



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
*Hamburg University of Applied Sciences*

# **Bachelorarbeit**

Philip Johannsen

## **Entwicklung eines Konzeptes für die Instandhaltung eines Offshore-Windparks**

*Fakultät Technik und Informatik  
Department Maschinenbau und Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science  
Department of Mechanical Engineering and  
Production Management*

**Philip Johannsen**

**Entwicklung eines Konzeptes für die  
Instandhaltung eines Offshore-  
Windparks**

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung

im Studiengang Produktionstechnik und -management  
am Department Maschinenbau und Produktion  
der Fakultät Technik und Informatik  
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Erstprüfer/in: Prof. Dr.-Ing. Birgit Koeppen  
Zweitprüfer/in : Prof. Dr.-Ing. Irmhild Koeppen

Abgabedatum: 11. August 2015

## **Zusammenfassung**

**Philip Johannsen**

### **Thema der Bachelorthesis**

Entwicklung eines Konzeptes für die Instandhaltung eines Offshore-Windparks

### **Stichworte**

Alpha ventus, Instandhaltung, Methodik, Offshore, Windenergieanlage, Windpark

### **Kurzzusammenfassung**

Diese Arbeit betrachtet den ersten deutschen Offshore-Windpark alpha ventus, welcher sich in der Nordsee befindet. Das zu erarbeitende Konzept untersucht die unterschiedlichen Einflüsse auf die Instandhaltung und stellt diese gegenüber. Die Einflüsse können die Instandhaltungsstrategie (z.B. die zeitbasierte Instandhaltung), die Komponenten der Windenergieanlage (z.B. das Getriebe) und der Windpark an sich (alpha ventus) sein und werden zu Beginn zusammengetragen. Ziel dieser Arbeit ist es eine Methodik zu entwerfen, die als Ergebnis Handlungsempfehlungen zur Instandhaltung bezüglich des Offshore-Windparks bietet.

**Philip Johannsen**

### **Title of the paper**

Development of a concept for an offshore wind farm maintenance

### **Keywords**

Alpha ventus, maintenance, methodology, offshore, wind turbine, wind farm

### **Abstract**

This report considered the first German offshore wind farm alpha ventus, which is located in the North Sea. The concept to be developed examines the various influences on the maintenance and face them. The influences can be the maintenance strategies (for example the time-base maintenance), the components of wind turbines (for example the gearbox) and the wind farm itself (alpha ventus) and are collected at the beginning. Goal of this work is to design a methodology that offers as a result of recommendations with regard to offshore wind farm maintenance.

# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis .....	III
Tabellenverzeichnis.....	V
Abkürzungsverzeichnis .....	VI
1 Einleitung.....	1
2 Stand der Technik .....	3
2.1 Instandhaltung und Instandhaltungsarten .....	3
2.1.1 Zeitbasierte Instandhaltung .....	4
2.1.2 Zustandsbasierte Instandhaltung .....	6
2.1.3 Ausfallbasierte Instandhaltung .....	8
2.1.4 Condition Monitoring.....	10
2.2 Offshore-Anlagen .....	13
2.3 Wartung .....	14
2.4 Betriebssicherheit .....	15
2.4.1 Technische Sicherheitssysteme .....	15
2.4.2 Sicherheitstraining.....	16
2.5 Jahresertrag des Windparks .....	18
2.6 Alpha Ventus .....	19
3 Einflussgrößen auf die Komponenten bei der Instandhaltung.....	26
3.1 Komponentenpreise .....	27
3.2 Instandhaltungstabelle .....	31
3.3 Wartungseigenschaften.....	32
3.4 Facharbeiter .....	36
3.5 Windparkausprägung.....	41
4 Instandhaltung und Wartung.....	43
4.1 Komponentenkosten .....	43
4.2 Wartungseigenschaften.....	48

4.3	Facharbeiter .....	56
4.4	Windparkausprägung .....	61
5	Handlungsempfehlung .....	65
5.1	Erste Betrachtungsweise (Ausfallhäufigkeit) .....	65
5.2	Zweite Betrachtungsweise (zeitbasiert) .....	67
5.3	Dritte Betrachtungsweise (Windparkausprägung) .....	68
5.4	Instandhaltungstabelle .....	71
5.5	Weitere Betrachtungen .....	72
5.5.1	Betrachtungen der Facharbeiter .....	72
5.5.2	Betrachtungen der Ersatzteil- und Reparaturkosten .....	73
6	Zusammenfassung .....	75
7	Ausblick .....	76
7.1	Kritische Betrachtung .....	76
7.2	Fazit .....	76
	Literaturverzeichnis .....	77
	Anhang .....	87

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Instandhaltungsübersicht; angelehnt an [32, S. 4] .....	3
Abbildung 2.2: Zeitbasierte Instandhaltung; angelehnt an [64, S. 17].....	5
Abbildung 2.3: Grenze der Funktionserfüllung [75, S. 30] .....	6
Abbildung 2.4: Inspektionen [64, S. 19] .....	6
Abbildung 2.5: Wiederherstellung des Ausgangszustandes [32, S. 8].....	7
Abbildung 2.6: Ausfallbasierte Instandhaltung [64, S. 20].....	9
Abbildung 2.7: Tages- und Nachtkennzeichnung in Form von Warnlampen [46, S. 838].....	10
Abbildung 2.8: Ampelfrequenzspektren [46, S. 833] .....	11
Abbildung 2.9: Ampelfrequenzspektren-erweitert [70, S. 8].....	12
Abbildung 2.10: Windpark alpha ventus [8] .....	21
Abbildung 2.11: Maschinenhaus-Schema (grob): Der AREVA M5000 .....	23
Abbildung 2.12: Maschinenhaus-Schema (grob): Senvion 5M .....	23
Abbildung 2.13: Senvion (REpower) 5M; angelehnt an [9] .....	25
Abbildung 2.14: AREVA Wind (Multibrid) M5000; angelehnt an [7] .....	25
Abbildung 3.1: Schema einer Windenergieanlage [46, S. 73] .....	26
Abbildung 3.2: Schema des Turms einer Windenergieanlage [46, S. 515] .....	26
Abbildung 4.1: Herstellkosten einer Windenergieanlage inklusive Getriebe; angelehnt an [46, S. 871].....	47
Abbildung 4.2: Herstellkosten einer Windenergieanlage ohne Getriebe; angelehnt an [46, S. 872] .....	47
Abbildung 4.3: Aufwand für die Reparaturen [22] .....	49
Abbildung 4.4: Fehlerportfolio .....	52
Abbildung 5.1: Beeinträchtigung der WEA (alpha ventus-Windpark); angelehnt an [69, S. 143] .....	66
Abbildung 5.2: Nearshore Windpark; angelehnt an [69, S. 143].....	69
Abbildung 5.3: Farshore Windpark; angelehnt an [69, S. 143] .....	70
Abbildung 5.4: Bewertung der Komponenten-Facharbeiter-Beziehung.....	72
Abbildung 5.5: Kostenbezogene Handlungsempfehlung; angelehnt an [69, S. 143] .....	74
Abbildung 0.1: Wartungskonzept von Windenergieanlagen zu Beginn der Betriebszeit (in % der installierten Leistung) [30, S. 31].....	87
Abbildung 0.2: Derzeit geplante Wartungskonzepte nach Ablauf des Vollwartungsvertrags (in % der installierten Leistung) [30, S. 32].....	88
Abbildung 0.3: Andocken einer WEA [46, S. 747] .....	90

Abbildung 0.4: 1,2 Megawatt-Anlage mit Getriebe; angelehnt an [72, S. 236] .....	91
Abbildung 0.5: Windrichtungsnachführung einer WEA [46, S. 404].....	92
Abbildung 0.6: Verfügbarkeit von Offshore-Windenergieanlagen [43, S. 65].....	93
Abbildung 0.7: Weiterbildung von Facharbeitern [83, S. 4].....	94
Abbildung 0.8 Rotorblattwartung [50].....	95
Abbildung 0.9: Nordsee Wassertiefe [17].....	96
Abbildung 0.10: Ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee [18].....	97
Abbildung 0.11: Ausschließliche Wirtschaftszone in der Ostsee [19].....	98

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Vergleich der Windenergieanlagen; angelehnt an [10, S. 1f.], [47], [74, S. 2], [80], [81] .....	22
Tabelle 3.1: Entwurf der Herstellkosten einer Windenergieanlage inklusive Getriebe; angelehnt an [46, S. 871] .....	29
Tabelle 3.2: Entwurf der Herstellkosten einer Windenergieanlage ohne Getriebe; angelehnt an [46, S. 872] .....	30
Tabelle 3.3: Entwurf der Instandhaltungstabelle.....	32
Tabelle 3.4: Entwurf der Komponenten des Fehlerportfolios .....	33
Tabelle 3.5: Entwurf der Komponenten der Austauschkosten.....	33
Tabelle 3.6: Entwurf der Wartungseigenschaften .....	35
Tabelle 3.7: Entwurf der Anforderung an den Facharbeiter .....	40
Tabelle 3.8: Entwurf der Ausprägung des Windparks .....	42
Tabelle 4.1: Herstellkosten einer Windenergieanlage inklusive Getriebe (mit Daten); angelehnt an [46, S. 871] .....	44
Tabelle 4.2: Herstellkosten einer Windenergieanlage ohne Getriebe (mit Daten); angelehnt an [46, S. 872] .....	45
Tabelle 4.3: Ausfallzeiten für einen Offshore-Windpark; angelehnt an [42, S. 54] .....	48
Tabelle 4.4: Komponenten der Austauschkosten (mit Daten); angelehnt an [22] .....	49
Tabelle 4.5: Komponenten des Fehlerportfolios (mit Daten); angelehnt an [22] .....	51
Tabelle 4.6: Wartungseigenschaften (mit Daten).....	55
Tabelle 4.7: Anforderung an den Facharbeiter (mit Daten) .....	57
Tabelle 4.8: Komponenten-Facharbeiter-Beziehung .....	60
Tabelle 4.9: Ausprägung des Windparks (mit Daten).....	63
Tabelle 5.1: Instandhaltungstabelle (mit Daten) .....	71
Tabelle 0.1: Mittlere Betriebskosten [30, S. 3] .....	89
Tabelle 0.2: Ausschließliche Wirtschaftszone, geplante Windparks [43, S. 31] .....	99
Tabelle 0.3: Bewertungssystem.....	100



## Abkürzungsverzeichnis

a	Year = Jahr
AFZ	Aus- und Fortbildungszentrum
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BMAS	Bundesministerium für Arbeit und Soziales
BOSIET	Basic Offshore Safety Induction and Emergency Training
BSH	Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie
BWE	Bundesverband WindEnergie
CMS	Condition-Monitor-System
CONTIS	Continental Shelf Information System
CTV	Crew Transfer Vessel
d	Days = Tage
DGUV	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
DOTI	Deutsche Offshore – Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG
EBS	Emergency Breathing Systems
EEG	Erneuerbaren Energie Gesetzes
GW	Gigawatt
h	Hour = Stunde
HUET	Helicopter Underwater Escape Training
ISC	Industrial Safety and Climbing
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
MW	Megawatt
n.a.	Not available = nicht verfügbar
OWEA	Offshore-Windenergieanlagen
PSA bzw- PSaGA	Persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz
Spez. Kosten	Spezifische Kosten
spez. pro kW	Spezifisch pro Kilowatt
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
$v_w$	Windgeschwindigkeit
WAB	Windenergie-Agentur
WEA	Windenergieanlage/n
WP	Windpark

# 1 Einleitung

Die aktuelle Zielsetzung der Bundesregierung für den Ausbau der Offshore-Windenergie sieht bis zum Jahr 2020 die Installation von 6.500 MW vor. Eine vom *Bundesverband WindEnergie* (BWE) in Auftrag gegebene Untersuchung veranschaulicht wie der geplante Ausbau von Offshore Windanlagen in Deutschland voran geht. Die Untersuchung ergab, dass sich Ende 2014 eine Offshore-Leistung von insgesamt 3.275,5 MW im Bau, installiert oder bereits in Betrieb befand. Dies entspricht bisher 50,4 % des für das Jahr 2020 angestrebten Ziel von 6.500 MW. Die Auftraggeber der Untersuchung äußern sich positiv angesichts des weiteren Ausbaus von Offshore-Anlagen. So ließ BWE Präsident Hermann Albers folgendes verkünden: *„Ein dutzend Offshore-Windparks mit insgesamt über 3 Gigawatt Leistung können Ende 2015 mit etwa 14 Terrawattstunden rechnerisch den durchschnittlichen Jahresverbrauch von etwa 3,5 Millionen Haushalten, einer Stadt der Größe von Berlin, abdecken.“* [27] Die Zukunft der Offshore-Energie sehen die Experten vor allem durch die Novellierung des *Erneuerbaren-Energie-Gesetzes* (EEG) gesichert, denn dadurch ist die Investitionssicherheit für weitere Ausarbeiten wieder hergestellt. Norbert Giese, Vorsitzender des VDMA-Lenkungskreises Offshore-Windindustrie und Vorstand der Stiftung Offshore-Windenergie sowie der *Windenergie-Agentur* (WAB), erklärte folgendes: *„Mit der EEG-Novelle hat die Offshore-Branche wieder Planungs- und Investitionssicherheit erhalten. Ein Zeitfenster von einigen Jahren für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie wurde damit aufgestoßen. Dazu sind der Offshore-Netz Plan und die Umsetzung der Netzanbindung im Detail flexibel aber investitionsfest zu gestalten und anzuwenden.“*[27] Der Ausbau von Offshore-Windanlagen geht also stetig voran. [31, S. 3], [27]

