Hochschule Flensburg
University of Applied Sciences

Wind Energy Technology Institute

Endbericht

Entwicklung eines Structural Health Monitoring – Konzeptes zur Beurteilung von Windenergieanlagen im Hinblick auf Schadensfrüherkennung und den Weiterbetrieb nach Ablauf der geplanten Nutzungsdauer

31.12.2017

Gefördert durch die Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (EKSH)

HWT Förderprogramm Hochschule-Wirtschaft-Transfer

EKSH Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH

Laufzeit des Vorhabens: 01.04.2015 – 31.03.2017, budgetneutral verlängert bis 31.07.2017

Redaktionsschluss: Dezember 2017

Kooperationspartner:

Wind Energy Technology Institute (WETI)

Postanschrift: Kanzleistraße 91-93, 24943 Flensburg

Besucheradresse: Nordstraße 2, 24937 Flensburg

Website:

Autor: M.Sc. Marcel Schedat (Marcel.Schedat@hs-flensburg.de)

Institutsleiter: Prof. Dr.-Ing. Torsten Faber (Torsten.Faber@hs-flensburg.de)

Kurzfassung/Abstract

Wenn die Bemessungslasten einer Windenergieanlage in der geplanten Nutzungsdauer nicht erreicht werden, kann die Möglichkeit auf eine Restnutzungsdauer vorliegen. Besteht der Wunsch eine Windenergieanlage über die geplante Nutzungsdauer hinaus zu betrieben (Weiterbetrieb), so bedarf es eines erneuten Nachweises über die gesamte strukturelle Integrität. In der Praxis existiert jedoch bislang kein einheitlicher Standard in der Umsetzung der etablierten analytischen und praktischen Methode nach der „Richtlinie für den Weitertrieb von Windenergieanlagen". Eine häufig unzureichende Informationsgrundlage zu den „erlebten" Lasten der zu untersuchenden Windenergieanlage erschwert zudem eine Abschätzung der Restnutzungsdauer. Dies können z.B. die individuellen Interaktionen zwischen den Umweltbedingungen, spezielle Regelstrategien oder eventuell vorhandene Baumängel und Modifikationen an einer Anlage sein. Heutige angewendete Vorgehen zur Abschätzung der Restnutzungsdauer sind deshalb häufig nur mit größeren Unsicherheiten möglich. Eine vielversprechende Möglichkeit zur verbesserten Einschätzung des Weiterbetriebspotentials bzw. des Ermüdungszustandes bietet die individuelle Erfassung von einwirkenden Lasten mittels Messtechnik.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens des Wind Energy Technology Institutes wurde ein Lastmesssystem zur Erfassung von Belastungen auf das Bauwerk von WEA entwickelt und an einer realen Anlage getestet und ausgewertet. Im Nachgang wurde eine Abschätzung über die einwirkenden Lasten aus bestimmten Betriebssituationen, durch den Aufbau einer „Lasten-Datenbank", an der Referenzanlage vorgenommen. Auf dieser Basis können die berechneten Lastkollektive, unter der Zuhilfenahme von weiteren Informationen wie z.B. aus dem Supervisory Control And Data Acquisition System, zur Lastenrekonstruktion genutzt werden. Es kann eine Aussage zur Teilschädigung und zu den schadensäquivalenten Lasten erfolgen.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis 6

Abbildungsverzeichnis 7

Tabellenverzeichnis 9

Symbolverzeichnis 10

1 Einleitung 11
1.1 Motivation 11
1.2 Ziel 12
1.3 Methodik 12

2 Grundlagen Weiterbetrieb 14
2.1 Nomenklatur zum Lebenszyklus von Onshore-WEA 14
2.2 Altersstruktur und Rückbau des WEA-Bestandes 15
2.2.1 Deutschland 16
2.2.2 Schleswig-Holstein 19
2.3 Richtlinien und Standards zum Weiterbetrieb 22
2.4 Ansätze aus der Praxis 26
2.4.1 Marktüberblick 26
2.4.2 Praktische Auslegung der Richtlinie und Diskussion der Ansätze 28
2.5 Wirtschaftliche und rechtliches Aspekte zum Weiterbetrieb 30
2.5.1 Genehmigungsrechtliche und gesetzliche Rahmenbedingungen 30
2.5.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen 32

3 Auslegungsvorgang von WEA-Strukturen und deren Lasteinwirkungen 34
3.1 Auslegung der WEA-Anlagenstruktur 34
3.2 Lasteinwirkungen 36
3.3 Betriebsfestigkeit 37
3.4 Schadensäquivalente konstante Lasten 40

4 Konzeptentwicklung 42
4.1 Bauwerksüberwachung an WEA mit Hinblick auf die Tragstruktur 42
4.2 Referenzanlage 44
4.3 Ermittlung und Auswahl von neuralgischen Stellen 49
4.3.1 Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse 49
4.3.4 Auswahl der zu überwachenden Stellen 58
4.4 Messaufgabe und -aufbau 58
4.4.1 Vorabüberlegungen 59
4.4.2 Umsetzung 60
4.5 Datenerfassung und Weiterverarbeitung 65
4.6 Gesamtkonzept 68

5 Auswertung der Messdaten 69
5.1 Logbuch 69
5.2 Messdaten 70
5.3 Schädigungsäquivalente Lasten 77
5.3.1 alle Betriebszustände 77
5.3.2 Betriebszustände im Produktionsbetrieb 79
5.3.3 alle Betriebszustände - Variationskoeffizient 80
5.3.4 Betriebszustände im Produktionsbereich - Variationskoeffizient 81
6 Diskussion 82
7 Zusammenfassung 83
8 Ausblick 84
Literaturverzeichnis 85
Anhang A – Beispiele der verbauten Sensoren und deren Befestigung 89
Anhang B – Öffentlichkeitsarbeit 92

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BlmSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DEL	Damage Equivalent Load
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DMS	Dehnmessstreifen
EEG	Erneuerbare-Energien- Gesetz
EPEX	European Power Exchange
FET	Fundamenteinbauteil
FMEA	Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse
NTM	Normales Windprofilmodell
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
StromEinspG	Stromeinspeisungsgesetz
StromEinspG	Stromeinspeisungsgesetz
WEA	Windenergieanlage/n

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Nomenklatur zum Lebenszyklus von Onshore-WEA ... 15
Abbildung 2 Überblick über die Altersstruktur in Deutschland (Stand: 31.12.2016) ... 17
Abbildung 3 Stillgelegte WEA in verschiedenen Leistungsklassen in den letzten sieben Jahren in Deutschland ... 19
Abbildung 4 Alters- und Leistungsstruktur von WEA in Schleswig-Holstein ... 20
Abbildung 5 Stillgelegte WEA aus verschiedenen Leistungsklassen in den letzten sieben Jahren in Schleswig-Holstein ... 22
Abbildung 6 angesetzte Erlösanforderungen, kategorisiert nach drei Kostenbereichen ... 33
Abbildung 7 Durchschnittliche Monats- und Jahresmarktwerte am Spotmarkt von EPEX und Onshore-WEA in Deutschland ... 33
Abbildung 8 Kennwerte der Wöhlerlinie mit den Bereichen der Kurzzeit-, Zeit- und Dauerfestigkeit ... 38
Abbildung 9 Überblick der Schritte zur Berechnung der schädigungsäquivalenten Lasten . 41
Abbildung 10 Standort der Untersuchungsanlage im Raum Schleswig-Holstein ... 46
Abbildung 11 Angrenzende WEA in der Nähe zur Untersuchungsanlage, roter Kreis zeigt minimalen Abstand zur nächsten WEA ... 47
Abbildung 12 Anlage am Standort des Gewerbeparks Carstensen GmbH ... 47
Abbildung 13 Ablauf der Untersuchung mittels FMEA ... 50
Abbildung 14 Genereller Aufbau der Struktur bei einer FMEA ... 51
Abbildung 15 Funktionsanalyse bei einer FMEA ... 52
Abbildung 16 Funktionsnetz innerhalb der Funktionsanalyse ... 53
Abbildung 17 Fehleranalyse bei einer FMEA ... 54
Abbildung 18 verschiedene Arten von Fehlerstrukturen ... 55
Abbildung 19 Skizze zur Darstellung von potentiell anzutreffenden Schäden bei einem Fundament mit FET ... 56
Abbildung 20 vereinfachte Darstellung über die Anordnung der Sensorik innerhalb der Referenzanlage MM 92 ... 61
Abbildung 21 Anordnung der Sensoren auf den jeweiligen Levels ... 62
Abbildung 22 Schema über die Nutzung des SHM-Konzeptes zum Aufbau einer „Lasten-Datenbank“ ... 68
Abbildung 23 relative Häufigkeit der Windgeschwindigkeitsverteilung innerhalb der Messkampagne und die dazugehörigen Weibullparameter mit A = 7,76 m/s und k = 2,21 ... 72
Abbildung 24 Mittlere Windgeschwindigkeit und deren relative Verteilung innerhalb des Messdatenzeitraums ... 73
Abbildung 25 Mittelwert der Turbulenzintensität mit Standardabweichung aus allen Windrichtungen an der Forschungsanlage MM92 in Eggebek ... 74
Abbildung 26 Prozentualer Anteil der Messdaten, sortiert nach Windrichtungssektor und Windklasse ... 75
Abbildung 27 Prozentuale Verteilung der Messdaten, sortiert nach Windrichtungssektor und umgekehrter Windklasse ... 75

Abbildung 28 Prozentualer Anteil der Messdaten im Produktionsbetrieb, sortiert nach Windrichtungssektor und Windklasse 76
Abbildung 29 Prozentuale Verteilung der Messdaten im Produktionsbetrieb, sortiert nach Windrichtungssektor und umgekehrter Windklasse 77
Abbildung 30 normierte Darstellung der DEL aller Betriebszustände sortiert nach Windrichtungssektor und Windgeschwindigkeitsklasse 78
Abbildung 31 normierte Darstellung der DEL aller Betriebszustände, sortiert nach Windrichtungssektor und umgekehrter Windgeschwindigkeitsklasse 78
Abbildung 32 normierte Darstellung der DEL im Produktionsbetrieb, sortiert nach Windrichtungssektor und Windgeschwindigkeitsklasse 79
Abbildung 33 normierte Darstellung der DEL im Produktionsbetrieb, sortiert nach Windrichtungssektor und umgekehrter Windgeschwindigkeitsklasse 79
Abbildung 34 Variationskoeffizienten der DELs aller Betriebszustände sortiert nach Windrichtungssektor und Windgeschwindigkeitsklasse 80
Abbildung 35 Variationskoeffizienten der DELs aller Betriebszustände sortiert nach Windrichtungssektor und umgekehrter Windgeschwindigkeitsklasse 80
Abbildung 36 Variationskoeffizienten der DELs im Produktionsbereich sortiert nach Windrichtungssektor und Windgeschwindigkeitsklasse 81
Abbildung 37 Variationskoeffizienten der DELs im Produktionsbereich sortiert nach Windrichtungssektor und umgekehrter Windgeschwindigkeitsklasse 81
Abbildung 38 Beschleunigungs- und Neigungssensoren auf der Fundamentoberfläche (Ebene A), bzw. am FET (Ebene B) 89
Abbildung 39 Verkabelung der Dehnmessstreifen (DMS) auf der Ebene 2, appliziert bei 60°90
Abbildung 40 vollständige Abdeckung zum Schutz der Dehnmessstreifen auf der Ebene C, appliziert bei 60° 90
Abbildung 41 Beschleunigungssensor und Neigungssensor am Maschinenträger auf der Ebene H 91

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Durchschnittliches Anlagenalter in Deutschland ... 18
Tabelle 2 Durchschnittliches Anlagenalter nach Leistungsklasse in Schleswig-Holstein ... 21
Tabelle 3 Vier Ansätze im Zusammenhang mit der Bewertung des Weiterbetriebs ... 24
Tabelle 4 Auslegungslastfälle mit Fokus Betriebsfestigkeitsnachweis ... 35
Tabelle 5 Einordung von Kurz- und Langzeitmessungen ... 43
Tabelle 6 Generelle Informationen zu der Referenzanlage ... 45
Tabelle 7 Zusammenfassung der Weibullparameter für den Standort der Referenzanlage in Eggebek ... 48
Tabelle 8 Schadensbilder einer Gründung mit FET ... 57
Tabelle 9 Stationäre und mobile Methoden zur Prüfung der Schraubenverbindung ... 60
Tabelle 10 Prinzip und Definition der Namensgebung der verbauten Sensoren ... 63
Tabelle 11 Sensorbezeichnung und Installationsposition ... 63
Tabelle 12 Physikalische Größen der umgewandelten Spannungssignale aus dem SHM Messsystem ... 66
Tabelle 13 Prozentuale Verteilung der Bremsvorgänge im Messzeitraum ... 69
Tabelle 14 Übersicht über die zur Auswertung genutzten Messdaten ... 70
Tabelle 15 Definition von Windsektor und Windgeschwindigkeitsklasse ... 71
Tabelle 16 Öffentlichkeitsarbeit im Projekt „SHM für den Weiterbetrieb von WEA“ ... 92

Symbolverzeichnis

Symbol	**Bedeutung**
F_d	Bemessungswert der Lasten
F_k	charakteristische (simulierte) Last
γ_F	Sicherheitsbeiwert für Lasten
R_d	Bemessungswert der Festigkeit
R_k	charakteristische Festigkeit
γ_M	Sicherheitsbeiwert für Festigkeit
TI	Turbulenzintensität
σ_v	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit
v_m	mittlere Windgeschwindigkeit
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit
v_{hub}	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe
v_{nenn}	Nennwindgeschwindigkeit
$v_{10\ min}$	mittlere Windgeschwindigkeit in 10 min Zeitreihe
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit
v_{ref}	Bezugswindgeschwindigkeit

1 Einleitung

1.1 Motivation

Bereits seit einigen Jahren nimmt die Anzahl der Stilllegungen von Altanlagen in Deutschland zu, mit stark ansteigender Tendenz in den kommenden Jahren. Genaue Angaben über bundesweite Stilllegungen von Altanlagen variieren aufgrund einer bislang fehlenden einheitlichen Datenbasis. Nach den Anlagenstammdaten der Bundesnetzagentur [1] wurde im Kalenderjahr 2016 eine Anlagenanzahl von 252 mit einer Gesamtleistung von 273,84 MW stillgelegt.[1] Die durchschnittliche Zeitdauer zwischen Inbetriebnahme und Stilllegung umfasste 17,1 Jahre, wobei die kürzeste Nutzungsdauer 3,2 Jahre und die längste Nutzungsdauer 27 Jahre währte. Wird eine Anlage nach einschlägigen Normen und Richtlinien bemessen, so ist eine zeitliche Auslegung im Rahmen einer mindestens 20-jährigen Entwurfslebensdauer zu erbringen. Diese Bemessung bezieht sich hierbei auf die Standsicherheit des Turms, der Gründung und aller lastabtragenden Bauteile. Prinzipiell könnte jede Windenergieanlage (WEA) zeitlich unbegrenzt betrieben werden, jedoch erfolgt in den meisten Fällen eine Stillsetzung mit anschließenden Rückbau, wenn:

a) kein wirtschaftlich rentabler Betrieb mehr gewährleistet wird und/oder

b) diverse technische Erscheinungen wie Korrosion, Verschleiß, Veralterung und/oder Materialermüdung etc. die strukturelle Integrität in Frage stellen.

Die zugrunde gelegten Lasten und analytischen Nachweise innerhalb der Typen-/Einzelprüfung können mit denen aus dem Betrieb aufgetretenen Belastungen variieren. Damit eine Anlage über die Entwurfslebensdauer betrieben werden kann (Weiterbetriebsdauer), bedarf es aus technischer Sicht eines Nachweises durch eine erneute Prüfung von bautechnischen Vorgaben an der gesamten WEA. Bis zu dieser Phase besteht seitens des Eigentümers und/oder des Betreibers der WEA eine Planungsunsicherheit, sofern keine andere Option (z.B. Repowering oder Abbau) in Frage kommt. Für die technische Einschätzung und Bewertung gibt es derzeit mehrere Richtlinien, jedoch noch keine normativen Vorgaben. Bei der Umset-

[1] Abweichend davon nennt die Deutsche Windguard in „Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland" 336 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 366 MW auf der Grundlage des Anlagenregisters und eigener Recherchen (http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/2115d8c21604f56bb9efaf62af47504f18df5687/Factsheet-Status-Windenergieausbau-an-Land-2016.pdf)

zung der vorgeschlagenen Prüfmethoden durch einen von dem Betreiber beauftragten unabhängigen Gutachter existiert bislang jedoch kein einheitlicher Standard. Insbesondere bei der Rekonstruktion von Lasten können größere Unsicherheiten entstehen, welche abhängig von der Durchführung, dem Informationsstand und der Erfahrung der Gutachter resultieren können. Dies betrifft insbesondere den Kenntnisstand der Lasteinwirkungen über die individuelle Interaktion zwischen Umweltbedingungen, speziellen Regelstrategien, eventuell vorhandenen Baumängeln und Modifikationen. Zurzeit angewendete Methoden zur Abschätzung der Restnutzungsdauer sind deshalb häufig nur mit größeren Unsicherheiten möglich und die zentrale Frage hinsichtlich der Quantität des Weiterbetriebspotentials lautet:

„Wie groß ist die Differenz zwischen tatsächlicher und maximaler Nutzungsdauer einer WEA?"

1.2 Ziel

Die Bewertung des Weiterbetriebspotentials von WEA hängt maßgeblich von der Qualität der durchgeführten Prüfmethoden zum Weiterbetrieb aus den einschlägigen Richtlinien ab.

Das Ziel des Projektes ist es, Erkenntnisse über ein ergänzendes Verfahren zur verbesserten Einschätzung von „erlebten" Lasten unter der Nutzung von Messtechnik zu gewinnen. Auf der Grundlage eines Structural Health Monitoring Systems (Bauwerksüberwachung durch Messsensorik) werden verschiedene Betriebsbereiche der Untersuchungsanlage unter der Verwendung von bestimmten Supervisory Control and Data Aquisition (SCADA)-Daten auf daraus resultierenden Lasten des Bauwerkes untersucht. Die damit verbundene Absicht ist es, eine Grundlage für die Rekonstruktion von Lasten, nur unter der Verwendung von SCADA-Daten zu schaffen.

1.3 Methodik

Die Durchführung des Projektes unterteilt sich in verschiedene Arbeitspakete. Die Dokumentation in diesem Endbericht umfasst hierbei maßgebliche Ergebnisse.

In **Kapitel 2** werden die Grundlagen zum Weiterbetrieb behandelt. Neben einer Nomenklatur im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb wird auch ein Überblick über die derzeitige Situation hinsichtlich des Anlagenalters und die damit verbundene Leistung gegeben. Darüber hinaus werden die Inhalte von relevanten Richtlinien und weitergehende Aspekte zum Weiterbetrieb (Wirtschaftlichkeit und Rechtslage) gegeben. Eine kurze Übersicht über die prinzipielle

Bemessung von WEA-Strukturen mit zu betrachteden Einwirkungen erfolgt in **Kapitel 3.** Es werden die Grundlagen der Methodik zur Ermittlung der schädigungsäquivalenten Lasten beschrieben. In **Kapitel 4** wird das Messkonzept entwickelt und vorgestellt. Vorausgegangen ist hierbei die Ermittlung von potentiellen neuralgischen Schadenstellen mithilfe einer Fehler- und Einflussanalyse anhand des Bauwerks der Untersuchungsanlage. Die Auswertung und Interpretation der Messdaten erfolgt in **Kapitel 5.** Abschließend erfolgt eine Diskussion über die Ergebnisse und ein Ausblick auf weitere Forschungspunkte im Nachgang des Projektes.

2 Grundlagen Weiterbetrieb

Im Vergleich zu konventionellen oder anderen regenerativen Kraftwerken zur Stromerzeugung gehören WEA mit einer analytisch ausgelegten Nutzungsdauer von in der Regel 20 Jahren zu den kürzer betriebenen Kraftwerksformen. Trotz dieses verhältnismäßig geringen Zeitraums gehört das Bauwerk der WEA, d.h. der Turm und die Gründung, mit bis zu einer Milliarde Lastspielwechsel zu den mit am meisten beanspruchten Systemen im Bauwesen.

2.1 Nomenklatur zum Lebenszyklus von Onshore-WEA

Prinzipiell kann eine WEA, unter Verwendung und Einsatz entsprechender Instandhaltungsmaßnahmen, einen unbegrenzten Zeitraum betrieben werden. Aufgrund von wirtschaftlichen Gesichtspunkten und fortschreitenden technologischen Entwicklungen wird eine Bemessung jedoch auf eine **geplante Nutzungsdauer**[2] ausgelegt. Abhängig von der Literatur werden auch die Begriffe **Auslegungs-Lebensdauer**[3] und **Entwurfslebensdauer**[4] verwendet. Für diesen Zeitraum werden bestimmte analytische Lastannahmen festgelegt und in sog. Auslegungslastfällen mit dazugehörigen Betriebsbedingungen definiert und berücksichtigt. Für die Strukturauslegung einer WEA bedeutet dies, dass alle lasttragendenden Komponenten den Grenzzuständen der Tragfähigkeit und der Betriebsfestigkeit, zuzüglich eines bestimmten Sicherheitsabschlages, genügen müssen. Werden die WEA nach den einschlägigen Normen (siehe z.B. [2]) und Richtlinien (siehe z.B. [3] und [4]) ausgelegt, so muss die Entwurfslebensdauer mit mindestens 20 Jahre angenommen werden. Innerhalb des Zertifizierungsprozesses wird dieser Zeitraum mit dem Abschluss der Typen-/Einzelprüfung bestätigt. Der vor der **Inbetriebnahme** der WEA notwendige **Transport** und die **Errichtung** wird in der Entwurfslebensdauer mit dazugehörenden Betriebsbedingungen berücksichtigt. Werden die angenommen analytischen Lasten innerhalb der eigentlichen Entwurfslebensdauer nicht erreicht, folgt die Restnutzungs-

[2] Die geplante Nutzungsdauer beschreibt nach DIN EN 1990:2010-12 die „angenommene[r] Zeitdauer, innerhalb der ein Tragwerk unter Berücksichtigung vorgesehener Instandhaltungsmaßnahmen für seinen vorgesehenen Zweck genutzt werden soll, ohne dass jedoch eine wesentliche Instandsetzung erforderlich ist."

[3] Diese Bezeichnung wird innerhalb der „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen" von Germanischer Lloyd (heute DNV GL), 2010 und in der IEC 61400-1:2005 + A1:2010 verwendet.

[4] Bei der Entwurfslebensdauer handelt es sich um „die der Auslegung zugrunde gelegte rechnerische Zeitdauer" nach der „Richtlinie für Windenergieanlagen Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung", Fassung Oktober 2012

dauer. Diese liegt vor, wenn eine Differenz zwischen der tatsächlichen (erlebten) und der theoretischen (maximalen) besteht. Gleichbedeutend kann der Begriff **Weiterbetriebsdauer** genutzt werden. Die **Gesamtnutzungsdauer** umfasst den Zeitraum aus der geplanten Nutzungsdauer, der Weiterbetriebsdauer und der **Stillsetzung** bzw. dem **Rückbau** (siehe Abbildung 1). In der fachspezifischen Literatur finden sich auch die Begrifflichkeiten der Lebensdauer und der Restlebensdauer. Im Zusammenhang mit der Bauwerksbetrachtung wird unter der Verwendung von [5] jedoch eine Abgrenzung zwischen den Worten vorgenommen. In [6] wird der Zeitraum der Nutzungsdauer als verlängerbar betrachtet durch z.B. Instandsetzungsmaßnahmen, jedoch nicht bei der Lebensdauer.

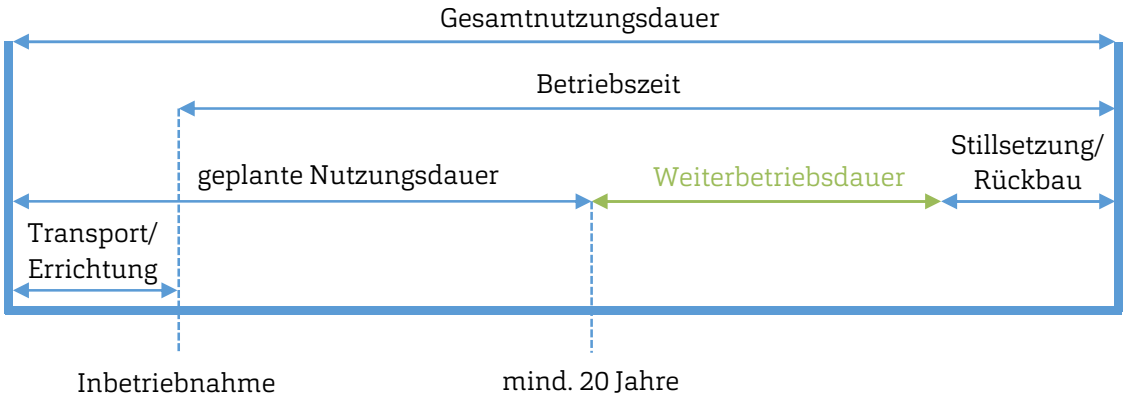


Abbildung 1 Nomenklatur zum Lebenszyklus von Onshore-WEA; Quelle: nach [38]

2.2 Altersstruktur und Rückbau des WEA-Bestandes

Im Folgenden wird die derzeitige Alterssituation zum Anlagenbestand in Deutschland und im Speziellen in Schleswig-Holstein darstellt. Beachtet werden muss, dass derzeit noch keine vollständige Datenbank über WEA existiert und das WETI selbst auch keine eigenen Daten über den Altersbestand und über stillgelegte WEA erhebt. Die Datenbasis von verschiedenen Registern haben unterschiedliche Strukturen, sind meist regional begrenzt und haben verschiedene Schwerpunkte. Die recherchierten und ausgewerteten öffentlich zugänglichen Analysen unterscheiden sich deshalb teils massiv in ihrer Quantität und Qualität. Als ein Beispiel ist hierbei zu nennen, dass die Erfassung von WEA teilweise an das Inbetriebnahmedatum, teilweise an die Errichtung geknüpft wird. Hierdurch können insbesondere während des Jahreswechsels Verschiebungen in der Datenbasis entstehen. Erst ab August 2014 besteht eine Meldepflicht für neu in Betrieb genommene WEA bzw. wenn ein bestimmtes meldepflichtiges Ereignis, wie. z.B. die Änderung der Leistung bei Bestandsanlagen im sog. Anlagenregister, vorlag. Ab Herbst 2017 soll nur noch ein Register, das sog. Marktstammdatenregister, existieren.

Nach einer weiteren Übergangsfrist sollen künftig alle Anlagen und die dazugehörigen Daten dort hinterlegt sein. Hierfür werden insbesondere die Betreiber der Anlagen verpflichtet. Für den Projektbericht wurden Analysen von:

- Deutsches Windenergie-Institut (DEWI),
- Deutsche WindGuard (WindGuard),
- Anlagenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA) und
- Fraunhofer Institut für Windenergie (IWES)

genutzt.

2.2.1 Deutschland

<u>Altersstruktur</u>

In Hinblick auf das Thema Weiterbetrieb wurden die folgenden beiden Punkte besonders betrachtet:

1. Anlagen, welche mit dem Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes (EEG) 2000 in Betrieb genommen wurden sind und
2. Anlagen, welche bereits heute ihre Entwurfslebensdauer erreicht haben.

Abbildung 2 zeigt den jährlichen Zubau von WEA anhand der Anzahl und der installierten Leistung, ausgehend von 2016 (entspricht dem Betriebsjahr „0“). Bis einschließlich im Kalenderjahr 2000 existierten nach [7] 7.563 WEA mit einer Gesamtleistung von 5.175 MW[5]. Prinzipiell wird davon ausgegangen, dass die Angaben aufgrund der fehlenden einheitlichen Datenbasis jedoch zu hoch eingeschätzt werden.

Mit dem Abschluss des Jahres 2016 haben nach [7] 3.146 Anlagen die angenommene Entwurfslebensdauer von 20 Jahren erreicht bzw. überschritten. Die damit verbundene Nennleistung umfasst ca. 1.133 MW. Bezogen auf die gesamte Anlagenanzahl entspricht dies 11,3 % bzw. ca. 2,5 % auf die installierte Leistung zum Abschluss von 2016. Dies ist insbesondere den

[5] Die Deutsche Windguard ermittelte bis einschließlich 2000 ungefähr 9.350 WEA mit einer Leistung von 6.100 MW unter der Nichtberücksichtigung von Stilllegungen bzw. Rückbauten. Nach einer Analyse mit der Berücksichtigung von stillgelegten Anlagen wurde mit dem Stand vom 30.06.2016 eine WEA-Anzahl von 7.100 ermittelt. Unter der Verwendung von Datensätzen von den Netzbetreibern wurde mit dem Stand vom 31.12.2015 ca. 5.600 Anlagen mit einer Leistung von 4.350 MW ermittelt [8].

technischen Entwicklungen von leistungsstärkeren WEA-Klassen im letzten Jahrzehnt geschuldet.

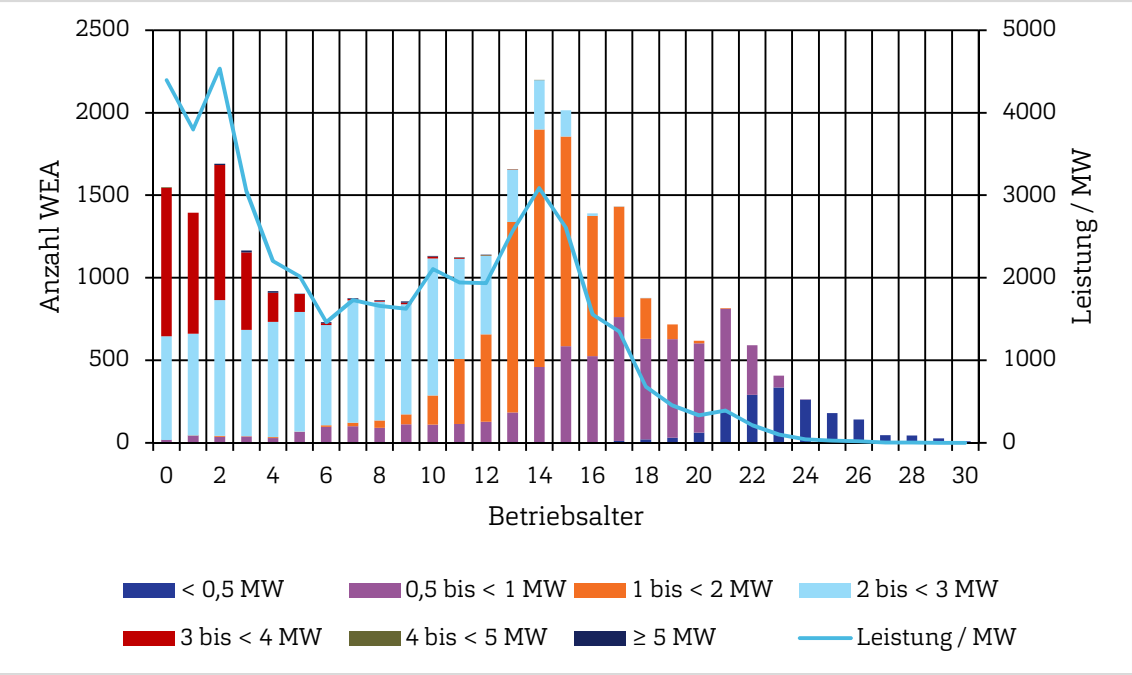


Abbildung 2 Überblick über die Altersstruktur in Deutschland (Stand: 31.12.2016); Quelle: nach [7]

Zur Zeit der Anfertigung des Projektberichtes lagen für einen Überblick der durchschnittlichen Betriebsdauer des bundesweiten Anlagenbestandes nur die Daten aus dem Anlagenregister mit dem Stand vom 31.12.2015 vor. Eine Auswertung der Anlagenstammdaten der Netzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW findet sich in Tabelle 1. Auch hier sind die Daten nicht vollständig, die hinterlegten Anlagen liegen jedoch nur leicht unter den Angaben von Windguard (25.982) oder DEWI (25.784) vom 31.12.2015, welche zudem jede Leistungsklasse mit einbeziehen. Betrachtet wurden in der folgenden Auswertung nur Anlagen, welche mind. eine Leistung von 0,1 MW haben und somit keine Kleinwindenergieanlagen sind[6]. Demnach liegt das bundesweite Durchschnittsalter aller **23.894 WEA** bei **9,42 Jahren**. Somit steht fast jede zweite Anlage am Ende ihres ersten Entwurfsjahrzehnts. Prinzipiell ist erkennbar, dass aufgrund der historischen Entwicklung im Norden von Deutschland das Durchschnittsalter höher liegt als im Süden.

