweireihige Vierpunktlager, Quelle: Liebherr, 2016, S.111
- Abbildung 4: Oberflächenzerrüttung, die als Band über den gesamten Umfang einer Rolle eines Pendelrollenlagers verläuft, Quelle: SKF Gruppe, 2008
- Abbildung 5: Konzentrationselement, Quelle: Roos/Maile, 2005, S.350
- Abbildung 6: Innenring eines Eisenbahn-Radlagers, beschädigt durch Stromdurchgang mit hoher Stromstärke im Stillstand, Quelle: SKF Gruppe, 2008
- Abbildung 7: Käfigschaden 2, Quelle: NSK Europe, 2017
- Abbildung 8: Ein Defekt am Außenring erzeugt einen Stoßimpuls, der sich durch die Lagerkomponenten und die Maschinenstruktur ausbreitet, Quelle: Brüel & Kjær Vibro GmbH
- Abbildung 9: Kippspielmessung, Quelle: IMO GmbH, 2017
- Abbildung 10: Laserstrahl wird auf ein rotierendes Ablenkelement gerichtet, Quelle: Fiedler Optoelektronik GmbH, 2017

- Abbildung 11: Frequenzspektrum des Hüllkurvensignals zwischen 0 und 200Hz, Quelle: Schaeffler, 2013, S.6
- Abbildung 12: Automatische Zentralschmierung Blattlager, Quelle: Deutsche-Windtechnik, 2017
- Abbildung 13: Prinzipieller Aufbau Kippspielmessung, Quelle: Rothe Erde GmbH, 2012
- Abbildung 14: UNI-T UT 315, Quelle: UNI-T, 2017
- Abbildung 15: Pitch-Vorgang $0^\circ \dots 90^\circ$, eigene Erstellung
- Abbildung 16: Pitch-Vorgang $90^\circ \dots 0^\circ$, eigene Erstellung
- Abbildung 17: Messaufbau für Kippspielmessung in Rotornabe, Quelle: eigene Aufnahme
- Abbildung 18: Nomenklatur, Quelle: Liebherr, 2016
- Abbildung 19: Maximal zulässige Lagerspielvergrößerungen, Quelle: Liebherr, 2016
- Abbildung 20: Ermittlung des zulässigen Lagerspiels, Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an: Abbildung 19: Maximal zulässige Lagerspielvergrößerungen Quelle: Liebherr, 2016
- Abbildung 21: Skizze der Rotornabe, Quelle: eigene Erstellung
- Abbildung 22: Zeitlicher Verlauf der Stoßimpulse an Rotorblatt 1 Messsensor 2, Quelle: Messwerteanalyse der Software Vibralyze
- Abbildung 23: Zeitlicher Verlauf der Stoßimpulse Rotorblatt 2 Messsensor 2, Quelle: Messwerteanalyse der Software Vibralyze
- Abbildung 24: Zeitlicher Verlauf der Stoßimpulse Rotorblatt 3 Messsensor 2, Quelle: Messwerteanalyse der Software Vibralyze
- Abbildung 25: Hüllkurvenspektrum Blatt 1 Messsensor 2, Quelle: Messwerteanalyse der Software Vibralyze

- Abbildung 26: Hüllkurvenspektrum Blatt 2 Messsensor 2, Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze
- Abbildung 27: Hüllkurvenspektrum Blatt 3 Messsensor 2, Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze
- Abbildung 28: Skizze zum besseren Verständnis der Rechnung, Quelle: eigene Erstellung
- Abbildung 29: Pitch-Vorgang einer NEG Micon NM 72 mit „IMO“ Rotorblattlagern, Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze
- Abbildung 30: Pitch-Vorgang einer Enercon E 40 mit „Rothe Erde Großwälzläger“ Rotorblattlagern, Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze
- Abbildung 31: Skizze zur Darstellung des Picht-Antrieb-Eingriffs, Quelle: eigene Erstellung
- Abbildung 32: Messsensor eins an Rotorblatt zwei der GE 7,75, Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze
- Abbildung 33: Messsensor zwei Rotorblatt zwei der GE 7,75, Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze
- Abbildung 34: Messsensor drei Rotorblatt zwei der GE 7,75, Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze
- Abbildung 35: Ausschnitt des Datenblatts des Stoßimpulsmessgeräts UNI-T UT 315, Quelle: eigene Erstellung in Anlehnung an: Datenblatt des UNI-T UT315, Quelle: UNI-T, 2017
- Abbildung 36: Ausschnitt des Datenblattes des KS80D Messsensors des Schwingungsmessgeräts, Quelle: eigene Erstellung in Anlehnung an: Datenblatt des KS80D des Schwingungsmessgeräts, Quelle: MMF, 2017

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

Hamburg, den _____

Anhang

Anhang A

Schwingungsmessdaten Enercon E 40 mit Rothe Erde Großwälzlagern,

Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze

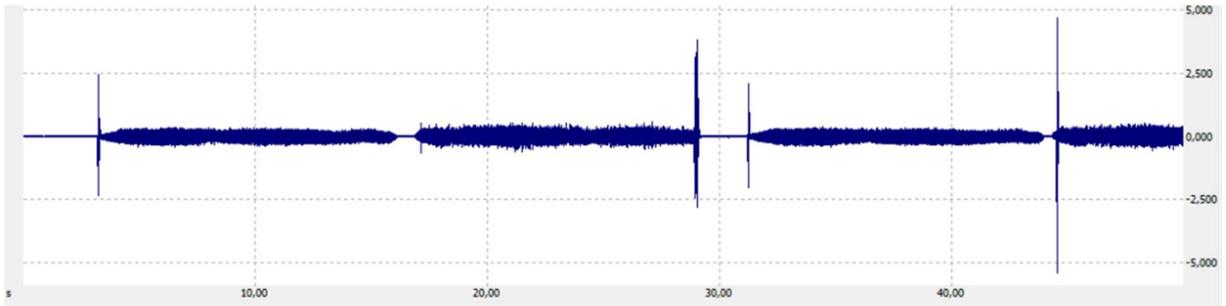


Abbildung 8: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 1 Messsensor 1

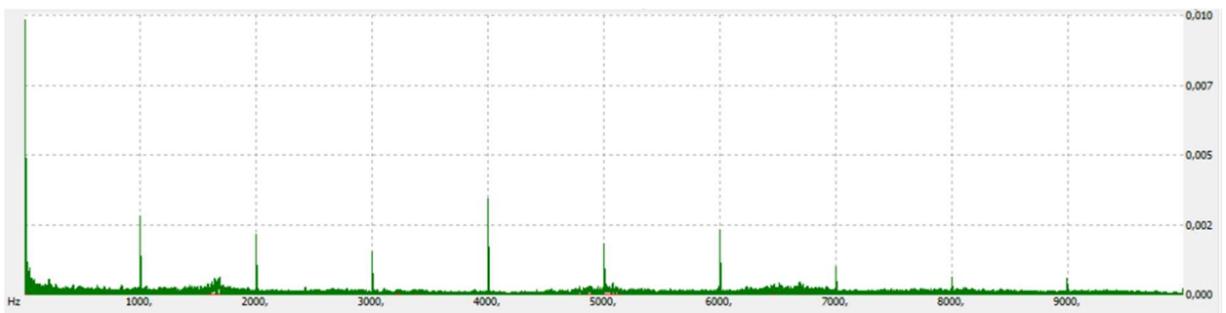


Abbildung 9: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 1 Messsensor 1

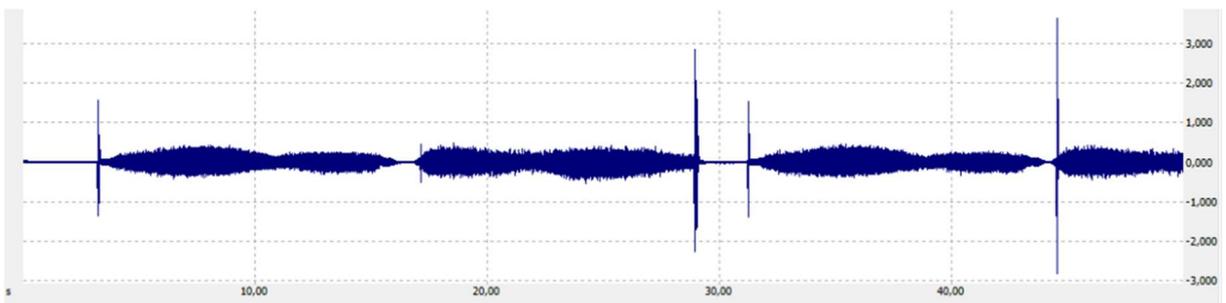


Abbildung 10: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 1 Messsensor 2