Mit der steigenden Anzahl an Windkraftanlagen in Deutschland wachsen ebenfalls die Ansprüche an einen reibungslosen Ablauf ihrer Instandhaltung. Laut der DIN 31051 bezeichnet die Instandhaltung die *„Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus [...] einer Einheit [...], die dem Erhalt oder der Wiederherstellung ihres funktionsfähigen Zustands dient, sodass sie die geforderte Funktion [...] erfüllen kann.“* [32, S. 4] Die daraus resultierenden Aktivitäten sind vor allem für den Bereich der Offshore-Energieerzeugung sehr komplex und vielfältig. So ist gut ausgebildetes Fach- und Führungspersonal und ein Management, welches spezialisierte Instandhaltungsstrategien entwickelt und umsetzen kann, von großer Bedeutung. Die vorliegende Arbeit greift diesen Sachverhalt auf, indem sie ein Konzept für die Instandhaltung von Offshore-Windparks entwickelt. Dabei orientiert sie sich speziell an dem Offshore-Windpark **alpha ventus**. Hierzu werden unterschiedliche Einflüsse auf die Instandhaltung untersucht und gewichtet. Die

genaue Analyse der einzelnen Einflüsse ermöglicht es anschließend geeignete Handlungsempfehlungen für die jeweilige Instandhaltungsstrategie abzuleiten.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es also mittels eines Konzeptes individuelle Instandhaltungsstrategien zu empfehlen, welche konkret auf bestimmte Einflüsse abgestimmt sind. Eine präzise Abstimmung ist von hoher Relevanz, denn sie fördert ein effizientes Wirtschaften. So können die Betreiber von Offshore-Windparks durch angepasste Strategien erhebliche Kosten einsparen. Der Austausch von großen und schweren Komponenten ist vor allem bei Offshore-Anlagen mit hohen Kosten verbunden. Eine vorrausschauende Planung ist dementsprechend von Vorteil. Die zu transportierenden Komponenten, wie beispielsweise Rotorblätter, benötigen lange Anfahrtswege bis zu den Standorten und somit jedes Mal aufwendige logistische Maßnahmen. [46, S. 832]

Zu Beginn der Arbeit wird zunächst auf die verschiedenen Instandhaltungsarten eingegangen. Diese sind die Grundlage für den weiteren Verlauf der Thesis. Im Anschluss werden dann die verschiedenen Einflüsse beleuchtet, die auf die Offshore-Windenergieanlagen und damit auf die Instandhaltung einwirken können. Sie sind von großer Bedeutung und werden im darauf folgenden Kapitel genauer bewertet und analysiert. Aufbauend auf der Bewertung und Analyse folgen im fünften Kapitel die abgestimmten Handlungsempfehlungen. Sie verweisen auf die jeweils geeignetste Instandhaltungsstrategie. Anschließend folgt eine kritische Betrachtung der Ergebnisse. Zum Ende der Arbeit werden die wichtigsten Themen noch einmal aufgegriffen und in einer Zusammenfassung wiedergegeben. Die Arbeit schließt daraufhin mit einem kurzen Fazit.<sup>1,2</sup>

---

<sup>1</sup> Im Rahmen dieser Arbeit wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit ausschließlich die männliche Form benutzt. Es können dabei aber sowohl männliche als auch weibliche Personen gemeint sein.

<sup>2</sup> Die Funktionalität der Windenergieanlage steht im Vordergrund. Das führt dazu, dass Zustände für Kräne und Aufzüge nicht separat betrachtet werden. Diese Komponenten der Windenergieanlagen werden in der Komplettwartung mit einbezogen.

## 2 Stand der Technik

Dieses Kapitel dient der Einführung in die Thematik. Dazu werden unter anderem die Instandhaltungsarten und der Windpark **alpha ventus** vorgestellt.

### 2.1 Instandhaltung und Instandhaltungsarten

Die mit der Instandhaltung verbundenen Aufgaben und Arbeiten sind in der DIN 31051 beschrieben. In dieser Norm wird die Instandhaltung in die vier Grundmaßnahmen strukturiert: Wartung, Inspektion, Instandsetzung und Verbesserung (siehe Abbildung 2.1).

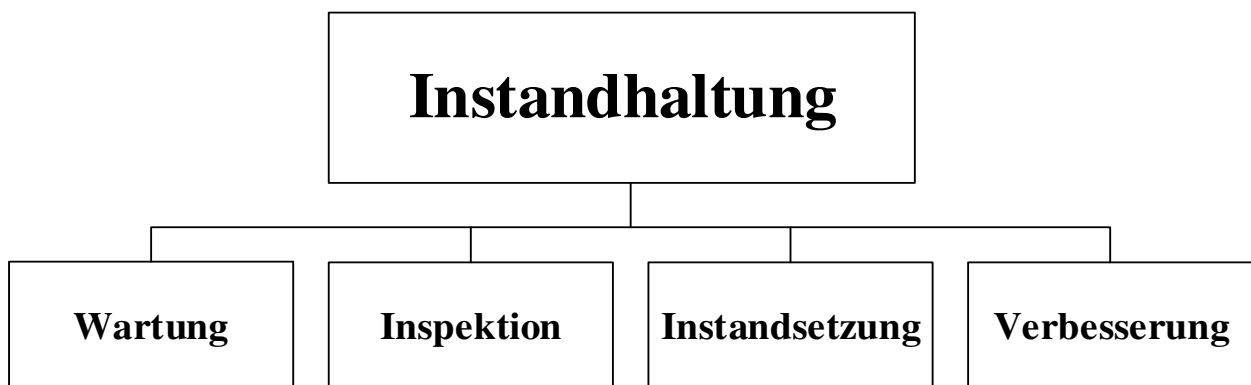


Abbildung 2.1: Instandhaltungsübersicht; angelehnt an [32, S. 4]

Die Instandhaltung kombiniert alle technischen und administrativen Maßnahmen, sowie die Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus einer Einheit. Ziel der Instandhaltung ist es die Funktionsfähigkeit einer Einheit wiederherzustellen. Eine Einheit kann ein Teil, Bauelement, Gerät, Teilsystem, System oder Betriebsmittel sein, welches für sich allein beschrieben und betrachtet werden kann. [32, S. 4]

Die Wartung dient der Verzögerung des Abbaus des vorhandenen Abnutzungsvorrats. Diese werden hervorgerufen durch chemische und physikalische Vorgänge. Die Auftragsdokumentation, die Analyse des Auftragsinhaltes, das Erstellen eines Wartungsplanes, die Vorbereitung der Durchführung, die Durchführung an sich, die Funktionsprüfung und die anschließende Rückmeldung sind die Aufgabengebiete der Wartung. Die Inspektion befasst sich mit der Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes einer Einheit. Darin inbegriffen ist die Bestimmung der Ursachen der Abnutzung und dem Ableiten der notwendigen Konsequenzen für die künftige Nutzung. Die Instandsetzung beinhaltet die Ausführung einer physischen Maßnahme, um die Funktion einer fehlerhaften Einheit zu rekonstruieren. Kernelemente bei der Instandsetzung sind die Funktionsprüfung und Abnahme, Fertigmeldung, Auswertung einschließlich Dokumentation,

Kostenaufschreibung und das Aufzeigen der Möglichkeit von Verbesserungen. Die Verbesserung beinhaltet eine Kombination zur Steigerung der Zuverlässigkeit, Instandhaltbarkeit und Sicherheit einer Einheit, ohne ihre ursprüngliche Funktion zu ändern. [32, S. 4ff.]

Mit diesen vier Grundmaßnahmen sollen die nachfolgenden Ziele erreicht werden. Die Offshore-Anlage soll *sicher, verfügbar* und *zuverlässig* sein, des Weiteren soll der Wert der Anlage *erhalten* bleiben. Die höchste Priorität besitzt die Gewährleistung der Sicherheit, dementsprechend darf keine Gefahr von der Anlage ausgehen. Weder die Gefahr am Menschen noch an der Offshore-Anlage selbst. Der Betreiber der Anlage ist dafür verantwortlich, dass von seiner Anlage keine Gefahr ausgeht. Gefahren können jedoch nicht zu 100 % ausgeschlossen werden. Falls es jedoch, aufgrund der verbleibenden Restrisiken, zu einem sicherheitsrelevanten Ereignisses gekommen ist, muss der Betreiber der Anlage nachweisen, dass dieser nicht fahrlässig gehandelt hat. Die drei weiteren Ziele der Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und der Werterhaltung sind innere Ziele des Betreibers. Dieser ist frei, diese mehr oder weniger zu erfüllen. Die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit einer Anlage bezeichnet dabei die Fähigkeit, dass sie den Betrieb aufnehmen und störungsfrei durchführen kann. Und um den Wert der Offshore-Anlagen zu erhalten soll diese eine möglichst hohe Restlebenserwartung aufweisen. [64, S. 15f.]

### **2.1.1 Zeitbasierte Instandhaltung**

Bei der zeitbasierten Instandhaltung werden alle Instandhaltungsmaßnahmen unabhängig von dem Zustand der zu betrachtenden Anlage durchgeführt. Entscheidend hierfür kann eine bestimmte Anzahl von Betriebsstunden (Nutzungszeit), eine festgelegte Produktionsmengen (Nutzungsarbeit) oder eine kalendarische Terminvorgabe sein. Zusätzlich kommen noch gesetzlich angeordnete Prüfungen in Form von Funktionstests zum Einsatz, die ein wesentlicher Teil der zeitbasierten Instandhaltung sind. [64, S. 16f.] [69, S. 131]

Das Wort „zeitbasiert“ bezieht sich in der Regel auf die Nutzungsintensität der Offshore-Anlage in Form der Nutzungszeit. Bei einem reinen Vollastbetrieb ist die Nutzungsintensität gleichgestellt mit der Betriebszeit. Dazu zählen auch spezielle Betriebszustände, wie beispielsweise der Anlagenstart. Dabei werden Zustände, wie der Anlagenstart in Betriebsstunden umgerechnet und zur Betriebszeit hinzuaddiert. Eine weitere Maßnahme ist die Betrachtung der Nutzarbeit der zurückgelegten Fahrstrecke eines Fahrzeuges oder das geförderte Volumen bei Fördereinrichtungen. [64, S. 17]

Grundsätzlich wird bei der zeitbasierten Instandhaltung von einem proaktiven Ansatz ausgegangen, bei dem Teile ausgetauscht werden, bevor sie ausfallen. Denn jedes Bauteil unterliegt durch bestimmte Beanspruchungen einem Verschleiß. Daher wird die zeitbasierten Instandhaltung auch als präventive Instandhaltung bezeichnet. Das geplante Zeitintervall kann auf

Basis von Herstellerempfehlungen und eigenen Erfahrungswerten erfolgen und wird so gewählt, dass der Abnutzungsvorrat zum Zeitpunkt des Austausches nicht vollständig erreicht ist. So ist es möglich einen Schaden vorzubeugen und Reparaturkosten zu minimieren. Gleichzeitig steigen jedoch die Wartungskosten, da die Einsatzteile ausgetauscht werden, obwohl diese möglicherweise noch über Restnutzungspotenzial verfügen. [63] [64, S. 17]

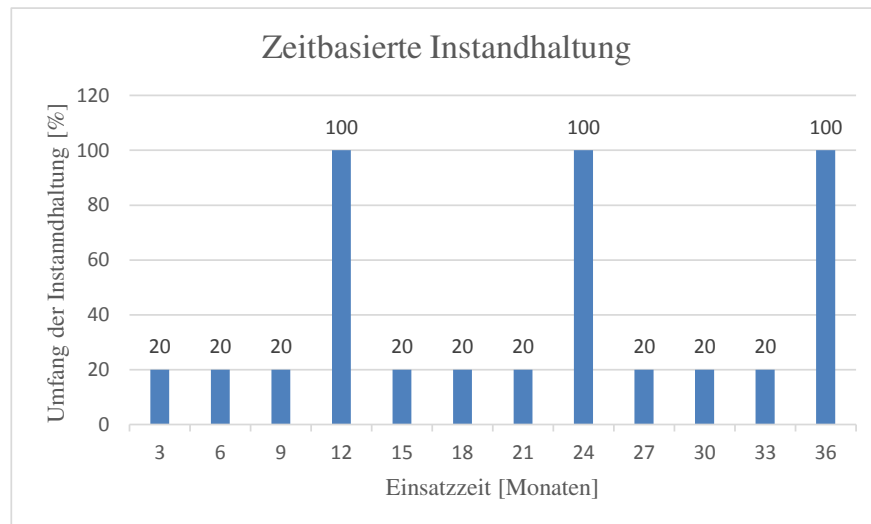


Abbildung 2.2: Zeitbasierte Instandhaltung; angelehnt an [64, S. 17]

Die Abbildung 2.2 zeigt das Schema der zeitbasierten Instandhaltung. Dazu wird eine neu-aufgestellte Offshore-Windenergieanlage betrachtet, an der die nächsten drei Jahren regelmäßige Wartungen durchgeführt werden sollen. In der horizontalen Achse sind die Einsatzzeiten dargestellt und in der vertikalen Achse ist der Umfang der Instandhaltung abgebildet. Insgesamt werden zwölf Instandhaltungen durchgeführt, welche sich in neun kleine laufenden Instandhaltungen aufteilen (alle drei Monate) und durch jeweils drei vollständige Großmaßnahmen unterbrochen werden (alle zwölf Monate). Die vollständigen Großmaßnahmen beinhalten eine komplette Instandhaltung der Anlage. Damit liegt eine zeitbasierte Instandhaltung nach einer kalendarischen Terminvorgabe vor. [64, S. 17]

Auch die Betrachtung des folgenden Beispiels verdeutlicht die zeitbasierte Instandhaltung: Siemens Wind Power hat in Dänemark bis zu 52 Meter lange und 16 Tonnen schwere Rotorblätter ohne Klebstoffe und Chemikalien hergestellt. Diese Rotorblätter bestehen hauptsächlich aus Fiberglas und sind sehr robust. Auf dem offenen Meer halten die Rotorblätter bei orkanartigen Winden 20 Jahren aus, ohne neu ausgerichtet oder nachgebessert werden zu müssen. Im Rahmen der zeitbasierten Instandhaltung können alle Flügel bzw. Rotorblätter nach 19 Jahren gewartet werden, durch dieses präventive Verhalten sollen größere Schäden bereits vorsorglich vermieden werden. [88]