[6] Laut Deutsches Institut für Bautechnik zählen zu den kleinen Windenergieanlagen jene, die eine überstrichene Rotorfläche kleiner als 200 m² haben und die eine Spannung von unter 1000 V Wechselspannung oder 1500 V Gleichspannung erzeugen.

Tabelle 1 Durchschnittliches Anlagenalter in Deutschland (Stand: 31.12.15); Quelle: Auswertung mit [8]

Bundesland	Anlagenanzahl	Leistung / MW	Durchschnittliche Betriebszeit / a
Baden-Württemberg	371	678,91	10,05
Bayern	813	1.819,01	5,56
Berlin	4	9	2,16
Brandenburg	3.410	5.847,62	9,72
Bremen	80	173,77	8,85
Hamburg	55	63,14	14,43
Hessen	612	1.171,96	9,34
Mecklenburg-Vorpommern	1.680	2.838,36	10,44
Niedersachsen	5.360	8.433,06	11,81
Nordrhein-Westfalen	2.717	4.009,92	11,24
Rheinland-Pfalz	1.466	2.951,16	7,89
Saarland	131	280,57	6,62
Sachsen	874	1.160,11	13,18
Sachsen-Anhalt	2.685	4.621,76	10,38
Schleswig-Holstein	2.867	5.600,93	9,08
Thüringen	769	1.300,01	9,96
Bundesweit	**23.894**	**40.959,29**	**9,42**

Rückbau

Wird eine WEA nicht weiterbetrieben, so erfolgt eine Stilllegung mit anschließendem Rückbau. Bundesweit wurden nach [7] innerhalb des Jahres **2016** insgesamt **252 WEA** mit einer Gesamtleistung von **274,75 MW stillgelegt** bzw. **rückgebaut**[7]. Das **durchschnittliche Anlagenalter** der stillgelegten WEA lag mit **17,11 Jahren** deutlich unter der Entwurfslebensdauer. Der größte Anteil der zurückgebauten Anlagen umfasste die Leistungsklasse 1 - 2 MW. Insgesamt 107 WEA (44 %) waren hiervon betroffen. Es folgte die Leistungsklasse zwischen 1 - 2 MW (38 %). Gerade

[7] Die Deutsche Windguard beziffert die rückgebauten WEA auf 336 mit einer Leistung von 366 MW. Die durchschnittliche Anlagenleistung betrug 1,08 MW und stieg nach Berechnungen von Windguard um 88 %.
Das Deutsche Windenergie-Institut ermittelte für das Jahr 2016 eine Anzahl von 386 WEA mit einer Gesamtleistung von 385,63 MW. Bezogen auf die Datengrundlage von DEWI entspricht dies gerade einmal 0,8 % der gesamten installierten Leistung.
Eigene Recherchen auf der Grundlage des Anlagenregisters erbrachten eine WEA Anzahl von 252 mit einer durchschnittlichen Leistung von 1,086 MW. Die Gesamtleistung umfasste 273,8 MW.

aufgrund des Wegfalls des Repoweringbonus müssen andere Gründe als der finanzielle Anreiz eine Rolle gespielt haben. Die Datengrundlage lässt an dieser Stelle jedoch keinen eindeutigen Schluss zu.

In Abbildung 3 ist die Entwicklung der stillgelegten WEA der letzten sieben Jahre dargestellt. Auch hier ist der Trend zur Stilllegung von größeren Anlagenklassen über die Jahre sichtbar. Ausgenommen ist überwiegend die Leistungsklasse bis 0,5 MW. Auch an dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass die in [7] verwendeten Daten aufgrund der Datengrundlage vor September 2014 nicht vollständig sind.

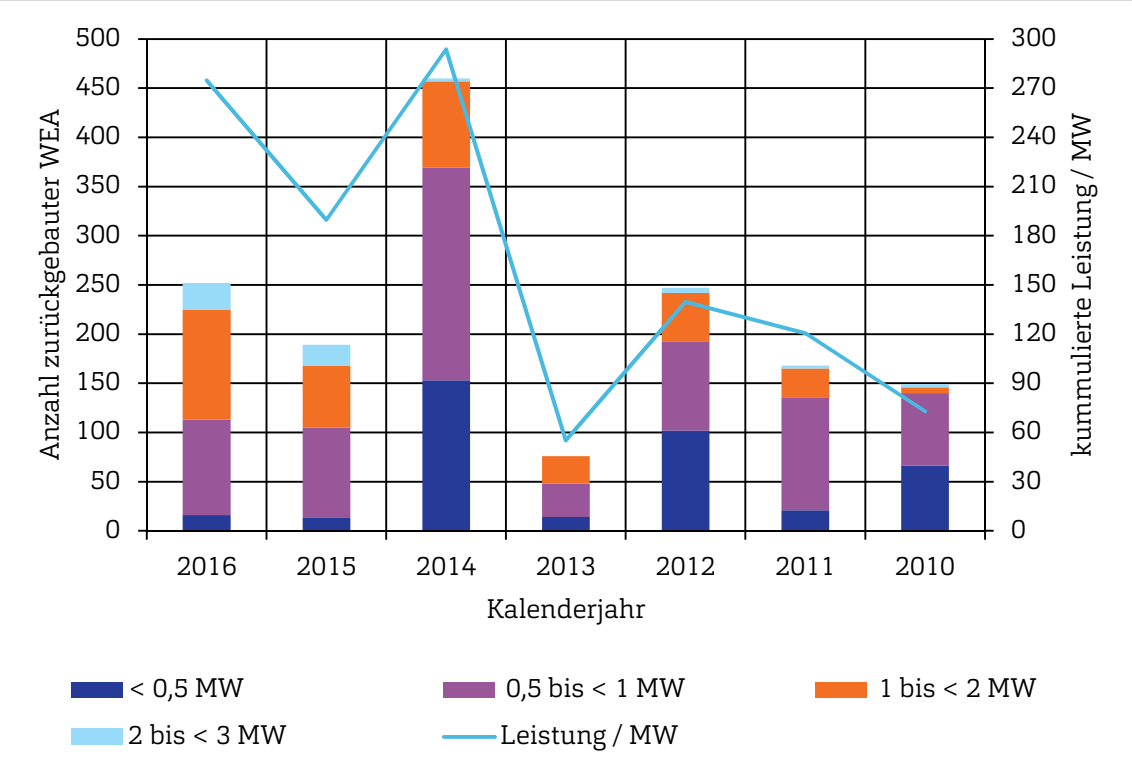


Abbildung 3 Stillgelegte WEA in verschiedenen Leistungsklassen in den letzten sieben Jahren in Deutschland mit Stand: 31.12.2016; Quelle: nach [7]

2.2.2 Schleswig-Holstein

<u>Altersstruktur</u>

In der Abbildung 4 wird einen Überblick über die Anzahl der WEA und deren Betriebsalter, sowie die installierte Leistung gegeben. Analog zu Abbildung 2 entspricht das Betriebsjahr „0“ dem Stand vom 31.12.2016. Die Anzahl der noch in Betrieb befindlichen WEA bis einschließlich 2000 liegt nach [9] bei 1.282 mit einer Gesamtleistung von 786,66 MW.

Insgesamt haben darüber hinaus mit dem Abschluss des Jahres 2016 insgesamt 782 WEA mit einer installierten Leistung von 294,18 MW das Betriebsalter von mindestens 20 Jahren erreicht. Dies entspricht ca. 18,7 % des gesamten Anlagenbestandes und 4,5 % der installierten Leistung.

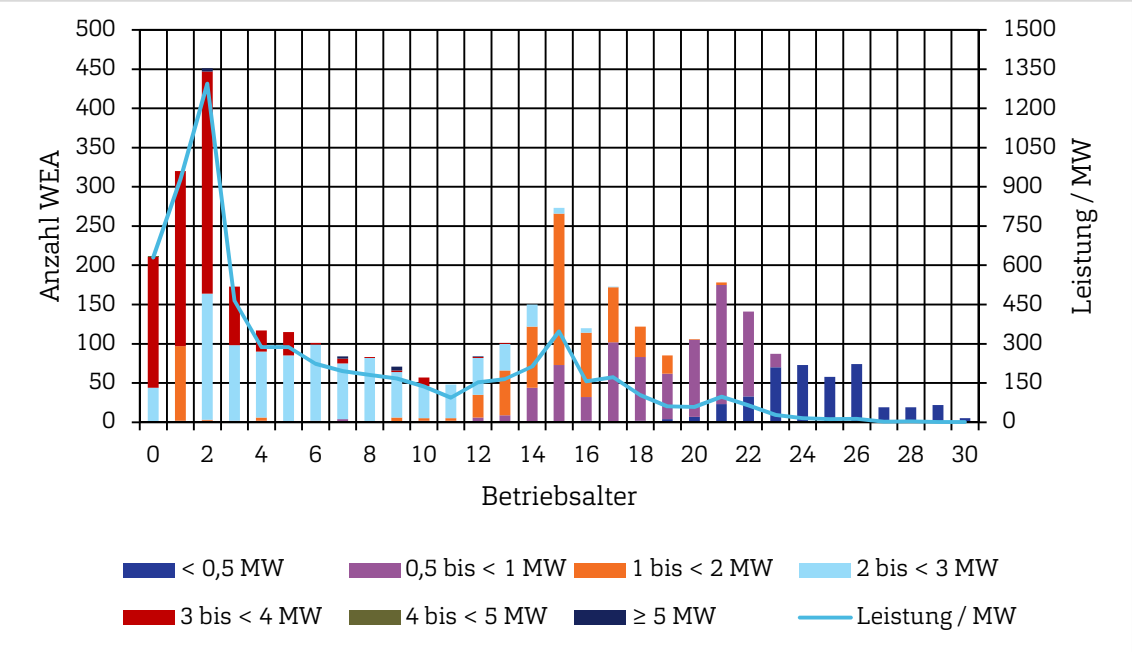


Abbildung 4 Alters- und Leistungsstruktur von WEA in Schleswig-Holstein mit Stand: 31.12.2016; Quelle: nach Angaben von [9]

Analog zur bundesweiten Statistik konnten für einen Überblick der durchschnittlichen Betriebsdauer des Anlagenbestandes in S-H nur die Daten aus dem Anlagenregister [8] mit dem Stand vom 31.12.2015 genutzt werden. Eine Auswertung der Anlagenstammdaten der Netzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW findet sich in Tabelle 2. Unberücksichtigt blieben drei Windenergieanlagen, welche aus technischer Sicht mit einer Leistung von 10 MW, 9,1 MW und 6,9 MW höchstwahrscheinlich einen Zusammenschluss von mehreren Anlagen darstellen. Da diese nicht aufgeschlüsselt werden konnten, wurden sie in der Analyse nicht weiter betrachtet bzw. verwendet. Aufgrund weiterer Unvollständigkeiten im Anlagenregister ist die Auswertung in Tabelle 2 jedoch in ihrer Aussagekraft nur bedingt nutzbar.

Tabelle 2 Durchschnittliches Anlagenalter nach Leistungsklasse in Schleswig-Holstein mit Stand: 31.12.2015; Quelle: Auswertung nach [8]

Leistungsklasse	Anlagenanzahl	Leistung /MW	Durchschnittliche Betriebszeit /a
≥ 0,1 - < 0,5 MW	84	20,36	21,26
0,5 - < 1,0 MW	514	324,37	17,21
1 - < 2 MW	583	858,58	14,14
2 - < 3 MW	1.044	2.309,54	5,69
≥ 3 MW	642	2.088,08	1,89
Gesamt	**2.867**	**5600,93**	**12,04**

Rückbau

Aus der Abbildung 5 geht hervor, dass innerhalb des Kalenderjahres 2016 insgesamt 47 WEA mit einer Gesamtleistung von 66,48 MW stillgelegt bzw. abgebaut wurden. Das durchschnittliche Anlagenalter lag dabei bei gerade einmal bei 15,43 Jahren. Auffällig ist ebenfalls, dass die Anzahl der WEA in der Leistungsklasse 2 - 3 MW den größten Anteil mit ca. 47 % der stillgelegten WEA in 2016 darstellte. Die damit verbundene Leistung umfasst 44,5 MW. In der zweitgrößten Leistungsklasse von 0,5 bis 1 MW handelte es sich um ca. 30 % mit nur 8,1 MW. Das durchschnittliche Anlagenalter ist mit 19,34 Jahren jedoch deutlich höher.

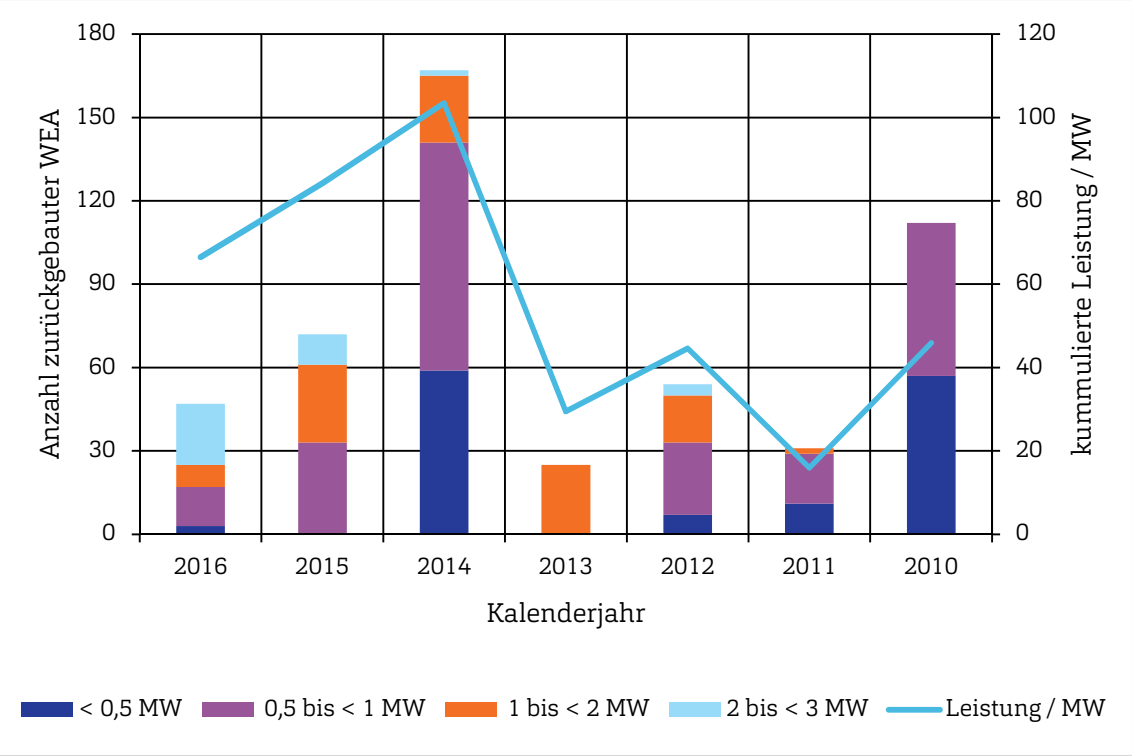


Abbildung 5 Stillgelegte WEA aus verschiedenen Leistungsklassen in den letzten sieben Jahren in Schleswig-Holstein mit Stand: 31.12.2016; Quelle: nach [9]

2.3 Richtlinien und Standards zum Weiterbetrieb

Im Kalenderjahr 2009 wurde erstmalig eine Richtlinie zum Weiterbetrieb von WEA von Det Norske Veritas - Germanischer Lloyd (DNV-GL) unter dem Titel „Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen“ veröffentlicht. Im März 2016 wurde diese durch den neuen Standard DNVGL-ST-0263 ersetzt. Neben diesem Standard wurde auch eine Servicespezifikation DNVGL-SE-0263 veröffentlicht. Dies ist der neuen Systematik nach der Fusion von Germanischen Lloyd (GL) mit der Det Norske Veritas (DNV) geschuldet. Die DNV verfolgt das Ziel, die technischen Inhalte und die Vorgehensweise (ST) von den rechtlichen Rahmenbedingungen (SE) hierbei zu trennen. Die SE regelt somit die Rahmenbedingungen für die ST.

Maßgebend für viele Baubehörden in Deutschland ist die „Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ von Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt). Die aktuellste Version stammt aus dem Jahr 2012. In dieser Version wird unter §17 Abs. 1 & 2 auf die „Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen“ von 2009 verwiesen. Ergänzend zur praktischen Methode wird eine zusätzliche statische Berechnung und zur analytischen Methode eine repräsentative Probeentnahme am Turm und eine Begutachtung der Gründung gefordert [4].

2009: Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen

Diese Richtlinie definierte eine analytische und eine praktische Methode für eine Nachweiserbringung des Weiterbetriebs. In der Anwendung kann entweder eine Methode allein oder in Kombination mit der anderen genutzt werden.

- Analytische Methode

Die Ermittlung der Restnutzungsdauer nach der analytischen Methode erfolgt durch einen rechnerischen Nachweis. Die Richtlinie von 2009 meint damit „eine Prüfung durch Neuberechnung der WEA unter Berücksichtigung der standortspezifischen Anlage und deren lokalen Randbedingungen“ [10]. Ziel ist es, die potentiellen Lastreserven als auch Reserven auf Komponentenebene am jeweiligen Standort der WEA mit der aus der Auslegung zu vergleichen. Ist die Schädigung aus den praktisch erlebten Lasteinwirkungen z.B. geringer als die aus den theoretisch angenommenen Lastfällen im Rahmen der Typenprüfung, so kann sich demnach eine mögliche Weiterbetriebsdauer ergeben. Entscheidend ist die Differenz zwischen bemessener und der tatsächlichen Nutzungsdauer der WEA. In jedem Fall gilt es jedoch, den aktuellen Stand der Technik und länderspezifische Vorschriften, neben den genutzten Normen und Richtlinien für die Baugenehmigung oder Zertifizierung, zu beachten.

In der Praxis hat sich in den letzten Jahren gezeigt, dass der Umfang, abhängig von der verfügbaren Datengrundlage und der Vorgehensweise des Sachverständigen, stark variieren kann. Im Rahmen einer durchgeführten Vergleichsrechnung verschiedener Sachverständiger in der Anfertigung von [11] hat gezeigt, dass das Weiterbetriebspotential durch eine komplette Neuberechnung und/oder durch eine Ergänzungsrechnung ermittelt werden konnte. Beide Verfahren wurden auf der Grundlage eines generischen Anlagenmodells oder nur anhand spezifischer Komponenten genutzt. Im Nachgang fand ein Vergleich der Auslegungsbedingungen mit den tatsächlichen Standortbedingungen und der daraus resultierenden Ermüdung statt.

Zusammenfassend wurden in [11] die notwendigen Parameter für bestimmte Teilaspekte, welche zur Bewertung des Weiterbetriebs genutzt werden können (teilweise müssen), definiert. Weitergehende Informationen sind aus der genannten Literatur zu entnehmen.

- Praktische Methode

Ziel der praktischen Methode ist, eine Bewertung des technischen Zustandes der Anlage vornehmen zu können. Es wird hierbei in verschiedene Baugruppen unterschieden und der jeweilige Beurteilungsumfang festgelegt. Die Durchführung wird durch eine Inspektion vor Ort sichergestellt. Diese Inspektion kann auf einer vorangegangenen Fehleranalyse aufbauen, wodurch ein anlagenspezifischer Inspektionsplan erstellt werden kann. Ein Beispiel findet

sich in [10]. Zusätzlich zur visuellen Betrachtung können z.B. auch spezielle Prüfungen wie zerstörungsfreie Werkstoffprüfungen oder Messungen durchgeführt werden. Der individuelle Prüfumfang kann hinsichtlich der Untersuchungstiefe variieren. Getroffene Eingangsparameter können für die Berechnung mit der analytischen Methode durch die Inspektion der praktischen Methode verifiziert werden. Zusammengefasst stellt die praktische Methode eine erweiterte wiederkehrende Prüfung dar.

2016: DNVGL-ST-0262

In dem neuen Standard werden die bereits bekannten Methoden von 2009 in vier Ansätze (four level approach) zur Einschätzung und Bewertung der Laufzeitverlängerung überführt bzw. eingegliedert. Abhängig von Bewertungsziel in Hinblick auf den Weiterbetrieb kann der Anwender zwischen einer Inspektion, einem vereinfachten, einem detaillierten und einem probalistischen Ansatz wählen. Die letzten drei Ansätze bestehen wiederum aus einem praktischen und einem analytischen Teil, welcher wiederrum in einen generischen oder spezifischen unterteilt werden kann (siehe Tabelle 3). Der Schwerpunkt liegt auf der Einschätzung der Ermüdung. Im Folgenden soll eine kurze Einführung in den Inhalt von DNVGL-ST-0262 gegeben werden.

Tabelle 3 Vier Ansätze im Zusammenhang mit der Bewertung des Weiterbetriebs; Quelle: nach [12]

Ansatz	**Prakti-scher Teil**	**Analytischer Teil**		**Ergebnis**
		generell	spezifisch	
Inspektion	↵			Report mit Einschätzung, ob WEA für Weiterbetrieb geeignet ist
Vereinfachter	↵	↵		Nachweis über Festigkeit und Stabilität durch: • Statement of compliance • Zertifikat
Detaillierter	↵		↵ Ausführung: WEA-Typ oder Windfarm spezifisch	Nachweis über Festigkeit und Stabilität durch: • Statement of compliance • Zertifikat
Probabilistischer	↵		↵ Ausführung:	Nachweis über Festigkeit und Stabilität durch:

			WEA-Typ oder Windfarm spezifisch mit Zuverlässigkeitsanalysen/Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse	• Statement of compliance • Zertifikat

Inspektion

Der Ansatz der Inspektion ermöglicht nach dem neuen Standard keine konkrete Aussage zur potentiellen Weiterbetriebsdauer. Vielmehr beinhaltet das Ergebnis eine Tendenz bzw. Aussage über die grundsätzliche Eignung der Anlage zum Weiterbetrieb.

Vereinfachter Ansatz

Darunter wird nach dem Standard eine Kombination aus praktischen und analytischen Teil verstanden. Dieser Ansatz entspricht dem heute auf dem Markt etablierten und wohl am meisten genutzten Verfahren zur Einschätzung des Weiterbetriebspotentials. Durch die Verwendung eines generischen Anlagenmodells ist es unter Verwendung von vergleichbaren technischen Daten und Eigenschaften möglich ohne das konkrete Auslegungsdesign des Herstellers auszukommen. Anhand des generischen Modells werden die Lastsimulationen mit den originalen Auslegungsbedingungen und den realen Umweltbedingungen vor Ort verglichen. Zusätzlich können auch Last- und Umgebungsmessungen mit genutzt werden. Prinzipiell bleibt zu erwähnen, dass es keine feste Vorgehensweise gibt, jedoch der Stand der Technik gewährt werden muss.

Der dazugehörige praktische Teil ähnelt der Inspektion, kann aber umfangreicher ausfallen. Typenspezifische Besonderheiten sollten hierbei berücksichtigt werden.

Detaillierter Ansatz

Das Prinzip des theoretischen Teils bleibt wie beim vereinfachten Ansatz bestehen, d.h. es erfolgt ein Abgleich der Auslegungsbedingungen zu den standortspezifischen Lasten.

Die analytische Prüfung der WEA findet vor der praktischen Inspektion statt. Hierdurch soll es ermöglicht werden, gezielt Schwachstellen zu betrachten, welche sonst nicht zwangsläufig entdeckt werden würden. Der erste Teil der analytischen Prüfung „Analytic Part Type-Specific“ umfasst eine komplette Neuberechnung des typenspezifischen Anlagendesigns. Ist das Ergebnis, dass der Anlagentyp unter der zugrunde gelegten Belastungen länger betrieben werden kann, erfolgt ein typenbezogenes Gutachten zum Weiterbetrieb.

Während des „Analytic Part Type-Specific“ werden die definierten Schwachstellen der WEA innerhalb der Inspektion genauer betrachtet. Darüber hinaus werden die während der „Analytic Part Type-Specific“ definierten Auslegungskriterien mit den am Standort vorherrschenden abgeglichen. Werden die Ergebnisse der „Analytic Part Type-Specific“ durch die der „Analytic Part Site-Specific“ bestätigt, folgt das Gutachten (Statement of Compliance) für die WEA. Eine Zusammenfassung wird im Anschluss durch einen Report bereitgestellt.

Probabilistischer Ansatz

Der probabilistische Ansatz ist, mit Ausnahme der Anwendung von stochastischen Methoden, sowohl inhaltlich als auch vom Ablauf gleich. Diese Methoden können, ohne nähergehende Beschreibung innerhalb des Standards, Zuverlässigkeitsanalysen und/oder Fehlermöglichkeits- und Einflussanalysen sein. Diese Analyse/n ist/sind Teil des „Analytic Part Type-Specific“. Diese Analysearten setzten jedoch statistische Erhebungen bzw. Erfahrungswerte über die Betriebszeit des WEA-Typs zwingend voraus, um entsprechende Ausfallwahrscheinlichkeiten von Komponenten und Bauteilen bestimmen zu können. Dieser Ansatz ist durch aufwendigere Berechnungen und Simulationen als in den zuvor dargestellten Ansätzen gekennzeichnet. In Folge dessen, werden die Kosten deutlich über den der zuvor genannten Ansätze liegen und erst in Zukunft wird sich zeigen, inwieweit dieser Ansatz eine praktische Relevanz erlangt (z.B. bei Offshore Projekten).

Der Inspektionsplan wird anlagenspezifisch entwickelt.

2.4 Ansätze aus der Praxis

2.4.1 Marktüberblick

Seit jüngerer Zeit gewinnt das Thema Weiterbetrieb für Hersteller und unabhängige Servicedienstleister von WEA eine zunehmende Bedeutung. Die folgende Recherche innerhalb des Marktes ergab, das derzeit verschiedene Produkte und Dienstleistungen angeboten werden.

Die folgende Übersicht erhebt keine Gewähr auf Vollständigkeit und konzentriert sich überwiegend auf die größeren Hersteller/Anbieter auf dem deutschen Markt.

Hersteller:

- Enercon: Im Rahmen des Enercon Partner-Konzeptes 3 (EPK 3) bietet Enercon ein Wartungskonzept für Anlagen nach dem 20. Betriebsjahr an. Der Betreiber/Eigentümer der Anlage muss jedoch ein Gutachten zum Weiterbetrieb vorhalten können. Das Konzept ist aufgrund der höheren Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls von bestimmten Komponenten um einige Leistungen gekürzt. Dies betrifft insbesondere den Austausch von Großkomponenten sowie dazugehörige Logistik zum Ein- und Ausbau [13].

- Siemens Gamesa Renewable Energy: Noch vor der offiziellen Fusion der Hersteller Siemens und Gamesa hat sich letzterer ein Programm zur Einschätzung und Bewertung des Weiterbetriebspotentials von DNV GL bereits für den Anlagentyp G47-660 kW zertifizieren lassen.

  Eine Möglichkeit kann darin bestehen mithilfe z.B. gezielter Upgrades eine Weiterbtriebphase vorzubereiten. So wurde laut eigenen Angaben ein verstärktes Getriebe nach neusten Stand der Technik entwickelt, welches speziell in ältere Anlagen eingesetzt werden kann. Die Plattform entspricht dabei den älteren WEA-Typen. Auch soll durch präventive und korrektive Maßnahmen die Möglichkeit bestehen, eine Komponente rechtzeitig vor einem Ausfall auszutauschen oder zu verbessern. Innerhalb der analytischen Vorgehensweise werden von allen Komponenten die Restsicherheiten bestimmt und Erfahrungen aus dem Service mit berücksichtigt. Eine Strategie von Siemens konnte nicht recherchiert werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass zumindest für Onshore-WEA ein ähnliches Modell wie bei Gamesa Anlagen existieren wird.

- Senvion: Aktuell existiert noch kein geschlossenes Programm.

- Vestas: Auch bei Vestas existiert bereits ein Erweiterungsprogramm „LifePlus“ mit Hinblick auf den Weiterbetrieb. Das derzeitige Programm wird in Verbindung mit dem Typ „V47“ angeboten und basiert auch auf einem Abgleich der Lasten vor Ort und den Design-Annahmen.

- Nordex: nichts bekannt

- GE Energy: nichts bekannt

Mittlerweile existiert eine Vielzahl von Dienstleistungsunternehmen, welche bestimmte Dienstleistungen im Zusammenhang mit der Einschätzung zum Weitertrieb anbieten. Hierbei gibt es Unternehmen, welche entweder nur den praktischen Teil oder analytischen Teil oder

beides anbieten. Es existieren auch bereits einige Zertifizierungsstellen, an denen das Vorgehen des Kunden begutachtet werden kann. Aufgrund der Vielzahl wird auf eine separate Ausweisung verzichtet.

2.4.2 Praktische Auslegung der Richtlinie und Diskussion der Ansätze

Alle recherchierten Ansätze bauen auf dem Grundprinzip der beiden Ansätze aus der DNV GL Richtlinie von 2009 auf. In der Regel wird heute eine Kombination aus analytischen und praktischen Teil durchgeführt. Das heute häufig verwendete Verfahren hat große Übereinstimmung mit dem ‚simple approach' aus dem Standard DNVGL-ST-0262. Über die praktische Umsetzung des DNVGL-ST-0262-Standards lässt sich zum heutigen Zeitpunkt noch kein abschließendes Fazit ziehen, da dieser in Deutschland noch nicht seitens der Behörden gefordert ist. Insbesondere die umfangreicheren Methoden wie der detaillierte Ansatz und der probabilistische Ansatz werden jedoch eher bei großen Projekten mit ausreichender Datengrundlage ihre Anwendung finden. Insbesondere letzterer Ansatz ist zunächst noch wenig praxisrelevant. Prinzipiell kann eine Entscheidung über den Weiterbetrieb typen- oder standortspezifisch getroffen werden.