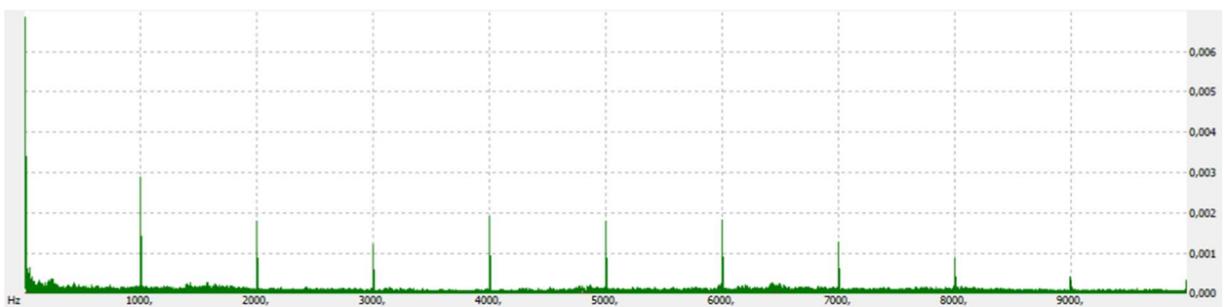


Abbildung 11: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 1 Messsensor 2

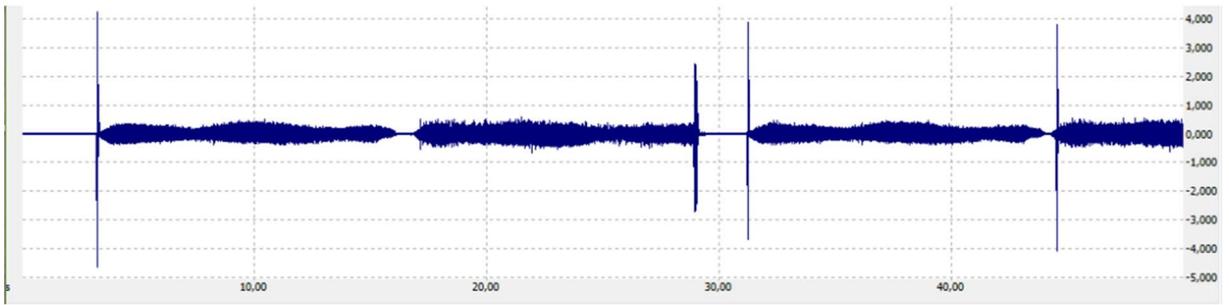


Abbildung 12: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 1 Messsensor 3

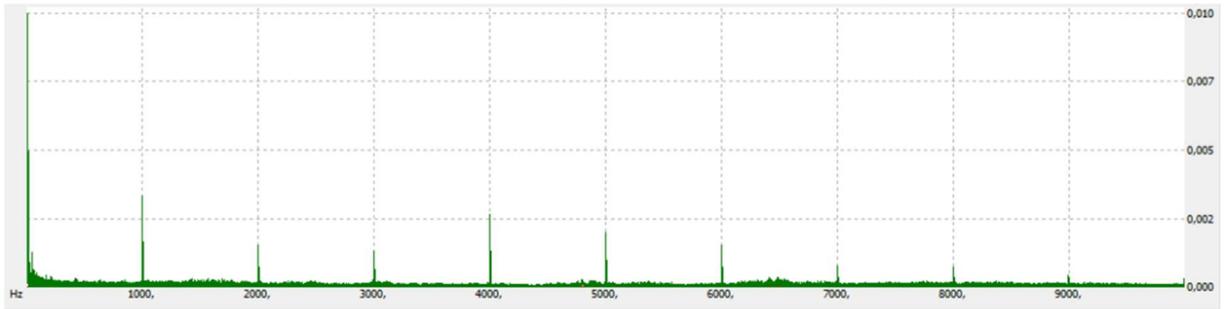


Abbildung 13: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 1 Messsensor 3

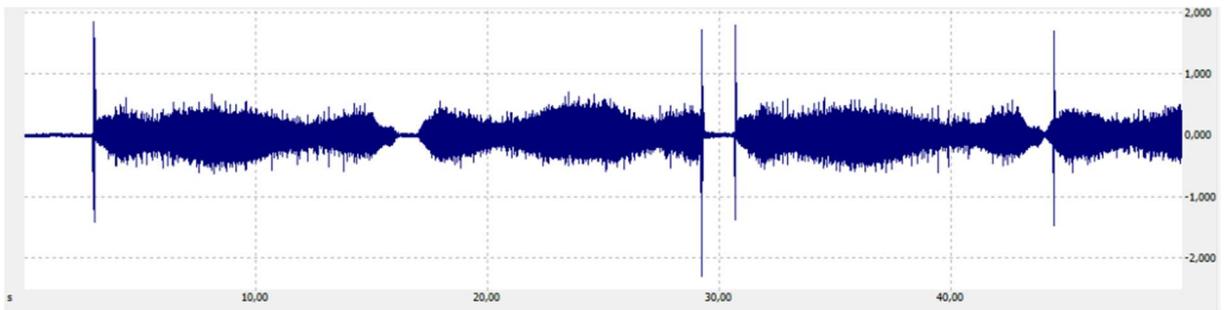


Abbildung 14: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 2 Messsensor 1

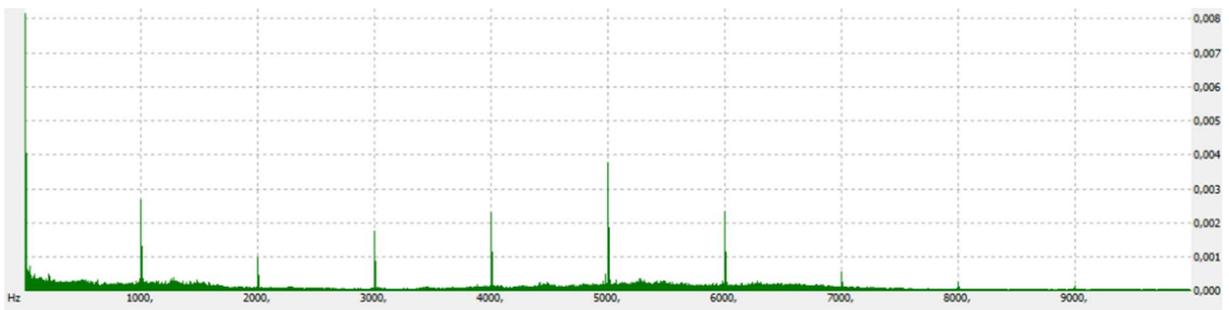


Abbildung 15: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 2 Messsensor 1

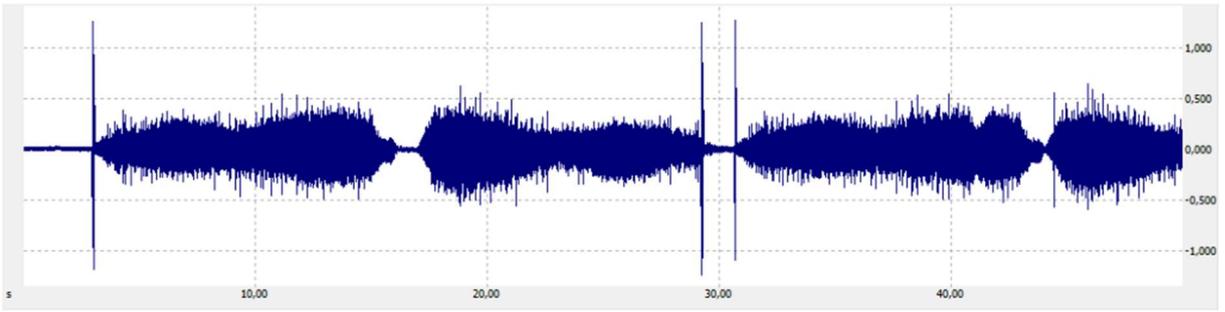


Abbildung 16: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 2 Messsensor 2