## 2.1.2 Zustandsbasierte Instandhaltung

Bei der zustandsbasierten Instandhaltung werden Diagnosen ebenfalls nach bestimmten Intervallen durchgeführt. Eine wichtige Rolle bei der zustandsbasierten Instandhaltung spielt jedoch die zuvor durchgeführte Inspektion. Dabei kann der Grad der Inspektion ganz unterschiedlich ausfallen. Unter manchen Umständen ist es nötig eine Einheit vollständig zu demontieren, während in anderen Situationen das einfache Hinschauen ausreicht, um die Inspektion zu beenden. Je nach festgestelltem Zustand, werden anschließend Maßnahmen ergriffen. [64, S. 18]

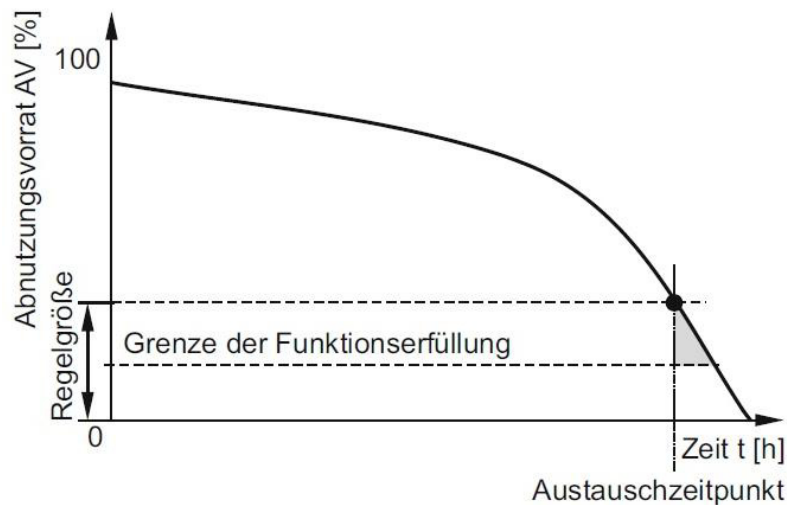


Abbildung 2.3: Grenze der Funktionserfüllung [75, S. 30]

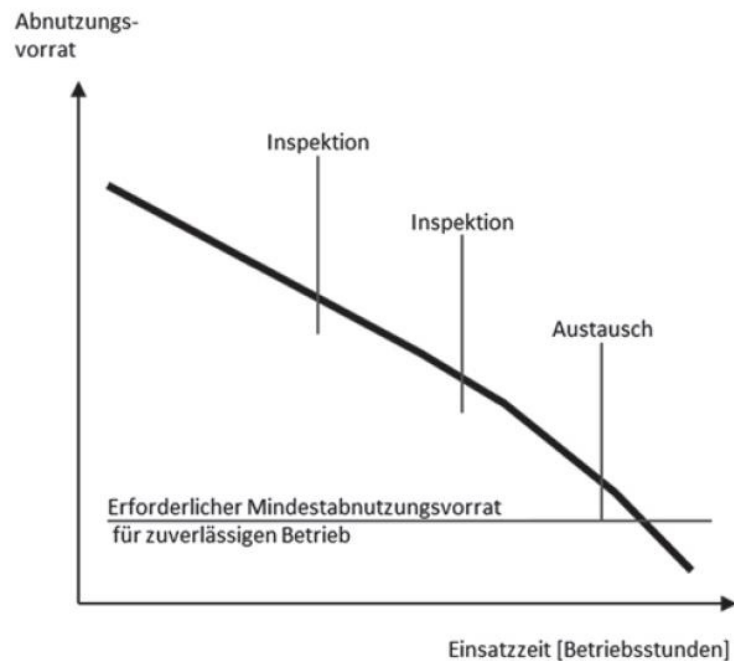


Abbildung 2.4: Inspektionen [64, S. 19]

Anders als bei zeitbasierten Instandhaltung ist das Ziel der zustandsbasierten Instandhaltung, die Bauteile erst dann zu ersetzen, wenn deren Verschleißvorrat nachgewiesenermaßen so weit aufgebraucht ist, dass diese bis zum nächsten Inspektionszeitpunkt nicht funktionsfähig sind. Vor allem bei Offshore-Windenergieanlagen ist die Reisezeit zum Windpark eine komplizierte und wichtige Angelegenheit. Die Abbildung 2.3 und Abbildung 2.4 betrachten ein Bauteil und stellen das Schema der zustandsbasierten Instandhaltung dar. In Abbildung 2.3 ist zu sehen, dass der Abnutzungsvorrat zu Beginn bei 100 % liegt. Das heißt, dass sich das Bauteil in einem einwandfreien Zustand befindet. Mit der Zeit nimmt der Abnutzungsvorrat ab. Eine zusätzliche Betrachtungsweise bietet Abbildung 2.4. In der Darstellung sind drei Handlungen markiert, zwei Inspektionen und einen Austausch. Alle drei Handlungen folgen in regelmäßigen Zeitabständen. Bei der ersten Inspektion wurde festgestellt, dass das Bauteil die Zeit bis zur nächsten Inspektion, unter Berücksichtigung des weiteren Abnutzungsvorrates, unbeschadet überdauern wird. Aus diesem Grund wurden zu dem Zeitpunkt keine weiteren Maßnahmen getroffen. Bei der zweiten Inspektion fällt die Entscheidung anders aus, da sich der Abnutzungsvorrat bei einer zukünftigen Wartung sehr nahe dem erforderlichen Mindestabnutzungsvorrat für den zuverlässigen Betrieb annähert. Daraus folgt, dass bei dem dritten Eintreffen ein Austausch vorgenommen werden muss. [64, S. 18f.], [75, S. 29]

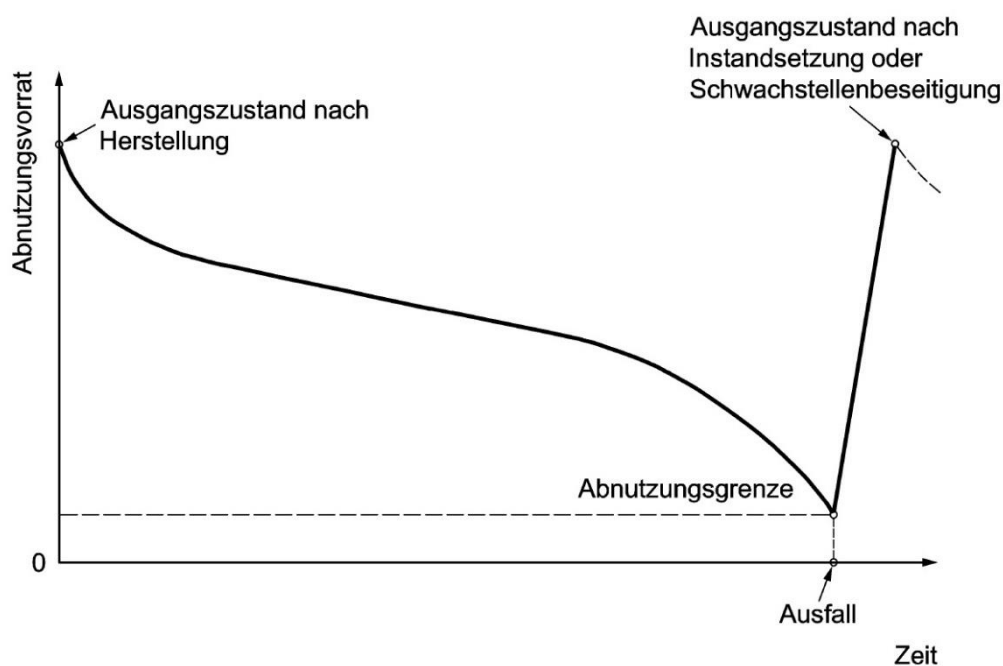


Abbildung 2.5: Wiederherstellung des Ausgangszustandes [32, S. 8]

Jedoch ist es nicht zwingend nötig immer einen Austausch vorzunehmen, wie in Abbildung 2.5 dargestellt. Sobald die Abnutzungsgrenze erreicht ist, ist es möglich das Bauteil bzw. die Einheit



in den Ausgangszustand durch eine Instandsetzung oder Schwachstellenbeseitigung zu versetzen.  
[DIN 31501, S. 8]

*Zustandsbasierte Instandhaltung – Beispiel:* Es werden die Bremsen eines Pkws betrachtet. Die Aspekte Fahrstrecke, Stadt oder Autobahn, und die Fahrweise, aggressiv oder vorausschauend, wurden dabei berücksichtigt. Die Standzeit von Pkw-Bremsbelägen beträgt zwischen 25.000 km und 75.000 km Fahrstrecke. Ohne eine Monitoring-Einrichtung, eine unmittelbare systematische Erfassung, ist eine Inspektion bei ungefähr 20.000 km eine sichere Angelegenheit und angebracht. Hierbei werden die Bremsbeläge kontrolliert, um den Zustand der Bremsen zu beurteilen. Zusätzlich zur routinemäßigen Kontrolle kommt die gesetzliche Prüfung, die Hauptuntersuchung, die jedoch erst ab einem Fahrzeugalter von mehr als drei Jahren beginnt und im 24-Monatstakt ausgeführt wird. Die Hauptuntersuchung kontrolliert nicht die Bremsbeläge, sondern führt eine Funktionsprüfung der Bremsen durch. Bei einer jährlichen Fahrleistung von 30.000 km oder mehr greift die gesetzliche Hauptuntersuchung zu spät ein. Die Hauptuntersuchung und Bremsbeläge sind Prüfelemente, die zur Feststellung des Zustandes von Teilen der Bremsanlage dienen. Die Instandhaltungsmaßnahmen werden je nach Befund abgeleitet und zeigen somit das Beispiel der zustandsbasierten Instandhaltung. [39], [64, S. 19]

Je näher sich das Bauteil der Abnutzungsgrenze (siehe Abbildung 2.5) bzw. des Mindestabnutzungsvorrats (siehe Abbildung 2.3) kommt, desto mehr Kosten werden eingespart. Eine zu frühe Auswechslung oder Instandhaltung verursacht höhere Kosten. Ein Beispiel in Kombination mit dem Condition Monitoring System, im Bezug zu Offshore-Windenergieanlagen, ist in Kapitel 2.1.4 zu finden. [32, S. 8], [75, S. 30]

Die zustandsbasierte Instandhaltung erfordert eine Prognosesicherheit bezüglich des Zeitpunktes für die nächste Inspektion, doch sind Prognosen anspruchsvoll. Von Vorteil sind hier kurze Reisezeiten und kurze Inspektionsintervallen. [64, S. 18]

### **2.1.3 Ausfallbasierte Instandhaltung**

Die ausfallbasierte Instandhaltung greift lediglich ein, wenn ein System – eine Offshore-Windenergieanlage – einen Ausfall einer Komponente bzw. eines Bauteils meldet. Bei dieser Art der Instandhaltung werden Störungen und Schäden bewusst in Kauf genommen. Somit bildet diese Form der Instandhaltung einem deutlichen Gegensatz gegenüber der präventiven zeitbasierten und zustandsbasierten Instandhaltungsarten. [64, S. 19f.]

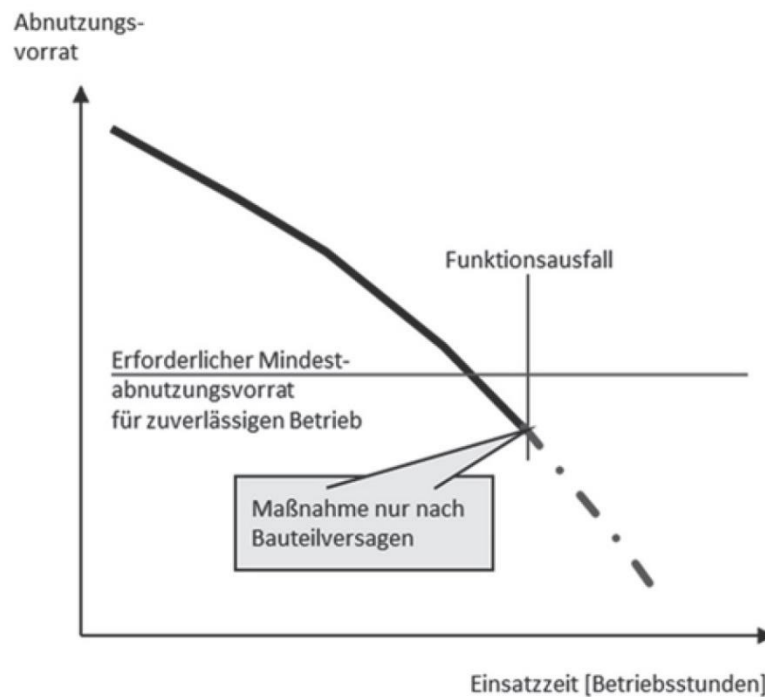


Abbildung 2.6: Ausfallbasierte Instandhaltung [64, S. 20]

Abbildung 2.6 zeigt das Schema der ausfallbasierten Instandhaltung. Der Abnutzungsvorrat nimmt mit der Zeit ab und unterschreitet den erforderlichen Mindestabnutzungsvorrat für den zuverlässigen Betrieb. Ein Funktionsausfall tritt in Kraft und ab diesem Zeitpunkt greifen die Maßnahmen zur Wartung ein. Diese Form der Instandhaltung geht immer mit einer der beiden zuvor behandelten Instandhaltungsarten einher. Der Vorteil der ausfallbasierten Instandhaltung ist es, dass der Abnutzungsvorrat des nach Funktionsausfall oder Verlust von Substanz ausgewechselten Bauteils in der Tat vollständig aufgebraucht ist. Das kann zur Schonung vom Inspektionsaufwand und Ersatzteilressourcen, sowie deren Montageaufwand führen. Ein Nachteil ist jedoch, dass der Zeitpunkt, an dem die erforderlichen Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden, nicht vom Menschen sondern von der Anlage bestimmt wird. [64, S. 20]