Bei der analytischen Berechnung ist kein spezielles Berechnungsmodell vorgegeben. In der Folge können die Gutachten für ein und dieselbe Anlage hinsichtlich der Abschätzung der Restnutzungsdauer unterschiedlich ausfallen. Hinzu kommt, dass die Dienstleister/Sachverständigen unterschiedliche Qualifikationen, Kenntnisse und Erfahrungen aus den Bereichen der statischen und dynamischen Bauwerksberechnung und der Betriebsfestigkeitsberechnung besitzen können. Eine Auflistung der Anforderungen an die Sachverständigen ist in [11] zu finden.

Das Kernziel des analytischen Teils ist die Ermittlung der Ermüdung in Form der Schädigung. Im Anschluss erfolgt ein Abgleich mit den ursprünglich angesetzten Auslegungsdaten und darüber die Ermittlung einer potentiellen Weiterbetriebszeit. Häufig fehlen typenspezifische Designberechnungen, weshalb derzeit noch überwiegend der vereinfachte Ansatz zur Anwendung kommt. Einige Gutachter verwenden generelle Anlagenmodelle, welche durch die standortspezifische Anpassung der Untersuchungsanlage spezifiziert werden. Zunächst erfolgt die Ermittlung der relevanten Lastäquivalenten bzw. der Schädigung von relevanten Komponenten des (nachempfundenen) Auslegungsdesign. Im Anschluss findet eine parallele Rechnung mit den standortspezfischen Gegebenheiten (Turbulenz, Wake Effekte, etc.) statt. Relevante Komponenten sind hierbei alle lastabtragenden und standsicherheitsrelevanten Komponenten wie u.a. Verbindungselemente, Tragstrukturen (Turm und Gründung), Nabe, Triebstrang,

Rotorblätter. Weitere, als kritisch erachte Komponenten, können die Aufzählung ergänzen. Durch einen Abgleich der beiden berechneten Schädigungen für ein und dasselbe Teil kann nun über einen Abgleich ein eventuelles Restnutzungspotential ermittelt werden. Weitere bekannte Herangehensweisen und Möglichkeiten zur Ermittlung von potentiellen Restnutzungsreserven werden durch Abgleiche der Betriebszeiten (z.B. Stillstandzeiten), Energieerträge und/oder der Lastniveaus (z.B. reduzierte Belastungen) vorgenommen. Es bleibt jedoch festzuhalten, dass zu stark vereinfachte Annahmen basierend auf nur einem oder sehr wenigen Parametern, zu deutlichen Unter- oder Überschätzungen in der Nutzungsdauer resultieren können.

Die Hersteller von WEA können aufgrund ihrer Datenhoheit am ehesten die aufwändigeren Ansätze durchführen. Dies kann und wird teilweise als zusätzliches Erweiterungsprodukt zum herkömmlichen Service angeboten. Zwei Auffälligkeiten sind hierbei festzuhalten:

1. Die Hersteller haben lange Zeit den Fokus auf den Neuverkauf von Anlagenmodellen gelegt. Das Thema Weiterbetrieb gewinnt aus Herstellersicht erst seit jüngerer Zeit, insbesondere aufgrund der ansteigenden Nachfrage seitens der Betreiber aufgrund der Altersstrukturproblematik, zunehmend an Bedeutung. Die erste Zertifizierung über ein After-Sales-Konzept zur Restnutzungsdauer erfolgte 2014 durch Gamesa. Weitere ähnliche Produkte wurden von anderen Herstellern wie z.B. Enercon und Vestas, entwickelt. Es ist davon auszugehen, dass sich der Trend solcher Erweiterungsprodukte fortsetzen wird.

2. Die Gutachtenerstellung bzw. Beurteilung zum Weiterbetrieb muss nach der DIBt-Richtlinie, Kapitel 17.2 durch einen „geeigneten unabhängigen Sachverständigen für Windenergieanlagen“ erfolgen. Hierzu ist eine Akkreditierung nach DIN EN ISO/IEC 17020, DIN EN 45011 oder gleichwertiges notwendig. Hierdurch sollen Anforderungen und Kriterien bezgl. der Unabhängigkeit, Unparteilichkeit, Integrität, Organisation und Bearbeitsqualität beachtet werden. Die Grenzen der Hersteller liegen damit bei der Ausstellung von Gutachten zum Weiterbetrieb für seine eigenen Anlagen.

2.5 Wirtschaftliche und rechtliches Aspekte zum Weiterbetrieb

Neben der technischen Einschätzung des Restnutzungspotentials ergeben sich mit dem Weiterbetrieb auch rechtliche und wirtschaftliche Fragestellungen. Im Folgenden wird ein Überblick verschiedener Kernpunkte gegeben. Es wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die hier dargestellten genehmigungsrechtlichen Belange nicht abschließend sind.

2.5.1 Genehmigungsrechtliche und gesetzliche Rahmenbedingungen

Bundes-Immissionsschutzgesetz

Aus der genehmigungsrechtlichen Sicht ist der Weiterbetrieb, im Gegensatz zum Repowering, zunächst unproblematisch. Das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BlmSchG) ist in der Regel nicht zeitlich befristet und bedarf im Falle eines Weiterbetriebs keiner erneuten Genehmigung. Es jedoch nicht ausgeschlossen, dass gewisse Auflagen im Zusammenhang mit dem Prüfbericht der Typenprüfung hinterlegten worden sind. Sollte eine Verlängerung nötig sein, so besteht diese Möglichkeit nach §18 Abs. 3 BImSchG. Hierbei ist darauf zu achten, dass der Zweck des Gesetzes nicht gefährdet werden darf.

Eine Befristung der Genehmigung kann auf Antrag für einen bestimmten Zeitraum vorgenommen werden (§ 12 Abs. 2 Satz 1 BlmSchG). Eine Erlöschung der Genehmigung ist nach § 18 Abs. 1 Satz 1-2 und Abs. 2 unter drei Bedingungen möglich: wenn erstens nicht fristgerecht mit dem Bau des Vorhabens begonnen wird, zweitens die Anlage drei Jahre nicht betrieben wurde oder drittens das Genehmigungserfordernis aufgehoben wird.

Baugenehmigung und Typenprüfung

Im Gegensatz zum BlmSchG bedarf es im Falle eines Weiterbetriebs einer erneuten Prüfung bzw. eines Nachweises über die Standsicherheit sowie weiterer bautechnischer Aspekte. Nach der in Deutschland für viele Baubehörden relevanten DIBt-Richtlinie müssen WEA auf mind. 20 Jahre ausgelegt werden. Nachweisen müssen das die Hersteller mit einem Prüfbericht der Typenprüfung gegenüber der Baubehörde. In der Regel wird die Baugenehmigung von WEA direkt an die Gültigkeit der Typenprüfung gebunden bzw. basiert darauf, d.h. sie ist ebenfalls zeitlich begrenzt. Ist ein Weiterbetrieb der WEA vorgesehen, so muss die Typenprüfung durch einen erneuten Nachweis über die Standsicherheit verlängert werden. Dies kann durch ein Gutachten zum Weiterbetrieb erfolgen. Dieses Gutachten muss durch den Anlagenbetreiber

auf eventuelle Nachfrage seitens der Baubehörde zur Verfügung gestellt werden, eine Vorlageverpflichtung seitens des Betreibers besteht nicht. Wann und ob die Gutachten verlangt werden, ist derzeit noch stark von den jeweiligen Erfahrungen der jeweiligen Behörden im Zusammenhang mit dem Thema Weiterbetrieb abhängig. Erfolgt eine Veränderung der Anlage kann darüber hinaus, jedoch in Abhängigkeit des Umfangs und Ausmaßes (!), eine Änderungsanzeige oder -genehmigung notwendig sein. Im Zusammenhang mit einer technischen Vorbereitung zum Weiterbetrieb wäre es denkbar, dass z.B. Upgrades zur Leistungssteigerung oder Schallminimierung eingesetzt werden. Ist hierdurch eine Änderung in der Beschaffenheit gegeben mit Auswirkung auf Schützgüter, so müssen diese nach §15 BlmSchG angezeigt werden. Sollten darüber hinaus nachteilige Auswirkungen entstehen (z.B. eine erhöhte Immissionssituation) bedarf es einer Änderungsgenehmigung nach § 16 BlmSchG. Kann der Anlagenbetreiber kein Gutachten bei Nachfrage vorlegen, kann es zur nachträglichen Anordnung (§ 17 BlmSchG), zur Betriebsstilllegung (§ 20 Abs. 1 BlmSchG) oder zum Anwenden der Rückbauverpflichtung (§ 35 Abs. 5 Satz 2 BauGB) kommen.

Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG)

Das Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) im Jahr 1991 wird häufig mit dem Start des kommerziellen Ausbaus der Windenergie in Deutschland gleichgesetzt. Es bestand damit eine Abnahmeverpflichtung und eine geregelte Vergütung (in Abhängigkeit von den Durchschnittserlösen) für Strom aus erneuerbaren Energien. Am 01.04.2000 trat das EEG als Nachfolgegesetz des StromEinspG in Kraft. Mit der Einführung des EEG 2000 wurden die Vergütungen gesetzlich festgeschrieben und auf eine Dauer, ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres, von 20 Jahren zugesagt (EEG 2000 §9 Abs. 1 Satz 1). Für alle Anlagen, welche vor dem 01.04.2000 in Betrieb genommen worden sind, wird nach EEG 2000 §9 Abs. 1 Satz 2 das fiktive Inbetriebnahmejahr 2000 festgelegt. Diese Regelungen gelten auch für die novellierten EEG in der Version 2004, 2009, 2012 und 2014. Nach dem EGG 2017 werden Marktprämien und Einspeisevergütungen bis zum 31. 12 des zwanzigsten Jahres gewährt (§ 25 EEG 2017).

Aufgrund dieser Tatsache entfällt für die ersten Anlagen am 31.12.2020 die gesetzliche Vergütung des EEGs. Nach dem Ablauf des 20-jährigen Vergütungszeitraumes bleibt die Rechtslage hinsichtlich der vorrangigen Stromabnahme und das Anrecht auf Netzanbindung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber bestehen. Nach dem Wegfall der Förderung durch das EEG muss der Betreiber den Strom selbst vermarkten oder verbrauchen.

2.5.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Durchführbarkeit eines Weiterbetriebs ist in erster Linie eine wirtschaftliche Fragstellung hinsichtlich der Differenz zwischen den gesamten Weiterbetriebskosten und den potentiellen Erlösen.

Für den Betreiber einer WEA ist es aufgrund der Planungssicherheiten erstrebenswert, eine zuverlässige Einschätzung der Kostentwicklung innerhalb der Restnutzungsdauer treffen zu können. Aufgrund der relativ großen Unerfahrenheit der Branche liegen kaum fundierten Datenerhebungen zur Kostenstruktur im Weiterbetrieb vor. Eine der bislang umfangreichsten Analysen zu diesem Thema findet sich in [14]. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass „[…]für die Mehrzahl von Alt-Windenergieanalagen kein rentabler Weiterbetrieb nach 2020 möglich ist […]“ [14]. Die ausgewiesenen Kostenpositionen wurden hierbei in Weiterbetriebsinvestitionen, Betriebskosten und einem wirtschaftlichen Anreiz für die Betreiber unterteilt und spezifische Durchschnittswerte je produzierter kWh berechnet. Aufgrund der genutzten Datenbasis und den größeren Unterschieden zwischen den Betriebskosten wurden drei verschiedene Szenarien entwickelt: unterer Kostenbereich, Basisfall und oberer Kostenbereich. Die Weiterbetriebskosten wurden szenarienübergreifend mit 0,33 ct/kWh als Mittelwert angenommen. Bei den Betriebskosten liegen aufgrund der noch unzulänglichen Datengrundlage von WEA über 20 Jahre nach Angaben der Autoren größere Standardabweichungen vor, sodass im unteren Bereich 1,81 ct/kWh, im Basisfall 2,74 ct/kWh und im oberen Kostenbereich 3,67 ct/kWh angenommen wurden. Neben er eigentlich Deckung der Kosten, setzten die Autoren der Studie auch einen wirtschaftlichen Anreiz in der Größenordnung 0,5 - 1,0 ct/kWh an. In der Abbildung 6 werden die Werte veranschaulicht. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass die Erlösanforderung für einen Weitertrieb mind. 2,64 ct/kWh im besten Fall und 5,00 ct/kWh im schlechtesten Fall für den Betreiber einbringen muss. Werden die Kosten mit den Erlösen aus dem Day-Ahead Spotmarkt gegenüber gestellt, so wird deutlich, dass sich ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb als schwierig erweisen kann. In der Abbildung 7 sind die Marktpreise auf dem Spotmarkt von 2010 an dargestellt. Dargestellt werden jeweils die Monatsdurchschnittspreise der EPEX (blaue Linie) und ab 2012 die Monatsmarktwerte von Onshore-Windenergie (rote Linie)[8] sowie die Jahresdurchschnittswerte von beiden Spotmärkten. Die Preise resultieren aus der Base Darstellung, d.h. es werden alle Stunden eines Zeitbereichs (keine Einschränkung auf bestimmte Tage und Stunden) dargestellt. Es zeigt sich damit, dass in den letzten drei Jahren ein rentabler Weitertrieb lediglich im unteren Kostenbereich möglich gewesen wäre.

[8] Die Monatsmarktwerte von Onshore-Windenergie sind erst ab 2012 verfügbar.

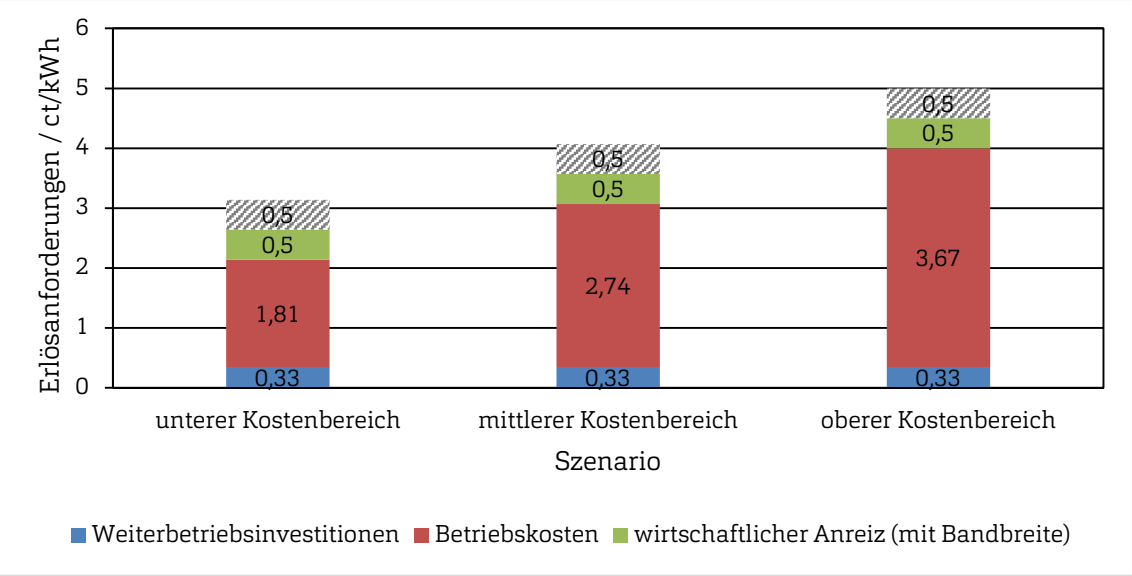


Abbildung 6 angesetzte Erlösanforderungen, kategorisiert nach drei Kostenbereichen; Quelle: nach [14]

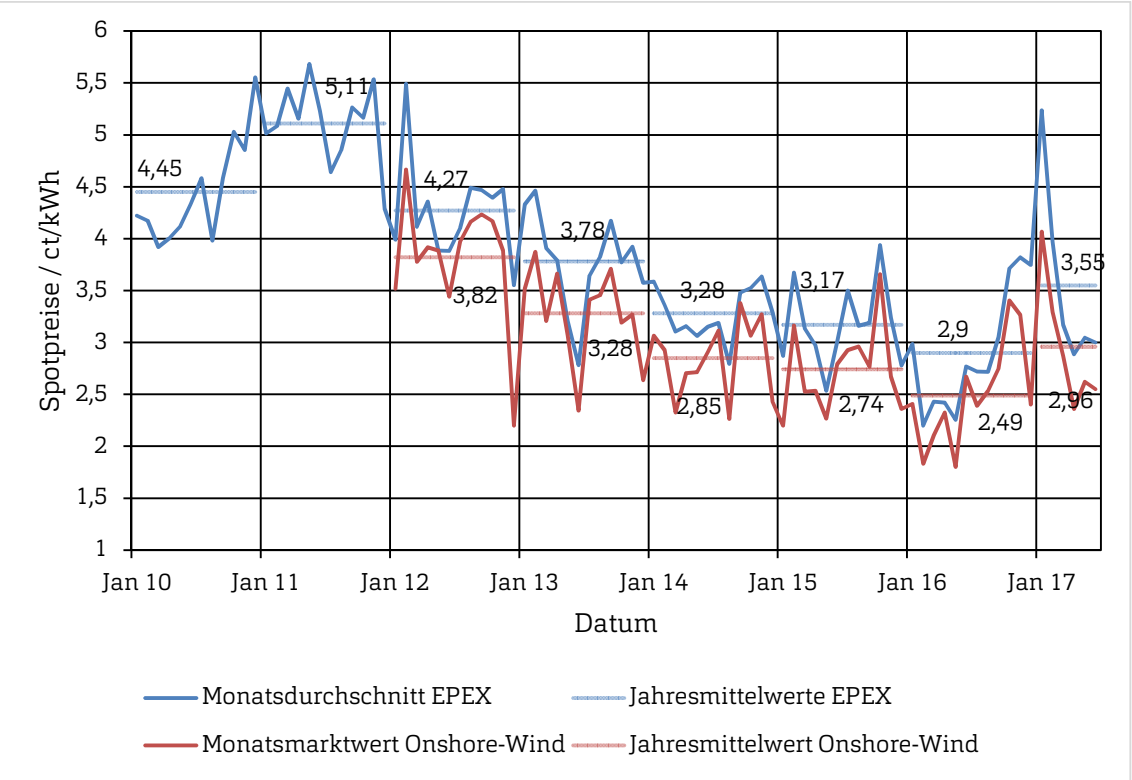


Abbildung 7 Durchschnittliche Monats- und Jahresmarktwerte am Spotmarkt von EPEX und Onshore-WEA in Deutschland; Quelle: Werte von [15], [16]

3 Auslegungsvorgang von WEA-Strukturen und deren Lasteinwirkungen

Das folgende Kapitel gibt einen kurzen Überblick über die Auslegungsprozedur bei WEA-Strukturen. Neben der Vorstellung von relevanten Lastfallkategorien und Nachweiskonzepten wird auch die Darstellungsform von Ermüdungslasten in Form von schädigungsäquivalenten Lasten aufgezeigt.

3.1 Auslegung der WEA-Anlagenstruktur

Bei der Auslegung von Strukturelementen muss die strukturelle Integrität aller lasttragenden bzw. lastabtragenden Komponenten gewährleistet sein. Dies wird mithilfe von Nachweisen für bestimmte Grenzzustände untersucht, welche nicht überschritten werden dürfen. Hierzu gehört der Grenzzustand über die Tragfähigkeit und die Gebrauchstauglichkeit. Beide Grenzzustände werden im Folgenden kurz vorgestellt. Weiterführende Informationen sind der relevanten Norm [17] oder den Richtlinien [3] und [4] u.a. zu entnehmen.

<u>Grenzzustand der Tragfähigkeit</u>

Der Fokus des Nachweises der Tragfähigkeit besteht darin, dass die Komponente eine ausreichende Sicherheit bzw. Zuverlässigkeit erreichen soll. Es ist sicherzustellen, dass entsprechende Beanspruchungen (Spannung, Dehnung, Durchbiegung) unterhalb des relevanten Bemessungswertes F_d bleiben [18]. Aufgrund von gewissen Unsicherheiten hinsichtlich der Auftretenswahrscheinlichkeit, Genauigkeiten oder Abweichungen werden bei den entsprechenden charakteristischen Lasten F_k deshalb noch partielle Sicherheitsfaktoren γ_F berücksichtigt:

$$\boldsymbol{F_d = F_k \gamma_F} \tag{1}$$

Bei der Festigkeit können Unsicherheiten in Abhängigkeit von der Herstellungsart, der Materialwahl, der Verarbeitung und der Bauteilgeometrie entstehen. Die dazugehörigen Teilsicherbeiwerte γ_M werden bei der Ermittlung der Bemessungsfestigkeit R_d, im Gegensatz zu den Lasten, von der charakteristischen Festigkeit R_k dividiert:

$$\boldsymbol{R_d = \frac{R_k}{\gamma_M}} \tag{2}$$

Nachzuweisen sind:

- der Verlust der Sicherheit der stabilen Lage (z.B. Kippen),
- Überschreitungen der Tragfähigkeit bzw. übermäßige Verformungen des Tragwerks und des Baugrunds (Bruch, Beulen, Knicken) und
- das Versagen durch Materialermüdung.

Relevante Auslegungsfälle zur Bestimmung der Betriebsfestigkeit durch den Nachweis der Betriebslasten sind in [2] hinterlegt und umfassen die in Tabelle 4 dargestellten Lastfälle.

Tabelle 4 Auslegungslastfälle mit Fokus Betriebsfestigkeitsnachweis; Quelle: nach [2]

Zustand	**Auslegungslastfall (DLC)**	**Windbedingung**
Produktionsbetrieb	1.2	NTM $v_{in} < v_{hub} < v_{out}$
Produktionsbetrieb und Auftreten eines Fehlers	2.4	NTM $v_{in} < v_{hub} < v_{out}$
Start	3.1	NTM $v_{in} < v_{hub} < v_{out}$
Normale Abschaltung	4.1	NTM $v_{in} < v_{hub} < v_{out}$
Parken (Stillstand oder Leerlauf)	6.4	NTM $v_{hub} < 0{,}7\, v_{ref}$

<u>Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit</u>

Die Bestimmung von Grenzwerten, welche zur Sicherung der normalen vorgesehenen Nutzung notwendig sind, werden durch die Grenzzustände der Gebrauchstauglichkeit definiert. Hierzu gehören u.a. Schwingungen bzw. Schwingungsamplituden, Verformungen, Verschiebungen, Rissbreiten und Spannungen bzw. Dehnungen.

Generell darf kein Grenzzustand überschritten werden, wenn die maßgeblichen Lasten bzw. Einwirkungen und Material- und Geometriedaten genutzt werden.

3.2 Lasteinwirkungen

Auf die Komponenten und Strukturen einer WEA wirken verschiedenste Lasten. Ein Großteil dieser Lasten hat direkt oder indirekt auch einen Einfluss auf die technische Ermüdung.

Ein Beispiel: Innerhalb einer geplante Nutzungsdauer von mind. 20 Jahren wirken auf eine WEA eine Vielzahl an unterschiedlichen Umwelteinflüssen. Daraus resultiert ein ständig sich ändernder Betriebsmodi durch die Anlagensteuerung. Damit einhergehende Schwingungen können sich während der geplanten Nutzungsdauer auf 10^8 bis 10^9 Schwingspielzahlen aufsummieren. Aufgrund der niedrigen Eigenfrequenzen (meist unter 2 Hz) von Stahlrohrtürmen oder Rotorblättern an modernen WEA können diese häufig durch entsprechende Erregerfrequenzen überlagern und somit verstärkte Schwingungen an der Struktur (im schlimmsten Fall Resonanz) hervorrufen. Derartige Betriebssituationen können z.B. innerhalb eines Startvorgangs einer WEA entstehen.

Typische Beispiele für einwirkende Lasten auf WEA resultieren durch äußere, konstruktions- und betriebsbedingte Einflüsse [19], welche im Folgenden kurz dargestellt werden.

<u>Äußere Einflüsse</u>

Die aerodynamischen Lasten bzw. Windlasten gehören zu den maßgebenden Belastungen auf eine WEA. Aufgrund der Anströmung werden z.B. die Rotorblätter und der Turm direkt, der Triebstrang und das Fundament indirekt belastet. Die Schubkraft stellt eine zentrale Last auf die Rotorblätter und den Turm dar. Besondere Ein- und Auswirkungen auf die Ermüdung hat neben der Windgeschwindigkeit v die Turbulenzintensität TI. Letztere beschreibt die Schwankungen des Windes und ergibt sich aus dem Quotient von der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit σ_v zur mittleren Windgeschwindigkeit v_m über einen Zeitraum von 10 min, gemäß dem Zusammenhang:

$$\boldsymbol{TI = \frac{\sigma_v}{v_m}} \tag{3}$$

Die entscheidende Größe für die Auslegung bzw. für die Betriebsfestigkeit der Anlage sind jedoch die repräsentative und die effektive Turbulenzintensität. Beide beziehen sich wiederrum auf die Umgebungsturbulenz, ohne eine Beeinflussung durch eine WEA.

Im Rahmen der Betriebsfestigkeitsprüfung wird die effektive Turbulenzintensität verwendet. Hierbei handelt es sich um die Summe der Umgebungsturbulenz und den im Windpark vorhanden Nachlaufströmungen (Stichwort: Wake-Effekt). Wird diese Größe ermittelt, so kann ein Vergleich zwischen den standortspezifischen und den simulierten Werten durchgeführt

werden und damit auch Rückschlüsse auf die Ermüdungswerte gezogen werden. Die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität kann nach Anhang D aus [2] durchgeführt werden.

Weitere einwirkende Lasten entstehen u.a. durch das Höhenprofil der Windgeschwindigkeit, den Turmvorstau, den Turmschatten und Schräganströmungen. Weiterführende Literatur über die genannten Einflüsse findet sich u.a. in [18], [20], [21] und [22].

konstruktionsbedingte Einflüsse

Gravitationslasten entstehen durch das Eigengewicht von Komponenten. Bei nicht rotierenden Teilen wie z.B. Turm, Gondel oder das Fundament ergeben sich hierbei konstante statische Lasten. An rotierenden Teilen einer WEA, z.B. die Rotorblätter, resultieren umlauffrequente wechselnde Lasten und Schwenk- und Schlagrichtung. Liegen Massenunwuchten vor (z.B. durch unterschiedliches Gewicht der Rotorblätter → unterschiedliche Masseschwerpunkte) kann eine zusätzlich entstehende Fliehkraft resultieren. Diese Kraft wirkt ebenfalls umlauffrequent und kann den Turm zu Querschwingungen anregen.

betriebsbedingte Einflüsse

Aufgrund einer Vielzahl von Betriebssituationen einer WEA kann es notwendig sein, dass durch Störungen Stoppvorgänge eingeleitet werden müssen. Zu solchen Störungen können u.a. das Erreichen von gewissen Grenzwerten der Turmschwingungen, Kabelverdrillungen oder zu hohe Windgeschwindigkeiten führen. Diese Stoppvorgänge können in Abhängigkeit von der Pitchgeschwindigkeit teilweise zu großen Belastungen auf das Bauwerk führen. Ein weiterer Einfluss resultiert, wenngleich meistens mit geringerem Ausmaß, aus Gierwinkelverstellvorgängen der Nabe und des Rotortblattsystems. Diese können zu gyroskopischen Anregungen führen, weshalb die Verstellgeschwindigkeit meist sehr gering ist (z.B. 0,05 min^{-1}).

3.3 Betriebsfestigkeit

Wöhlerlinie

Damit kein Bauteilversagen eintritt, muss ein Nachweis zur Betriebsfestigkeit erbracht werden. Hierbei wird die Betriebslast auf eine Komponente in Form einer Zeitreihe der Beanspruchung mit der Kennlinie der Beanspruchbarkeit verglichen. Diese Kennlinie wird durch die sog. Wöhlerlinie bzw. -gerade ausgedrückt. Die Wöhlerlinie wird aus Schwingversuchen mit Probestäben oder Bauteilen ermittelt. Hierzu werden die Schwingspielzahlen (Abzisse) bei verschiedenen Last- bzw. Nennspannungsamplituden (Ordinate) bis zum vollständigen Bruch

in einem Diagramm aufgetragen. Innerhalb einer Wöhlerlinie gibt es unterschiedliche Bereiche: die Dauerfestigkeit, die Kurzzeitfestigkeit und die Zeitfestigkeit. Wird die Wöhlerlinie in einem doppeltlogarithmischen Maßstab aufgetragen, so stellt sie eine Gerade dar. Innerhalb des Zeitfestigkeitsbereiches gilt der Zusammenhang zwischen dem Verhältnis der Spannungsamplitude σ_i zum Abknickpunkt der Wöhlerline σ_D (Beginn des Dauerfestigkeitsbereiches) und der ertragbaren Schwingspielzahl N_i bis zum Schwinganriss und der Schwingspielzahl am Abknickpunkt N_D (Beginn des Dauerfestigkeitsbereiches). Die Größe m beschreibt die Steigung bzw. die Neigung der Wöhlerlinie und resultiert aus dem Winkel φ. Die Gleichungen zur Berechnung der einzelnen Größen lauten hierzu:

$$\frac{N_i}{N_D} = \left(\frac{\sigma_i}{\sigma_D}\right)^{-m} \tag{4}$$

$$m = \frac{\Delta \log N_i}{\Delta \log \sigma_i} = \tan \varphi \tag{5}$$

In Abbildung 8 sind die unterschiedlichen Bereiche der Kurzzeit-, Zeit- und Dauerfestigkeit mit den Kennwerten der Wöhlerlinie dargestellt.