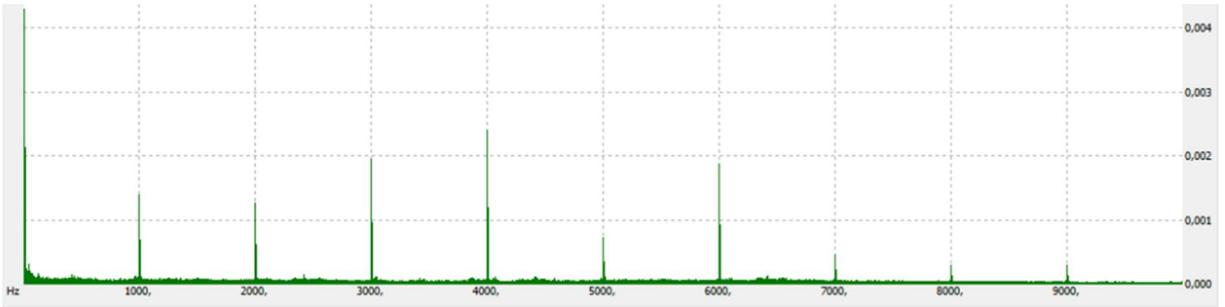


Abbildung 17: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 2 Messsensor 2

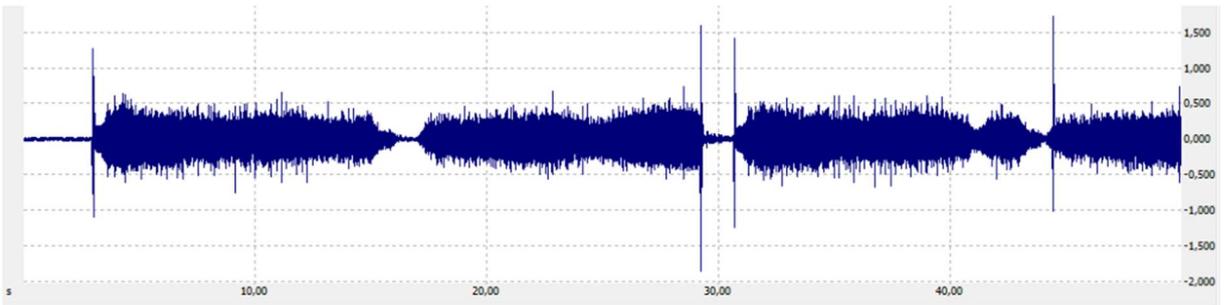


Abbildung 18: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 2 Messsensor 3

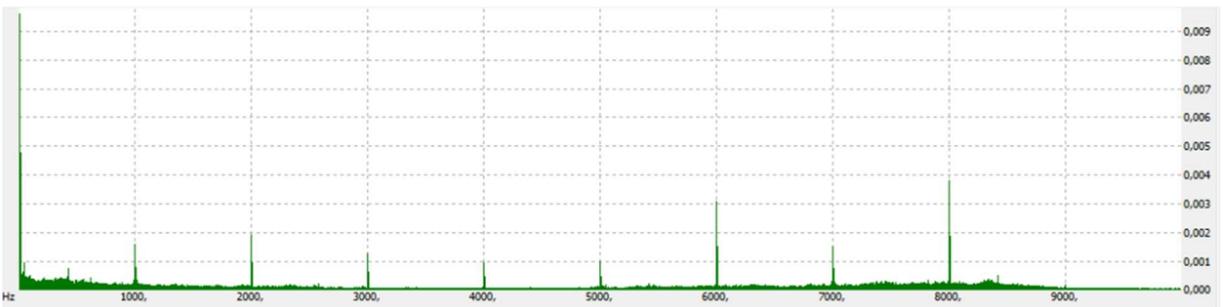


Abbildung 19: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 2 Messsensor 3

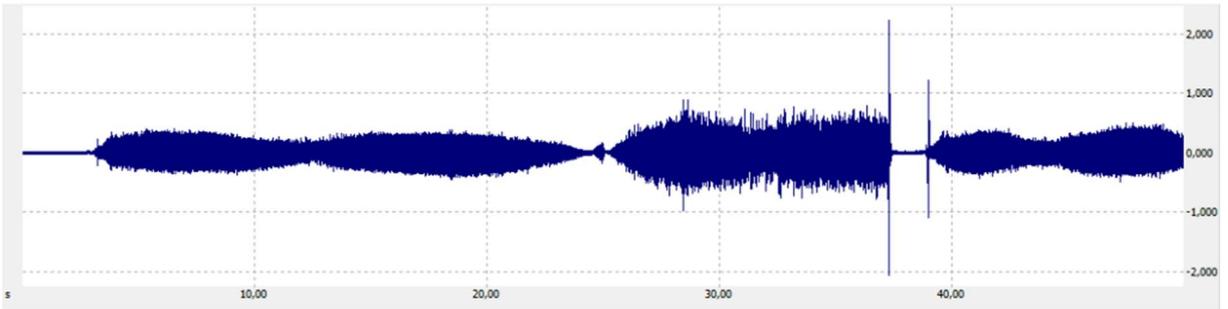


Abbildung 20: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 3 Messsensor 1

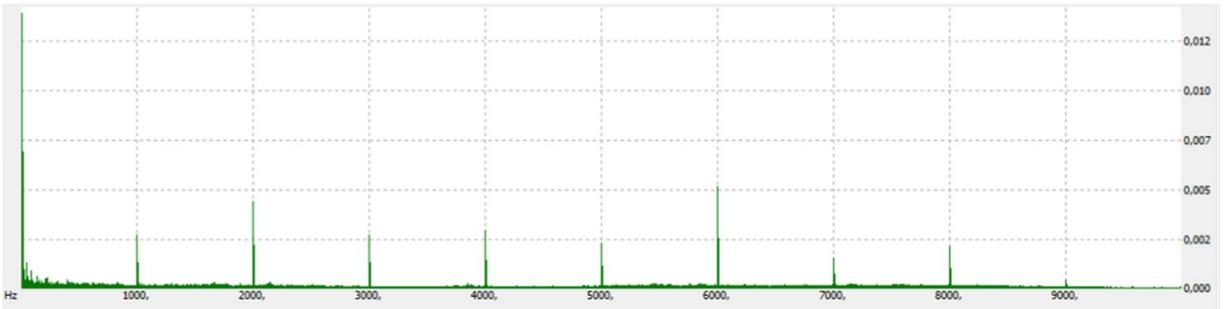


Abbildung 21: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 3 Messsensor 1

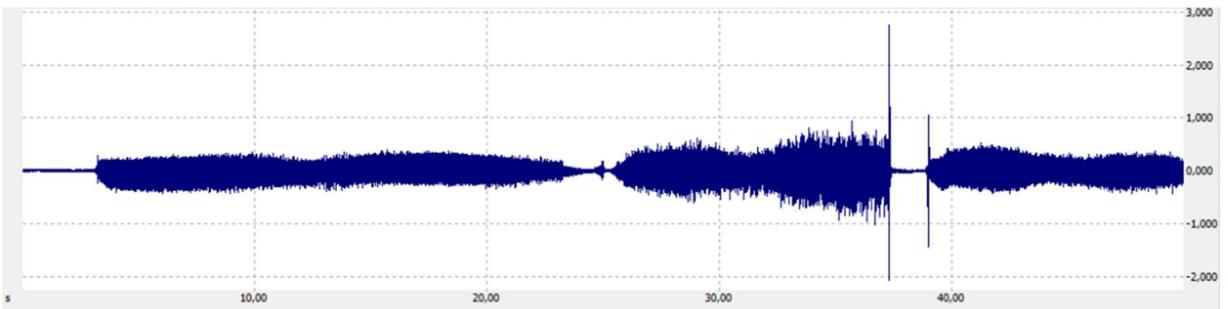


Abbildung 22: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 3 Messsensor 2