Das folgende Beispiel soll die ausfallbasierten Instandhaltung näher beleuchten: Es ist üblich, dass mehrere Windenergieanlagen in unmittelbarer Nähe zueinander stehen. Jede Windenergieanlage besitzt aus Sicherheitsgründen Warnlampen, wie in Abbildung 2.7 dargestellt. Es handelt sich hierbei um Tages- und Nachtkennzeichnungen in Form von Leuchtmitteln bzw. Warnlampen. Eine passende Instandhaltungsmaßnahme für das Bauteil „Warnlampe“ ist bei Onshore-Anlagen die ausfallbasierte Instandhaltung. Aufgrund der guten Erreichbarkeit, ist es möglich die Warnlampen fast jederzeit auszuwechseln. Die zeitbasierte Instandhaltung ist in diesem Fall zu kostspielig und die zustandsbasierte Instandhaltung liefert keine genaue Aussage über die zukünftige Funktionsfähigkeit der Lampe. Bei Offshore-Anlagen ist die Entscheidung minimal anders. Wenn eine Lampe ausfällt, hat dies keine gravierenden Folgen, denn der Windpark ist trotz dessen

sichtbar und somit gesichert, da die anderen Windenergieanlagen Warnlampen besitzen. Bei den Offshore-Anlagen ist die lange Reisezeit zum Windpark zu berücksichtigen. Hier ist es nämlich möglich, gerade aufgrund dieser langen Reisezeit eine zeitbasierte Auswechslung der Warnlampen vorzunehmen. Trotz dessen kann hier weiterhin mit der ausfallbasierten Instandhaltung gearbeitet werden. Die zustandsbasierte Instandhaltung wird hier vernachlässigt, da diese zu kostspielig ist. [46, S. 838]

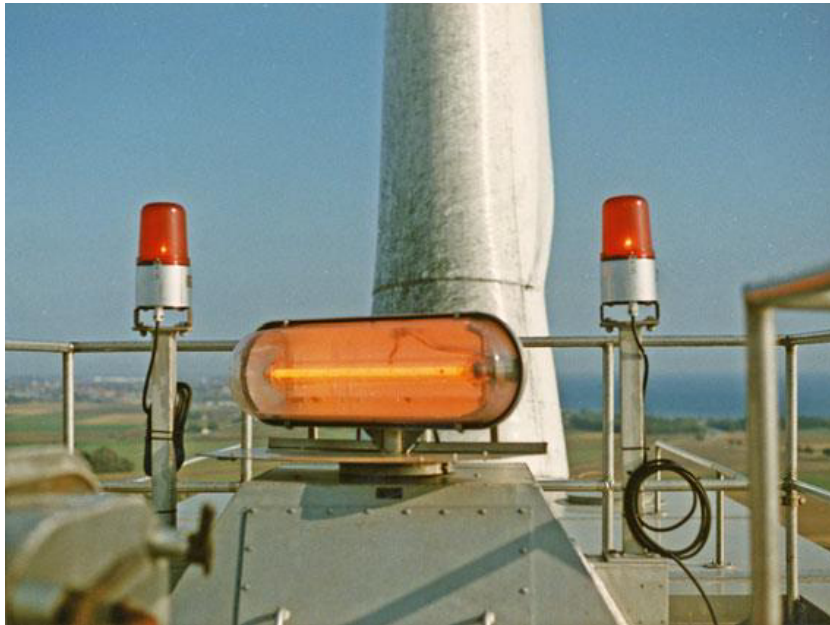


Abbildung 2.7: Tages- und Nachtkennzeichnung in Form von Warnlampen [46, S. 838]

#### **2.1.4 Condition Monitoring**

Condition Monitoring bezeichnet ein Konzept der technische Zustandsüberwachung, welches speziell für Windkraftanlagen entwickelt wurde. Es wird insbesondere für Offshore-Windenergieanlagen verwendet, da es die Möglichkeit bietet, die Anlagen auch aus weiter Entfernung zu überwachen. Das Condition-Monitoring-System (CMS) ist während des Betriebes in der Lage sowohl mechanische, als auch elektrische Defekte frühzeitig zu erfassen. Hauptsächlich wird das Frühwarnsystem jedoch zur Überprüfung der mechanische Eigenschaften bzw. Komponenten eingesetzt [23], [37]. Dies ermöglicht es Stillstände für Reparaturen und Wartungen gezielt zu planen und vorzubereiten, dadurch sind mögliche Folgeschäden zu vermeiden. Die Kosten für die Instandhaltung und den Betrieb lassen sich dadurch um bis zu 50 % reduzieren. [46, S. 832f.], [70, S. 3]

Das CMS ermittelt als Datenerfassungs- und Auswertungssystem an kritischen Komponenten bzw. Elementen der Windkraftanlage technische Parameter. Zu dem wichtigen Parameter gehören unter anderem die *Spannungen*, *Drehmomentverläufe*, *Schwingungen* und *Frequenzspektren*.

Spannungen und Drehmomentverläufe werden mit Dehnungsmessstreifen gemessen. Die Schwingungen und Frequenzspektren, welche sich als effektive Methode zur Erkennung von sich andeutenden Schäden und vorzeitigen Verschleißerscheinungen an mechanischen Elementen erwiesen haben, werden jeweils mit Beschleunigungssensoren ermittelt. Über das Internet werden die Daten schließlich an die Serviceorganisation übertragen. [46, S. 832]

Gewisse Schäden kündigen sich frühzeitig an, als Veränderung in den typischen Frequenzspektren der jeweiligen Komponenten. Die Analyse der Frequenzspektren erfolgt automatisch und daraus kann die sogenannte *Ampelfrequenzspektren* (siehe Abbildung 2.8) entstehen, welche aus verschieden-farbigem Bereichen besteht. Der jeweilige Gefahrenzustand der durch die Datenerhebung ermittelt wird, wird durch die Farben rot, gelb und grün dargestellt. Erreichen die Frequenzen den gelb-markierten Bereich, so werden automatisch generierte E-Mails an die Serviceorganisation der Hersteller geschickt. Wird der rote Bereich erreicht, erfolgt eine Alarmmeldung und Reparaturmaßnahmen werden vorbereitet. [46, S. 832]

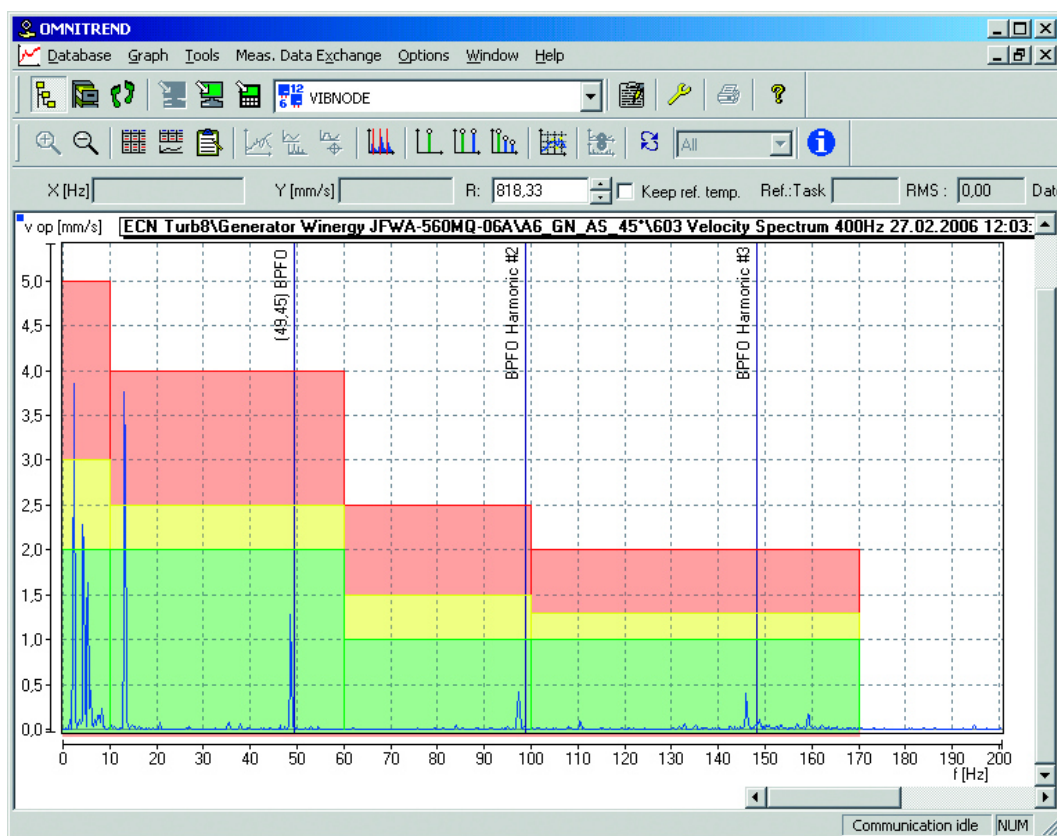


Abbildung 2.8: Ampelfrequenzspektren [46, S. 833]

Anhand der Ampelfrequenzspektren ist zu sehen, dass das Condition-Monitoring-System ein Werkzeug der zustandsbasierten Instandhaltung ist. Jedoch, ist es möglich, das Ampelfrequenz-Diagramm zu erweitern, indem die dazugehörigen Komponenten unter der dazu passenden

Frequenzen angezeigt werden (siehe Abbildung 2.9). Das CMS ist eine unvermeidliche Voraussetzung für das Betreiben von Offshore-Windparks und somit ein Bestandteil von Langzeit-Servicepaketen einiger Windenergie-Hersteller. [70, S. 2 u. 8]

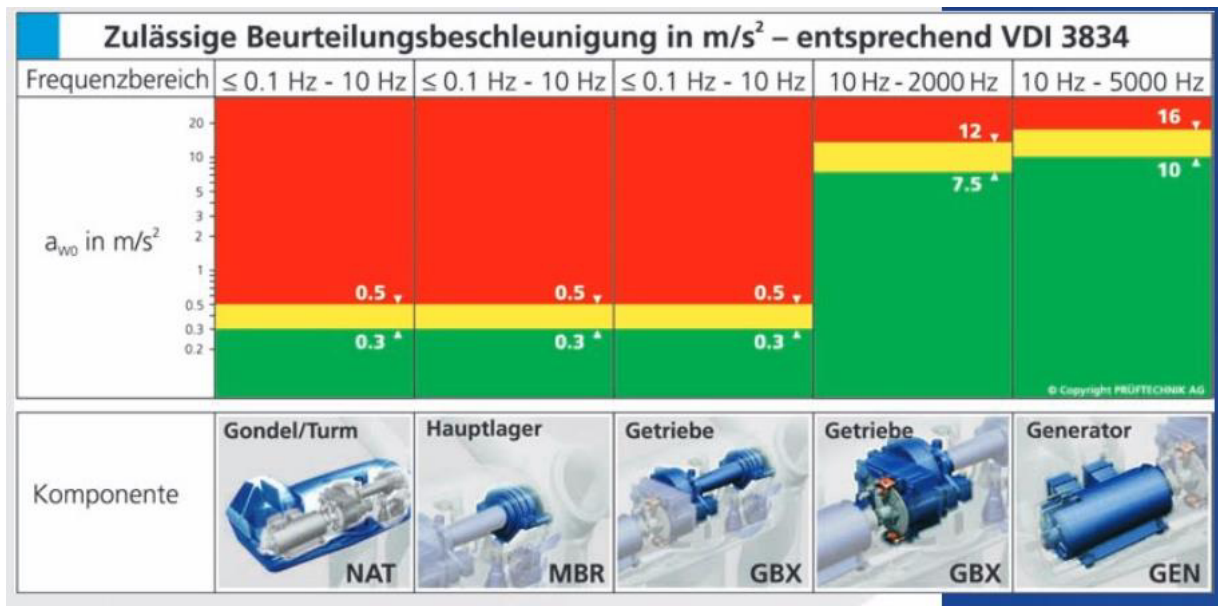


Abbildung 2.9: Ampelfrequenzspektren-erweitert [70, S. 8]

Das folgende Beispiel soll den Einsatz des CMS verdeutlichen. Hierzu werden Kosten der Zustandsüberwachung miteinander verglichen, um auf die möglichen Kosteneinsparungen durch das CMS zu verweisen. Betrachtet wird eine Offshore-Anlage mit drei Rotoren, die somit auch drei Turbinen besitzt. Zuerst kommt es zum Lagerversagen und ein dadurch entstehender Getriebeversagen einer Offshore-Windenergieanlage ohne die Nutzung eines CMS. Das Resultat ist ein Getriebeausfall. Ein neues Getriebe kann bis zu 300.000 Euro kosten. Dazu kommen für das Schiff und die Ingenieure 300.000 Euro und weitere 100.000 Euro durch Ausfallkosten, die durch die Lieferzeit und Transport für neue Komponenten entstehen. Ein Versagen des Getriebes kann somit bis zu 700.000 Euro für sich in Anspruch nehmen. Durch einer Zustandsüberwachung mit CMS, ist es möglich an dieser Stelle einen Totalausfall des Getriebes zu vermeiden. Das CMS bietet eine vorrauschauende Wartung, das heißt ein Lagerverschleiß kann frühzeitig erkannt werden. Die Kosten für neue Teile und die dazugehörige Arbeit liegen Schätzungen zu folge bei 60.000 Euro. Wartungen an den drei Turbinen können jeweils bis zu 50.000 Euro durch Ausfallkosten für sich in Anspruch nehmen. So betragen die Kosten mit einem CMS maximal 210.000 Euro, anstatt 700.000 Euro. Damit ergibt sich dementsprechend eine Kosteneinsparung von 490.000 Euro. [63]

## 2.2 Offshore-Anlagen

Im Folgenden soll erläutert werden, warum die Instandhaltung bei *Offshore-Windenergieanlagen* (OWEA) differenziert zu betrachten ist, als bei Onshore-Anlagen. Die Begriffe Onshore und Offshore beschreiben, ob eine Windenergieanlage *auf dem Land* oder *vor der Küste* installiert ist. Simultan beschreibt die Bezeichnung weitere grundsätzliche Angelegenheiten, in denen sich diese zwei Arten von Windenergieanlagen unterscheiden, wie zum Beispiel das *Fundament*, der *Aufbau*, die *Instandhaltung* bzw. die *Wartung* und die *Netzanbindung*. [44, S. 104]

Und das für dazu, dass „*die Offshore-Windenergie nicht die lineare Fortsetzung von Onshore, sondern eine eigenständige, hoch komplizierte technische Entwicklung mit besonderen Rahmenbedingungen*“ [62, S. 6] ist.