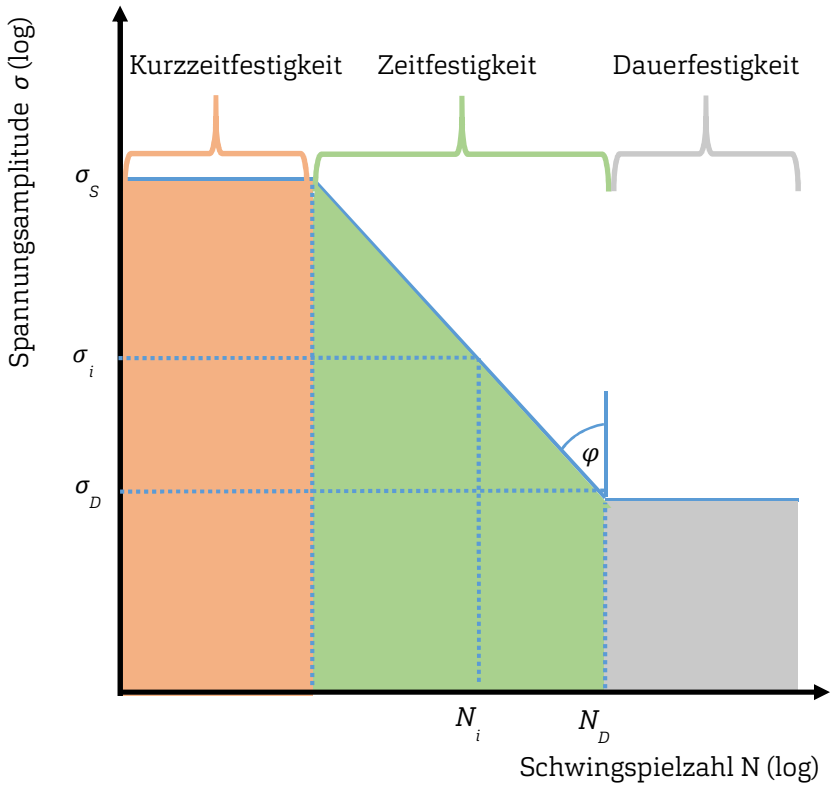


Abbildung 8 Kennwerte der Wöhlerlinie mit den Bereichen der Kurzzeit-, Zeit- und Dauerfestigkeit; Quelle: nach [45]

das zu untersuchende Bauteil vorliegen. Neben der Geometrie und dem Material, sind auch

Informationen über die Höhe der Mittelspannung notwendig. Liegen diese Informationen vor, kann die Wahl einer geeigneten Wöhlerlinie erfolgen [18]. Die Bestimmung der zu verwendenden Wöhlerlinie wird z.B. in [3] beschrieben. Für den Betriebsfestigkeitsnachweis werden hierzu statistisch abgesicherte Wöhlerlinien des Grundwerkstoffes genutzt. Liegen für den betrachteten Werkstoff jedoch keine entsprechenden Wöhlerlinien vor, können synthetische Wöhlerlinien verwendet werden [3]. Für den Turm und das Fundament wird der Betriebsfestigkeitsnachweis nach EN 1993-1-9:2005 durchgeführt. Hierbei gilt die Vereinbarung, dass beim Nachweis von Normalspannungen die Wöhlerlinie zwei unterschiedliche Neigungsparameter, abhängig von der Schwingspielzahl, besitzt (für $N < 5 * 10^6$ → $m = 3$; für $N \geq 5 * 10^6$ → $m = 5$). Bei überwiegenden Schubspannungen wird unabhängig von der Schwingspielzahl stets die Neigung $m = 5$ verwendet.

<u>„klassische“ lineare Schadensakkumulation</u>

Jedes Schwingspiel n_i der Klasse i mit einer bestimmten Spannungsamplitude σ_i wird der Bruchschwingzahl N_i proportional gesetzt. Daraus folgt, dass jedes Schwingspiel einen absenkenden Beitrag zur gesamten Lebensdauer zur Folge hat und somit eine Teilschädigung ΔD_i darstellt. Der kumulative Betrag dieser Teilschädigungen führt wiederum zu einer Gesamtschädigung D nach der Formel:

$$\boldsymbol{D} = \sum_{\boldsymbol{i}} \Delta \boldsymbol{D_i} = \frac{\boldsymbol{1}}{\boldsymbol{N_i}} = \sum_{\boldsymbol{i=1}}^{\boldsymbol{I}} \frac{\boldsymbol{n_i}}{\boldsymbol{N_i}} \tag{6}$$

Nach der Hypothese der linearen Schadensakkumulation von Palmgren-Miner ist der Zeitpunkt des Auftretens eines Schwingspiels unerheblich. Beim Erreichen der Schädigung von $D = 1$ erfolgt nach der Theorie der Ermüdungsbruch bzw. das Bauteilversagen. Innerhalb der analytischen Auslegung von WEA mit i.d.R. mind. 20 Jahren sollte die Gesamtschädigung entsprechend $D < 1$ ausfallen.

Es wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass mithilfe der linearen Schadensakkumulation nach Palmgren-Miner jedoch auch bestimmte Limitationen einhergehen, die die Anwendbarkeit in manchen Fällen in Frage stellen können. Bei der klassischen Schadensakkumulation wird z.B. davon ausgegangen, dass keine stark variierenden Mittelspannungen vorliegen oder dass Schwingspiele innerhalb der Dauerfestigkeit keinen Einfluss auf die Schädigung nehmen. Dies kann, abhängig vom Werkstoff, jedoch von der Realität abweichen. Aufgrund dessen gibt es neben der „klassischen“ auch eine modifizierte lineare Schadensakkumulation sowie nichtlineare Hypothesen. Die größte praktische Bedeutung hat, trotz aller Unsicherhei-

ten, jedoch die lineare Schadensakkumulation nach Palmgren-Miner erlangt. Für weitergehende Informationen über die An- und Verwendung, sowie die Gültigkeit der Miner-Regel wird auf die umfangreiche Fachliteratur verwiesen (z.B. [23], [24], [25] und [26]).

3.4 Schadensäquivalente konstante Lasten

Um den Einfluss eines Beanspruchungskollektivs aus einer Zeitreihe bzw. aus mehrstufigen Belastungskollektiven praxisgerechter nutzen zu können, können diese in sog. schädigungsäquivalente Belastungen (Lastäquivalente) in Form von Spannungsschwingbreiten oder anderen Lasten (Kräfte und Momente) überführt werden. Im folgenden Verlauf des Berichtes wird durch den Fokus auf Momente von schädigungsäquivalenten Lasten gesprochen. Das Ziel ist es, ein mehrstufiges Beanspruchungskollektiv mit verschiedenen Schwingbreiten auf nur eine Beanspruchung mit einer konstanten Schwingbreite zu überführen. Es entsteht somit ein Einstufenkollektiv, welches die identische Gesamtschädigung wie die einzelnen Schwingspiele zur Folge hat. Die schadensäquivalente konstante Last $L_{äq}$ ergibt sich aus der Schwingweite L_i^m, der Anzahl der Schwingungen bei der bestimmten Schwingweite n_i und dem inversen Wöhlerexponenten $\frac{1}{m}$, bezogen auf eine Referenzschwingspielzahl $N_{äq}$ (z.B. $N_{äq} = 10^7$) gemäß folgendem Zusammenhang:

$$\boldsymbol{L_{äq} = \left(\frac{\sum L_i^m * n_i}{N_{äq}}\right)^{\frac{1}{m}}} \tag{7}$$

Der ermittelte Zahlenwert der schadensäquivalenten konstanten Last $L_{äq}$ bewirkt dieselbe Schädigung an einem Bauteil, welche mithilfe der ursprünglichen Beanspruchungszeitreihe ermittelt worden wäre.

Eine kurze Übersicht über das Vorgehen zur Generierung der schadensäquivalenten konstanten Lasten innerhalb der Arbeit ist in Abbildung 9 dargestellt. Die Beanspruchungszeitreihen werden mit Hilfe des Rainflow-Verfahrens zunächst komprimiert. Hierzu werden zunächst die Maxima und Minima-Werte einer Zeitreihe ermittelt. Anschließend wird die Differenz durch eine festzulegende Anzahl geteilt. Es entstehen die „Lastklassen“. Abhängig von der Schwingungsweite können mehrere Klassen übersprungen werden. Die Anzahl der Schwingungen über eine bestimmte Größe von Klassen wird anschließend gezählt und kumuliert. Aufgrund der Nutzung des zweiparametrischen Verfahrens wurden auch die Mittelwerte der einzelnen Schwingungen gebildet. Die Schwingweite, der Mittelwert der Schwingung und die Schwingspielzyklen können anschließend in einer Rainflow-Matrix (Markov-Matrix) dargestellt werden. Unter der Vorgabe des Wöhlerexponenten (Stahl: m=3 oder 4, extrudiertes Aluminium:

m=6 glasfaserverstärkte Kunststoffe mit Polyesterharz: m=9, Laminate mit Epoxidharz: m=10) kann die Berechnung der äquivalenten Last $L_{äq}$ erfolgen.

Die äquivalenten Lasten können, je nach Verwendungszweck, im Anschluss auf die geplante Nutzungsdauer einer WEA extrapoliert werden.

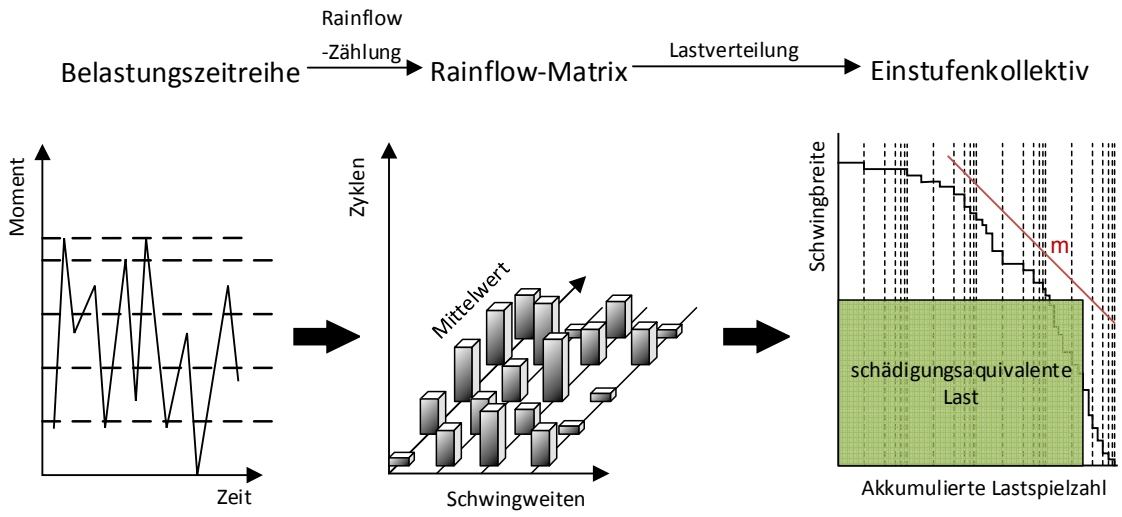


Abbildung 9 Überblick der Schritte zur Berechnung der schädigungsäquivalenten Lasten; Quelle: Schedat

4 Konzeptentwicklung

Innerhalb des folgenden Kapitels wird ein Überblick über vergleichbare Messkampagnen zum Thema Bauwerksüberwachung gegeben. Es folgt eine systematische Untersuchung potentieller neuralgischer Schadenstellen mittels einer Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (FMEA) an der für das Projekt ausgewählten Referenzanlage. Unter der Anpassung an die projektspezifischen Bedürfnisse erfolgt anschließend die Entwicklung der Messkampagne durch den Aufbau eines Structural Health Monitoring Systems.

4.1 Bauwerksüberwachung an WEA mit Hinblick auf die Tragstruktur

In den letzten Jahren konzentrierte sich die Forschung bei der Zustandsüberwachung überwiegend auf maschinenbauliche Komponenten und Rotorblätter. Relativ jung sind hingegen Projekte zur Überwachung und Zustandsermittlung des Bauwerks. Die Bauwerksüberwachung einer WEA mittels Messtechnik steckt im Vergleich zu anderen Bereichen (z.B. Automobil- und Flugzeugbranche) somit noch relativ am Anfang.

Abhängig vom Fokus bestehender Messkonzepte gibt es wesentliche Unterschiede hinsichtlich der Messdauer und -häufigkeit (Umfang), sowie dem verwendeten Messequipment. Es kann prinzipiell zwischen einer Kurz -oder Langzeitmessung unterschieden werden (siehe Tabelle 5).

Für einen Überblick und Grundlagen in Bezug auf Messtechniken und -sensorik wird an dieser Stelle auf die Literatur verwiesen (z.B. [27], [28] und [29]).

Tabelle 5 Einordung von Kurz- und Langzeitmessungen; Quelle: Schedat

	Kurzzeitmessung	**Langzeitmessung**
Zeitraum	Überwachung an und/oder zu einem bestimmten Zeitpunkt, meistens deutlich kürzer als die Nutzungsdauer	Überwachung über einen kontinuierlichen Zeitraum, häufig über einen Großteil oder die gesamte Nutzungsdauer
Umfang	Erzwungene Ausführung von bestimmten Betriebszuständen zur gezielten Erfassung von bestimmten Parametern	Erfassung von real auftretenden Betriebszuständen zur Erfassung von Trends

In [19] wurde ein Messkonzept zur kontinuierlichen (Langzeit-) Erfassung der Schädigung und der Lebensdauerabschätzung bzw. Prognose einer Enercon E-40-Tragstruktur durch eine detaillierte Untersuchung der Betriebsfestigkeit entwickelt. Das finale Set-up bestand aus jeweils sechs Weg- und Beschleunigungssensoren am Turm sowie drei weiteren Beschleunigungssensoren auf der Fundamentoberfläche. Zusätzlich wurde für eine Temperaturkompensation der Messsignale an 10 Stellen die Oberflächentemperatur erfasst. Mittels eines dreidimensionalen Ultraschallanemometers wurde vor dem Turm die horizontale und vertikale Windgeschwindigkeit erfasst. Unter der Zuhilfenahme von SCADA-Daten wurden des Weiteren die Windgeschwindigkeit, Rotordrehzahl, Azimut- und Pitchwinkel ausgelesen.

In einem Kooperationsprojekt zwischen der TU Berlin und BerlinWind GmbH wird seit 2013 ein Konzept entwickelt, das auf der Grundlage einer kurzzeitigen (mind. mehrere Wochen) Lastmessung (in Anlehnung an die IEC 61400-13) durchgeführt wird. Das Ziel ist, den Ermüdungszustand der Anlage unter der Verwendung von weiteren Informationen (u.a. Betriebsdaten, Wartungsprotokolle) zu rekonstruieren. Der Schwerpunkt liegt auf der Entwicklung der Auswertesoftware. Das Projekt ist noch nicht abgeschlossen und befindet sich seit Juni 2014 in der Praxiserprobung an einer Enercon E-40. Nach [30] besteht das Konzept aus insgesamt 17 Messpositionen. Die eigentliche Ermittlung der lastrelevanten Daten wird durch jeweils fünf DMS und Beschleunigungssensoren realisiert. Des Weiteren werden anlageneigene Sensoren der Anlage genutzt wie z.B. der Azimutwinkel, die elektrische Leistung und die Rotordrehzahl. Meteorologische Daten werden durch das WEA-Anemometer, die Windfahne sowie durch Temperatur- und Luftdrucksensoren gemessen. Aktuell wird ein Weg gesucht, um die lastrelevante Turbulenzintensität ohne direkte Messung zu ermitteln.

Weitere SHM-Konzepte finden sich in [31], [32], [33] und [34].

Gezielte Messungen zur Überprüfung des Zustandes der Einbindung des Fundamenteinbauteils (FET) in das Fundament finden sich z.B. in [35] und [36]. Der Schwerpunkt liegt bei beiden Konzepten auf der Überprüfung der Relativbewegung durch eine kombinierte Messung am FET und dem Fundament. Hierbei wird zum einen die Dehnung am FET selbst, als auch die Bewegung zwischen Fundament und FET gemessen. Hierzu werden DMS und/oder Tachymeter verwendet. Ziel ist es, bestimmte Grenzwerte bzw. Überschreitungen festzustellen und/oder eine Einschätzung zum Grad einer potentiellen Schädigung zu geben. Aufgrund einer notwenigen Innen- und Aussenmessungen ist diese Variante jedoch komplex und in seiner Wirtschaftlichkeit begrenzt. In einer Weiterentwicklung des Konzeptes werden die DMS durch Beschleunigungssensoren ersetzt [37].

Zusammengefasst zeigt sich, dass die überwiegende Mehrheit an Messkonzepten am Bauwerk aus Beschleunigungs-, Dehnungs- und Neigungsmessungen besteht. Hinzu kommen unter Umständen Messungen zur Kompensierung der Messsignale wie z.B. durch eine Temperaturmessung. Neben diesen „konventionellen“ Methoden existieren auch Konzepte mithilfe von Photogrammetrie, Laserinterferometrie und der Radarinterferometrie [38], [39]. Diese Konzepte sind für Lastmessungen und Restnutzungsabschätzungen jedoch häufig zu ungenau und aufgrund der Anwendung im Aussenbereich einer WEA anfällig bei Witterungseinflüssen.

4.2 Referenzanlage

<u>Windenergieanlage</u>

Das Messsystem wird unter der Verwendung einer WEA vom Typ MM 92 vom Hersteller Senvion entwickelt. Die WEA besitzt eine Nennleistung von 2.050 kW, eine Nabenhöhe von 100 m und einen Rotordurchmesser von 92,5 m. Die MM92 ist zunächst für die Typenklasse 3A entwickelt worden und wurde später auch für die Klasse 2A und 1B nach IEC 61400 zertifiziert. Der Betriebsbereich der Anlage startet mit der Einschaltwindgeschwindigkeit von $v_{in} = 3\ m/s$. Die Nennwindgeschwindigkeit wird bei $v_{nenn} = 11\ m/s$ erreicht, die Abschaltwindgeschwindigkeit bei $v_{out} = 24\ m/s$. Im Folgenden wird insbesondere auf das Bauwerk, d.h. Fundament und Turm, eingegangen.

Die Gründung ist als Flachgründung ausgeführt und besteht aus einer Sauberkeitsschicht mit einer anschließenden 16-eckigen Grundplatte mit einem anschließenden runden Sockel. Der Übergang zwischen der Außenkante der Grundplatte und dem Sockel ist abgeschrägt, worauf eine Erdaufschüttung folgt.

Der Übergang zwischen Fundament und Turm wird durch ein FET realisiert. Im Anschluss an den Fußflansch des FETs befindet sich ein 96,15 m hoher Stahlrohrturm. Der Turm selbst besteht wiederrum aus 5 Sektionen, welche aus zusammengeschweißten Turmsegmenten bestehen. Die ersten vier Sektionen sind zylindrisch, die fünfte Sektion ist konisch ausgeführt. Verbunden sind diese durch eine Ringflanschverbindungen mit vorgespannten Schrauben. Es wurde eine geplante Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen.

Ein kurzer Überblick über die Kenndaten der Anlage findet sich in Tabelle 6.

Tabelle 6 Generelle Informationen zu der Referenzanlage

Hersteller	**Senvion (ehemals REpower System AG)**
Typenbezeichnung	MM 92
Rotordurchmesser	92,5 m
Nabenhöhe	100 m
Nennleistung	2.050 kW
Einschaltwindgeschwindigkeit	3 m/s
Nennwindgeschwindigkeit	11 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit	24 m/s
Drehzahlbereich	7,3 – 15 min^{-1}
geplante Nutzungsdauer	20 Jahre
Turmtyp	Stahlrohrturm mit 5 Schüssen
Gründungstyp	Flachgründung mit 16-eckiger Grundplatte
Übergangselement Gründung-Turm	Fundamenteinbauteil
Inbetriebnahme der Untersuchungsanlage	17.10.2013

Standort

Der Betreiber der WEA ist der Projektpartner Denker & Wulf AG. Der Standort befindet sich südwestlich von Flensburg und nordwestlich von Schleswig im Norden des Bundeslandes Schleswig-Holstein (siehe Abbildung 10).

Die WEA ist auf einem ehemaligen Militärflugplatz errichtet. Heute ist die GPC Gewerbepark Carstensen GmbH Eigentümer des Geländes. In unmittelbarer Umgebung befinden sich ehemalige Flugzeugschutzbauten (Shelter). Das Dach der Shelter ist gerundet und mit Erdreich abgedeckt. Der Mindestabstand dieser Schutzbauten zur Anlage liegt bei ca. 120 m. In nordwestlicher Entfernung grenzt nach ca. 1,5 km ein kleineres Waldgebiet („Jerrishoer Holz") an. Die weitere Umgebung besteht aus überwiegend landwirtschaftlich genutzten Flächen, welche von kleineren Ortschaften und Ansiedlungen durchzogen sind. Außerhalb des heutigen Gewerbegebietes finden sich einzelne Häuser in westlicher Richtung ab ca. 630 m Entfernung. Die nächsten Ortschaften sind in südöstlicher Richtung Eggebek (ca. 1,5 km) und in nordöstlicher Richtung Jerrishoe (ca. 2,4 km). Der Standort der WEA befindet sich ca. 20 m ü. NN auf der sog. schleswigschen Geest.

Die Anlage in Eggebek steht einzeln und unterliegt keiner direkten Beeinflussung durch andere WEA (Wake). Die nächstgelegene WEA befindet sich in ca. 1,75 km Entfernung (Abbildung 11). Die Geo-Koordinaten der Referernzanlage lauten: N 54° 38' 9.36" E9° 20' 54.03".

Abbildung 10 Standort der Untersuchungsanlage im Raum Schleswig-Holstein; Quelle: Google Earth

Abbildung 11 Angrenzende WEA in der Nähe zur Untersuchungsanlage, roter Kreis zeigt minimalen Abstand zur nächsten WEA; Quelle: Google Earth

Abbildung 12 Anlage am Standort des Gewerbeparks Carstensen GmbH; Quelle: Schedat

Windbedingungen und Weibullverteilung

Im Vorfeld der Errichtung der WEA in Eggebek wurden zwei Wind- und Ertragsgutachten vom Projektpartner Denker & Wulf AG in Auftrag gegeben. Die Windverhältnisse sind ein wichtiger Treiber bei der Abschätzung über die Restnutzungsdauer. Aufgrund der Vertraulichkeit werden die Gutachten mit „A“[9] und „B“ im Folgenden gekennzeichnet. Die Werte beziehen sich auf eine Nabenhöhe von 100 m.

In Tabelle 7 sind die Ergebnisse der Gutachten zusammengefasst.

Tabelle 7 Zusammenfassung der Weibullparameter für den Standort der Referenzanlage in Eggebek; Quelle: Denker & Wulf AG

Sektor	**A-Parameter/ m/s**		**Windgeschwindigkeit/ m/s**		**k-Parameter**		**Häufigkeit**	
	A	**B**	**A**	**B**	**A**	**B**	**A**	**B**
N	6,3	6,8	5,6	6,0	2,23	2,26	2,6	4,2
NNO	7,3	6,6	6,5	5,9	2,41	2,04	3,1	3,8
ONO	8,2	7,2	7,3	6,3	2,57	2,115	5,0	4,7
O	8,8	8,0	7,9	7,1	2,60	2,41	9,5	7,3
OSO	7,6	7,7	6,8	6,9	2,51	2,63	9,1	8,3
SSO	6,9	7,6	6,1	6,7	2,52	2,76	5,6	7,7
S	8,4	8,2	7,4	7,3	2,78	2,54	7,8	8,2
SSW	9,5	9,8	8,4	8,7	2,50	2,48	9,3	11,4
WSW	10,0	10,2	8,9	9,0	2,43	2,32	15,0	14,1
W	9,5	9,4	8,4	8,4	2,41	2,13	15,5	13,9
WNW	9,8	8,4	8,7	7,4	2,68	2,29	12,3	10,0
NNW	6,4	7,2	5,7	6,3	1,88	2,30	5,2	6,2
Durchschnitt/Gesamt	**8,8**	**8,5**	**7,8**	**7,5**	**2,34**	**2,20**	**100,0**	**100,0**

[9] Ergebnisse vom Gutachten „A“ wurden an das andere Gutachten durch Runden der Zahlwerte angepasst.

4.3 Ermittlung und Auswahl von neuralgischen Stellen

Für eine lokale Überwachung mittels Messsensorik ist es wichtig, dass zunächst potentielle Schwachstellen am Bauwerk der WEA identifiziert und analysiert werden. Der Aufbau einer Datenbasis über kausale Zusammenhänge von Fehlerursachen, -arten und -folgen bildet die Grundlage für die anschließende Auslegung des Messsystems. Die Vorgehensweise zur Ermittlung potentieller Fehlfunktionen orientiert sich am Prinzip der FMEA.

4.3.1 Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse

Die FMEA beschreibt eine System- und Risikoanalyse mithilfe einer strengen analytischen Methodik. Der Verwendungszweck liegt in der Erkennung von potentiellen Schwachstellen, welche durch eine Bewertung der Fehler zu einer priorisierten Darstellung derselben führen. Durch die Einleitung geeigneter Vermeidungs- und Entdeckungsmaßnahmen kann eine Abstellung bzw. Minimierung der Risiken erfolgen. Diese Methodik wurde maßgeblich durch den Automobilbereich seit 1977 vorangetrieben und ist vom Verband der Automobilindustrie e.V. (VDA) in der Richtlinie: Produkt- und Prozess-FMEA, 2. überarbeitete Auflage 2006, aktualisiert im Juni 2012 beschrieben. Aufgrund der universellen Methodik ist diese auch auf das Bauwerk einer WEA anwendbar.

Hauptziel der durchgeführten FMEA ist es nicht, eine präventive Fehlervermeidung zu betreiben, sondern vielmehr den Aufbau einer Wissensbasis zu erstellen. Von Interesse sind insbesondere die Dokumentation einer systematischen Struktur (Aufbau) und die Erfassung von Erfahrungswerten. Durch die anschließende Bewertung wird eine Priorisierung von potentiellen Schwachstellen dargestellt.

Abbildung 13 veranschaulicht in einer vereinfachten Form die in diesem Bericht angewandte Vorgehensweise in Anlehnung an den Verband der Automobilindustrie e.V. (VDA). Im Folgenden wird kurz auf den Inhalt der jeweiligen Schritte eingegangen.

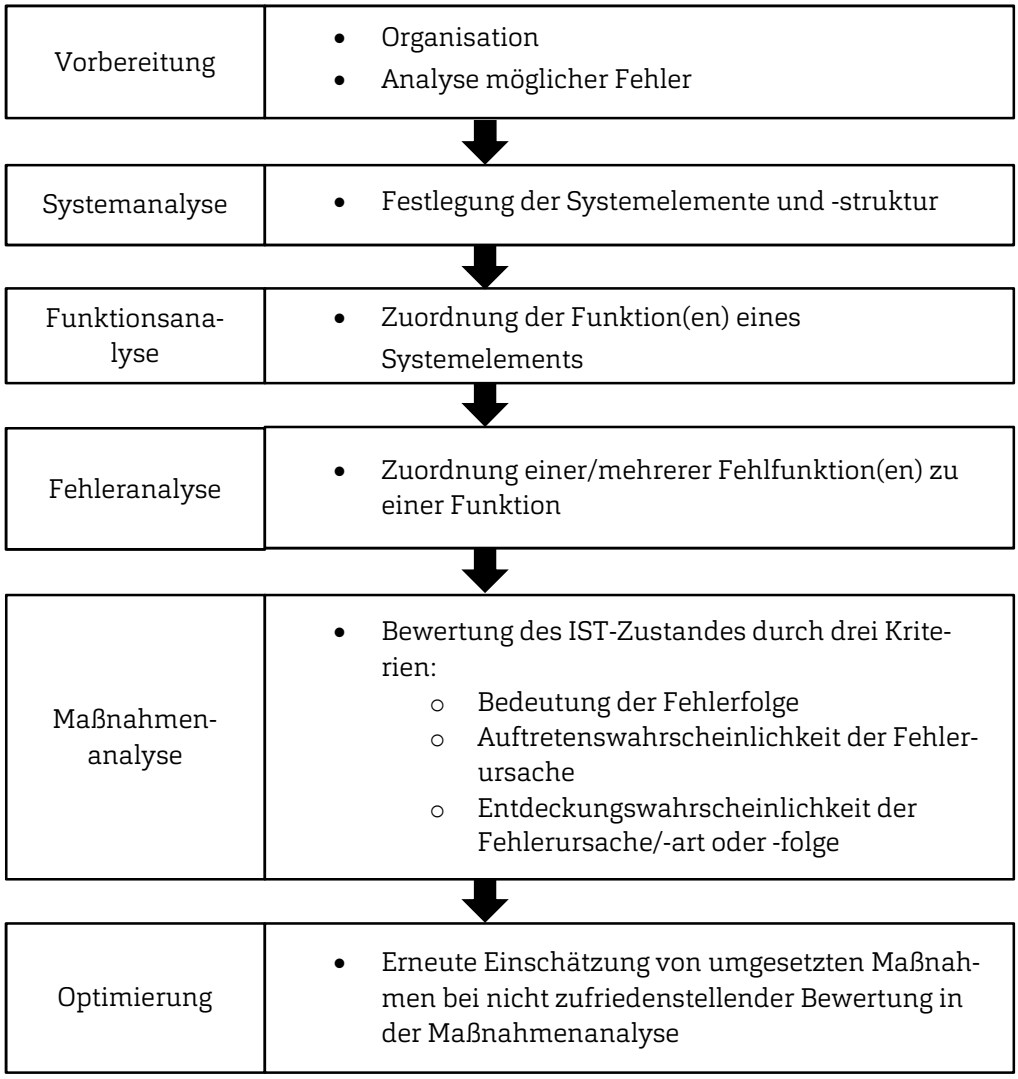


Abbildung 13 Ablauf der Untersuchung mittels FMEA; Quelle: nach [49]

<u>Vorbereitung</u>

Innerhalb der Vorbereitung wurden Festlegungen von Randbedingungen und Voraussetzungen zur Durchführung der FMEA definiert. Die Zielsetzung der FMEA besteht aus dem Aufbau einer fundierten Wissensbasis unter besonderer Berücksichtigung von:

1. einer fokussierenden Betrachtung der potentiellen Hauptrisiken

2. eine begründete Einschätzung über die Notwendigkeit der Überwachung von den in erstens ermittelten Risiken mittels geeigneter Messtechnik anhand des Turmes.

Systemanalyse

Die Erstellung einer FMEA erfolgt durch einen hierarchischen Aufbau des zu untersuchenden Systems. Das System wird dazu in einzelne Systemelemente aufgeteilt. Mithilfe einer Baumstruktur lassen sich die einzelnen Systemelemente strukturiert darstellen. Die Strukturanalyse ist abhängig vom Detailierungsgrad der FMEA und eine prinzipielle Vorgabe ist nicht möglich. Die Detailierung ist dabei abhängig von dem Betrachtungsumfang sowie der Absicherung durch geeignete Maßnahmen bezüglich der Fehlerursache. Die Mindestanzahl besteht aus drei Ebenen, um einen Zusammenhang zwischen Fehlerursache, -art, und -folge abbilden zu können. Eine Beschränkung bezüglich einer maximalen Anzahl hängt von der individuellen Betrachtungstiefe ab. In Abbildung 14 ist der Aufbau der Analyse dargestellt. Die erste Ebene beschreibt das System und/oder die Baugruppe. Anschließend erfolgt eine Detaillierung in die Einzelteile und/oder Bauteile. Die unterste Ebene ist die Auslegungs- oder Merkmalsebene.