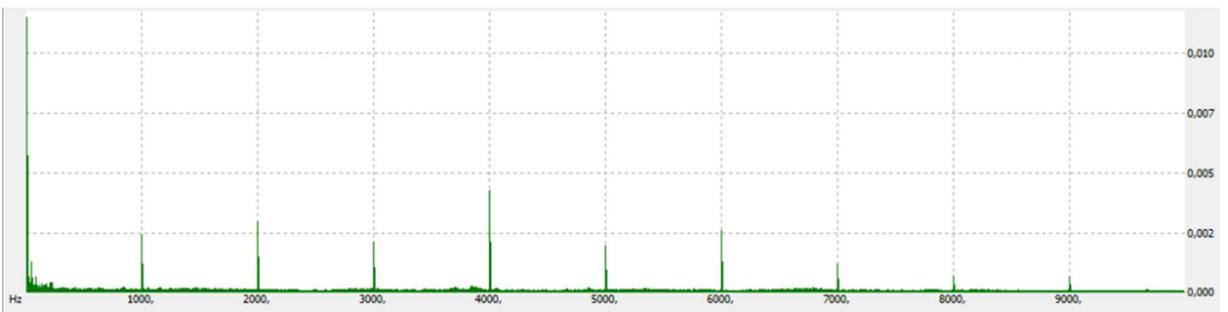


Abbildung 23: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 3 Messsensor 2

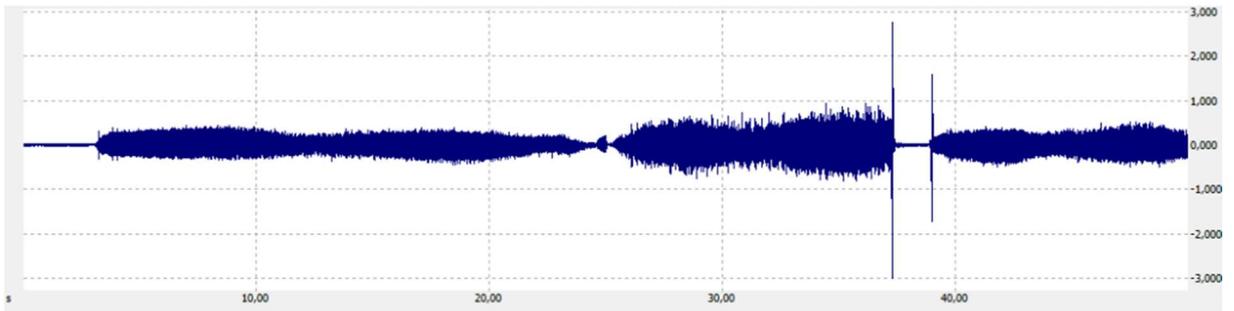


Abbildung 24: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 3 Messsensor 3

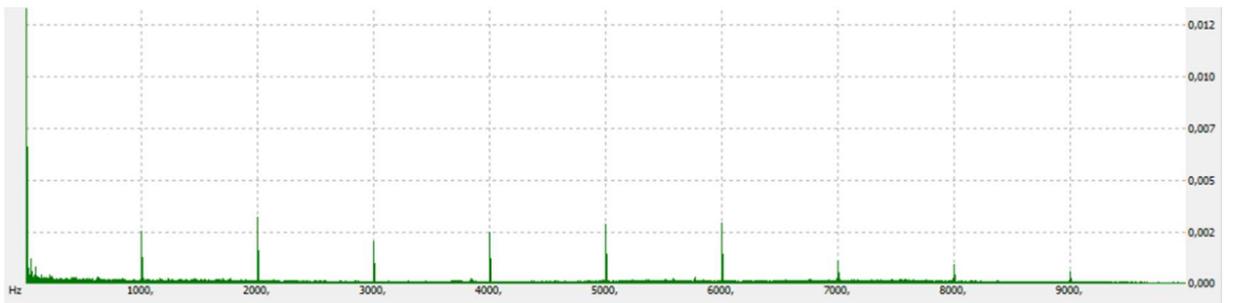


Abbildung 25: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 3 Messsensor 3

Anhang B

Schwingungsmessdaten General Electrics GE 2,75 - 103 mit SHILLA Corporation
Rotorblattlager

Quelle: Messwertanalyse der Software Vibralyze

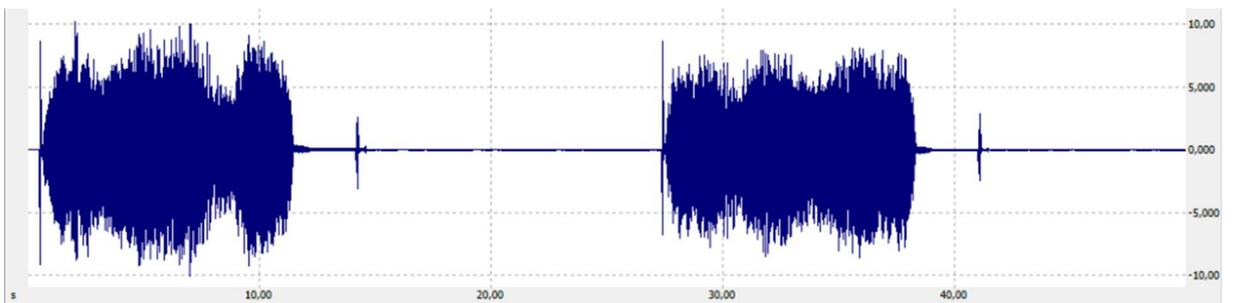


Abbildung 26: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 1 Messsensor 1

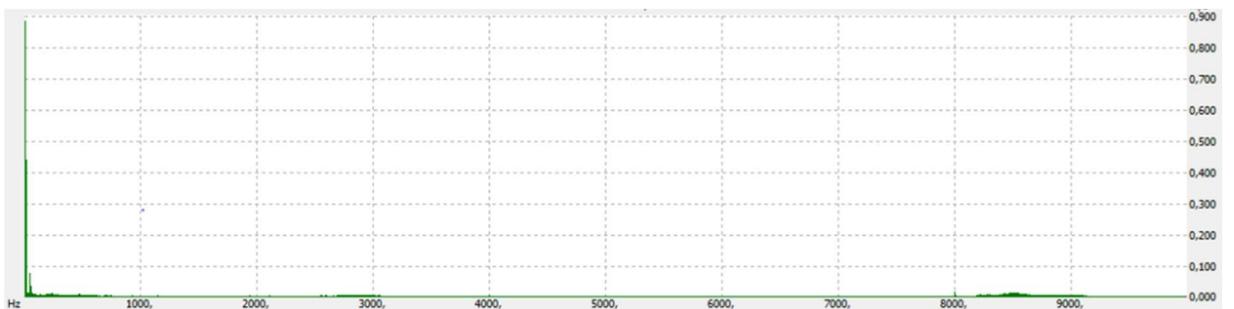


Abbildung 27: Hüllkurvespektrum Rotorblatt 1 Messsensor 1

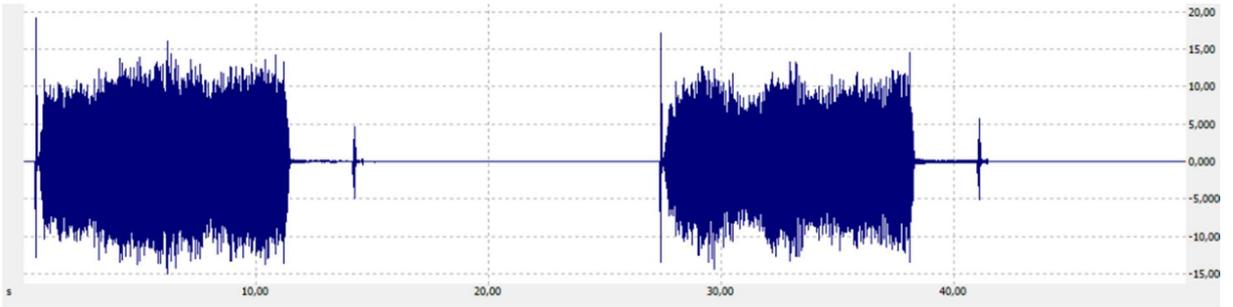


Abbildung 28: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 1 Messsensor 2