Des Weiteren bestehen bei den Windgeschwindigkeiten von Offshore- und Onshore-Anlagen deutliche Unterschiede. Die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten haben einen Einfluss auf die erzeugte Energieleistung einer Anlage und lassen sich in diese drei Gruppen einteilen: [46, S. 826]

Niedrige Windgeschwindigkeit:  $v_w = 6,3 - 8,9 \text{ m/s}$

Mittlere Windgeschwindigkeit:  $v_w = 8,9 - 17,0 \text{ m/s}$

Hohe Windgeschwindigkeit:  $v_w = 17,0 - 19,7 \text{ m/s}$

Beim Offshore-Windpark **alpha ventus** treten Durchschnittsgeschwindigkeiten von mehr als zehn Metern pro Sekunde und an guten Standorten am küstennahen Festland von ca. sieben Metern pro Sekunde auf. Weitere Auswertungen haben ergeben, dass an 8.000 von 8.760 Stunden im Jahr mit mindestens vier Metern pro Sekunde Windgeschwindigkeiten beim Windpark **alpha ventus** zu rechnen ist. Das sind Geschwindigkeiten, die den Rotor in Bewegung setzten. Und an 2.000 Stunden im Jahr werden Geschwindigkeiten von zwölf bis 13 Metern pro Sekunde gemessen. [62, S. 6 u. 94f.]

Das führt zwar zu einer hohen technischen Verfügbarkeit, jedoch kommt es dadurch zu erhöhten Beanspruchungen der Windenergieanlagen. Somit benötigt eine OWEA einen größeren Wartungsaufwand im Gegensatz zur Onshore-Anlage.

Ein weiterer Unterschied bei der Art der Instandhaltung ist der Transportweg zu den Windenergieanlagen. Für die Wartungsarbeiten auf See kommen Schiffe als Transportmittel zum Einsatz. Dazu werden die verschiedenen Schiffstypen, die im weiteren Verlauf der Arbeit erwähnt werden, kurz beschrieben. Die *Kranhubschiffe* besitzen große Deckflächen und einen Kran mit großer Traglast. Sie werden für die Wartung von Offshore-Anlagen verwendet. Ein *Crew Transfer Vessel* (CTV) transportiert das Personal und besitzt eine erhöhte Geschwindigkeit, jedoch geringe Ladekapazität und keine bordseitige Umschlagtechnik. Mit steigender Entfernung, erhöhten

Einsätzen und älteren Schiffsmoellen steigen die (Treibstoff-)Kosten der Schiffe während den Instandhaltungsmaßnahmen. [48, S. 1], [85, S. 126]

Die Abfallentsorgung, die zum Ende des Arbeitseinsatzes anfällt, erfolgt bei den Onshore-Anlagen ebenso, wie bei den Offshore-Anlagen. Die zu beseitigen Materialien werden in gut verschließbare GefäÙe, wie zum Beispiel Spannringfässer aufbewahrt. Einzig, der Transport mit dem Schiff zum Hafen, unterscheidet die Abfallentsorgung bei Offshore- und Onshore-Anlagen. Es handelt sich bei den Abfällen in der Regel um Aerosoldosen, Akkus, Betriebsstoffe, defekte Teile (Mechanik und Elektronik), Farbdosen, Gebraucht-Öl, Leuchtstoffröhren und ölverschmutzte Betriebsstoffe. [73, S. 7]

### **2.3 Wartung**

Die Wartungs- und Reparaturkosten, die ein Teil der Instandhaltungskosten sind, sind ein wichtiger Bestandteil der Betriebskosten. Windenergieanlagen besitzen in der Regel eine Gewährleistung von zwei Jahren. Möglichkeiten zu einer Verlängerung dieser Gewährleistungszeit sind vorhanden, jedoch selten. Laut der Studie *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland* von der *Deutschen WindGuard GmbH* liegen circa 10 % der Fälle außerhalb dieser zwei Jahre (bei drei Jahren sind es 3 % und fünf Jahren 7 %). Gesammelt und ausgewertet wurden die Daten von 71 [30, S. 1] Windparks mit insgesamt 371 [30, S. 1] Windenergieanlagen. [30, S. 31]

Eine Auswertung dieser Studie ergibt, dass der Großteil der Windparkplaner einen Wartungskonzept und dazugehörige Garantie, im Rahmen eines Vollwartungsvertrags, bevorzugt. Eine Vollwartung beinhaltet eine regelmäßige Wartung und die Kosten aller notwendigen Reparaturen. Die regelmäßigen Wartungen finden nach Herstellerangaben statt, um eine möglichst hohe Lebensdauer der Anlagenkomponenten zu gewährleisten. Sind die Wartungskonzepte nach 15 Jahren abgelaufen, berufen sich mehr als 50 % der Windparkplaner weiterhin auf die WEA-Hersteller, um eine sachgerechte Wartung durchführen zu lassen. Einen Vollwartungsvertrag über zehn Jahren nehmen 29 % der Windparkplaner in Anspruch, für über 15 Jahren sind es hingegen schon 40 %. Die vollständigen Darstellungen (Abbildung 0.1 und Abbildung 0.2) finden Sie in dem Anhang. [30, S. 31f.]

Des Weiteren besagt die Studie, dass die Wartung und Reparatur in den ersten zehn Jahren ca. 44 % der Betriebskosten ausmachen und dass der Anteil der Kosten in den zehn Folgejahren sogar steigt auf 55 %. Die vollständigen Daten können der Tabelle 0.1 im Anhang entnommen werden. [30, S. 3]



## 2.4 Betriebssicherheit

Die folgenden zwei Unterkapitel erläutern die technischen Sicherheitssysteme und Sicherheitstrainings-Einheiten, welche in den folgenden Kapiteln weitere Verwendung finden.

### 2.4.1 Technische Sicherheitssysteme

Blitz- und Brandschutz: Nach deutschen Brandschutzvorschriften müssen besonders brandgefährdete Komponenten im Turmfuß oder in einem separaten Container außerhalb des Turmes untergebracht werden. Windenergieanlagen sind nicht besonders brandgefährdet, jedoch sorgen insbesondere Blitzeinschläge und elektrische Kurzschlüsse für den Ausbruch. Primär werden Rotorblätter von einem Blitzschlag getroffen. Ideale Blitzüberleiter bilden diese, sofern die Blätter oder deren Holme aus Stahl bestehen. Da dies nicht immer der Fall ist, verfügen Rotorblätter ausnahmslos über spezielle Schutzvorrichtungen, wie zum Beispiel aus Blitzableitern. Dazu werden Kupferbürsten und elastische Kupferbänder an kritischen Überleitungsstellen angebracht, die den Blitz in das Erdungssystem des Fundaments ableiten. Die Weglänge von Einschlagsort bis zum Boden kann lang sein. Der Blitz wird dicht an den elektronischen Geräten vorbei geleitet, wie zum Beispiel an den Steuerungs- und Messeinrichtungen vorbei. [46, S. 398, 836, 839 u. 841], [87, S. 4]

Eiswarnsystem: Am größten ist die Gefahr bei Temperaturen um den Gefrierpunkt und gleichzeitiger hoher Luftfeuchtigkeit. Eis setzt sich an allen Teilen einer Windenergieanlage an, wie Rotorblätter, Lüftungseinläsen und am Windmesssystem. Losbrechende Eisbrocken an den Rotorblättern, welche ein beachtliches Gewicht aufweisen, überwinden Entfernungen von mehreren hundert Metern beim geeigneten Winkel. Ein Eiswarnsystem schaltet die Anlage bei zu großer Eisbildung automatisch ab. Durch die Probleme kann die Jahresenergieenergielieferung um 30 % reduziert werden, aber das Eiswarnsystem benötigt lediglich 3 % dieser Jahresenergielieferung. [46, S. 841ff.]

Flugsicherheit: Die Tageskennung besteht aus dem roten Anstrich und ist notwendig, sobald eine Anlage 100 Meter über den Grund überschreitet. Zwei Streifen befinden sich auf den Rotorblättern, einer an der Blattspitze und ein zweiter weiter innen. Die Nachtkennzeichnung ist in Form von *rot-blinkende Rundstrahlfeuer* oder *rotierende Blitzfeuer* auf dem Maschinenhausdach angebracht. Offshore-Anlagen erhalten zusätzlich für die Tagerkennung einen gelben Anstrich mit einer Kennzeichnung im unteren Turmbereich, welches sich jedoch auf die Schifffahrt bezieht. [24, S. 31], [46, S. 837f.]



## 2.4.2 Sicherheitstraining

Angesichts des Themas *Sicherheit* widmet sich dieses Kapitel der Erklärung der Trainingseinheiten bzw. –kursen, die die Facharbeiter absolvieren können, um die Sicherheit am Arbeitsplatz zu erhöhen. Eine Möglichkeit ist der Besuch der *ISC Training & Assembly GmbH*, die mit dem *Aus- und Fortbildungszentrum Rostock GmbH* (AFZ) kooperieren. Weitere Erwähnung der Trainingseinheiten sind in Kapitel 3.4 zu finden.

Das BOSIET – Training: Das *Basic Offshore Safety Induction and Emergency – Training* (BOSIET – Training) entspricht der aktuellen Gesetzlage in Deutschland. Die Inhalte des Kurses sind: Basic Safety, Boat Landing & Crew Transfer, Fire Fighting und Pyrotechnics. Das Training beinhaltet sowohl Theorie-Teile, als auch Praxis-Übungen. Das Basic Safety – Training dient dem Unterricht mit den Rettungsmitteln und maritimer Schutzausrüstung, wie Eintauchanzügen, geschlossenen Rettungsbooten, Rettungsflößen, Helikopterschlinge sowie das Mann-über-Bord-Manöver mit einem Fast Rescue Boat (schnellen Bereitschaftsboot). Beim Boat Landing & Crew Transfer – Training wird der Überstieg verschiedenster Systeme trainiert. Beim Fire Fighting – Training wird die Praxis-Übung in einem Brandcontainer ausgeübt, wie es bei der Feuerwehr üblich ist. Die Theorie-Übungen befassen sich mit dem Löschen von Feuer und dem taktischen Vorgehen der Brandbekämpfung (Informationen über Löschmittel, Löschverfahren und Löschgeräte), Flucht- und Rettungswege, Verhalten in engeren Räumen, sowie Gefahren an der Brandstelle. Beim Pyrotechnics – Training werden Informationen und der Umgang mit pyrotechnische Seenotsignale in Erfahrung gebracht. Neulinge benötigen für das BOSIET-Training drei Tage (24 Stunden) und ein Erfrischungskurs dauert schließlich nur noch einen Tag. Die Gültigkeit des Kurses beträgt vier Jahre. [12], [53], [54]

Das HUET – Training: Das *Helicopter Underwater Escape – Training* (HUET – Training) ist in der Regel eine Voraussetzung für den Helikoptertransfer im Offshore – Bereich. Die Inhalte des Kurses sind das Aufblasen der Rettungsweste im Wasser, der Aufenthalt im Wasser, die Benutzung des Helikoptertransportanzugs und –rettungsweste, die (Eigen-)Evakuierung aus einem Helikopter, Helikopterausstieg, Helikoptersicherheit, die Praktische Benutzung des *Emergency Breathing Systems* (EBS) und Unterwasser-Notausstieg Techniken und die Brace – Position. Das Evakuieren des Hubschraubers kann aus einem senkrecht sinkenden oder aus einem gekenterten sinkenden Hubschrauber stattfinden. Der Kurs kann innerhalb eines Tages abgeschlossen werden. Die Voraussetzungen entsprechen der, des BOSIET – Trainings und das Zertifikat hat die gleiche Gültigkeitsdauer. [40], [53]

Das PSA gegen Absturz – Training: Das *Persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz – Training* (PSAgA – Training) entspricht der aktuellen Gesetzlage in Deutschland, genauer dem Arbeitsschutzgesetz und der DGUV-Regel 112-198/199. Ein gutes Beispiel, aufgrund ihrer Höhe,

sind die Windenergieanlagen. Umfassende Kenntnisse über rechtliche Grundlagen, höhenbedingte Gefährdungen und der Umgang mit der persönlichen Schutzausrüstung werden gelehrt. Die *Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung* (DGUV) empfiehlt einen Kopfschutz in Form eines Bergsteigerhelmes mit Kinnriemen, Schutzanzug mit Wetter- und Kälteschutz, eine Rettungsweste, Sicherheitsschuhe, Schutzhandschuhe und einen Augenschutz bei Sonne bzw. Wind und Gischt zu tragen. Dieser Kurs dauert zwei Tage (16 Stunden) für Neulinge und einen Tag für diejenigen, die das englischsprachige Zertifikat schon einmal erhalten haben. Der Kurs muss jährlich wiederholt werden. [15, S.1], [60]

Erste Hilfe – Training: Der *betriebliche Ersthelfer* ist im Offshore-Bereich eine Basisqualifikation. Es ist eine Pflicht diese Tätigkeit zu erlernen. Der Kurs hat eine Dauer von zwei Tagen (ein Grundkurs für Neulinge) bzw. einen Tag (beim Wiederholen) und es wird ein Zertifikat in Form einer Kreditkarte erhalten, die zwei Jahre lang gültig ist. [57]

Fernen bietet die ISC einen Zusatzkurs an, der sich auf den Offshore-Bereich spezialisiert. Besondere Bedeutung bekommt die Entfernung der Windparks zur Küste, sowie die schwierigen Zugangsbedingungen (Sturm, Sicht, Wellengang) des professionellen Rettungsdienstpersonals erst wesentlich später als am Festland eintrifft. Das Zertifikat besitzt eine Gültigkeit von einem Jahr und der Kurs eine Dauer von zwei Tagen. [58]