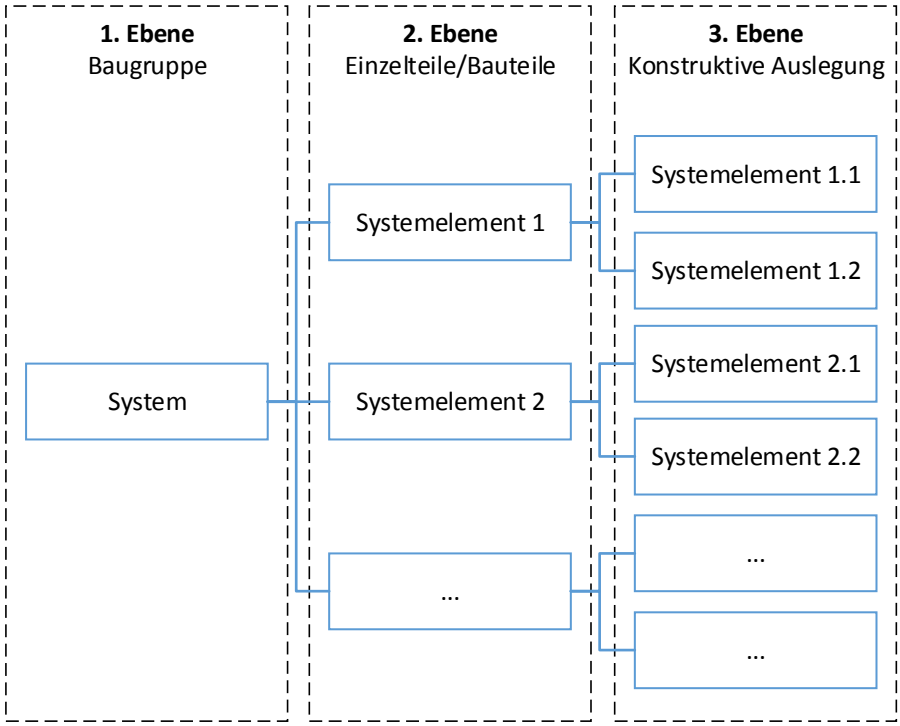


Abbildung 14 Genereller Aufbau der Struktur bei einer FMEA; Quelle: nach [40]

Funktionsanalyse

Jedes Systemelement besitzt eine oder mehrere Funktion(en) beziehungsweise Aufgabe(n). Durch die Funktionsanalyse wird die Grundlage für die folgende Fehleranalyse gelegt. Wenn jede Funktion eines Systemelements eindeutig, verifizierbar und validierbar ist, kann das Zusammenwirken der Funktionen dargestellt werden. Die Darstellung kann als Funktionsnetz, -struktur und -baum sowie als Fluss- und Ablaufdiagramm erfolgen. Die Funktionsstruktur basiert auf dem Zusammenwirken der Funktionen der einzelnen Systemebenen. In der Anordnung in Abbildung 15 ist beispielhaft die Anordnung als Funktionsbaum dargestellt. Hierbei nimmt die Detailierung von links nach rechts zu. Bei der Knüpfung von Funktionsnetzen bei der Produkt-FMEA wird ein deduktives Verfahren angewendet, d.h. die Funktion auf der rechten Seite beschreibt damit wie die vorhergehende Funktion erfüllt werden soll. Funktionsnetze können aber auch wie in Abbildung 16 übergreifend auf andere Systemelemente geknüpft werden. Dies ist möglich, weil die Funktionsnetze durch ein- und ausgehende Funktionen, entweder durch unter- oder übergeordnete Systemelemente oder Schnittstellen zu anderen Systemelementen verbunden werden können.

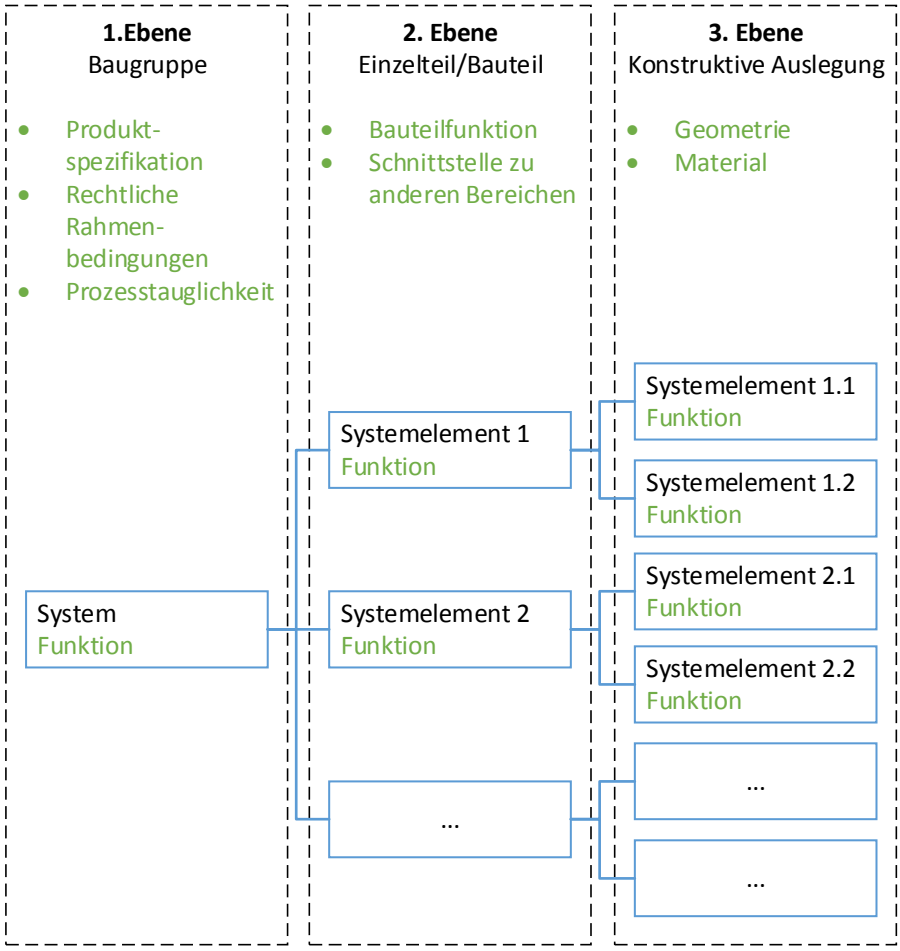


Abbildung 15 Funktionsanalyse bei einer FMEA; Quelle: nach [40]

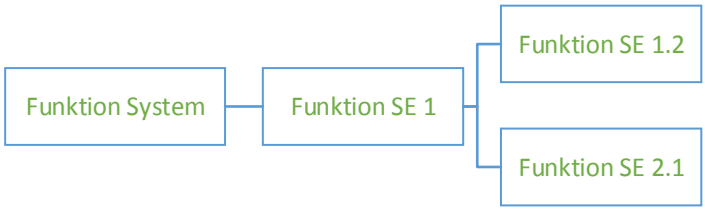


Abbildung 16 Funktionsnetz innerhalb der Funktionsanalyse; Quelle: nach [40]

Fehleranalyse

Ziel der Fehleranalyse ist es, für jede Funktion der Strukturelemente mindestens eine mögliche Fehlfunktion abzuleiten. In der Regel sind einer Funktion mehrere Fehlfunktionen zugeordnet. Die Beschreibung der Fehlfunktion muss dabei eindeutig sein, d.h. Ausdrücke wie „not OK“, „defective“ und „broken“ genügen nicht um eine Fehlfunktionsstruktur aufzubauen. Ähnlich wie bei den Funktionsstrukturen können für die Fehleranalyse entsprechend Fehlfunktionsbäume und –netze geknüpft werden. Ziel ist es, die Ursachen-Wirkungs-Zusammenhänge in der Struktur aufzuzeigen. Der Begriff „Fehlfunktion“ ist gleichzusetzen mit (potentieller) Fehler und Fehlerart. Je nach Fokussierung kann ein Fehler als Fehlerursache, -art oder -folge dargestellt werden. Das prinzipielle Vorgehen basiert auf der Auswahl einer Fehlerart, welche im Fokus der Analyse stehen soll. Die Fehlerart wird mit der Fehlerursache auf der rechten Seite und anschließend mit der Fehlerfolge auf der linken Seite verknüpft. Eine entsprechende Darstellung findet sich in Abbildung 17. Bei einer vollständigen Verknüpfung aller Fehlfunktionen zu einem Fehlernetz können für jede Fehlfunktion mehrere Ursachen und Wirkungen existieren. Somit kann eine Ursache über verschiedene Fehlerarten wieder zur selben Folge führen. Verschiedene Darstellungsmöglichkeiten dieser Logik sind in Abbildung 18 abgebildet.

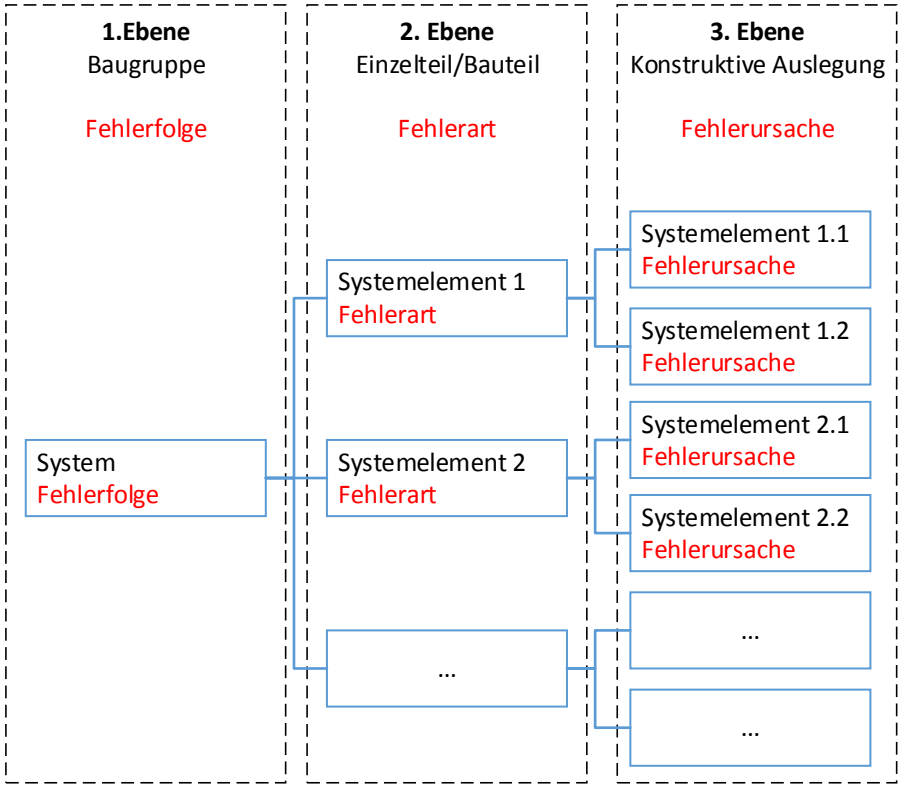
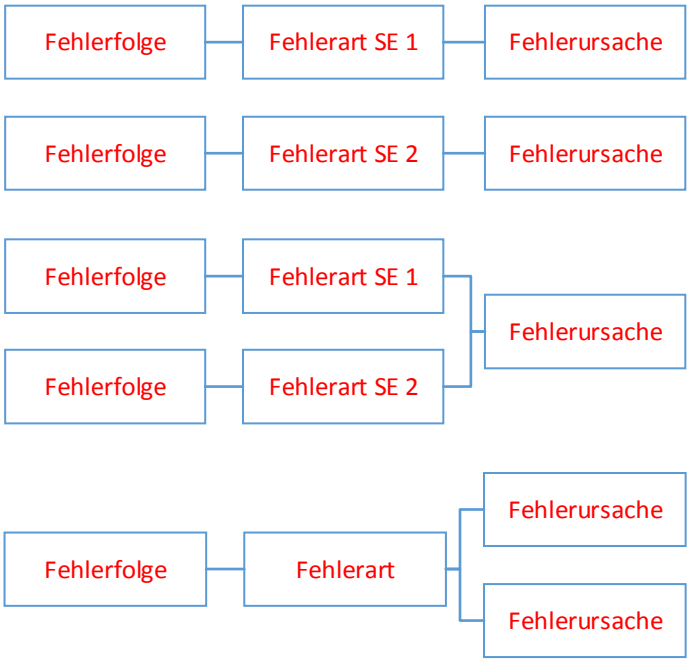


Abbildung 17 Fehleranalyse bei einer FMEA; Quelle: nach [40]



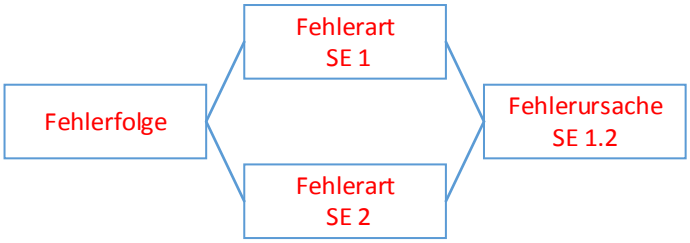


Abbildung 18 verschiedene Arten von Fehlerstrukturen; Quelle: nach [40]

Maßnahmenanalyse

In der Maßnahmenanalyse wird eine Bestandsaufnahme über die Risiken und Schwerpunkte durchgeführt. Es werden zudem Vermeidungs- und Entdeckungsmaßnahmen für eine anschließende Bewertung festgelegt.

Vermeidungsmaßnahmen sind Maßnahmen, welche die Auftretenswahrscheinlichkeit einer Fehlerursache minimieren beziehungsweise verhindern sollen. Die Maßnahme wirkt (bestensfalls) präventiv, da sich diese auf eine Fehlerursache bezieht. Eine eindeutige und nachvollziehbare Beschreibung wie zum Beispiel in Arbeitsanweisungen oder Qualitätsvorschriften eignen sich hierfür.

Entdeckungsmaßnahmen sind Maßnahmen, durch die Fehlerursachen gefunden und Vermeidungsmaßnahmen bestätigt werden können. Ist eine Fehlerursache nicht quantifizierbar, so bezieht sich die Maßnahme auf die Fehlerart/-folge. Wie bei den Vermeidungsmaßnahmen muss es sich um eindeutige und nachvollziehbare Maßnahmen handeln.

In der Maßnahmenanalyse findet auch eine Bewertung des IST-Zustandes statt. Für die Bewertung des Risikos einer Fehlerursache (-art, -folge) werden die zuvor notierten Vermeidungs- und Entdeckungsmaßnahmen herangezogen.

Optimierung

Die Optimierung besteht aus der erneuten Einschätzung des Risikos und der Überprüfung der Wirksamkeit der umgesetzten Maßnahmen und Dokumentationen.

Ergibt sich keine zufriedenstellende Bewertung, wird ein neuer Maßnahmenstand erzeugt. Im Anschluss findet eine Wirksamkeitsüberprüfung über die getroffenen Maßnahmen statt. Diese Risikooptimierung wird solange durchgeführt bis ein akzeptables Ergebnis erreicht wurden ist. Alle eingesetzten Maßnahmen werden in der FMEA archiviert, um entsprechende Wissenslücken für die Zukunft ausschließen zu können.

4.3.2 *Betrachtungstiefe im Rahmen der FMEA*

Die Betrachtungstiefe der Fehleranalyse bezieht sich zum einen auf den Aufschlüsselungsgrad der Systemelemente und zum anderen auf die Fokussierung der Fehlerursache, -art oder -folge.

Die Aufschlüsselung der Systemelemente erfolgt vorrangig nach Elementen, welche zur Sicherstellung der Standsicherheit beitragen und notwendig sind. In den meisten Fällen handelt es sich um statisch relevante Bauteile/-gruppen. Zusätzlich (und nur zur Sicherstellung der Vollständigkeit) werden ebenfalls Teile der inneren Tragstruktur des Turmes wie z.B. das Leitersystem mit aufgenommen. Diese sind für die Erreichbarkeit der bauwerklichen Komponenten durch das Wartungs- und Servicepersonal notwendig.

4.3.3 *Neuralgische Stellen der Referenzanlage*

Schwachstellen am Turm können nach dem potentiellen Ort des Fehlerauftretens unterschieden werden. An den Turmsegmenten sind überwiegend Fehler an Beschichtungen und das damit einhergehende erhöhte Korrosionspotential zu nennen. Des Weiteren können Dellen, Kerben und Risse auftreten. Weitere Schwachstellen sind die Schweißnähte zwischen und longitudinal an den einzelnen Segmenten sowie an den Türzargen. An den Flanschbaugruppen kann ein Versagen der kraftschlüssigen Verbindung, ein Verlust der Vorspannkraft der Schraubenverbindung oder die Fugenbildung sich zu einem statischen Problem ausweiten. Häufig treten auch Kombinationen aus den einzelnen Fehlern auf und können sich ggf. durch kausale Zusammenhänge sogar verstärken.

Das Fundament wurde in drei Abschnitte bezüglich des zu erwartenden Auftretens von potentiellen Schäden eingeteilt (siehe Abbildung 19). Hierbei handelt es sich um den Bereich außerhalb des Stahlbetonfundamentes (oberer Teil), den Bereich der Turmanbindung (mittlerer Teil) und innerhalb des Stahlbetonfundamentes (unterer Teil).

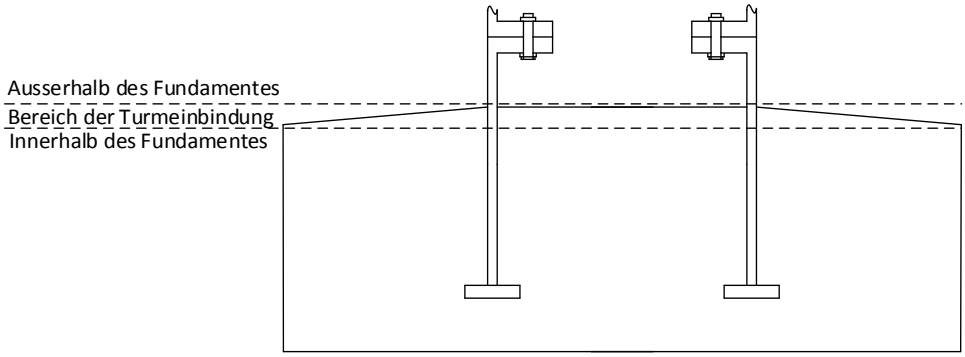


Abbildung 19 Skizze zur Darstellung von potentiell anzutreffenden Schäden bei einem Fundament mit FET; Quelle: Schedat

In Tabelle 8 ist eine Auswahl an bekannten Schäden nach der räumlichen Gliederung aus Abbildung 19 zusammengefasst. Die Auflistung umfasst im Kontext und in der Nomenklatur von Fehleranalysen sowohl Fehlerursachen, -arten und -folgen.

Tabelle 8 Schadensbilder einer Gründung mit FET

Potentieller Auftretensort	Schadensbilder
Oberer Teil	• Korrosion am Turmsegment, Ringflanschverbindung und/oder freiliegender Teil des FET • Wassereintritt am Turmanschluss • Klaffende Fuge zwischen FET und Turmsegment • Keine kraftschlüssige Verdingung zwischen FET und Turmsegment • Delle, abgeplatzter Lack, Kerbe an den Stahlsegmenten (mit/ohne Korrosion)
Mittlerer Teil	• Risse (Rissbildung) an Betonoberfläche • (Schollenförmige) Abplatzungen des Aufbetons • Fugenbildung zwischen FET und Stahlbetonfundament • Risse (Rissbildung) in der Vergussfuge (Bewegungsfuge) • Abriss der Fugenabdichtung (mangelhafte Abdichtung) • Freigelegte Stahlbewehrung • Durchfeuchten des Fundamentbetons
Unterer Teil	• Hohlräume und Lufteinschlüsse zwischen Beton und Eingießflansch • Hohlräume und Lufteinschlüsse zwischen Stahlbewehrung und Beton • Nicht kraftschlüssige Anbindung zwischen Pfählen und Betonstahlfundament

Die meisten aufgezeigten Fehler sind nur zum Teil durch visuelle Inspektionen detektierbar. Hierzu zählen z.B. Risse an der Fundamentoberfläche. Ein Hauptproblem bei der visuellen Inspektion ist jedoch, dass hierbei meistens nicht der Fehlerursache direkt entgegen gewirkt wird, sondern nur die (sichtbare) Fehlerart und/oder -folge identifiziert werden kann. Durch ein gezieltes Monitoring kann ein präventives Erkennen von Schäden optimiert werden.

4.3.4 Auswahl der zu überwachenden Stellen

Einige Schadensbilder (Dellen, Lackschäden) können gut bis sehr gut am Turm durch visuelle Kontrollen z.B. im Rahmen der Wiederkehrenden Prüfung entdeckt werden. Bei der Fehleranalyse werden Risse und gelöste Schraubenverbindungen besonders kritisch bewertet. Für diese Fehlerarten soll im Folgenden eine Möglichkeit zur messtechnischen Überwachung analysiert werden.

Hinweis: Lackschäden können auch das Resultat von Rissen sein oder durch Dellen hervorgerufen werden. Durch das methodische Vorgehen der FMEA wird diese Fehlerkausalität jedoch differenziert betrachtet.

Am Fundament können nur äußere Fehler an der freiliegenden Oberfläche gut erkannt werden. Insbesondere durch Plannungsfehler und/oder Baumängel hervorgerufene Fehlerarten im inneren Teil sind ohne Hilfsmittel jedoch nicht zu erkennen. Der Schwerpunkt im Rahmen des Projektes ist die Überprüfung der festen Einbindung zwischen FET und Fundament. Analog zum Turm wird hierfür eine Messstrategie entwickelt.

4.4 Messaufgabe und -aufbau

Moderne WEA besitzen eine Vielzahl an Sensorik zur Betriebsführung und Regelung von verschiedenen mechanischen und elektrischen Teilsystemen. In Hinblick auf die Tragstruktur sind z.B. Beschleunigungssensoren zur Überwachung der Turmschwingungen installiert. Hierbei findet jedoch i.d.R nur ein Soll-Ist Wert Abgleich statt. Wird ein Grenzwert z.B. durch eine große Auslenkung des Turmkopfes erreicht, bzw. überschritten, dann setzt ein hinterlegter Mechanismus zur Steuerung der Anlage ein. Eine explizite Überwachung z.B. hinsichtlich des Ermüdungszustandes ist jedoch derzeit noch nicht in den Überwachungssystemen der Hersteller und Betreiber implementiert.

Die Aufgabe des Messsystems ist es deshalb, ermüdungsrelevante Beanspruchungen am Turm und Fundament zu messen und mithilfe des anschließenden post processings einen Beitrag zur Einschätzung und Bewertung der Restnutzungsdauer zu leisten. Da eine kontinuierliche Aufzeichnung der Lasten (noch) nicht standardmäßig an den WEA vorgenommen wird, ergibt sich die Notwendigkeit, dass das Messsystem auch nach einer beliebigen Nutzungsdauer in eine WEA für eine Kurzzeitmessung installiert werden kann.

4.4.1 Vorabüberlegungen

Fundament und Turmeinbindung

Der Turm einer WEA wird aufgrund von äußeren Einwirkungen (Windlast) oder durch die im Betrieb hervorgerufenen Lasten belastet. Hierzu gehören insbesondere die durch den Rotor erzeugte Schubkraft, sowie die aus der Rotor-und Blattdurchgangsfrequenz (1P und 3P) induzierten Lasten. Diese und weitere Einwirkungen verursachen Schwingungen, welche über das FET ins Fundament abgeleitet werden müssen. Bei der messtechnischen Erfassung dieser Schwingungen können entsprechende Zustandsparameter abgeleitet und verglichen werden. Unterscheiden sich diese maßgeblich in ihrer Ausprägung, kann auf (mind.) einen Fehler infolge einer Relativbewegung geschlussfolgert werden.

Für die Überwachung bzw. Erfassung des Zustandes des WEA-Fundamentes der Referenzanlage wurde sich für eine Variante aus mehreren Beschleunigungssensoren entschieden. Hauptgründe hierfür sind die Robustheit gegenüber äußeren Einwirkungen, die relativ niedrigen Kosten und die Einfachheit der Messanordnung. Die Sensoren werden auf der Fundamentoberfläche und am FET im Innenbereich der Anlage platziert. Ein ähnliches Konzept wurde bereits erfolgreich in [41] getestet und angewandt.

Turm

Ein Problem bei den typischen Schadensbildern des Turms ist die Unkenntnis über den Ort des Auftretens. Eine lokale Überwachung ist durch die damit verbundene große Anzahl an Messsensorik und den resultierenden hohen Kosten nicht praktikabel. Basierend auf den als kritisch eingestuften Schwachstellen wurde nach einer Möglichkeit zur Überwachung der Flansche mit dazugehöriger Schraubenverbindung gesucht. Hierzu wurden verschiedene stationäre und mobile Methoden recherchiert (siehe Tabelle 9). Unter der Voraussetzung, dass die Messsensorik nachträglich und ohne Eingriff in das System „Schraubenverbindung“ installiert werden soll, ist zunächst jedoch noch keine praxistaugliche Lösung für eine Kurzzeitmessung gefunden wurden.

Bei einer ambienten Erregung wird die Reaktion eines Bauwerkes durch natürliche (zufällige) Anregungen gemessen. Hierbei werden modale Größen ausschließlich aus den Antwortsignalen extrahiert. Diese gemessenen Größen stehen in einem direkten Zusammenhang mit physikalischen Eigenschaften der WEA, wie z.B. der Masse und Dämpfung. Am Turm wird mit dem Messsystem zunächst eine Systemidentifikation durchgeführt.

Tabelle 9 Stationäre und mobile Methoden zur Prüfung der Schraubenverbindung; Quelle: Schedat

Stationäre Methode	**Kraftmessring**
	Dehnungsaufnehmer
	DMS direkt über Flanschspalt
	Bolzen mit applizierten DMS
	Elektrisch leitender Lack
Mobile Methode	Manuelle Drehmomentprüfung mittels Drehmomentschrauber
	Manuelle Überprüfung der Vorspannkraft durch Ultraschallverfahren (Ultraschalllaufmessung) ohne/mit Eingriff der Bolzenverbindung

Die lokale Überprüfung der Flanschverbindung erfolgt zunächst ebenfalls unter der Verwendung von Beschleunigungssensoren. Hierzu werden zwei in jeder Turmsektion (5 Stück) jeweils oberhalb der Flanschverbindung angeordnet. Wenn es zwischen diesen Messpunkten maßgebliche Änderungen von Zustandsparametern gibt, dann kann dies ein Rückschluss auf eine fehlerhafte Verbindung darstellen. Eine andere Alternative könnte ein Riss in einer Schweißnaht sein.

In Anlehnung an die IEC 61400-13 wird zudem am Turmkopf und in der ersten (unteren) Turmsektion eine Lastmessung unter Verwendung von DMS durchgeführt. Neben der Biegung wird auch die Torsion ermittelt.

4.4.2 Umsetzung

Die im Projekt verwendete Messsensorik besteht aus einer Kombination aus Dehnungsmessstreifen, Beschleunigungs-, Neigungs- und Temperatursensoren. Insgesamt sind diese Sensoren über die gesamte Höhe der WEA auf sieben verschiedenen Levels verteilt. Um eine Vergleichbarkeit der auf unterschiedlichen Höhen gemessenen Daten zu gewährleisten, wurden die Sensoren jeweils an den gleichen geografischen Positionen montiert. Die Erfassung der Daten erfolgt über einen Datenlogger vom Typ „imc Cronos“. Die gemessenen Signale sind über CAN-Bus-Module miteinander verbunden und werden an einen Rechner übermittelt. Auf diesem internen Rechner werden die Daten zwischengespeichert. Diese Rohdaten werden in regelmäßigen Abständen – zunächst noch manuell – per Remote Zugriff auf einen Speicher im WETI für das post processing übertragen.

In Abbildung 20 sind die verschiedenen Level mit den entsprechenden Sensoren aufgezeigt.

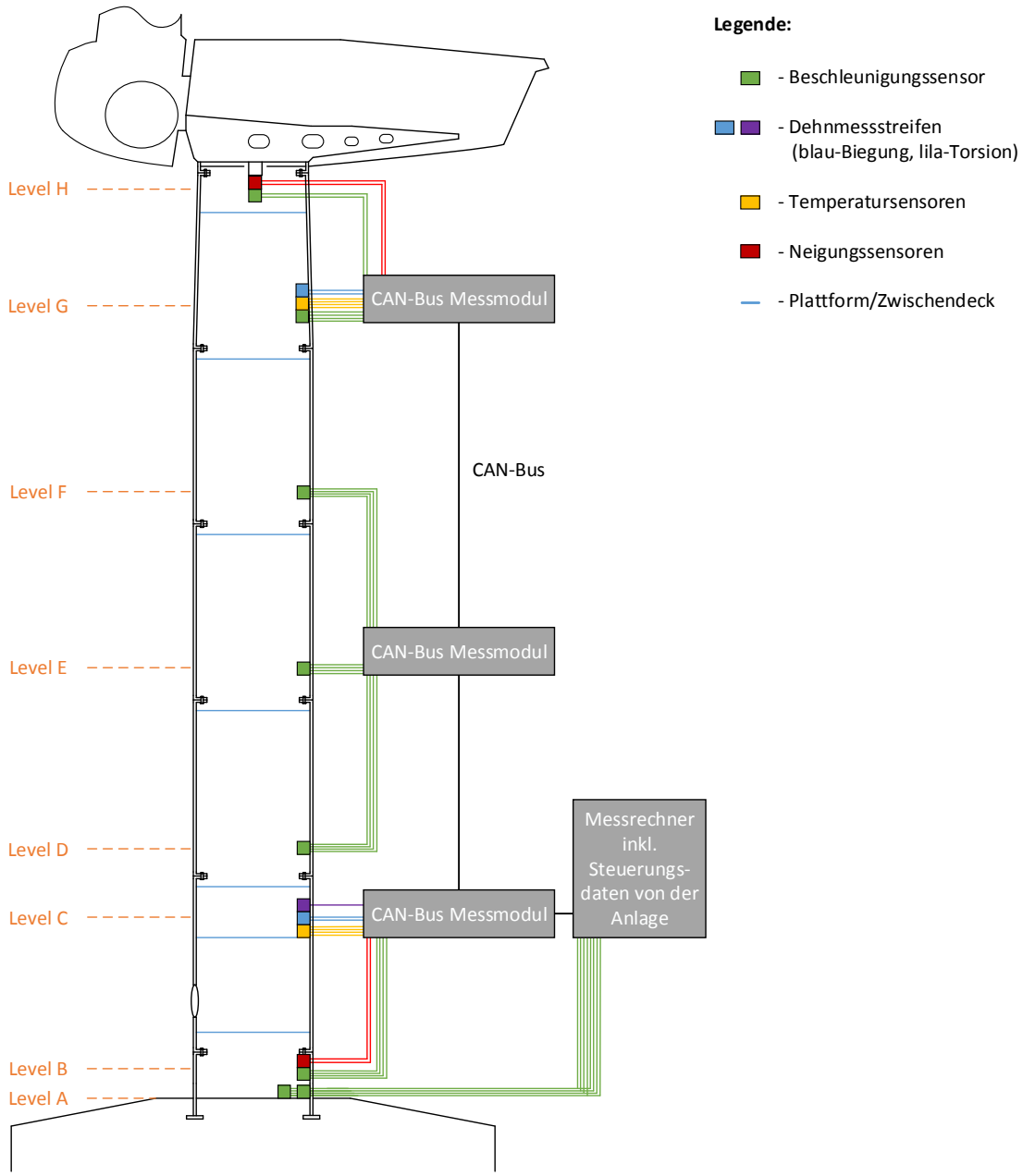


Abbildung 20 vereinfachte Darstellung über die Anordnung der Sensorik innerhalb der Referenzanlage MM 92; Quelle: Schedat

Die Anordnung der Sensorik von oben betrachtet kann aus der Abbildung 21 entnommen werden. Die Ausrichtung der Sensorik wurde so gewählt, dass eine Abdeckung in Hauptwindrichtung überwiegend gewährleistet ist. Die Ausrichtung der Sensorik orientiert sich an der im Turm befindlichen Leiter. Diese ist ortsfest und wurde demzufolge als Referenzpunkt für jede Plattform gewählt (nicht in der Abbildung zu sehen). Zur vereinfachten Darstellung wurde die Turmeingangstür bei 180° eingezeichnet. In der Realität und bezogen auf den geografischen

Norden sind alle Sensoren um ca. 10° im Uhrzeigersinn gedreht, d.h. die Messstellen befinden sich bei 70°, 160°, 250° und 340°.