Abbildung 29: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 1 Messsensor 2

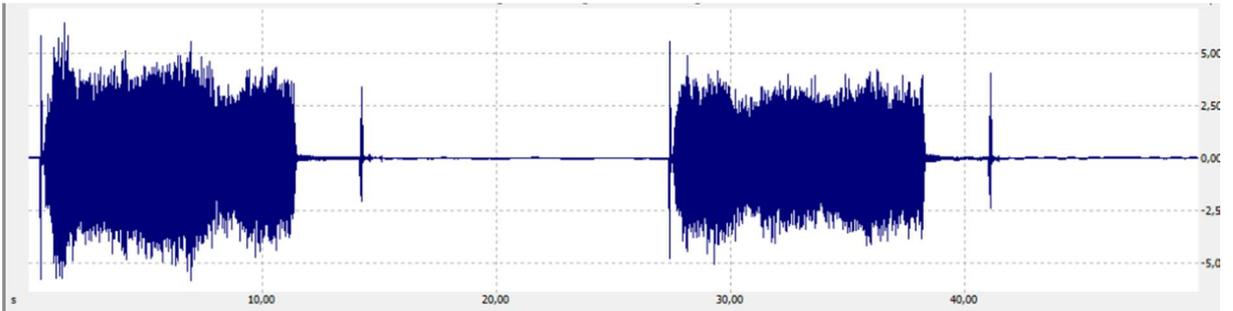


Abbildung 30: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 1 Messsensor 3

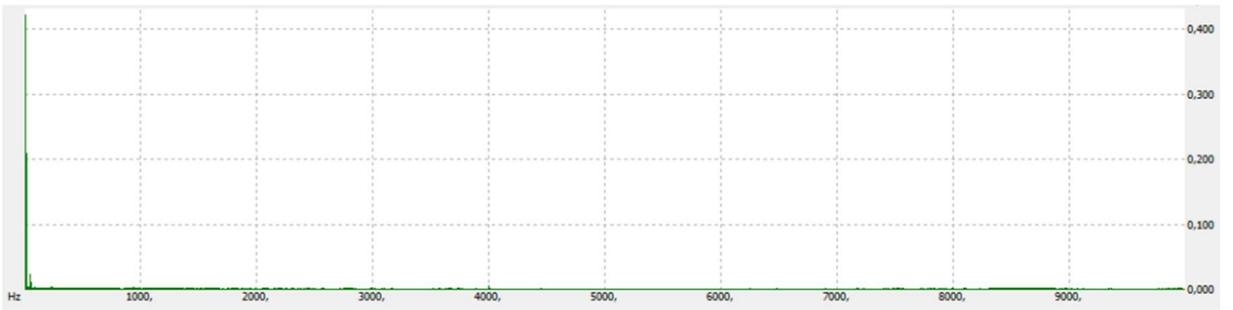


Abbildung 31: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 1 Messsensor 3

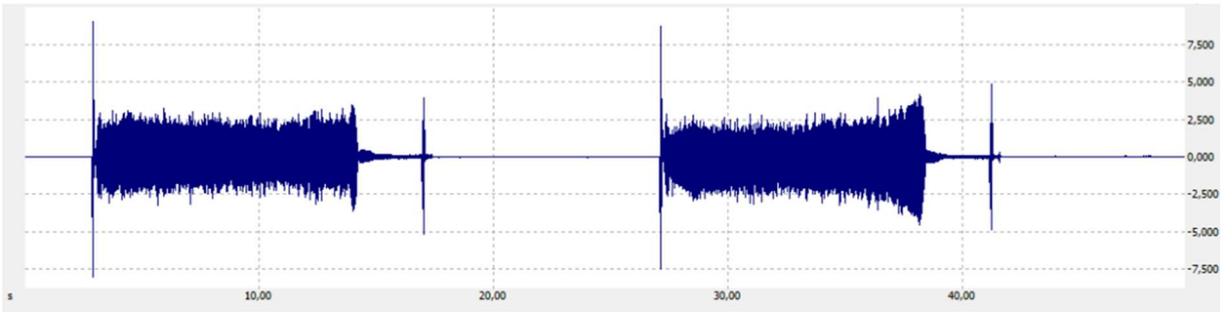


Abbildung 32: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 2 Messsensor 1

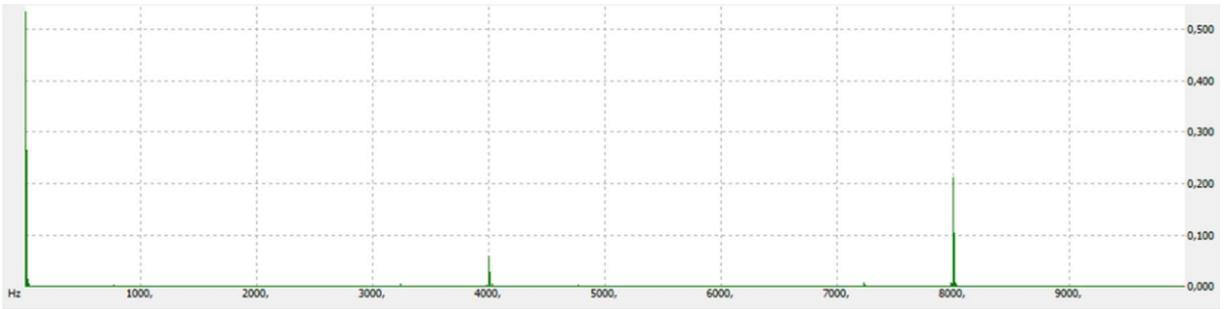


Abbildung 33: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 2 Messsensor 1

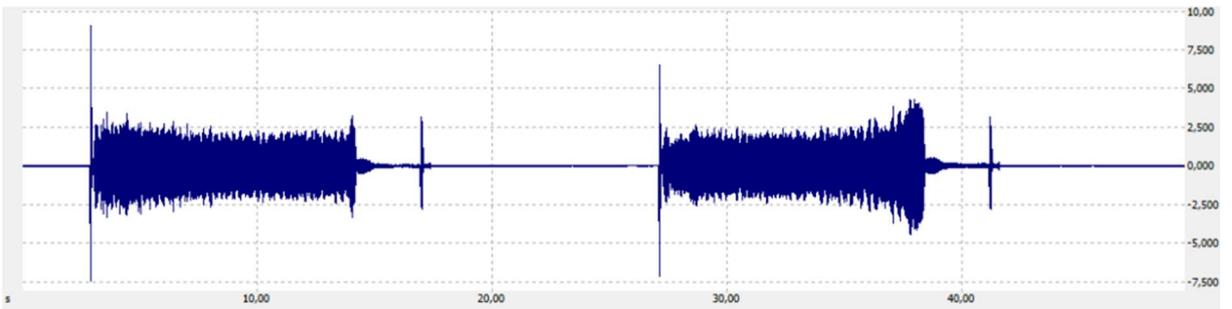


Abbildung 34: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 2 Messsensor 2