Rettung aus beengten Räumen: Die *Rettung aus beengten Räumen* oder auch *Confined Spaces – Training* genannt, ist nach Empfehlung der DGUV-Regel 013-004 erforderlich. Die fachkundige Bedienung von Gaswarngeräten und Fluchttretern ist ein Bestandteil dieser Ausbildung, weil die Facharbeiter in Offshore-Bauwerken tätig sein werden. Nichtsdestotrotz ist dies kein Ersatz für die *Fachkunde zum Freimessen – Training*. Die Voraussetzung ist in diesem Kurs lautet, dass das PSAgA-Zertifikat nicht älter als ein Jahr sein darf und somit noch gültig sein muss. Hinzu kommt noch eine gültige G41-Untersuchung. Das ist eine Arbeitsmedizinische Untersuchung, die die Eignung am Arbeiten mit Absturzgefahr feststellt. Dies beinhaltet einen Bluttest, Hörtest, Sehtest und diverse weitere Tests, sowie ein Gespräch mit einem Arzt. Im Arbeitsleben, bei den Offshore-Anlagen, können die Arbeiten in den folgenden beengten Räumen stattfinden: im Maschinenhaus, in der Rotornabe, in den Rotorblättern, dem Spinner oder im Transformatorkeller. Der Kurs kann in fünf Stunden bewältigt werden und erhalten wird ein einjähriges englischsprachiges Zertifikat. [61], [78]

Fachkunde zum Freimessen: Dabei handelt es sich um das Ermitteln der Gefahrenstoffkonzentration bzw. des Sauerstoffgehalts in beengten Räumen. Das betrifft toxische sowie brennbarer Gase und Dämpfe, die vor und während der Arbeit entstehen. Der DGUV Grundsatz lautet 313-002. Die Gültigkeit dieses Kurses beträgt vier Jahre. [59]

Elektrotechnikgrundkurs: Eine Unterweisung, in Form des Elektrotechnikgrundkurses, ist erforderlich sofern sich die Facharbeiter in elektrischen Betriebsbereichen aufhalten. Das Ziel dieses Kurses ist es Gefahren am Arbeitsplatz zu erkennen und Unfälle zu vermeiden. Des Weiteren ist dem Facharbeiter gestattet einige elektrotechnische Aufgaben auszuführen, wenn eine ausgebildete Elektrofachkraft die Aufsicht darüber führt. Die Gültigkeit des Kurses beträgt ein Jahr. [56]

Elektrofachkraft: Mit dieser Trainingseinheit werden die Farbeiter daraufhin ausgebildet festgelegte Instandhaltungs- und Instandsetzungstätigkeiten vorzunehmen. Der Vorteil beruht darauf, dass keine abgeschlossene elektrotechnische Ausbildung im Vorfeld verlangt wird. Die Gültigkeit des Kurses beträgt vier Jahre. [55]

## 2.5 Jahresertrag des Windparks

Jeder Windenergieanlage, welche sich im Windpark **alpha ventus** befindet, besitzt eine Nennleistung von fünf Megawatt (MW). Bei einer Stunde Laufzeit ergibt dies fünf Megawattstunden (MWh). Somit ergeben alle zwölf Windenergieanlagen zusammen eine Gesamtnennleistung von 60 Megawatt. Würden sich die Anlagen im vollausgelasteten Zustand befinden, beträgt der Gesamtertrag pro Jahr 526,6 Gigawattstunden (GWh) betragen. (Zur Ergänzung: h = Stunden; d = Tage; a = Jahre) [10, S.1]

$$\begin{aligned} \text{Energieertrag pro Jahr} &= \text{Nennleistung des Windparks} * \text{Jahr in Stunden} \\ &= 60 [MW] * 365 \frac{[d]}{[a]} * 24 \frac{[h]}{[d]} = 526.600 \frac{[MWh]}{[a]} \end{aligned}$$

Jedoch ist eine 100 prozentige Auslastung nicht möglich. Die physikalische Höchstgrenze liegt bei 59 % und **alpha ventus** erreicht ca. 42 % dieses voll ausgelasteten Zustandes. Die 42 % ergeben 3.700 Stunden, welche Volllaststunden genannt werden, dabei verrichten die Anlagen ihre Nennleistung bei optimalen Windbedingungen. Somit ergibt der reelle Energieertrag pro Jahr 222 GWh: [10, S.1]

$$\begin{aligned} \text{Energieertrag pro Jahr} &= \text{Nennleistung des Windparks} * \text{Jahr in Stunden} \\ &= 60 [MW] * 3.700 \frac{[h]}{[a]} = 222.000 \frac{[MWh]}{[a]} \end{aligned}$$

Die Volllaststunden berechnen sich wie folgt: [10, S.1], [65]

$$\text{Volllaststunden} = \frac{\text{Energieertrag pro Jahr}}{\text{Nennleistung des Windparks}} = \frac{222.000 \frac{[MWh]}{[a]}}{60 [MW]} = 3.700 \frac{[h]}{[a]}$$

In Kapitel 4.2 bedarf es weiterer Rechnung, welche an dieser Stelle vorgenommen wird. Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetzes beträgt die Vergütung für Offshore-Anlagen 15,4 Cent die Kilowattstunde. Die Ertragsrechnung pro Tag und die Vergütung werden berechnet: [26]

$$\text{Energieertrag pro Tag} = \frac{\text{Energieertrag pro Jahr}}{365 \frac{[d]}{[a]}} = \frac{222.000 \frac{[MWh]}{[a]}}{365 \frac{[d]}{[a]}} \approx 608,22 \frac{[MWh]}{[d]}$$

Die Rechnungen beziehen sich auf den kompletten Windpark, eine Betrachtung einer einzelnen Anlage führt zu ca. 50,685 [MWh] pro Tag und somit zur einer Vergütung von:

*Vergütung einer Windenergieanlage*

$$\begin{aligned} &= \text{Energieertrag pro Tag einer Windenergieanlage} * \text{Vergütung} \\ &= 50.685 \frac{[kWh]}{[d]} * 0,154 \frac{[€]}{[kWh]} = 7.805,49 \frac{[€]}{[d]} \end{aligned}$$

Der Verlust für den Ausfall einer Windenergieanlage für einen ganzen Tag beträgt 7.805,49 € und findet weitere Verwendung in Kapitel 4.2. Für Onshore-Anlagen beträgt die Vergütung 8,9 Cent die Kilowattstunde und führt zu geminderten 4.510,97 € für einen Tagesausfall. [28]

## 2.6 Alpha Ventus

**Alpha ventus** ist der erste deutsche Offshore-Windpark und wurde im April 2010 in Betrieb genommen. Die Summe, die in den Windpark investiert wurde betrug 250 Millionen Euro. Die Energieversorger EWE AG, E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH und Vattenfall Europe Windkraft GmbH arbeiten für dieses Großprojekt zusammen. Diese drei Unternehmen bilden die Betreibergesellschaft *Deutsche Offshore – Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG*, abgekürzt *DOTI* und wurde im Juni 2006 gegründet. Der Grund für die Entstehung der DOTI ist das Errichten und Betreiben des Windparks **alpha ventus**. Der Firmen sitz liegt in Oldenburg. Die EWE AG besitzt 47,5 %, die E.ON Climate & Renewable Central Europe GmbH und Vattenfall

Europe Windkraft GmbH besitzen jeweils 26,25 % der Anteile der Gesellschaft. [4, S. 1], [11, S. 2]

Anfangs besaß der Windpark eine andere Projektbezeichnung, nämlich *Testfeld Borkum West*. Das heißt, dass die Genehmigungsverfahren für die Errichtung des *Windparks* (WP), als auch die ersten Schritte zur Verwirklichung unter diesen Namen stattfanden. Die aktuelle Bezeichnung **alpha ventus** setzt sich zusammen aus dem ersten Buchstaben des griechischen Alphabets und der lateinischen Bezeichnung für Wind. [11, S. 2], [35]

Dieses Pionierprojekt befindet sich außerhalb der Bundesrepublik Deutschland, genauer gesagt an diesen Koordinaten:

1. Koordinaten: 54° 00,0' N 6°34,4' E
2. Koordinaten: 54° 01,6' N 6°34,4' E
3. Koordinaten: 54° 01,6' N 6°37,3' E
4. Koordinaten: 54° 00,0' N 6°37,4' E

Die vier aufgelisteten Koordinaten bilden ein rechteckiges Feld, welches den Windparks begrenzen. Der Bereich, in dem sich **alpha ventus** befindet, nennt sich *Ausschließliche Wirtschaftszone* (AWZ) und liegt ca. 45 km nördlich der Insel Borkum (bzw. 60 km von der Festlandküste entfernt). Die Anlagen wurden errichtet in einer Wassertiefe von 30 Meter, umgeben von rauem Wind, Wetter und Gezeiten. Der Grund für die größere Küstenentfernung ist unter anderem des Schutzes des Wattenmeeres zuzuordnen. Zugänge zu diesem WP haben nur speziell ausgebildetes Personal, die zum Service-Team gehören. Somit ist die Fahrt für Schiffe durch den Windpark gesperrt. [3, S. 3 u. 14], [11, S. 2]

Ein Windpark besteht aus mindestens drei Windenergieanlagen, ist aber in der Regel größer, wie es ebenso bei **alpha ventus** der Fall ist. Der Windpark setzt sich zusammen aus insgesamt zwölf Offshore-Windenergieanlagen und einem Offshore-Umspannwerk. Die Anlagen sind *marinisiert*, das heißt sie sind gegen die rauen Bedingungen auf See gewappnet und entsprechend ausgerüstet. Ziel dieses Windparks ist es eine Erfahrungsgrundlage für weitere Offshore-Projekte in Deutschland (das betrifft ebenso die AWZ) zu bieten. Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, dass 30 % des Energieverbrauchs bis 2020 aus erneuerbaren Energien stammen soll und der WP **alpha ventus** ist ein wichtiger Bestandteil, um Erfahrungen zu sammeln. Aus diesem Grund sind sechs der zwölf Windenergieanlagen von unterschiedlicher Bauart und befinden sich auf verschiedenartigen Fundamenten. Die Abbildung 2.10 bietet eine schemenhafte Darstellung des gesamten Windparks. Zu sehen sind die Anlagen, in geordneter Form, das Umspannwerk und die Forschungsplattform FINO 1, die bereits seit 2003 Daten und Zahlen sammelt. Jede Anlage hat eine Nennleistung von fünf Megawatt, denn zu dem Zeitpunkt war dies die höchste Leistung für Offshore-Windenergieanlagen. Das führt zu einer Gesamt-Nennleistung von 60 Megawatt von

**alpha ventus.** Heutzutage sind stärkere Modelle vorstellbar, wie die Sechs-Megawatt-Klasse oder gar die Sieben-Megawatt-Klasse. [3, S. 3 u. 14], [10, S. 1], [44, S. 120], [72, S. 228]

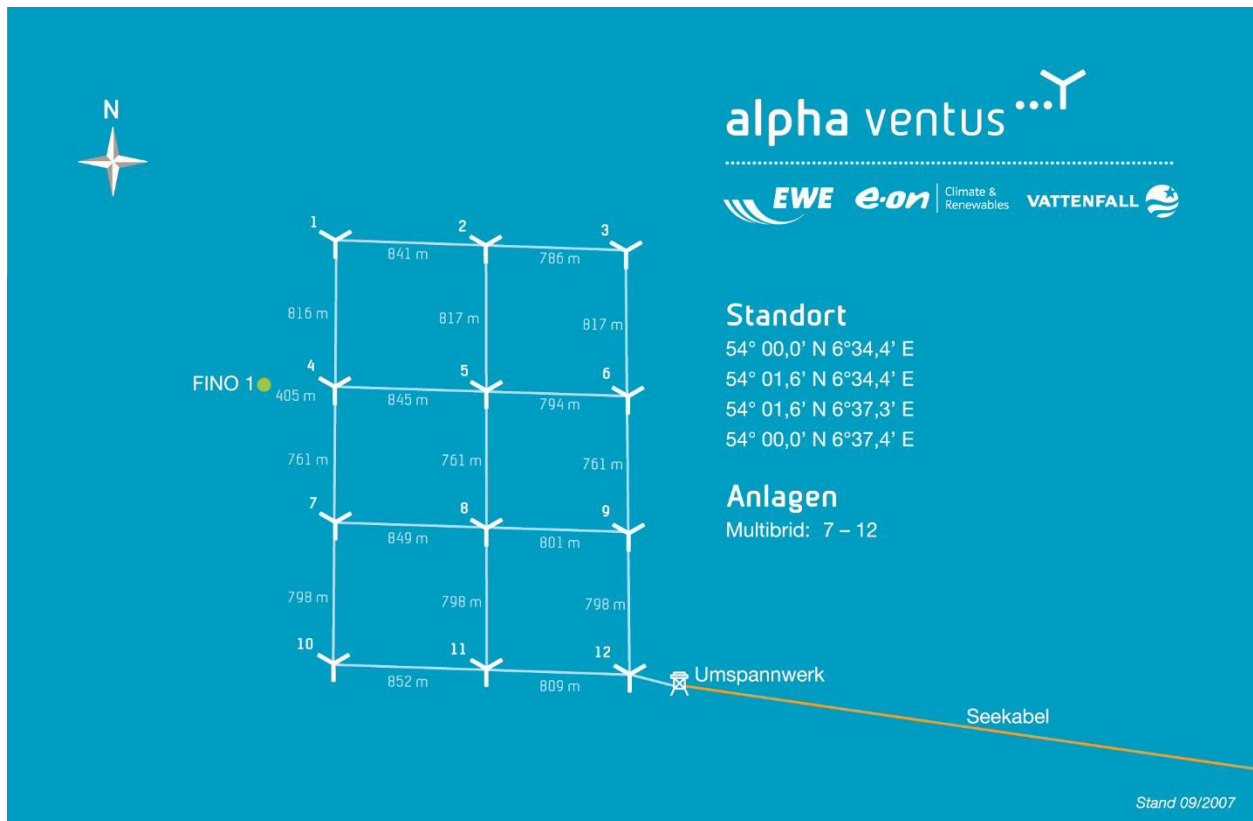


Abbildung 2.10: Windpark alpha ventus [8]

Die Anlagen eins bis sechs lieferte die Firma *AREVA Wind* (seinerzeit: *AREVA Multibrid*) und sieben bis zwölf die Firma *Senvion* (seinerzeit: *REpower Systems*). Äußerlich sind sich die Anlagen ähnlich, Unterschiede kommen erst zum Vorschein, wenn das sich unter anderem die Bauweise im Maschinenhaus betrachtet wird. In Tabelle 2.1 sind die wichtigsten Daten gegenübergestellt, die hauptsächlich aus der Homepage von alpha ventus und *The Wind Power*, eine online Datenbank, entnommen worden sind. Der Rotordurchmesser, die Nennleistung, die Nabenhöhe, die Einschalt-, die Ausschalt- und die Nenngeschwindigkeit sind sich sehr ähnlich. Der größte und entscheidendste Unterschied ist Drehzahl und die damit verbundene Bauweise. [10, S. 1f.]