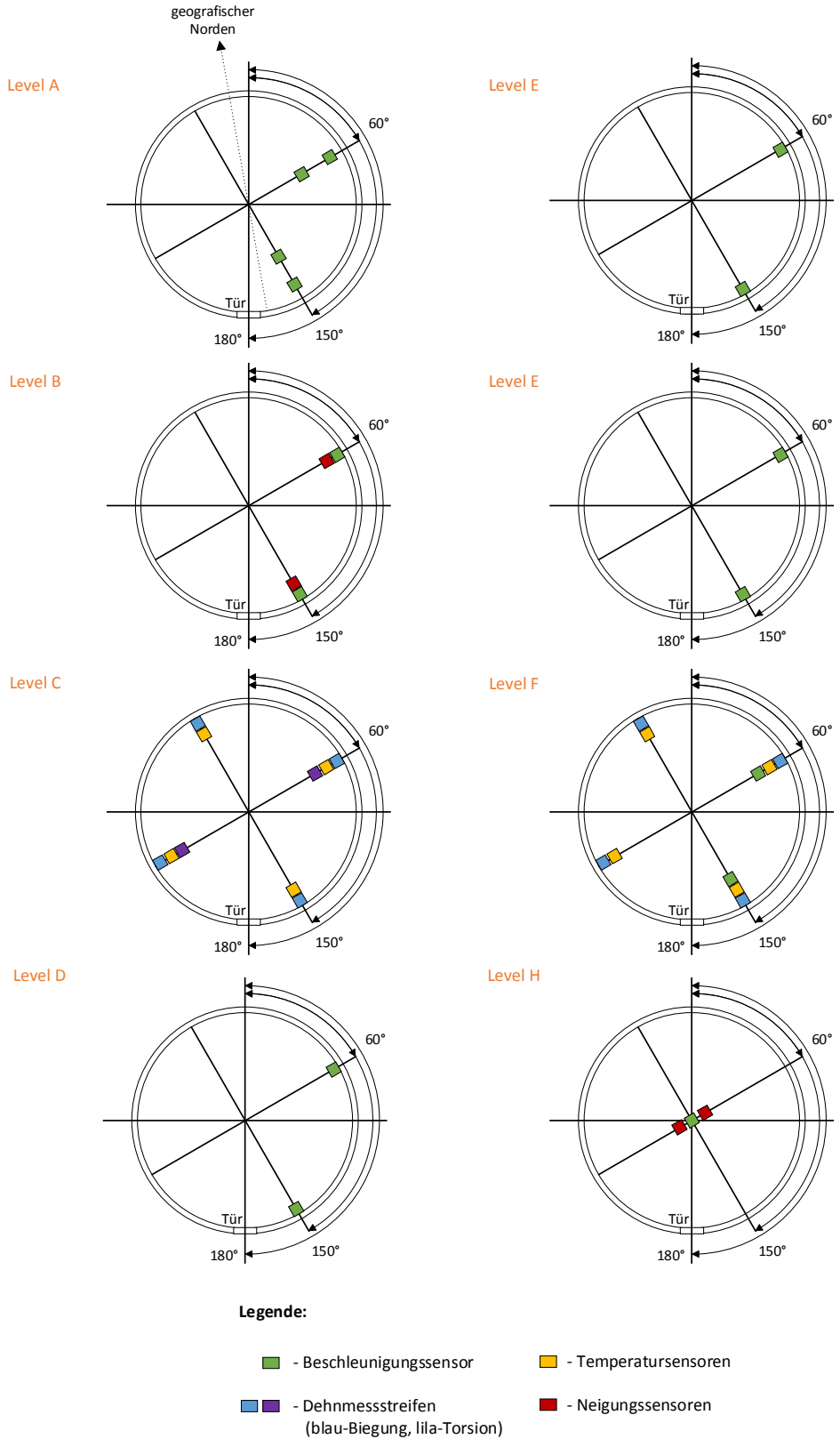


Abbildung 21 Anordnung der Sensoren auf den jeweiligen Levels; Quelle: Schedat

Damit jeder Sensor eindeutig identifiziert werden kann, erfolgte eine Namensgebung in Abhängigkeit von dem Ort, dem Sensortyp, Nummer, Sensorausrichtung und Sensorposition innerhalb des Turms. Der jeweilige Name setzt sich damit aus vier verschiedenen Levels zusammen. Das Prinzip der Namensgebung ist in Tabelle 6 exemplarisch dargestellt.

Tabelle 10 Prinzip und Definition der Namensgebung der verbauten Sensoren; Quelle: Schedat

Level: Ort	**Level 2: Sensortyp**	**Level 3: Nummer des Sensors und Messrichtung**	**Level 4: Sensor-position**
Fundament: A	Beschleunigungssensor: ACC	X-Richtung: X	Winkel nach Himmels-richtung
Fundamenteinbauteil: B	Neigungssensor: N	Y-Richtung: Y	
WEA-Befahranlage: C	Dehnmessstreifen: Bieg, Tor	Z-Richtung: Z	
Turmsektion 2: D	Temperatursensor: Temp	X, Z - Ebene: X, Z	
Turmsektion3: E		Y, Z - Ebene: Y, Z	
Turmsektion 4: F			
Turmkopfsektion: G			
Maschinenträger: H			

Beispiel			
Fundament	Beschleunigungssensor	X-Richtung	60°
A	ACC	1X	60°
Geschrieben: A-ACC-1X_60			

In der folgenden Tabelle 7 sind die einzelnen Sensor-Positionen, sortiert nach den jeweiligen Pattformen, hinterlegt.

Tabelle 11 Sensorbezeichnung und Installationsposition; Quelle: Schedat

Plattform	**Sensor**	**Position**
Level A	A-ACC-1X_60	60°; Beschleunigungssensoren ca. 100 mm von FET-Wand entfernt
	A-ACC-1Z_60	
	A-ACC-2X_60	60°; Beschleunigungssensoren ca. 1300 mm von FET-Wand entfernt (Annahme eines Bruchwinkels von 50°)
	A-ACC-2Z_60	
	A-ACC-3Y_150	150°; Beschleunigungssensoren ca. 100 mm von FET-Wand entfernt
	A-ACC-3Z_150	

	A-ACC-4Y_150	150°; Beschleunigungssensoren ca. 1300 mm von FET-Wand entfernt (Annahme eines Bruchwinkels von 50°)
	A-ACC-4Z_150	
Level B	B-ACC-5X_60	60°; Beschleunigungssensoren direkt an der FET-Wand
	B-ACC-5Z_60	
	B-N-1X,Z_60	60°; Neigungssensoren direkt an der FET-Wand und zur Turmmitte ausgerichtet
	B-ACC-6Y_150	150°; Beschleunigungssensoren direkt an der FET-Wand
	B-ACC-6Z_150	
	B-N-2Y,Z_150	150°; Neigungssensoren direkt an der FET-Wand und zur Turmmitte ausgerichtet
Level C	C-Bieg-1_060_240	60°, 240°; DMS direkt an der Turmwand
	C-Bieg-2_150_330	150°, 330°; DMS direkt an der Turmwand
	C-Tor-1_055_235	55°, 235°; DMS direkt an der Turmwand
	C-Temp-1_60	60°; Temperatur direkt an der Turmwand
	C-Temp-2_150	150°; Temperatur direkt an der Turmwand
	C-Temp-3_240	240°; Temperatur direkt an der Turmwand
	C-Temp-4_330	330°; Temperatur direkt an der Turmwand
Level D	D-ACC-7X_60	60°; Beschleunigungssensoren direkt an der Turmwand
	D-ACC-7Y_60	
	D-ACC-8X_150	150°; Beschleunigungssensoren direkt an der Turmwand
	D-ACC-8Y_150	
Level E	E-ACC-9X_60	60°; Beschleunigungssensoren direkt an der Turmwand
	E-ACC-9Y_60	
	E-ACC-10X_150	150°; Beschleunigungssensoren direkt an der Turmwand
	E-ACC-10Y_150	
Level F	F-ACC-11X_60	60°; Beschleunigungssensoren direkt an der Turmwand
	F-ACC-11Y_60	
	F-ACC-12X_150	150°; Beschleunigungssensoren direkt an der Turmwand
	F-ACC-12Y_150	
Level G	G-ACC-13X_60	60°; Beschleunigungssensoren direkt an der Turmwand
	G -ACC-13Y_60	
	G -ACC-14X_150	150°; Beschleunigungssensoren direkt an der Turmwand
	G -ACC-14Y_150	
	G_Bieg-3_060_240	60°, 240°; DMS direkt an der Turmwand

	G_Bieg-4_150_330	150°, 330°; DMS direkt an der Turmwand
	G_Temp-5_60	60°; Temperatur direkt an der Turmwand
	G_Temp-6_150	150°; Temperatur direkt an der Turmwand
	G_Temp-7_240	240°; Temperatur direkt an der Turmwand
	G_Temp-8_330	330°; Temperatur direkt an der Turmwand
Level H	H-ACC-15tilt	zentral über Turm am Maschinenträger
	H-ACC-15roll	
	H-N-3tilt	zentral über Turm am Maschinenträger
	H-N-4roll	

Im Anhang A sind Bilder über die Sensoren und deren Befestigung am Fundament bzw. am Turm hinterlegt.

4.5 Datenerfassung und Weiterverarbeitung

<u>Generell</u>

Zur Erfassung und Weiterverarbeitung der Messdaten werden zunächst die in der Windbranche üblichen 10 min Zeitreihen gebildet. Hierzu werden die folgenden Signale mit einer bestimmten Auflösung (Wert in Klammern) abgetastet und in eine imc FAMOS .dat-Datei überführt:

- verschiedene „Lastsensoren“: Dehnmesstreifen, Beschleunigungssensoren, Neigungssensoren (50 Hz)
- verschiedene SCADA-Sensoren:
    - Windgeschwindigkeit (20 Hz)
    - Windrichtung (10 Hz)
    - Gondelausrichtung (20 Hz)
    - Pitchwinkel (20 Hz)
    - Turmschwingungen (20 Hz)
    - Rotordrehzahl (20 Hz)
    - Generatordrehzahl (20 Hz)

- Verschiedene Temperaturen (2 Hz)
- Wirk-, Schein- und Blindleistungsabgabe (20 Hz)

Jede .dat Datei erhält einen bestimmten Zeitstempel als Namen nach dem Schema: Jahr-Monate-Tag_Stunde-Minute-Sekunde (z.B. 2016-12-24_23-50-00.dat). Die in der .dat Datei befindlichen Sensoren (Multichannel-Messung) sind in diesem Stadium noch Spannungssignale. Zur Weiterverarbeitung werden die .dat Dateien zunächst in Matlab Dateien überführt (.mat). Anschließend erfolgt eine Umwandlung der Spannungssignale der Sensoren in die entsprechenden physikalischen Einheiten (siehe Tabelle 12). Hierzu werden entsprechende Offset- und Steigungsparameter der einzelnen Sensoren verwendet. Diese wiederum wurden während des Kalibrierungsprozesses zu Beginn der Messkampagne an der WEA ermittelt.

Tabelle 12 Physikalische Größen der umgewandelten Spannungssignale aus dem SHM Messsystem; Quelle: Schedat

SHM	
Physikalische Größe	*Einheit*
Beschleunigung	mm/s^2
Neigung	°
Biegung	kNm
Temperatur	°C
SCADA	
Physikalische Größe	*Einheit*
Winkel/Richtung	°
Drehzahl	rpm
Temperatur	°C
Dichte	kg/m^3
Geschwindigkeit	m/s
Schwingung (Beschleunigung)	mG
Leistung	kW/kvar/kVA

Aufgrund der Vielzahl der Daten (144 Dateien pro Tag mit jeweils 73 Signalen) werden die .mat Dateien im Nachgang komprimiert und nach einer entsprechenden Ordnerstruktur angelegt.

<u>Datencheck</u>

Um mit den Datensätzen weiterarbeiten zu können, muss sichergestellt werden, dass fehlerfreie Daten (keine zeitlichen Verzerrungen, Unvollständigkeiten etc.) für anschließende Berechnungen vorliegen. Die Datenüberprüfung erfolgte innerhalb des Projektes noch überwiegend manuell und bietet in Zukunft noch Möglichkeiten der Effizienzsteigerung. Folgende maßgebliche Kriterien wurden zum Datencheck verwendet:

- Datensätze umfassen keinen Zeitbereich von 10 min
- „Datenausreißer“ außerhalb des zulässigen Sensormessbereiches
- Unplausible Daten innerhalb bestimmter Betriebsbereiche der WEA

Wenn mind. eines der genannten Kriterien mit „ja“ beantwortet wurde, dann fand keine weitere Betrachtung dieses Datensatzes im Anschluss statt.

<u>Berechnung der DEL</u>

In Hinblick auf die Generierung von DELs (siehe Kapitel 3.4) aus den Signalen der DMS werden im weiteren Verlauf die notwendigen Schwingspielzahlen, Schwingmittelwerte sowie die Schwingweiten durch eine Rainflow-Zählung ermittelt und in einer sog. Markov Matrix hinterlegt. Die Rainflow-Zählung erfolgt nach ASTM Standard E 1049, 1985 (2011). Auf deren Grundlage erfolgt die Berechnung der DEL aus den 10 min Zeitreihen. Hierzu wurde ein internes Matlab Script geschrieben und an die benötigten Bedürfnisse angepasst.

Zur Ermittlung der Referenzschwingspielzahl $N_{äq}$ in Gleichung (7) wurde angenommen, dass während der Entwurfslebensdauer von mind. 20 Jahren ungefähr 10^7 Schwingungen auftreten. Bezogen auf eine 10 min Zeitreihe treten somit ca. 9,5064 Schwingungen auf.

Die dazugehörige Rechnung lautet wie folgt:

$$Zeitraum = 20\,Jahre \;=\; 631.152.000\,s$$

$$Zeit\ für\ eine\ Schwingung = \frac{Zeitraum}{Anzahl\ Schwingungen} = \frac{631.152.000\,s}{10^7} = 63{,}115\,s$$

$$Frequenz\ für\ eine\ Schwingung = \frac{1}{Zeit\ für\ eine\ Schwingung} = \frac{1}{63{,}115\,s} = 0{,}015844\,Hz$$

$$Referenzschwingzahl = Frequenz * 600\,s = 0{,}015844\,Hz * 600\,s = 9{,}5064$$

4.6 Gesamtkonzept

Das Ziel des Messkonzeptes ist, eine „Lasten-Datenbank“ unter der Zuhilfenahme von Messsensorik an einer Referenzanlage aufzubauen. Hierzu werden 10 min Beanspruchungszeitreihen von dem Turm und der Fundamentoberfläche aufgezeichnet. Anschließend erfolgt die Berechnung der schädigungsäquivalenten Lasten. Damit diese Einstufenkollektive dem jeweiligen vorrausgegangen Anlagenereignis zugeordnet werden können, werden auch bestimmte Betriebsdaten, Betriebszustände und Signale für das Sicherheitssystem erfasst. Durch statistische Korrelationen der „SCADA-Datenbank“ und der Einstufenkollektive wird anschließend die Grundlage für die Rekonstruktion der Lasten aus dem Zeitraum vor Beginn der Lastmessungen geschaffen (siehe Abbildung 22). Die Daten werden anschließend in einer „Lasten-Datenbank“ abgespeichert. Diese Datenbank kann anschließend für einen Abgleich mit den analytischen Lasten der simulierten WEA genutzt werden. Ebenfalls wäre es denkbar, dass entsprechende Sachverständige diese Datenbank für ihre einigen analytischen Berechnung zur Ermittlung der Restnutzungsdauer nutzen.

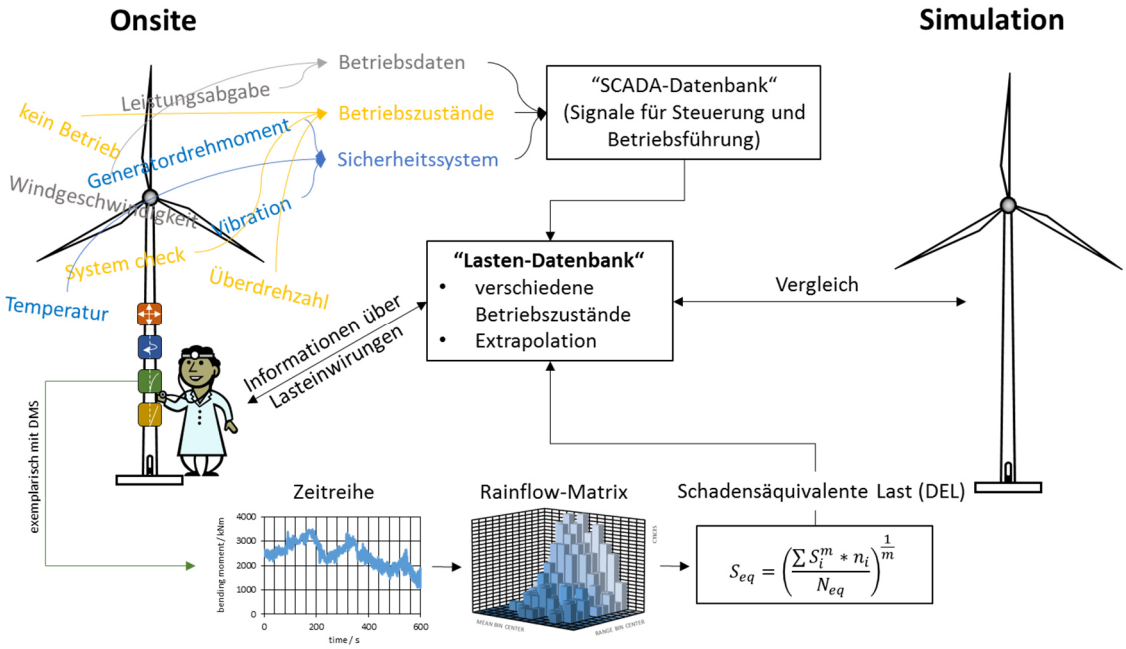


Abbildung 22 Schema über die Nutzung des SHM-Konzeptes zum Aufbau einer „Lasten-Datenbank“; Quelle: Schedat

Neben den Signalen für die „SCADA-Datenbank“ werden auch Informationen aus dem Logbuch der WEA gesichtet und ggf. berücksichtigt. Hierzu fehlt es bislang jedoch noch an einer effektiven analytischen Auswertungsmethode.

5 Auswertung der Messdaten

Es ist wichtig, dass das Verfahren nach einer beliebigen Nutzungsdauer in einer WEA installiert werden kann, da bei vielen Anlagen keine entsprechende Sensorik und/oder Datenaufzeichnung in der Vergangenheit und bis heute durchgeführt wurde/wird. Es wird hierbei essentiell, Lasten aus der Vergangenheit anhand von Standardsignalen (z.B. Windgeschwindigkeit, -richtung, elektrische Leistungsabgabe etc.) abschätzen zu können. Hierzu wurde eine Matrix mit schädigungsäquivalenten Lasten im Zusammenhang mit ausgewählten Standarddaten der Referenzanlage für bestimmte Betriebslasten erstellt. Die folgende Auswertung bezieht sich nur auf den Messzeitraum. Der Zeitraum vor der Installation des Messsystems wurde zwar betrachtet, wird jedoch nicht im Rahmen dieser Arbeit dargestellt.

5.1 Logbuch

Ereignis- und Fehlermeldungen

Alle Ereignis- und Fehlermeldungen aus dem Messzeitraum wurden hinsichtlich der Verwendung eines aktiven Bremsvorganges untersucht. Hierbei ließen sich unterschiedliche Bremsprogramme, abhängig von der Pitchwinkelgeschwindigkeit, unterscheiden. Diese Bremsprogramme wurden aufgrund der Geheimhaltungsvereinbarungen mit Senvion in dieser Arbeit nur grob in „kein Bremsvorgang“, „leichter Bremsvorgang“, „mittlerer Bremsvorgang“ und „starker Bremsvorgang“ unterschieden. In Tabelle 13 ist die prozentuale Verteilung der einzelnen Bremsprogramme dargestellt. Durch die Lastdatenbank können diesen Bremsvorgängen nun entsprechenden Teilschädigungen (bzw. DELs) auf das Bauwerk zugeordnet werden.

Tabelle 13 Prozentuale Verteilung der Bremsvorgänge im Messzeitraum; Quelle: Schedat

Bremsmodi	Prozentualer Anteil / %
Kein Bremsprogramm	83,2
Leichter Bremsvorgang	14,9
Mittlerer Bremsvorgang	0,2
Starker Bremsvorgang	1,8

Weitere Ereignisse

Neben den oben genannten Ereignissen und Fehlermeldungen existieren noch ein Vielzahl weiterer Betriebszustände aus denen durch die Lastdatenbank entsprechende DELs abgeleitet werden können.

Ein Beispiel: Innerhalb des Messzeitraums wurde die Anlage aufgrund des Einspeisemanagements insgesamt über einen Zeitraum von 752:12:51 h abgeschaltet bzw. nur leistungsreduziert betrieben. Die Ermittlung der damit verbundenen geringeren Teilschädigung der Struktur hat einen direkten Einfluss auf die Restnutzungsdauer.

5.2 Messdaten

Der Messzeitraum umfasste im Rahmen des Projektes insgesamt 51.535 10 min Zeitreihen und somit fast ein Jahr (ca. 358 Tage). Aufgrund technischer Schwierigkeiten mit verschiedenen Hardwarekomponenten und fehlerhaften bzw. unvollständigen Zeitreihen konnten für die Auswertung jedoch nur ca. 73,3 % (37.774) aller Zeitreihen genutzt werden. Somit umfassen die für die Auswertung genutzten Messdaten einen Zeitraum von ca. 262 Tagen.

Innerhalb des Messdatenumfanges wurde anschließend hinsichtlich der Turbulenzintensität, der Windgeschwindigkeit und -richtung sowie des Leistungslevels differenziert. Die ersten drei Parameter wurden aus den Messdaten des herstellereigenen Gondelanemometers berechnet. Des Weiteren unterliegt das Gondelanemometer auf der Anlage bestimmten Einflüssen durch die Rotorblätter und die Gondel. Es handelt sich zudem um eine Punktmessung.

Beim Leistungslevel wurde zwischen allen Betriebszuständen (einschließlich $P_{el} \leq 0\ kW$) und Betriebszuständen mit $P_{el} > 0\ kW$ unterschieden. Ein Überblick über den Messdatenumfang ist in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14 Übersicht über die zur Auswertung genutzten Messdaten; Quelle: Schedat

Messdatenumfang aller Betriebszustände	
Messzeitreihen mit Daten	37.774
Messzeitreihen mit $v_{in} \leq v_{10\,min} \leq v_{out}$ und TI von $0 - 100\ \%$	36.197
Messdatenumfang mit Produktionsbetrieb ($P_{el} > 0\ kW$)	
Messzeitreihen mit $v_{in} \leq v_{10\,min} \leq v_{out}$ und TI von $0 - 100\ \%$	29.770

Tabelle 15 Definition von Windsektor und Windgeschwindigkeitsklasse

Windsektor / °	**Nummer Windsektor / -**	**Windgeschwindigkeitsklasse / m/s**	**Nummer Windklasse / -**
0 (360) - < 30	1	0 - < 1	0
30 - < 60	2	1 - < 2	1
60 - < 90	3	2 - < 3	2
90 - < 120	4	3 - < 4	3
120 - < 150	5	4- < 5	4
150 - < 180	6	5 - < 6	5
180 - < 210	7	6 - < 7	6
210 - < 240	8	7 - < 8	7
240 - < 270	9	8 - < 9	8
270 - < 300	10	9 - < 10	9
300 - < 330	11	10 - < 11	10
330 - < 0 (360)	12	11 - < 12	11
		12 - < 13	12
		13 - < 14	13
		14 - < 15	14
		15 - < 16	15
		16 - < 17	16
		17 - < 18	17
		18 - < 19	18
		19 - < 20	19
		20 - < 21	20
		21 - < 22	21
		22 - < 23	22

5.2.2 Windverteilung

Die relative Häufigkeit der Windgeschwindigkeitsverteilung aus mittleren Windgeschwindigkeiten aller 37.774 Messzeitreihen ist in Abbildung 23 dargestellt. Unter Zuhilfenahme der modifizierten Maximum-Likelihood-Methode wurde der Formparameter mit $k = 2{,}21$ und der Skalierungsparameter mit $A = 7{,}76\ m/s$ ermittelt. Die mittlere Windgeschwindigkeit beträgt $v_{mittel} = 6{,}88\ m/s$.

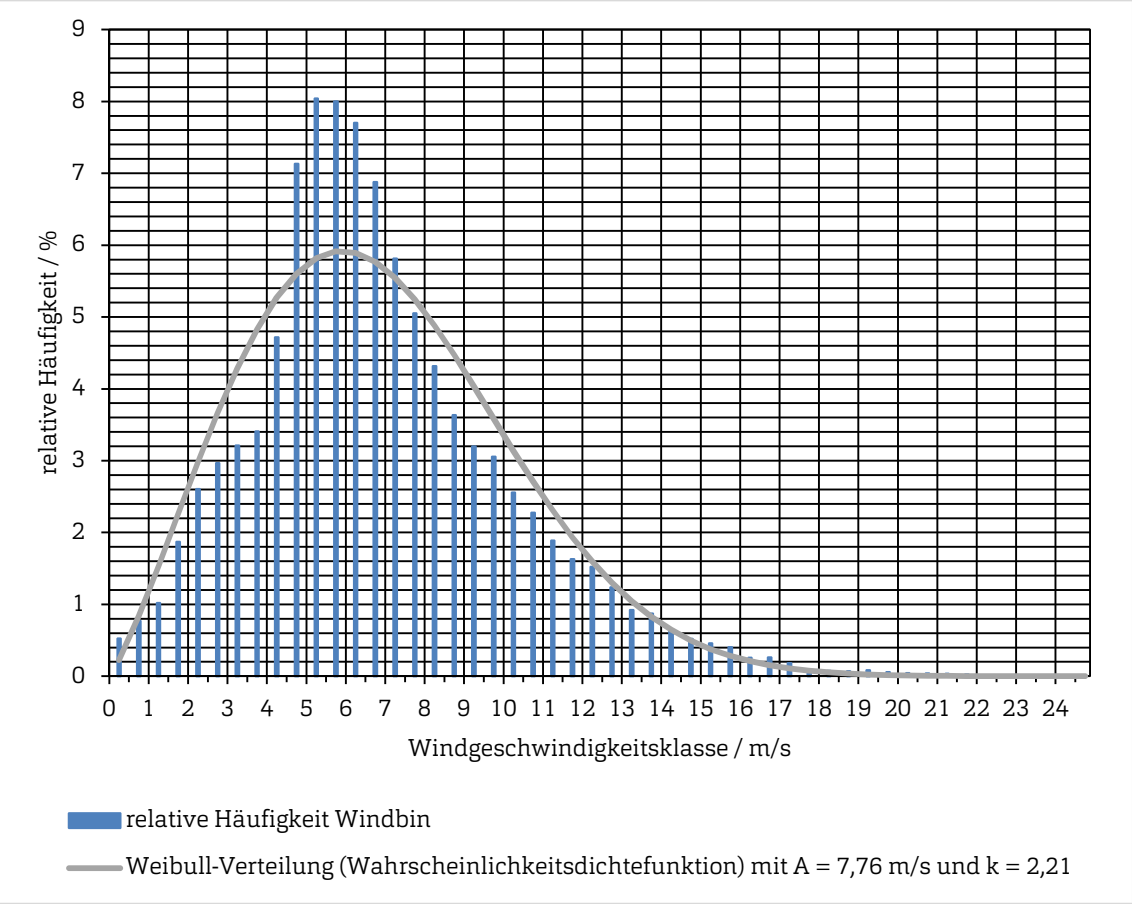


Abbildung 23 relative Häufigkeit der Windgeschwindigkeitsverteilung innerhalb der Messkampagne und die dazugehörigen Weibullparameter mit A = 7,76 m/s und k = 2,21; Quelle: Schedat

Die mittlere Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Windrichtung aller 37.774 Zeitreihen ist in Abbildung 24 dargestellt. Die relative Hauptwindrichtung erstreckt sich zwischen 210° - 270°.

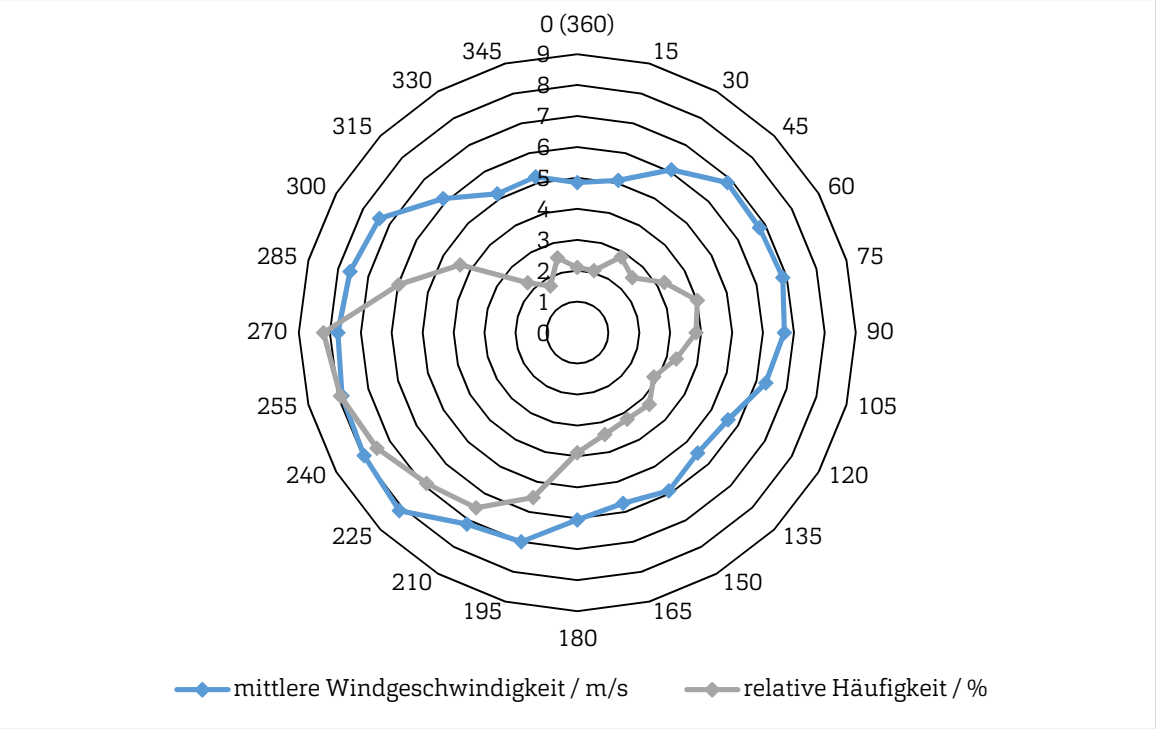


Abbildung 24 Mittlere Windgeschwindigkeit und deren relative Verteilung innerhalb des Messdatenzeitraums; Quelle: Schedat

5.2.3 Turbulenzintensität

In Abbildung 25 sind die Mittelwerte aus den 10 min-Zeitreihen mit den dazugehörigen Standardabweichungen in 1 m/s-Windklassen aus allen Windrichtungen dargestellt. Die Windgeschwindigkeiten oberhalb von 22 m/s wurden aufgrund der zu geringen Datengrundlage hierbei nicht mit abgebildet.