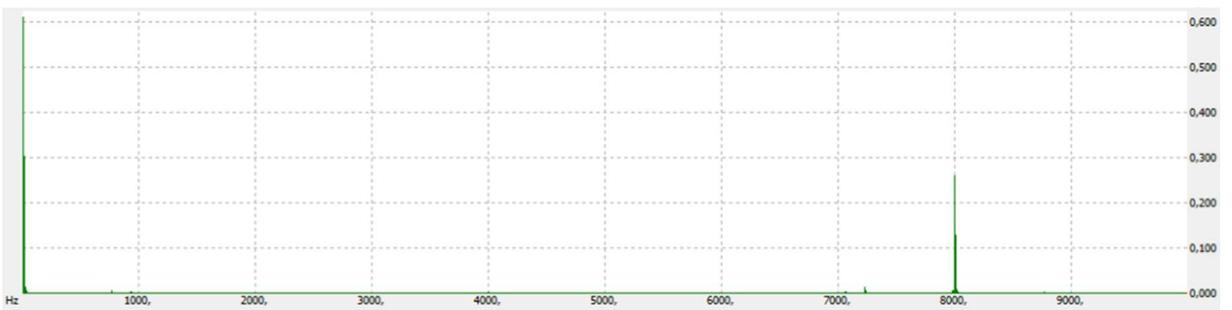


Abbildung 35: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 2 Messsensor 2



Abbildung 36: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 2 Messsensor 3

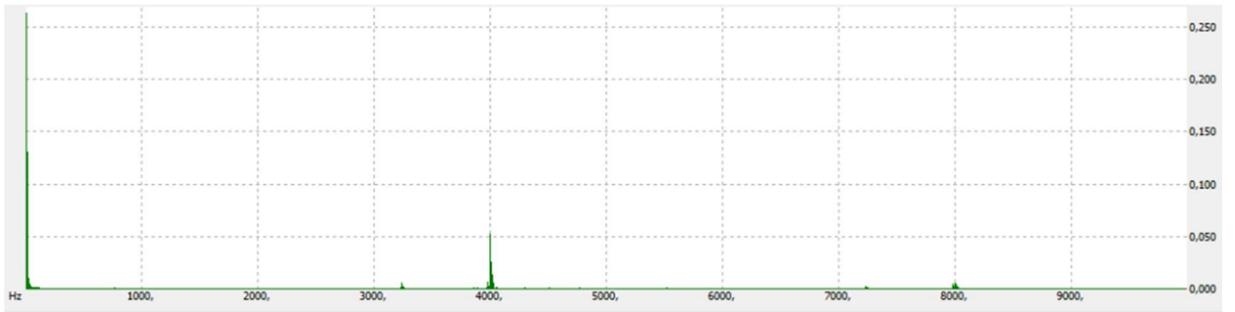


Abbildung 37: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 2 Messsensor 3

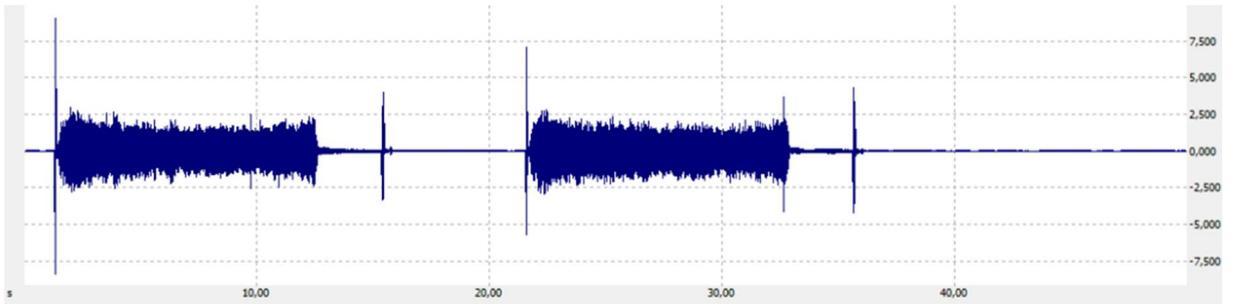


Abbildung 38: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 3 Messsensor 1

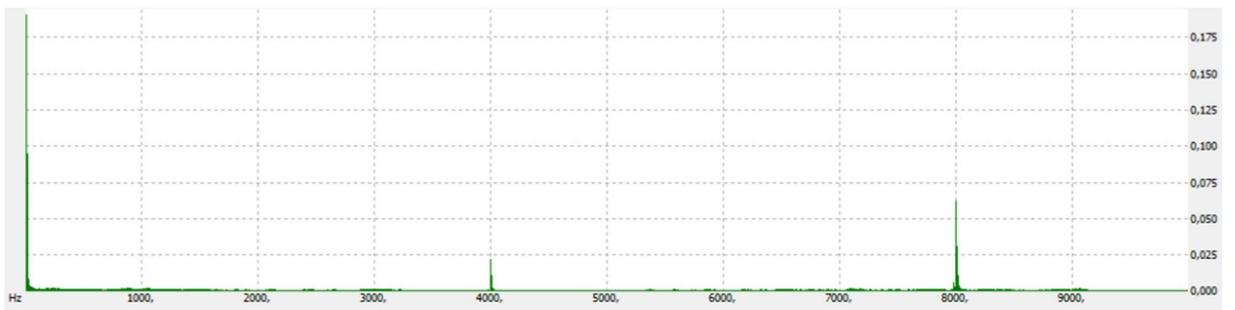


Abbildung 39: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 3 Messsensor 1

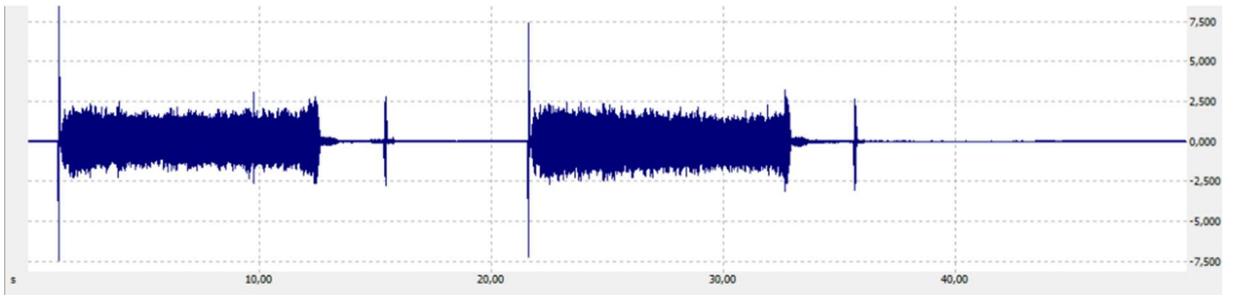


Abbildung 40: Übersicht Stoßimpulse Rotorblatt 3 Messsensor 2

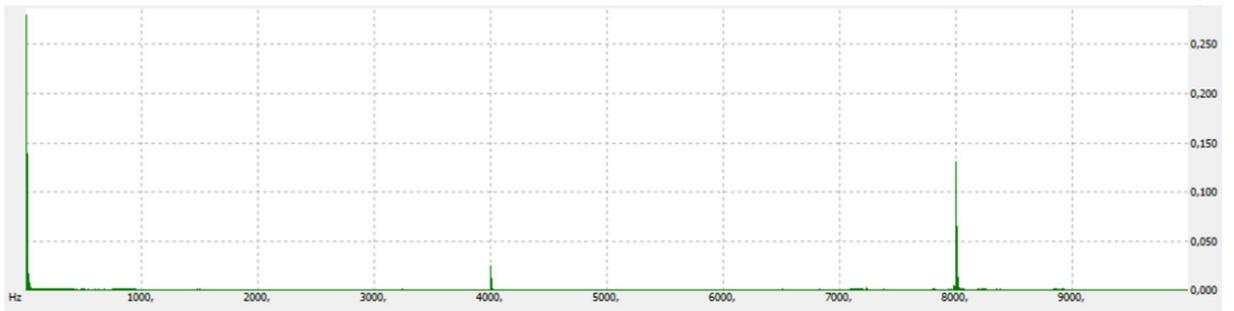


Abbildung 41: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 3 Messsensor 2