Tabelle 2.1: Vergleich der Windenergieanlagen; angelehnt an [10, S. 1f.], [47], [74, S. 2], [80], [81]

Firma:	AREVA Wind	Senvion
Firma (damals):	Multibrid	REpower
Typ:	M5000-116	5M
Nennleistung:	5 Megawatt	
Fundament:	Tripod (Dreibein)	Jacket (Vierbein)
Rotordurchmesser:	116 m	126 m
Nabenhöhe:	ca. 90 m	ca. 92 m
Einschaltwindgeschwindigkeit:	3,5 m/s (Windstärke 3)	
Ausschaltwindgeschwindigkeit:	25 m/s (Windstärke 11)	30 m/s (Windstärke 11)
Nennwindgeschwindigkeit:	12,5 m/s (Windstärke 6)	13 m/s (Windstärke 6)
Blattspitzengeschwindigkeit:	90 m/s bei Rotordrehzahl 12,1 U/min (ca. 324 km/h)	80 m/s bei Rotordrehzahl 12,1 U/min (ca. 288 km/h)
Gondelmasse ohne Rotor und Nabe:	ca. 200 t	ca. 290 t
Gondelmasse mit Rotor und Nabe:	ca. 309 t	ca. 410 t
Rotormassen:	ca. 109 t	ca. 120 t
Drehzahl - Rotor:	5,9 – 14,8 U/min	6,9 – 12,1 U/min
Drehzahl - Generator:	148,5 U/min (vereint mit Rotor)	670 - 1170 U/min
Übersetzung:	01:10	0,109027778
Getriebe-Hersteller:	RENK AG	Winergy
Rotor-Hersteller:	PN Rotor	LM (Lunderskov Moebelfabrik)
Turm-Hersteller:	Ambau GmbH	

Es werden im Fall von **alpha ventus** zwei verschiedene Arten von Fundamenten verwendet, nämlich die *Tripods* und die *Jackets*. Die vierbeinigen Stützen bzw. Fundamenten, auf dem die Windenergieanlagen von Senvion stehen, sind etwas leichter als die Tripods. Wie die Tabelle hervorbringt, werden die vierbeinigen Stützen auch Jackets genannt und die dreibeinigen Tripods. Die Tripods wurden im norwegischen Verdal verschweißt und in den Niederlanden zu röhrenförmigen Elementen gebogen. Die Jackets wurden hingegen in Schottland gefertigt. Die Höhe beider Stützen betragen knapp 50 Meter und wiegen mehrere hundert Tonnen. Der Transport erfolgte mit Transportschiffen nach Eemshaven und von dort aus in den Windpark. Das Umspannwerk befindet sich auf einer Jacket-Gründungsstruktur befestigt ist. *Verankern* wird das positionieren am Meeresgrund der Tripods und Jackets genannt. [3, S. 20], [10, S. 1]

Bei der AREVA Wind M5000 wurde der Generator, das Getriebe und das Rotorlager kombiniert. Die schemenhafte Darstellung einer Windenergieanlage ist in Abbildung 3.1 dargestellt und weiterhin ist dieses Modell der M5000-Anlagen in Abbildung 2.11 zu sehen. Zusätzlich wurde auf die einzelnen Gehäuse verzichtet. So wurde Gewicht und vor allem Platz eingespart. Dieser Vorgang führt ebenso zu kürzeren Wegen der Lastübertragung im Turmkopf. Darauf folgen niedrige Drehzahlen (siehe Tabelle 2.1) mit einer Übersetzung von 1:10. In Folge der Zusammenführung dieser beiden Komponenten, führt die geringere Anzahl von bewegten Teilen und Wälzlagern zur Reduzierung von Schäden im zentralen Antriebstrang. Die M500-Anlagen besitzen betriebswichtige Hilfsaggregate, die doppelt vorhanden sind, wie zum Beispiel Sensoren. [47]

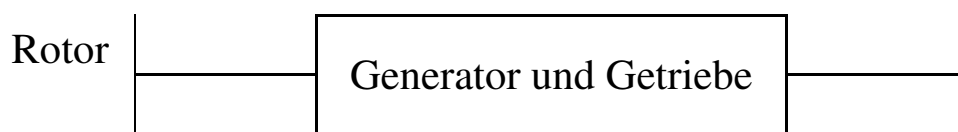


Abbildung 2.11: Maschinenhaus-Schema (grob): Der AREVA M5000

Bei den sechs Anlagen von Senvion entspricht die Bauweise im Maschinenhaus, in Bezug auf Getriebe und Generator, eher der herkömmlichen Bauweise, nämlich getrennt. Das führt zu Unterschieden im Drehzahlbereich, in der Übersetzung und im Gewicht – wie die Tabelle 2.1 zeigt. Die Übersetzung beträgt ungefähr 1:100 (laut [74, S. 2] beträgt die Übersetzung ca. 97) und die Gondeln der 5M-Anlagen sind rund 90 Tonnen schwerer. [74, S. 2]



Abbildung 2.12: Maschinenhaus-Schema (grob): Senvion 5M

Das Herzstück des Windparks ist das Offshore-Umspannwerk – eine voll ausgestattete Transformatorplattform auf hoher See. Die Kabel von allen Anlagen laufen im Umspannwerk zusammen. Der Strom, mit einer Spannung von 30 kV wird auf 110 kV hochgespannt, um die Verluste beim Transport ans Festland möglichst gering zu halten. [10, S. 1f.]



Das Einstellen von Personal übernehmen die Unternehmen, wie EWE, E.ON und Vattenfall oder direkt die Anlagen-Hersteller, wie AREVA Wind und REpower. Das betrifft insbesondere die Facharbeiter für die Instandhaltung der Windenergieanlagen. [11, S.2]

Die Abbildungen, Abbildung 2.13 und Abbildung 2.14, bieten jeweils eine Darstellung der beiden Anlagen. In der Darstellungen sind die Wasserstände durch waagerechte blaue Linien abgebildet und zeigen damit deutlich an, dass der Wasserstand die Plattform nicht erreicht. Das bedeutet, dass die Facharbeiter bei jedem Besuch die längere Leiter hinauf klettern müssen, sofern sie mit einem Schiff angereist kommen. An den Blattspitzen sind die *Rot-Tageskennzeichnungen* eingezeichnet, damit der Helikopter diese meiden kann und auf dem Maschinenhaus sicher landet. Praktisch sind die schemenhaften Darstellungen des Tripods (Dreibein) und des Jackets (Vierbein), deren Verankerung jeweils unter die Erde reicht. Aus diesem Grund sind die Fundamente bis unter -28 m beschriftet. Jede, der Windenergieanlagen ist nummeriert, welches ein Vertauschen der Anlagen miteinander verhindert. In Abbildung 2.14 ist auf dem gelben Sockel die Bezeichnung AV12 zu erkennen, da die letzten sechs Anlagen dem Hersteller AREVA zugeordnet sind. Ebenso ist in Abbildung 2.13 die Senvion-Anlage die Bezeichnung AV1 zugeordnet worden. [3, S. 15], [7], [8], [9]

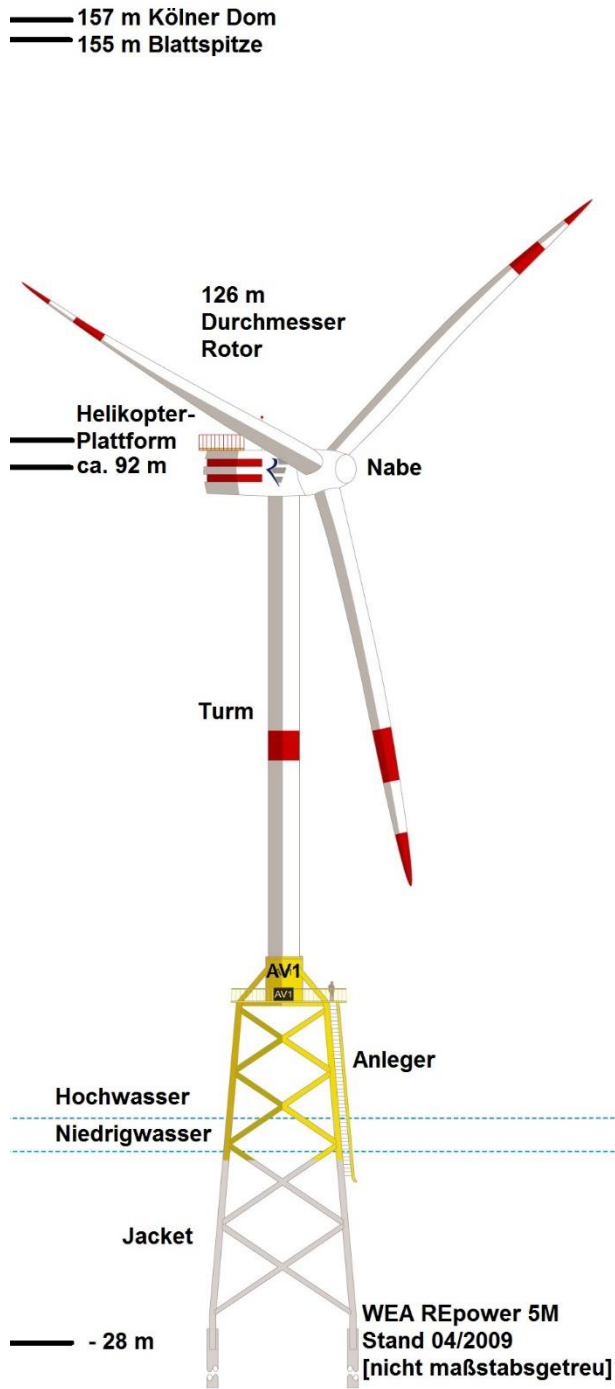


Abbildung 2.13: Senvion (REpower) 5M; angelehnt an [9]

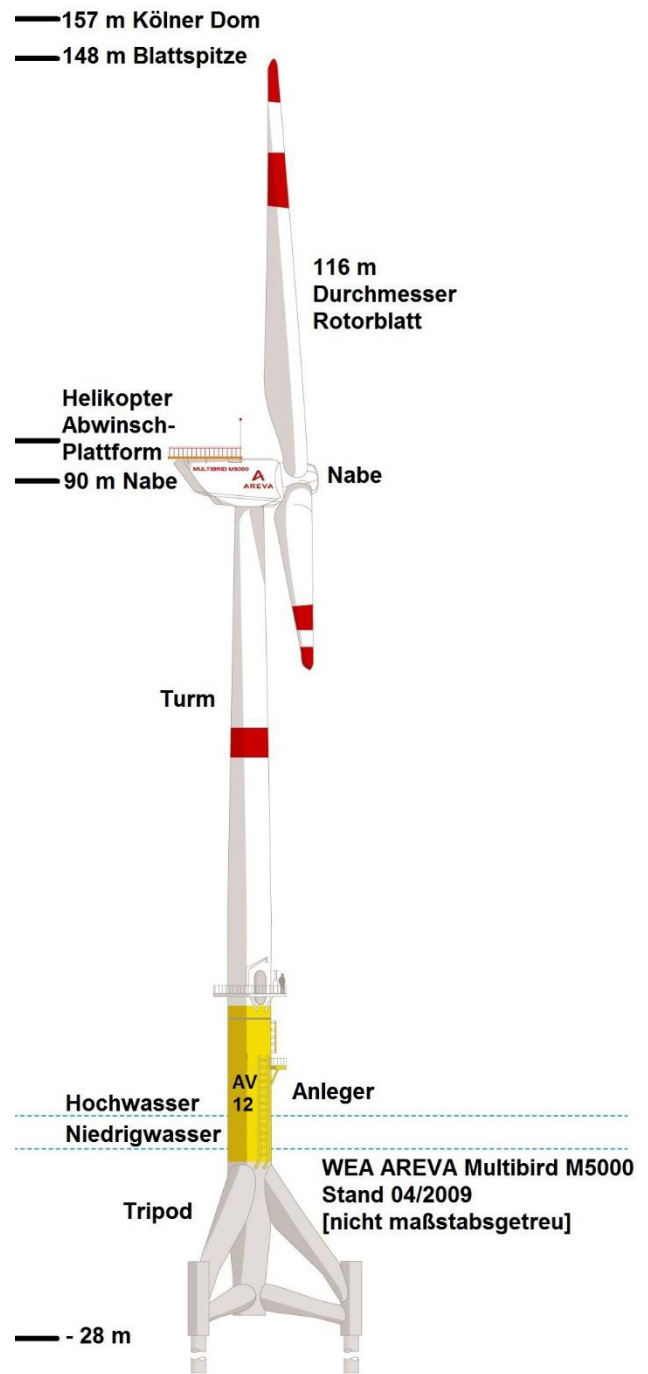


Abbildung 2.14: AREVA Wind (Multibrid) M5000; angelehnt an [7]

### 3 Einflussgrößen auf die Komponenten bei der Instandhaltung

Die Bachelorthesis betrachtet den Windpark **alpha ventus**. Dieses Kapitel ist aufgeteilt in fünf Unterkapiteln, welche die Grundbausteine für das neue Konzept bzw. neuen Konzepte für die Instandhaltung des Windparks legen. Die einzelnen Kapitel sammeln und fassen die entscheidenden Merkmale und Besonderheiten zusammen. In den nachfolgenden Kapiteln werden die Komponenten gruppiert, um auf diese Art und Weise eine vorteilhaftere Darstellung zu erhalten. Die Darstellungen erfolgen in tabellarischer Form.