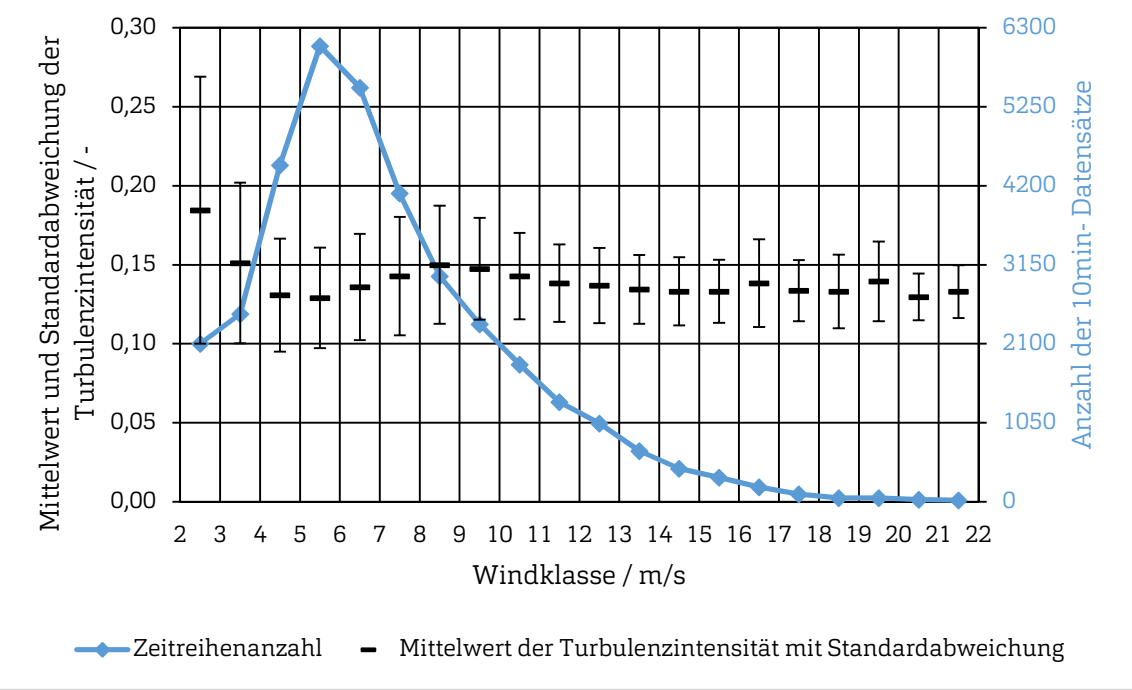


Abbildung 25 Mittelwert der Turbulenzintensität mit Standardabweichung aus allen Windrichtungen an der Forschungsanlage MM92 in Eggebek; Quelle: Schedat

5.2.4 alle Betriebszustände

Zur Erstellung der DEL-Matrix über alle Betriebszustände in diesem Kapitel wurden insgesamt 37.774 10 min Zeitreihen ausgewertet. In den folgenden Abbildungen sind nur Windgeschwindigkeitsklassen und Windrichtungssektoren genutzt wurden, bei denen mind. sechs Zeitreihen vorlagen. Bei einer geringeren Anzahl wurden diese Windgeschwindigkeitsklassen und Windrichtungssektoren nicht zur Berechnung der DELs verwendet. Die prozentuale Verteilung über die Anzahl der Messzeitreihen ist in Abbildung 26 dargestellt. Über die Hälfte der Messzeitreihen mit einem Anteil von 53,32 % wurden während einer mittleren Windgeschwindigkeit zwischen 4 m/s bis einschließlich 7 m/s aufgezeichnet. Die Anzahl der Zeitreihen, welche bis zur Einschaltwindgeschwindigkeit vorliegen, umfassen ca. 9,75 %. Innerhalb der Nennwindgeschwindigkeit (Referenzkennlinie vorausgesetzt) liegen 11,30 % aller Zeitreihen.

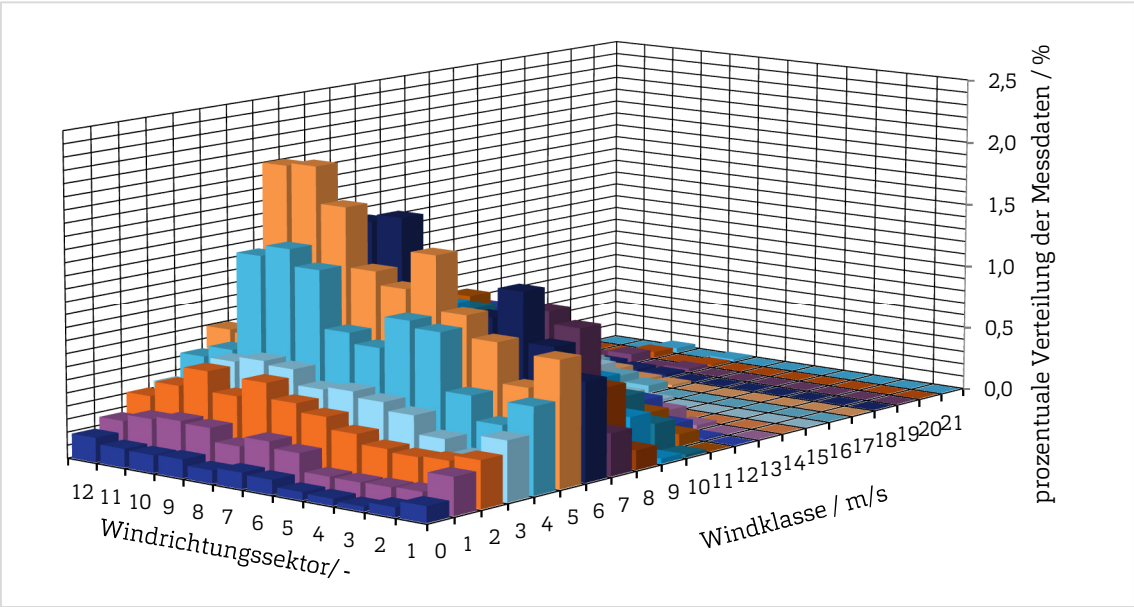


Abbildung 26 Prozentualer Anteil der Messdaten, sortiert nach Windrichtungssektor und Windklasse; Quelle: Schedat

Zur übersichtlicheren Darstellung wurden in Abbildung 27 die Windgeschwindigkeitsklassen in umgekehrter Reihenfolge dargestellt.

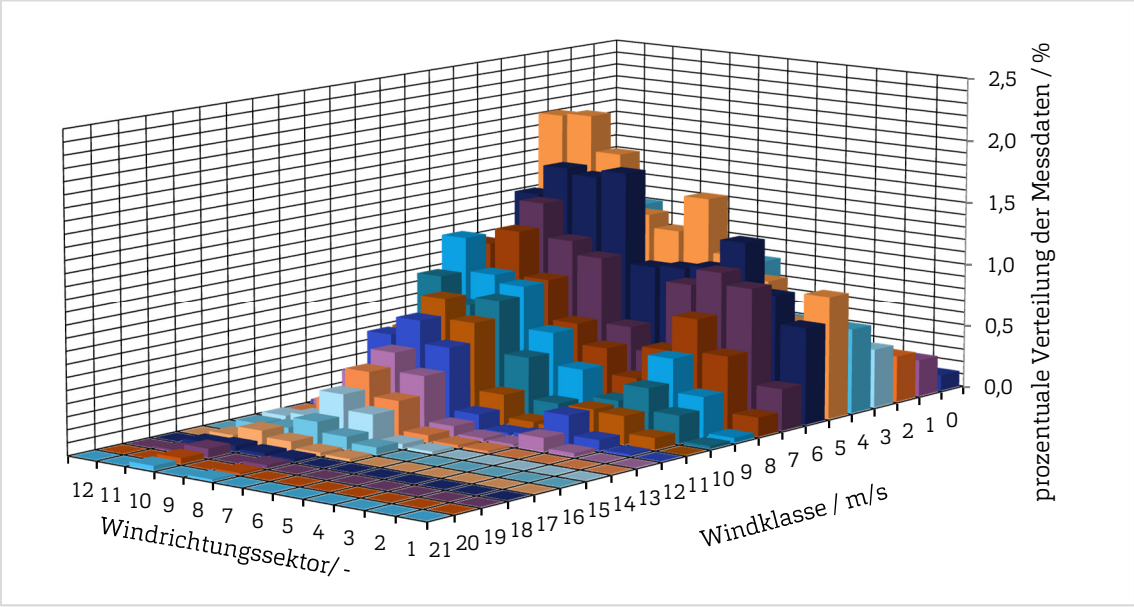


Abbildung 27 Prozentuale Verteilung der Messdaten, sortiert nach Windrichtungssektor und umgekehrter Windklasse; Quelle Schedat

5.2.5 Betriebszustände im Produktionsbetrieb

Innerhalb des Produktionsbetriebs konnten 29.770 10 min Zeitreihen zur Berechnung der DELs verwendet werden. Windgeschwindigkeitsklassen und Windrichtungssektoren mit weniger als sechs Zeitreihen wurden vernachlässigt. Die prozentuale Verteilung der Zeitreihenanzahl ist in Abbildung 28 dargestellt. Die beiden ersten Windgeschwindigkeitsklassen sind leer, weil die WEA erst oberhalb einer Windgeschwindigkeit von 2 m/s in den Produktionsbetrieb übergeht. Analog zu 5.2.4 bildet der Windgeschwindigkeitsbereich von 4 m/s bis einschließlich 7 m/s mit ca. 63,84 % einen Großteil des Messdatenumfangs ab. Der Anteil der Messdaten im Volllastbereich der WEA liegt bei 10,44 %.

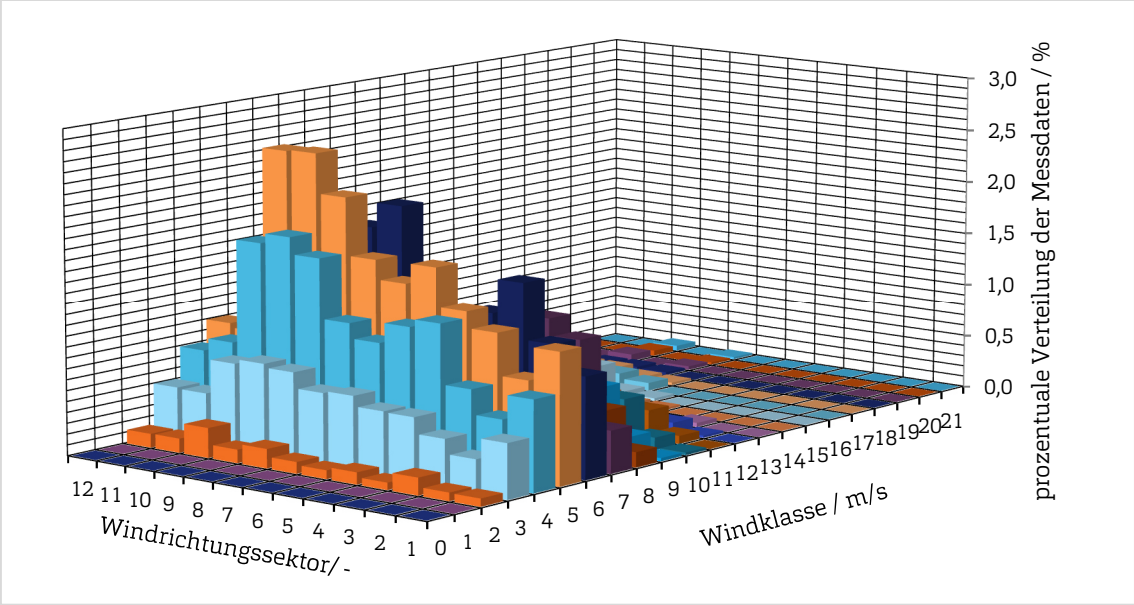


Abbildung 28 Prozentualer Anteil der Messdaten im Produktionsbetrieb, sortiert nach Windrichtungssektor und Windklasse; Quelle: Schedat

Zur übersichtlicheren Darstellung wurden in Abbildung 29 die Windgeschwindigkeitsklassen in umgekehrter Reihenfolge dargestellt.

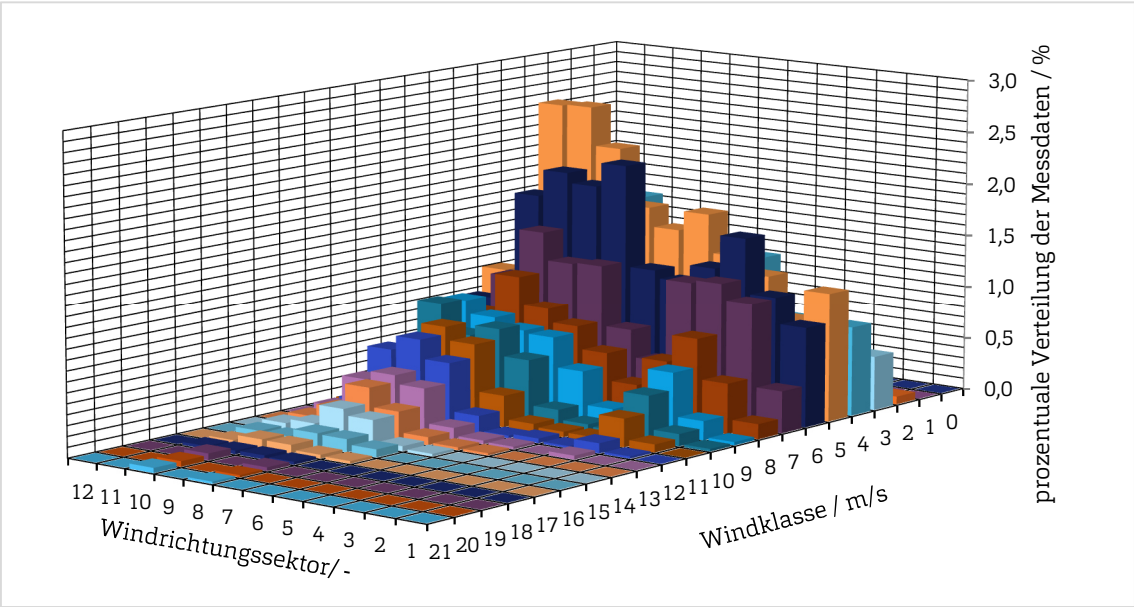


Abbildung 29 Prozentuale Verteilung der Messdaten im Produktionsbetrieb, sortiert nach Windrichtungssektor und umgekehrter Windklasse; Quelle: Schedat

5.3 Schädigungsäquivalente Lasten

Das Vorgehen zur Berechnung der schädigungsäquivalenten Lasten ist in Kapitel 3.4 beschrieben worden. Im Folgenden werden exemplarisch die DELs des Turmfußbiegemomentes parallel zur Gondelausrichtung (M-Tilt) berechnet. Hierzu musste zunächst das resultierende Moment aus den 90° versetzten DMS am Turmfuß errechnet werden. Anschließend wurde dieses Moment auf die Gondelausrichtung umgerechnet. Im folgenden werden wie im vorherigen Abschnitt zunächst die Ergebnisse für alle Betriebsbereiche und danach nur die DELs aus dem Produktionsbereich ($P_{el} > 0\ kW$) dargestellt. Alternativ zu den gewählten Parametern in diesem Bericht können mithilfe der Lastdatenbank auch andere statistische Parameter zur Darstellung in Verbindung mit den DELs genutzt werden.

5.3.1 alle Betriebszustände

In Abbildung 30 sind die normierten DEls aus allen Betriebszuständen abgebildet. Zur Wahrung der Übersicht werden nur die Mittelwerte der DELs aus den jeweiligen Windrichtungssektoren und Windgeschwindigkeitsklassen (Windklasse) dargestellt. Es wird darauf hingewiesen, dass je nach Betriebssituation in den jeweiligen 10 min Zeitreihen größere Abweichungen trotz desselben Windrichtungssektors und derselben Windgeschwindigkeitsklasse

auftreten können (gilt auch für Kapitel 5.3.2). In Abbildung 31 wurde die Windgeschwindigkeitsklasse herumgedreht.

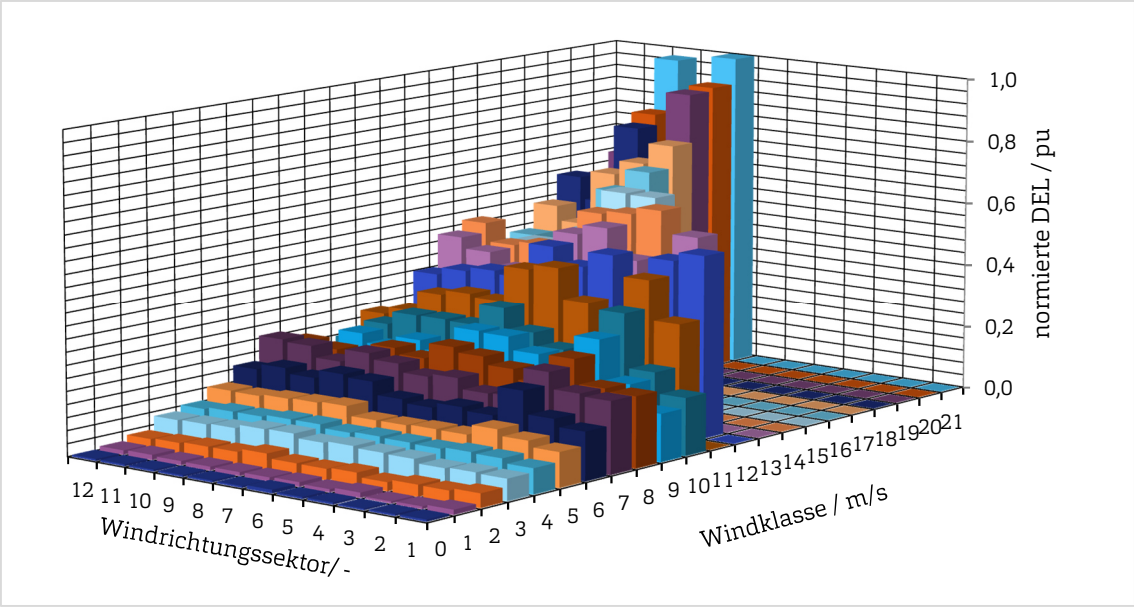


Abbildung 30 normierte Darstellung der DEL aller Betriebszustände sortiert nach Windrichtungssektor und Windgeschwindigkeitsklasse; Quelle: Schedat

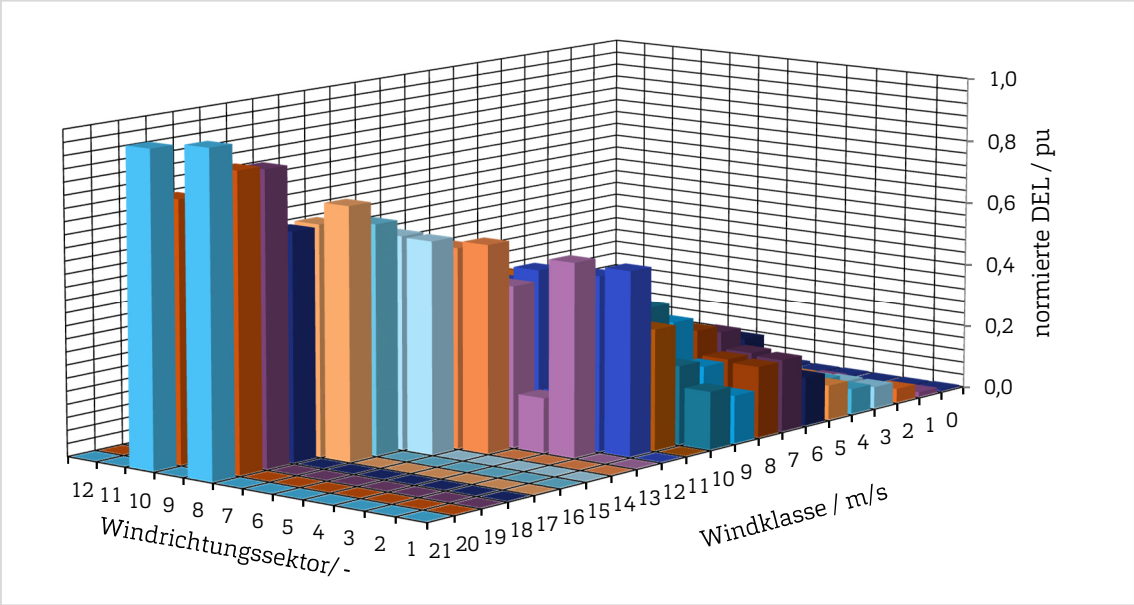


Abbildung 31 normierte Darstellung der DEL aller Betriebszustände, sortiert nach Windrichtungssektor und umgekehrter Windgeschwindigkeitsklasse; Quelle: Schedat

5.3.2 Betriebszustände im Produktionsbetrieb

In den Abbildungen 32 und 33 sind die DELs aus dem Produktionsbetrieb dargestellt. Hierbei gilt zu beachten, dass eine Leistungsabgabe der WEA erst mit der Einschaltwindgeschwindigkeit oberhalb von 2 m/s stattfindet (Windgeschwindigkeitsklasse „0“ und „1“ leer sind).

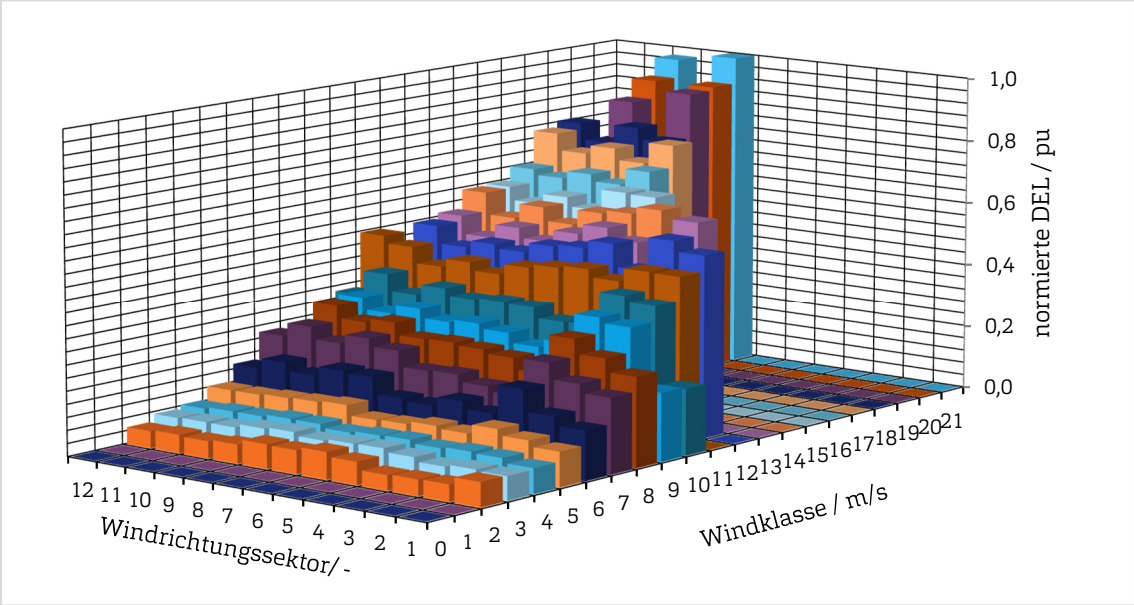


Abbildung 32 normierte Darstellung der DEL im Produktionsbetrieb, sortiert nach Windrichtungssektor und Windgeschwindigkeitsklasse; Quelle: Schedat

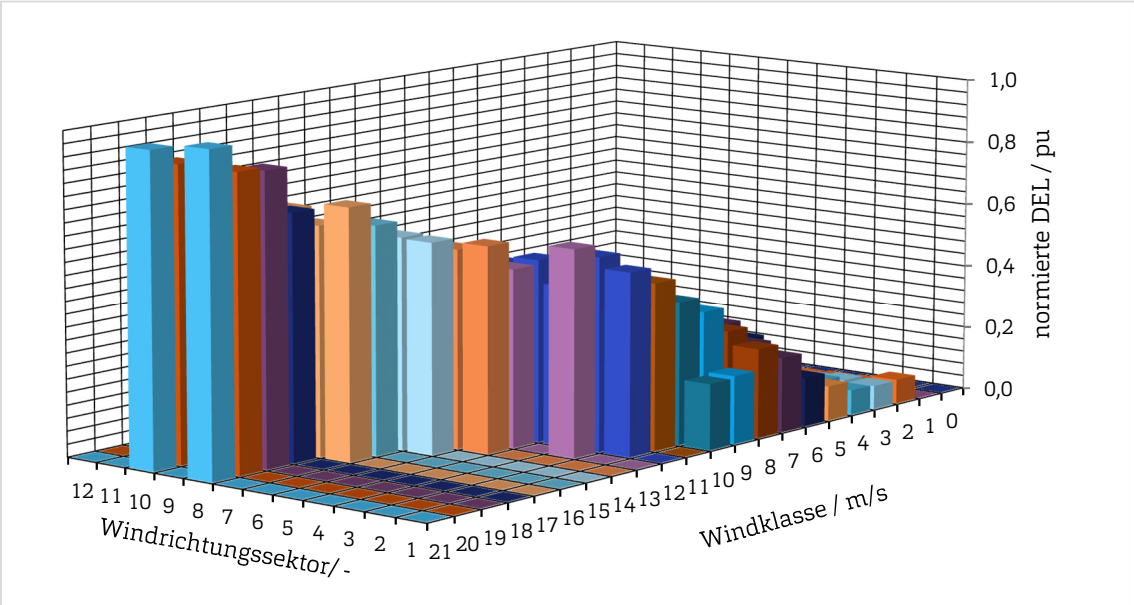


Abbildung 33 normierte Darstellung der DEL im Produktionsbetrieb, sortiert nach Windrichtungssektor und umgekehrter Windgeschwindigkeitsklasse; Quelle: Schedat

5.3.3 alle Betriebszustände - Variationskoeffizient

Mithilfe des berechneten Variationskoeffizienten wird die prozentuale Streuung um den Mittelwert aufgezeigt. Es zeigt sich in Abbildung 34 und 35, dass sich insbesondere unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit sehr große Unsicherheiten über die DELs treffen lassen.

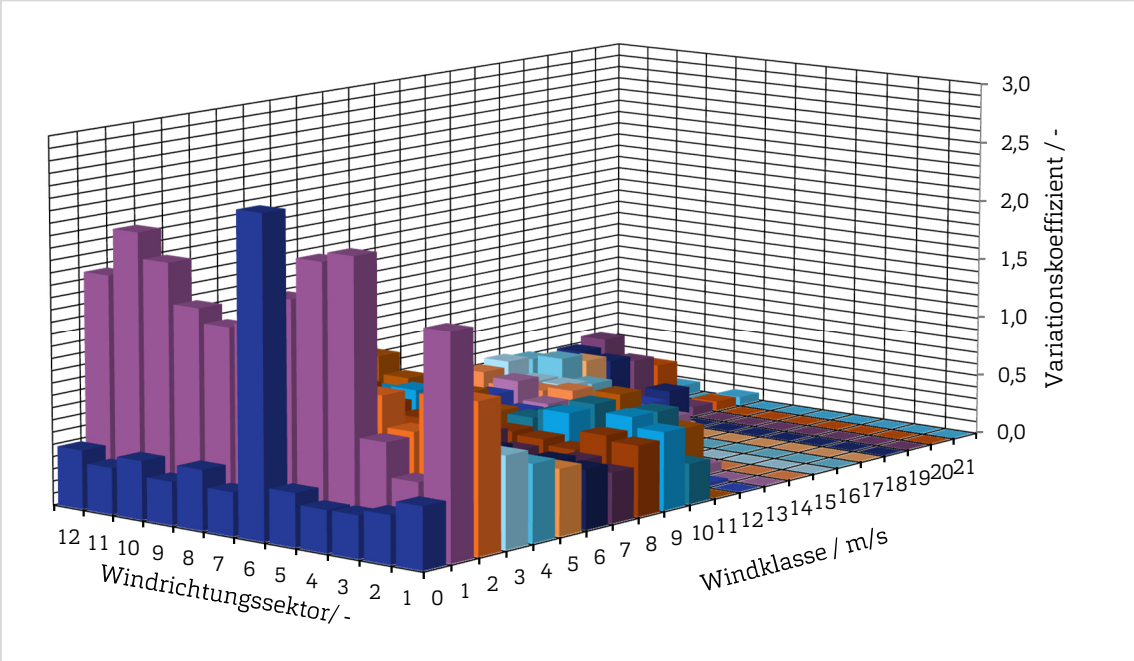


Abbildung 34 Variationskoeffizienten der DELs aller Betriebszustände sortiert nach Windrichtungssektor und Windgeschwindigkeitsklasse; Quelle: Schedat

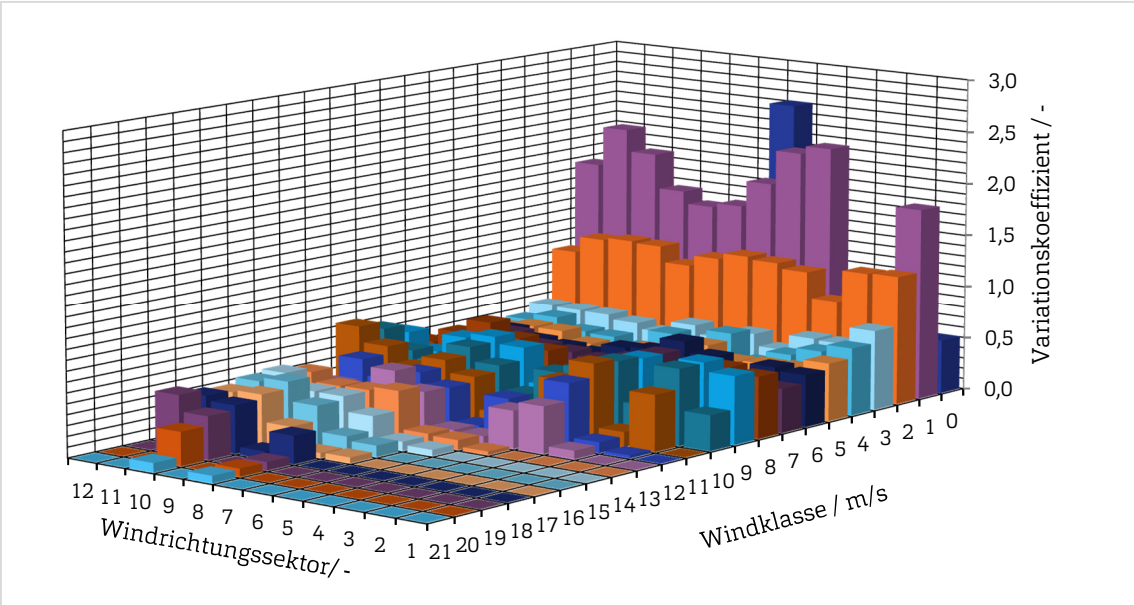


Abbildung 35 Variationskoeffizienten der DELs aller Betriebszustände sortiert nach Windrichtungssektor und umgekehrter Windgeschwindigkeitsklasse; Quelle: Schedat

5.3.4 Betriebszustände im Produktionsbereich - Variationskoeffizient

Werden nur die Zeitreihen bei aktiver Leistungsabgabe der WEA betrachtet, so sind gerade bei geringen Windgeschwindigkeiten nur Aussagen mit größeren Unsicherheiten zur jeweiligen DEL möglich (siehe Abbildung 36 und 37).