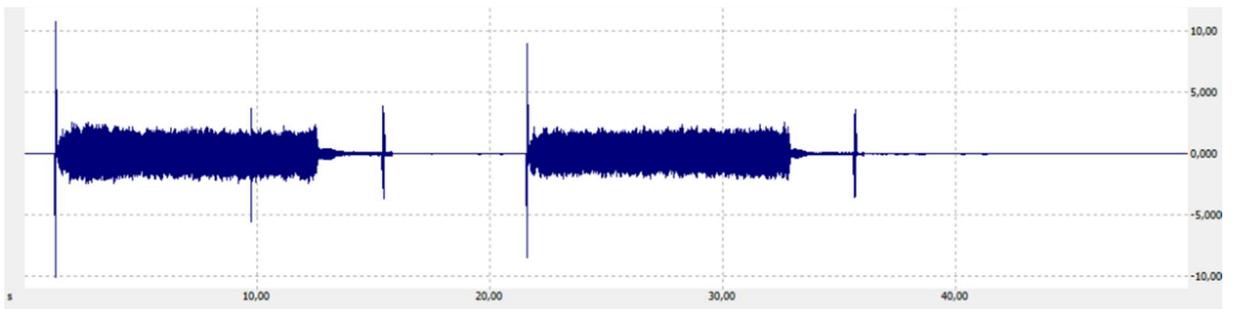


Abbildung 42: Übersicht Rotorblatt 3 Messsensor 3

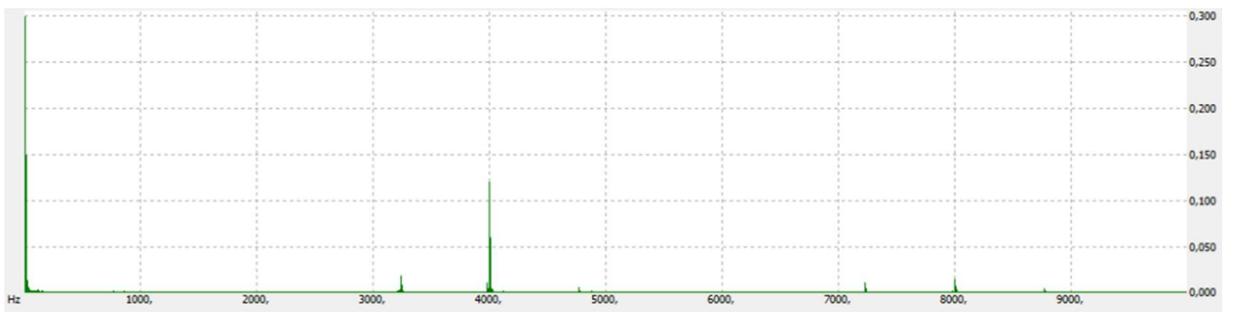


Abbildung 43: Hüllkurvenspektrum Rotorblatt 3 Messsensor 3

Anhang C

Datenblatt des KS80D

Quelle: MMF

Industrie-Beschleunigungsaufnehmer Industrial Accelerometers

Eigenschaften

- Robuste Edelstahlgehäuse
- Mit isoliertem Gehäuse zur Vermeidung von Erdschleifen
- KS80D und KS81B mit doppelter Schirmung für verbesserten EMV-Schutz
- KS80D und KS81B mit doppelt abgedichtetem Gehäuse
- KS80D und KS81B mit M12-Steckverbindung für einfache Montage bei Schutzgrad IP67 - verbesserter Ersatz für veraltete MIL-C-5015-Steckverbindungen
- KS74C10 mit besonders geringem Temperaturkoeffizienten
- Günstige Preise

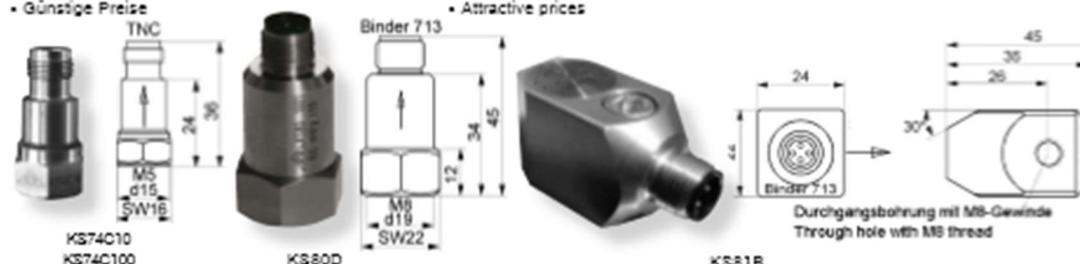
Properties

- Rugged stainless steel case
- With insulated case avoiding ground loop problems
- KS80D and KS81B with double shielding for best EMI protection
- KS80D and KS81B with double sealed case
- KS80D and KS81B with M12 connector for easier assembly in spite of protection grade IP67 - improved replacement for obsolete MIL-C-5015 connectors
- KS74C10 with particularly low temperature coefficient
- Attractive prices

1.10 Sensoren Sensors

KS74C10
KS74C100

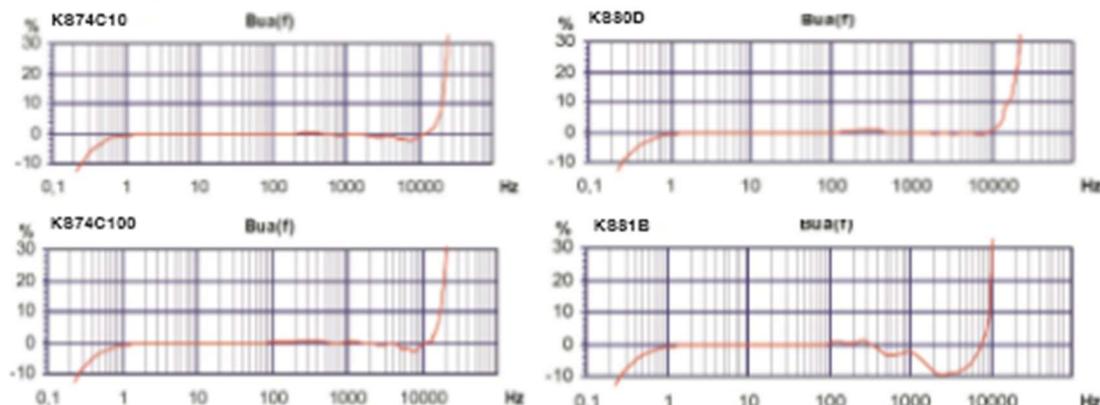
KS80D
KS81B



	KS74C10	KS74C100	KS80D	KS81B		
Ausgang - Output	IEPE					
Piezosystem - Piezo design	Scherprinzip - Shear design					
Spannungsübertragungsfaktor - Voltage sensitivity	B_{out}	10 ± 5 %	100 ± 5 %	100 ± 5 % ⁽¹⁾	100 ± 5 % ⁽¹⁾	mV/g
Messbereich - Range	a_{in} / a_0	± 600	± 60	± 55	± 60	g
Bruchbeschleunigung - Destruction limit	a_{max}	5000	5000	4000	4000	g
Linearer Frequenzgang - Linear frequency range	f_{20dB}	0,12 .. 26k	0,13 .. 22k	0,13 .. 22k	0,13 .. 11000	Hz
	f_{-3dB}	0,25 .. 21k	0,3 .. 16k	0,3 .. 14k	0,3 .. 9000	Hz
	f_{-10dB}	0,35 .. 19k	0,4 .. 14k	0,4 .. 13k	0,4 .. 1500	Hz
Resonanzfrequenz - Resonant frequency	f_r	>48 (+25 dB)	>32 (+25 dB)	>32 (+25 dB)	>23 (+25 dB)	kHz
Querrichtungsfaktor - Transverse sensitivity	Γ_{90deg}	< 5	< 5	< 5	< 5	%
Eigenrauschen (Effektivwert, 0,5 Hz - 20 kHz) - Residual noise (RMS; 0,5 Hz - 20 kHz)	$a_{0,5-20kHz,RMS}$	< 2000	< 300	< 300	< 300	μg
Rauschdichten - Noise densities	0,1 Hz $a_{0,1}$	100	30	30	30	$\mu g/\sqrt{Hz}$
	1 Hz a_{1}	60	10	10	10	$\mu g/\sqrt{Hz}$
	10 Hz a_{10}	20	3	3	3	$\mu g/\sqrt{Hz}$
	100 Hz a_{100}	2	1	1	1	$\mu g/\sqrt{Hz}$
Konstantstromversorgung - Constant current supply	I_{CONST}	2 .. 20	2 .. 20	2 .. 20	2 .. 20	mA
Arbeitspunktspannung bei $I_{CONST}=4$ mA - Output bias voltage at $I_{CONST}=4$ mA	U_{BIAS}	12 .. 14	12 .. 14	12 .. 14	12 .. 14	V
Ausgangsimpedanz bei $I_{CONST}=4$ mA - Output impedance at $I_{CONST}=4$ mA	r_{OUT}	< 130	< 130	< 130	< 130	Ω
Verhalten gegenüber Umgebungseinflüssen - Environmental characteristics						
Arbeitstemperaturbereich - Operating temperature range	T_{min}/T_{max}	-20 / 120	-20 / 120	-20 / 120	-20 / 120	°C
Temp.-koeffizient der Empfindlichkeit - Temp. coefficient of sensitivity	$TK(B_{out})$	±0,05 (20..0°C) ±0,02 (0..50°C) ±0,05 (50..120°C)	±0,05 (20..0°C) ±0,02 (0..30°C) ±0,07 (30..120°C)	±0,05 (20..0°C) ±0,02 (0..30°C) ±0,07 (30..120°C)	±0,05 (20..0°C) ±0,02 (0..30°C) ±0,07 (30..120°C)	%/K
Temperatursprungempfindlichkeit - Temperature transient sensitivity	b_{tr}	0,1	0,03	0,01	0,01	ms ² /K
Schutzgrad - Protection grade		IP64	IP64	IP67	IP67	
Mechanische Daten - Mechanical data						
Masse ohne Kabel - Weight without cable	m	28,5 / 1	32 / 1,1	65,5 / 2,3	102 / 3,7	g / oz
Gehäusematerial - Case material		Edelstahl - Stainless steel				
Kabelanschluss - Cable connection		axial	axial	axial	radial	
Buchse - Socket		TNC	TNC	Binder 713	Binder 713	
Befestigungsgewinde - Mounting thread		M5	M5	M8	M6 / M8	