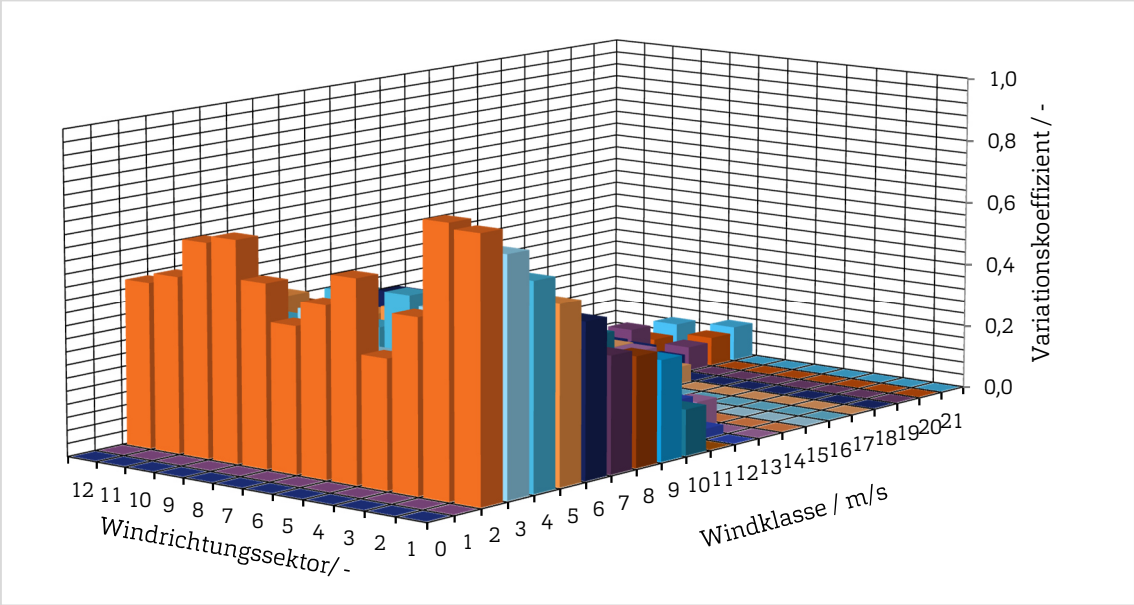


Abbildung 36 Variationskoeffizienten der DELs im Produktionsbereich sortiert nach Windrichtungssektor und Windgeschwindigkeitsklasse; Quelle: Schedat

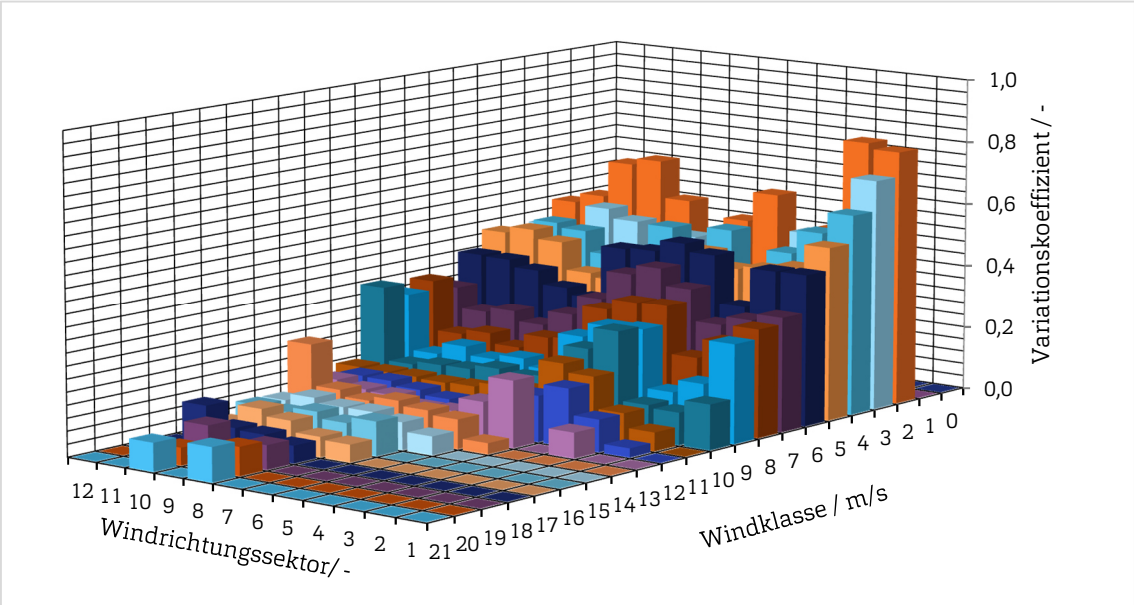


Abbildung 37 Variationskoeffizienten der DELs im Produktionsbereich sortiert nach Windrichtungssektor und umgekehrter Windgeschwindigkeitsklasse; Quelle: Schedat

6 Diskussion

Die Entwicklung von verlässlichen und praxistauglichen Verfahren zur Einschätzung des Ermüdungszustandes sind essentiell um eine Aussage zum Weiterbetriebspotential treffen zu können. Der Einsatz von Messtechnik kann die Unsicherheiten bei der Lastenrekonstruktion minimieren. Jedoch ist der Umfang des Messzeitraums entscheidend für eine repräsentative Aussage zum Ermüdungszustand. Es ist deshalb empfehlenswert, eine Aufzeichnung von Belastungsdaten ab der Inbetriebnahme im Windenergiebereich vorzunehmen bzw. zu etablieren. Im Folgenden werden weitere diskussionswürdige Schwerpunkte genannt:

- Auswahl der Messsensorik: Die hier gezeigten Ergebnisse wurden mithilfe von „klassischen“ DMS aufgezeichnet. Diese sind im Verhältnis zur Auslegungsdauer der WEA nur über einen relativ kurzen Zeitraum nutzbar und bedürfen aufwendigen Kontrollen hinsichtlich der Datenbereitstellung (z.B. Offsetdrift). Inwieweit die Messungen mit DMS durch Beschleunigungssensoren ersetzt werden können und wie sich das auf die Qualität der Ergebnisse auswirkt bleibt innerhalb des Endberichtes unbeantwortet.

- Messdauer: Kommt es zu strukturellen Veränderungen innerhalb der Betriebsbereiche der WEA (z.B. durch Bauschäden, Verschleiß, Alterung etc.) und werden diese nicht innerhalb der Messkampagne gemessen, kann eine Über- oder Unterschätzung der Lasten die Folge sein. Es scheint nach jetzigen Erkenntnissen deshalb sinnvoll, eine Datenaufzeichnung über die gesamte Nutzungsdauer sicherzustellen.

- Klassierungsparameter: Die Nutzung der Windgeschwindigkeit und Turbulenzintensität ist aufgrund der Anordnung des Gondelanemometers von großen Unsicherheiten betroffen. Denkbar wären hierbei andere Klassierungsparameter zu nutzen oder eine Alternative zur Erfassung der Windparameter zu entwickeln bzw. zu etablieren.

- Post processing: Die lückenlose Aufzeichnung und effiziente Verarbeitung der Messdaten ist essentiell. Innerhalb des Projektes mussten die Messdaten manuell vom Messrechner in der WEA auf einen anderen Computer übertragen und dann über mehrere halbautomatisierte Einzelschritte in eine schädigungsäquivalente Last überführt werden. Eine Vereinfachung durch eine entsprechende Automatisierung mit einer visuellen Oberfläche ist deshalb unumgänglich.

7 Zusammenfassung

Das Ziel des Projektes war es, mithilfe eines Messsystems eine Aussage zum Ermüdungszustand des Bauwerkes an einer Windenergieanlage zu geben und eine Grundlage für die Rekonstruktion von Lasten unter der Zuhilfenahme von SCADA-Daten zu schaffen. Für die Umsetzung des Projektes wurde eine reale Windenergieanlage vom Hersteller Senvion (Typ MM92) genutzt.

Auf der Grundlage einer Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse wurden potentielle Schwachstellen an einer weitverbreiteten Art des Bauwerkes (Stahlrohrturm und Fundamenteinbauteil) erarbeitet. Es zeigte sich, dass viele Fehler (z.B. Lackschäden und Korrosion) durch visuelle Überprüfungen im Rahmen der Wiederkehrenden Prüfung detektiert werden können und eine messtechnische Lösung zur Schadensfrüherkennung hierzu unrentabel ist. Der Fokus für die Auslegung des Messkonzeptes wurde deshalb auf die Ermittlung des Ermüdungszustandes gelegt. Hierzu wurde eine entsprechende Messstrategie für das Bauwerk an der Untersuchungsanlage konzipiert und die Messsensorik anschließend installiert. Unter der Zuhilfenahme von Dehnmessstreifen, Beschleunigungs- und Neigungssensoren, sowie diversen (hochaufgelösten) Signalen aus dem SCADA-System der Anlage wurde eine „Lasten-Datenbank“ aufgebaut. Diese Datenbank umfasst Messdaten mit einen nutzbaren Zeitumfang von ca. 262 Tagen. Damit ist es möglich, dass aus bestimmten Betriebssituationen entsprechende Beanspruchungen geschlussfolgert werden können.

Am Beispiel der Messung mit den Dehnmesstreifen wurden die resultierenden Turmfußbiegemomente in Gondelausrichtung berechnet und anschließend die schädigungsäquivalenten Einstufenkollektive gebildet. Es zeigte sich jedoch, dass insbesondere in den Regionen rund um die Einschaltwindgeschwindigkeit und im Teillastbereich größere Schwankungen dieser Kollektive auftreten können. Dies wurde durch die Berechnung des Variationskoeffizienten verdeutlicht. Um eine möglichst genaue Aussage über die Beanspruchung aus den jeweiligen Betriebssituationen abgeben zu können ist es deshalb notwendig, dass weitere Parameter zur Hilfe genommen werden. Neben den schädigungsäquivalenten Einstufenkollektiven können unter der Verwendung einer spezifischen Wöhlerlinie (abhängig von der zu untersuchenden Komponente) auch entsprechende Teilschädigungen aus den einzelnen 10 min Zeitreihen berechnet werden.

Im Hinblick auf das Weiterbetriebspotential einer Windenergieanlage stellt dies einen wertvollen Datenpool dar.

8 Ausblick

Zur Gewährleistung einer möglichst hohen Praxistauglichkeit des hier vorgestellten SHM-Konzeptes sind weitere Entwicklungen und Modifikationen notwendig. Ein nächster sinnvoller Schritt ist es, die Entwicklung eines vollständigen Softwaretools zur Einschätzung des Weiterbetriebspotentials voranzutreiben. Weitere Anstrengungen in Form von Forschungsaktivitäten sind insbesondere bei den folgenden Punkten zu leisten:

- Verschiedene Korrelationsanalyse zwischen Einwirkungsparametern, SCADA- und Lastendaten (aus Messungen und analytischer Berechnungen)
- Rekonstruktion von Ermüdungslasten durch die Nutzung von SCADA Daten durch Machine learning-Konzepte
- Verwendung von Beschleunigungssensoren (anstatt DMS) zur Ermüdungsberechnung
- Softwaretool mit übersichtlicher und verständlicher Benutzeroberfläche

Literaturverzeichnis

[1] Bundesnetzagentur, „Veröffentlichung der im Anlagenregister registrierten Daten," [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html#doc507892bodyText2. [Zugriff am 22 06 2017].

[2] International Electrotechnical Commission, Wind turbines – Part 1: Design requirements (IEC 61400-1:2005 + A1:2010).

[3] Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH , „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen," in *IV Vorschriften und Richtlinien Industriedienste*, Hamburg, Germanischer Lloyd, August 2010.

[4] Deutsches Institut für Bautechnik, Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkung und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Berlin: Deutsches Institutfür AButechnik vertreten durch den Präsidenten Herrn Gerhard Breitschaft, 2012.

[5] Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-9: Ermüdung, Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e. V., Deutsche Fassung EN 1993-1-9:2005 + AC:2009.

[6] P. Frohböse, Entwicklung von Teilen einer Richtlinie zur Restnutzungsdauer von Windenergieanlagen (Diplomarbeit), Hamburg: Germanischer Lloyd, 2004.

[7] Fraunhofer IWES, Windenergie Report Deutschland 2016, Kassel: Fraunhofer Verlag, 2016.

[8] „Netztransparenz.de," [Online]. Available: https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten. [Zugriff am 07 07 2014].

[9] Fraunhofer IWES, Anfrage an Sebastian Pfaffel, 2017.

[10] DNV GL, Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen, Hamburg: Germanischer Lloyd, 2009.

[11] B. A. Weiterbetrieb, Grundsätze für die Durchführung einer Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (BPW) an Land, Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V., Mai 2017.

[12] DNV GL (ehemals GL), Standard DNVGL-ST-0262, Lifetime extension of wind turbines, 2016.

[13] Enercon GmbH, [Online]. Available: http://www.enercon.de/de/aktuelles/neue-epk-variante-fuer-anlagen-ab-dem-20-betriebsjahr/. [Zugriff am 17 07 2017].

[14] Deutsche Windguard, Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020, Varel: Deutsche WindGuard GmbH, 2016.

[15] Bricklebrit, „Leipziger Strompreise (Spotmarkt D),“ [Online]. Available: http://www.bricklebrit.com/stromboerse_leipzig.html. [Zugriff am 24 07 2017].

[16] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, „Netztransparenz.de,“ [Online]. Available: https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte. [Zugriff am 24 07 2017].

[17] Eurocode: Grundlagen der Tragwerksplanung; Deutsche Fassung EN 1990:2002 + A1:2005 + A1:2005/AC:2010, Beuth, Dezember 2012.

[18] Gasch et al., Windkraftanlagen, Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, Springer Vieweg, 2016 (9., überarbeitete und erweiterte Auflage).

[19] S. Lachmann, Kontinuierliches Monitoring zur Schädigungsverfolgung an Tragstrukturen von Windenergieanlagen, Fakultät für Bau- und Umweltingenieurwissenschaften der Ruhr-Universität Bochum, 2014.

[20] Erich Hau et al., Windkraftanlagen, Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, Springer.

[21] S. Heier, Windkraftanlagen – Systemauslegung, Netzintegration und Regelung, Vieweg+Teubner, 2009.

[22] Manwell et al., Wind Energy Explained, John Wiley & Sons Ltd., 2009.

[23] E. Haibach, Betriebsfestigkeit: Verfahren und Daten zur Bauteilberechnung, Düsseldorf: VDI-Verlag, 1989.

[24] D. Radaj, Ermüdungsfestigkeit - Grundlagen für Leichbau, Maschinen- und Stahlbau, Springer, 1995.

[25] H. Gudehus und H. Zenner, Leitfaden für eine Betriebsfestigkeitsrechnung, 4. Auflage, Düsseldorf: Stahleisen GmbH, 1999.

[26] M. A. Miner, Cumulative damage in fatigue, J. Appl. Mech., 12, A159, 1945.

[27] C. C. Ciang, . J.-R. Lee und H.-J. Bang, „Structural health monitoring for a wind turbine system: a review of damage detection methods,“ in *Measurement Science and Technology, Volume 19, Number 12* , 13.10.2008.

[28] D. Coronado und K. Fischer, „Condition Monitoring of wind turbines: state of the art, user experience and recommendations," Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology IWES, 2015.

[29] W. Hu, , S. Thöns, R.G. Rohrmann, S.Said, W. Rücker, „Vibration-based structural health monitoring of a wind turbine system Part II: Environmental/operational effects on dynamic properties," http://dx.doi.org/10.1016/j.engstruct.2014.12.035, Eng Struct (2015).

[30] M. Melsheimer, R. Kamieth, R. Liebich, C. Heilmann und A. Grunwald, „Practical experience from load measurement campaign for the assessment of the remaining sercive life of wind turbines," in *DEWEK 2015, Session S03 Operational Experience*, 2015.

[31] P. Kraemer, Schadensdiagnoseverfahren für die Zustandsüberwachung von Offshore-Windenergieanlagen, Schriftenreihe der Arbeitsgruppe für Technische Mechanik im Institut für Mechanik und Regelungstechnik - Mechatronik ; Bd. 3: Siegen : Universitätsbibliothek Siegen, 2011.

[32] C. Rebelo, M. Veljkovic, L. Simoes da Silva und J. Henriques, Structural monitoring of a wind turbine steel tower – Part I: system description and calibration, Wind and Structures, ISSN 1226-6116, Vol. 15, No. 4, 2012.

[33] C. Rebelo, M. Veljkovic, R. Matos und L. Simoes da Silva, Structural monitoring of a wind turbine steel tower – Part II: monitoring results, Wind and Structures, ISSN 1226-6116, Vol. 15, No. 4, 2012.

[34] S. Zerbst, J. Reetz, W.-J. Gerasch und R. Rolfes, „Methoden zur Schadenserkennung an Tragstrukturen von Windenergieanlagen," in *Tagungsband zum 5. Symposium Offshore-Windenergie, bau- und umwelttechnische Aspekte*, Hannover, 18. April 2007.

[35] M. Besse et al., Umgang mit Schäden an Fundamenten von Windenergieanlagen - Onshore: Inspektion-Bewertung-Sanierung, Bundesverband Windenergie e.V., ISBN: 9 783942 579209, 2013.

[36] B. Resnik und N. Schiefelbein, „Frühzeitige Erkennung sicherheitsrelevanter Defekte an Fundamenteinbauteilen von Windenergieanlagen - Ansätze und Erfahrungen," in *17. Internationale Geodätische Woche Obergurgl*, Wichmann Verlag, Heidelberg, ISBN:978-3-87907-526-3, 2013, pp. 183-192.

[37] B. Resnik, „Messtechnische Erkennung von sicherheitsrelevanten Defekten an WEA-Fundamenten im Rahmen von Condition-Monitoring-Systemen," *AVN Allgemeine Vermessungs-Nachrichten,* Nr. Heft 11-12, pp. 351-358, 2015.

[38] M. Ozbek, F. Meng, D. J. Rixen, „Challenges is testing and monitoring the in-operation vibration characteristics of wind turbines," *Mechanical Systems and Signal Processing,* Bd. 41, Nr. ISSN 0888-3270, pp. 649-666, 2013.

[39] M. Pieraccini, F. Parrini, M. Fratini, C. Atzeni, P. Spinelli, „In-service testing of wind turbine towers using a microwave sensor," *Renewable Energy,* Bd. 33, Nr. ISSN 0960-1481, pp. 13-21, 2008.

[40] APIS Informationstechnologien GmbH, IQ-Basiswissen (Schulungsunterlagen), 2011.

[41] B. Resnik, „Messtechnische Erkennung von sicherheitsrelevanten Defekten an WEA-Fundamenten im Rahmen von Condition-Monitoring-Systemen," *AVN - Allgemeine Vermessungs-Nachrichten,* pp. S. 351-358, 2015.

[42] DNV GL (ehmeals GL), Guideline for the Certification of Condition Monitoring Systems for Wind Turbines, 2013.

[43] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, Technische Richtlinie für die Instandhaltung von Betreibsmitteln und Anlagen in Elektrizitätsversorgungsnetzen, Berlin: Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 10.11.2006.

[44] S. Faulstich und B. Hahn, Fehlerhäufigkeitsanalyse und Prognose von technischen Problemen, BWE-Fachtagung „Service, Wartung und Betrieb", Hamburg: Fraunhofer IWES, 2009.

[45] „EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2015," 2015. [Online]. Available: https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten. [Zugriff am 21 06 2017].

[46] FA Wind, „Analyse der Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2016," Berlin, 2017.

[47] Deutsche WindGuard GmbH, „Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland 2016," Varel.

[48] P. Frohböse, T. Faber und Starossek, Zur Regelung der Restnutzungsdauer von Windenergieanlagen, Volume 74, Issue 6, pages 392–398, Berlin: Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, 2005.

[49] Richtlinie für Windenergieanlagen Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Berlin: Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik, Reihe B, Heft 8, 2012.

[50] Deutsche GEsellschaft für Qualität e.V., DGQ-Band 13-11 FMEA - Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse, Frankfurt: Beuth Verlag GmbH, 2012.

Anhang A – Beispiele der verbauten Sensoren und deren Befestigung

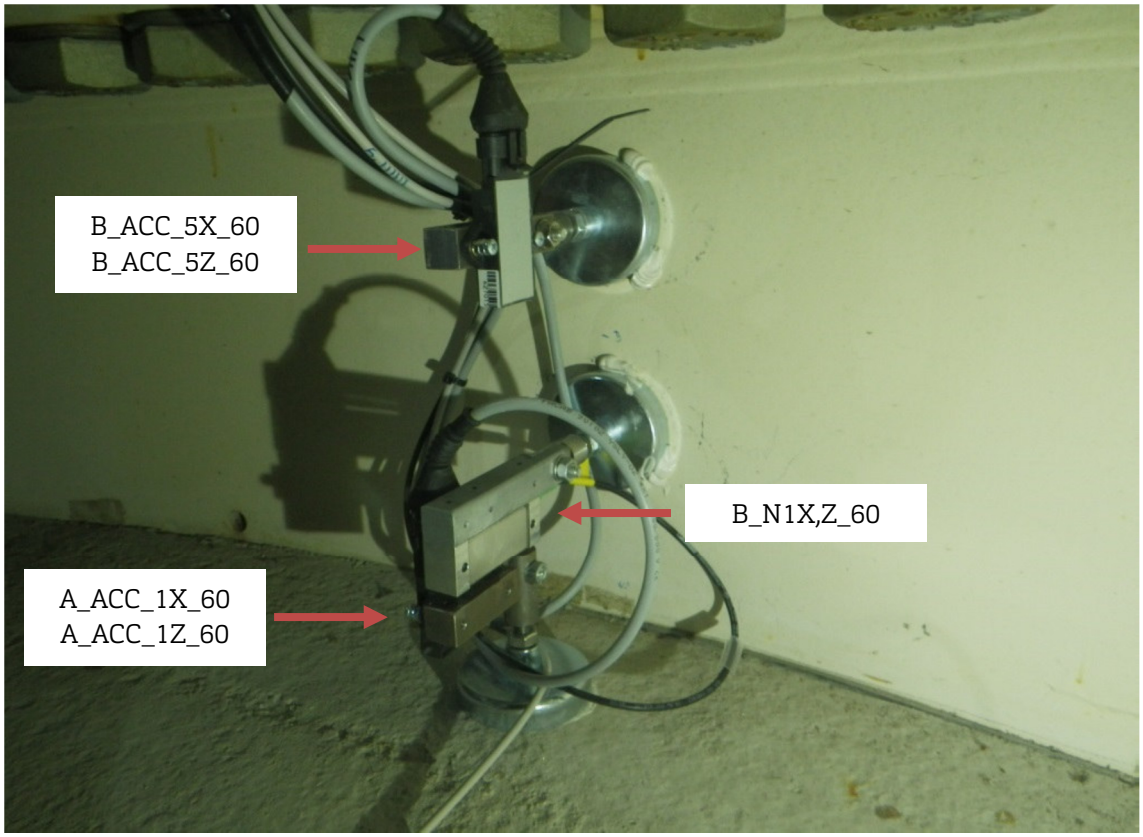


Abbildung 38 Beschleunigungs- und Neigungssensoren auf der Fundamentoberfläche (Ebene A), bzw. am FET (Ebene B); Quelle: DNV GL

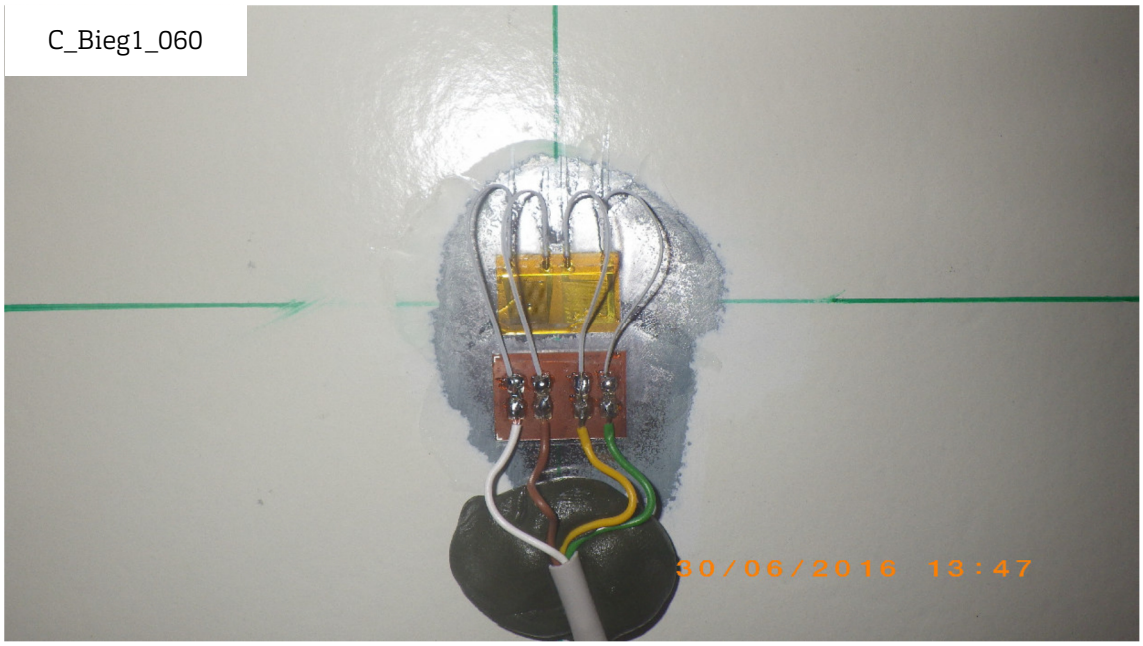


Abbildung 39 Verkabelung der Dehnmessstreifen (DMS) auf der Ebene 2, appliziert bei 60°; Quelle: DNV GL

Abbildung 40 vollständige Abdeckung zum Schutz der Dehnmessstreifen auf der Ebene C, appliziert bei 60°; Quelle: DNV GL

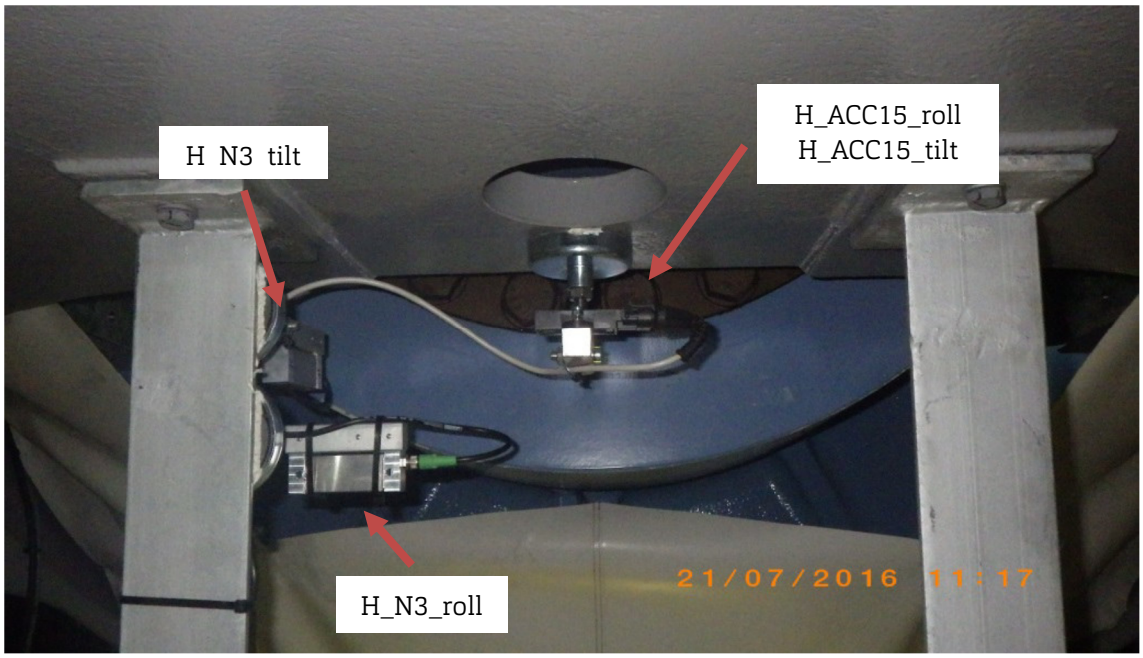


Abbildung 41 Beschleunigungssensor und Neigungssensor am Maschinenträger auf der Ebene H; Quelle: DNV GL

Anhang B – Öffentlichkeitsarbeit

Aktivitäten in Form von Vorträgen im unmittelbaren Zusammenhang mit dem Forschungsprojekt sind in der folgenden Tabelle 16 aufgeführt.

Tabelle 16 Öffentlichkeitsarbeit im Projekt „SHM für den Weiterbetrieb von WEA“

Veranstaltung	**Inhalt**
DEWEK 2017 (German Wind Energy Conference)[10]	Konferenzbeitrag + Vortrag “Fatigue load reconstruction on wind turbine structures using structural health monitoring”
Workshop „Weiterbetrieb“, Betrieb von Windenergieanlagen außerhalb der EEG-Förderung, organisiert von ARGE Netz GmbH & Co. KG	Vortrag “Structural Health Monitoring-Konzept zur Beurteilung von WEA im Hinblick auf Schadensfrüherkennung und Weiterbetrieb“
100% Renewable Energy Conference	Vortrag “Structural Health Monitoring”
Symposium “Lifetime Extension of Wind Turbines - Technical Solutions for a Safe Operation” bei DNV GL in Hamburg	Vortrag “Structural Health Monitoring concept to predict the remaining service life on tower and foundation of a Wind Turbine”
Internationale Konferenz “Domestic use of energy” an der Cape Peninsula University of Technology in Kapstadt	Konferenzbeitrag +Vortrag “Structural Health Monitoring concept to predict the remaining lifetime of the wind turbine structure”
Einwohnerversammlung in der Gemeinde Eggebek	Vortrag „Erforschung des Weiterbetriebspotentials von Windenergieanlagen in Eggebek“

[10] Veranstaltung war außerhalb des Projektzeitraums; Inhalt basiert jedoch auf diesem Projekt