(1) Typ KS80D und KS81B werden ohne individuelles Kennblatt geliefert. Die Nennempfindlichkeit beträgt 100 mV/g mit 5 % Toleranz. Models KS80D and KS81B are supplied without individual characteristics. Nominal sensitivity is 100 mV/g with 5 % tolerance.

Typischer Frequenzgang Typical Amplitude Response



Anschluss K880D und K881B: Connection K880D and K881B:



Blick in die Sensorbuchse
View at sensor socket

Pin Belegung • Assignment

- 1: Signalmasse • Signal ground
- 2: unbenutzt • no connection
- 3: Signalausgang • Signal output
- 4: unbenutzt • no connection

Passendes Zubehör • Suitable Accessories

	K874C10 / K874C100	K880D / K881B
Anschluss-zubehör	<ul style="list-style-type: none"> • 010-TNC-BNC-1,5: Kabel TNC/BNC; 1,5 m • 025: Adapter TNC/UNF 10-32 	<ul style="list-style-type: none"> • 080G/W: 4-poliger Stecker Typ Binder 713 gewinkelt (W) bzw. gerade (G) mit Schraubklemmen und Pg7-Zugentlastung für Kabel Ø 4,6 mm; IP07 • 085-B713G-PIG-5/085-B713W-PIG-5: geschirmtes Anschlusskabel; 5 m; PUR-Mantel Ø 5 mm; mit Stecker Typ Binder 713 gewinkelt (W) bzw. gerade (G), Schutzgrad IP07 und offenen Enden • 085-B713G-BNC-5/085-B713W-BNC-5: geschirmtes Anschlusskabel; 5 m; PUR-Mantel Ø 5 mm; mit Stecker Typ Binder 713 gewinkelt (W) bzw. gerade (G), Schutzgrad IP07 und BNC-Stecker
Connection accessories	<ul style="list-style-type: none"> • 010-TNC-BNC-1,5: Cable TNC/BNC; 1,5 m • 025: Adapter TNC/UNF 10-32 	<ul style="list-style-type: none"> • 080G/W: 4-pin plug Binder 713 angled (W) or straight (G) with screw terminals for cables with Ø 4.6 mm; IP07 • 085-B713G-PIG-5/085-B713W-PIG-5: shielded cable; 5 m; PUR jacket Ø 5 mm; with angled (W) or straight (G) plug Binder 713 (IP07) and pigtail • 085-B713G-BNC-5/085-B713W-BNC-5: shielded cable; 5 m; PUR jacket Ø 5 mm; with angled (W) or straight (G) plug Binder 713 (IP07) and BNC plug
Befestigungs-zubehör	<ul style="list-style-type: none"> • 008: Gewindestift M5 • 029: Klebepad M5 • 045: Gewindeadapter M5 / UNF 10-32 • 046: Gewindeadapter M5 / 1/4"-28 • 008: Haftmagnet M5 • 030: Triaxial-Befestigungswürfel M5 	<ul style="list-style-type: none"> • 043: Gewindestift M8 • 229: Edelstahl-Klebepad M8 • 208: Haftmagnet M8 • 230: Triaxial-Befestigungswürfel M8 (nicht für K881)
Mounting accessories	<ul style="list-style-type: none"> • 008: Mounting stud M5 • 029: Adhesive mounting pad M5 • 045: Thread adapter M5 / UNF 10-32 • 046: Thread adapter M5 / 1/4"-28 • 008: Magnetic base M5 • 030: Triaxial mounting cube M5 	<ul style="list-style-type: none"> • 043: Mounting stud M8 • 229: Stainless steel adhesive pad M8 • 208: Magnetic base M8 • 230: Triaxial mounting cube M8 (not for K881)

Bestellinformation • Ordering Information

K874C10/01, K874C100/01:	Aufnehmer mit Zubehöretui; Inhalt: Kabel 010-TNC-BNC-1,5, Magnet 008, Tastspitze 001, Gewindestift 008, Klebewachs 002, Bedienungsanleitung, Kennblatt Sensor with accessories kit including cable 010-TNC-BNC-1,5, magnet 008, probe 001, mounting stud 008, adhesive wax 002, instruction manual, individually measured data sheet
K874C10, K874C100:	Aufnehmer mit individuell gemessenem Kennblatt Sensor with individually measured data sheet
K880D, K881B:	Lieferung ohne Zubehöretui, Kennblatt mit typischen Werten Delivery without accessories kit, data sheet with typical parameters

Änderungen vorbehalten.

Specifications subject to change without prior notice.

Manfred Weber

Metra Meß- und Frequenztechnik in Radebeul e.K.

Meißner Str. 58
D-01445 Radebeul
Tel. +40-(0)351-830 2101

P.O.Box 01 01 13
D-01435 Radebeul
Fax: +40-(0)351-830 2040

Ausgabe / Edition: 09/17

Internet: www.MMF.de
Email: Info@MMF.de

Anhang D

Datenblatt UNI-T UT 315

Quelle: UNI-Trend

Specifications	Range	Best Accuracy
Model		UT315
Acceleration (Freq.)	0.1~199.9m/s ² (10Hz~10KHz)	±(5% + 2)
Velocity (Freq.)	0.01~19.99cm/s (10Hz~1KHz)	±(5% + 2)
Displacement (Freq.)	0.001~1.999mm (10Hz~500Hz)	±(5% + 2)
Features		
Display Count		2000
Auto Power Off		√
Low Battery Indication	≤7.0V	√
Data Hold		√
MAX Mode		√
Data Logging		1999
Data Recall		√
USB Interface		√
LCD Backlight		√

General Characteristics	
Power	9V Alkaline battery (6LF22)
LCD Size	57mm X 37mm
Product Color	Red and grey
Product Net Weight	365g
Product Size	166mm X 80mm X 30mm
Standard Accessories	Battery, USB cable, PC software CD, magnet pedestal, long probe, short probe, connection screw, carrying bag
Standard Individual Packing	Gift box, English manual
Standard Quantity Per Carton	20pcs
Standard Carton Measurement	600×370×474mm (0.105 CBM per standard carton)
Standard Carton Gross Weight	22kg