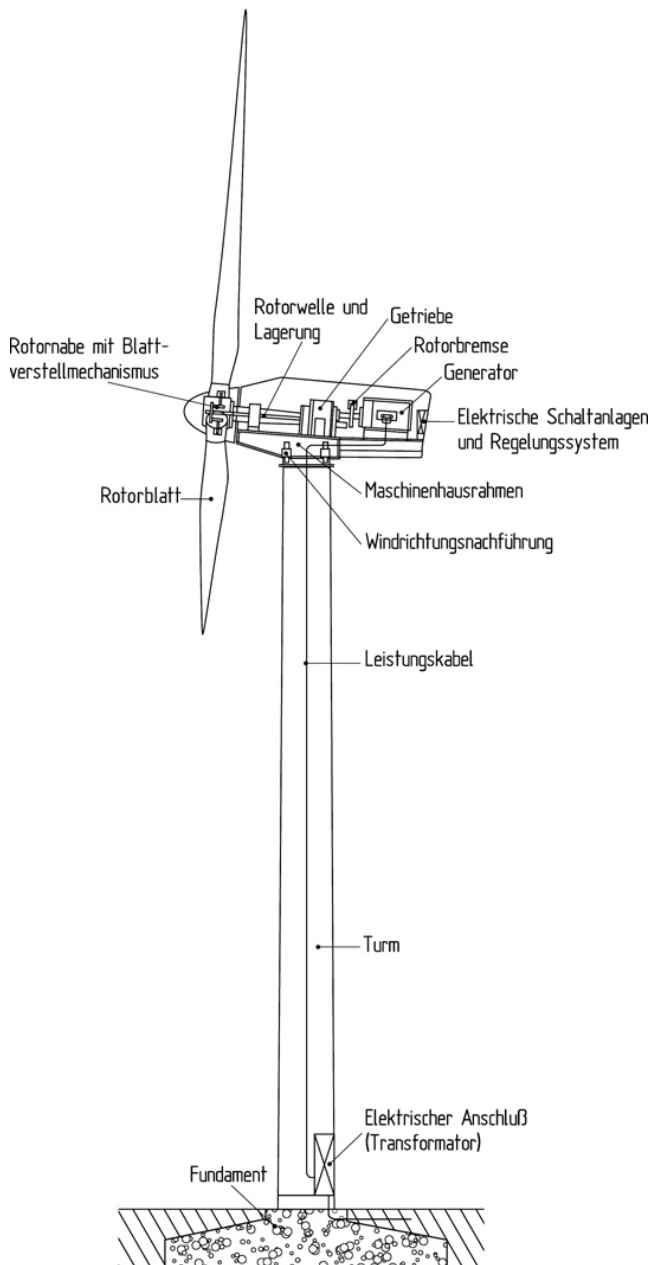


Abbildung 3.1: Schema einer Windenergieanlage [46, S. 73]

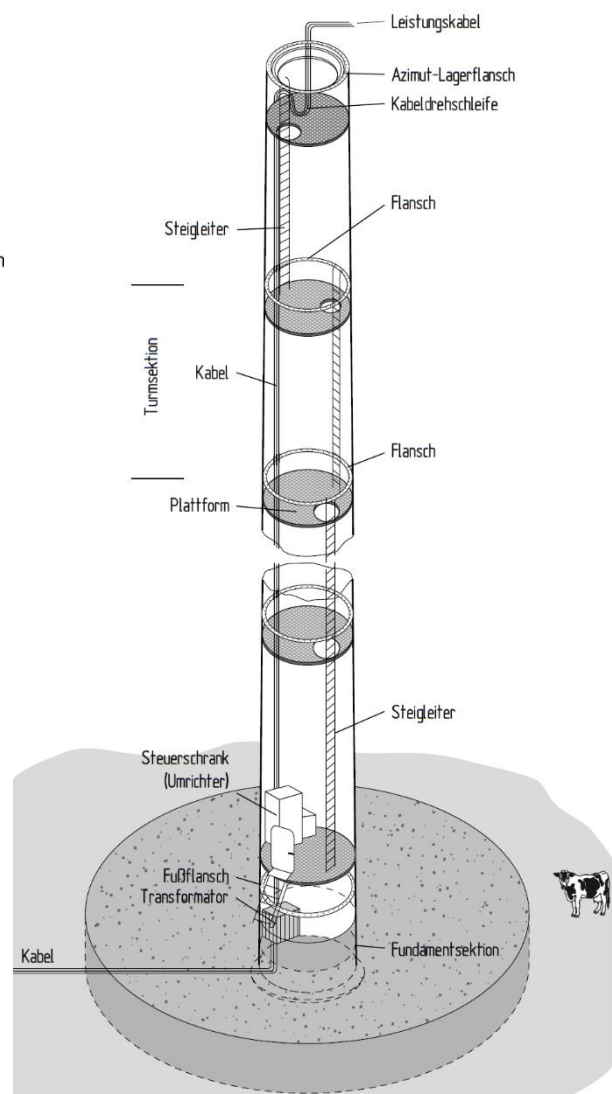


Abbildung 3.2: Schema des Turms einer Windenergieanlage [46, S. 515]

In Abbildung 3.1 ist das Schema einer Windenergieanlage zu sehen, wie sie im Windpark **alpha ventus** vorzufinden ist. Die Abbildung beschreibt den Aufbau einer Windenergieanlage, denn im Windpark befinden sich unterschiedliche Anlagen von zwei unterschiedlichen Herstellern (siehe Kapitel 2.6). Der Turm einer Windenergieanlage ist in Abbildung 3.2 sehen. Es handelt sich dabei um eine Onshore-Anlage, aber das Schema kann auf eine Offshore-Anlage übernommen werden. Den größten Unterschied gibt es im unteren Sektor, da die Anlagen im Meer gebaut sind. Der Wasserstand muss als Erstes überwunden werden, um einen Fuß auf die WEA setzen zu können. Eine Abbildung diesbezüglich ist im Anhang zu finden (siehe Abbildung 0.3). Das Besondere in Abbildung 3.2 liegt an dem Standort des Steuerschranks und des Umrichters. Dieser befindet sich, im Bezug zu den meisten anderen Komponenten, wie Getriebe, Generator und elektrische Schaltanlagen im unteren Turmsegment, anstatt oben im Maschinenhaus. Des Weiteren trennen Plattformen den Turm in einzelne Segmente, um einen möglichen Sturz zu verkürzen. Beim Anstieg der Leiter ist zu sehen, dass diese, ihre Position einige Mal ändert und dabei nicht über die Kabelleitung gelegt ist. [46, S. 73, 747 u. 515]

Die Tabellen, die in allen Unterkapiteln erstellt wurden sind, werden in Kapitel 4 analysiert, ausgefüllt und somit gewichtet.

### 3.1 Komponentenpreise

Die Bachelorthesis beschäftigt sich mit der Instandhaltung des Offshore-Windparks **alpha ventus**. Dabei werden unter anderem die unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien und Komponenten berücksichtigt. Um eine genauere Vorstellung der Komponenten zu erhalten und somit deren Bedeutung für die *Windenergieanlage* (WEA), werden die Komponentenkosten in diesem Kapitel behandelt.

Eine Einzelfertigung, zum Beispiel bei einem Prototypen-Bau, hat eine andere Kostenstruktur, als eine Serienfertigung. So können die Kosten einiger Komponenten durch eine Serienfertigung gesenkt werden. Ein Beispiel hierfür sind Rotorblätter, die vor allem für große Anlagen in der Serienfertigung erheblich billiger produziert werden. Bei anderen Komponenten hingegen ist der Unterschied zwischen Einzelfertigung und Serienfertigung kaum spürbar. Dazu zählen Getriebe, Lager und sonstige Maschinenbauteile. Ein nennenswertes Problem ist in diesem Fall der Materialpreis, denn die Rohstoffpreise für Metall wie Stahl, Kupfer und das Neodym-Eisen der Permanentmagnete sind nicht stabil. Die Kosten eines Stahlturmes bestehen zu 50 % aus den Materialkosten für Stahl. [46, S. 868]

Die Bauteile, die aus der Serienfertigung stammen sind einfacher zu beschaffen, falls diese ausfallen, da sie in größeren Mengen hergestellt wurden sind bzw. immer noch hergestellt werden. Somit verringern sich Lieferzeit und Kosten. Folglich kann bei Reparaturmaßnahmen schneller

gehandelt werden. Vor allem für die Servicetechniker und Betreiber kann der Umgang mit bekannten Komponenten aus der Serienfertigung vereinfacht gehandhabt werden. Etwas anders sieht es bei der Einzelfertigung aus, denn hier kann die Wartezeit einige Monate betragen, bis die Bestellung bzw. die Einzelfertigung auf Wunsch der Betreiber eintrifft. Jedoch bietet die Einzelfertigung auch Möglichkeiten zur Kostenreduktion, indem gewählten Einzelteile ausgetauscht werden können. Zwar ist bei der Einzelfertigung mit einem erhöhten Preis zu rechnen, aber durch gezieltes Austauschen von Komponenten oder Komponententeilen kann der Facharbeiter bei der Instandhaltung je nach Situation reagieren.

Die sechs Offshore-Anlagen von Senvion sind jeweils mit einem Getriebe ausgestattet, anders hingegen ist es bei den Offshore-Anlagen von AREVA. Denn die AREVA-Windenergieanlagen besitzen kein allein stehendes Getriebe, wie bereits in Kapitel 2.6 erwähnt. Die Tabelle 3.1 und Tabelle 3.2 listen die zu wartenden Komponenten auf und berücksichtigt zudem die Lieferzeit. [10, S. 1], [46, S. 872], [47]

Die nachfolgenden Tabellen berücksichtigt beide möglichen Variationen, WEA mit und ohne Getriebe. Bei dem ersten Beispiel bzw. in Tabelle 3.1 handelt es sich um eine große Windenergieanlage in konventioneller, mittelschwerer Bauweise mit **Getriebe** und drehzahlvariablen, doppelgespeistem Asynchrongenerator. Der Rotordurchmesser und die Rotornabenhöhe betragen jeweils 100 m. Besonders zu erwähnen ist, dass es sich um eine **Onshore**-Windenergieanlage der Drei-Megawatt-Klasse handelt. Bei dem zweiten Beispiel bzw. in Tabelle 3.2 handelt es sich um eine **getriebe**lose Windenergieanlage mit Blatteinstellwinkelregelung und drehzahlvariablem Permanentmagnet-Generator. Der Rotordurchmesser und die Rotornabenhöhe betragen jeweils 100 m. Ebenso im zweiten Fall haben wir es mit einer **Onshore**-Windenergieanlage der Drei-Megawatt-Klasse zu tun. [46, S. 871f.]

Aufgrund der unterschiedlichen Kosten der Komponenten und Lieferzeiten ergeben sich entsprechende Instandhaltungsstrategien. So wird ein Rotorblatt anders behandelt als ein Spinner, denn die verbundene Instandhaltungsstrategie steht in Relation zu den Kosten. Die Werte (Euros, Kilogramm und Tage) werden in Kapitel 4.2 ermittelt und anhand dessen werden die Komponenten im weiteren Verlauf dieser Arbeit in Kategorien zusammengefasst.

Die Tabellen listen eine Vielzahl von Komponenten auf, jedoch betrachtet die Abschlussarbeit besonders diejenigen Komponenten, die in dem Deutschland Report 2012 erwähnt sind. Die Auswahl der zu betrachtenden Komponenten ist in Kapitel 3.2 zu finden.

Tabelle 3.1: Entwurf der Herstellkosten einer Windenergieanlage inklusive Getriebe; angelehnt an [46, S. 871]

<b>Komponente</b>	<b>Masse</b> [kg]	<b>Spez. Kosten</b> [€/kg]	<b>Lieferzeit</b> [d]	<b>Kosten</b> [€]
<b>Rotor</b>				
Rotorblatt	-	-	-	-
Rotorblatt	-	-	-	-
Rotorblatt	-	-	-	-
Nabe, bearbeitet	-	-	-	-
Blattlager	-	-	-	-
Blattlager	-	-	-	-
Blattlager	-	-	-	-
Blattverstellung	-	-	-	-
Spinner und Sonstiges	-	-	-	-
(Gesamt)				
<b>Mechanischen Triebstrang und Maschinenhaus</b>				
Vorderes Rotorlager mit Gehäuse	-	-	-	-
Rotorwelle	-	-	-	-
Getriebe (inklusive hinterem Rotorlager)	-	-	-	-
Maschinenhausplattform	-	-	-	-
Maschinenhausverkleidung	-	-	-	-
Azimutantrieb mit Turmkopflager	-	-	-	-
Verschiedenes (Rotorbremse, Kupplung, Generatorwelle, Hydraulik, äußere Kühlung)	-	-	-	-
Zusammenbau	-	-	-	-
(Gesamt)				
<b>Elektrisches System</b>				
Generator	-	-	-	-
Umrichter, ca. 1/3 Nennleistung (im Turm)	-	-	-	-
Schaltanlagen, Verkabelung	-	-	-	-
Regelungssystem	-	-	-	-
Transformator, 20kV (im Turm)	-	-	-	-
(Gesamt)				
<b>Turm</b>				
Struktur inklusive Fundamentsektion	-	-	-	-
Kabel	-	-	-	-
Ausrüstung (Plattform, Lift, etc.)	-	-	-	-
(Gesamt)				
<b>Summe der Komponenten</b>	-	-	-	-
<b>Allgemeinkostenzuschlag (50 %)</b>				-
<b>Verkaufspreis, kalkulatorisch</b>				-
spez. pro kW				-

Tabelle 3.2: Entwurf der Herstellkosten einer Windenergieanlage ohne Getriebe; angelehnt an [46, S. 872]

<b>Komponente</b>	<b>Masse</b> [kg]	<b>Spez. Kosten</b> [€/kg]	<b>Lieferzeit</b> [d]	<b>Kosten</b> [€]
<b>Rotor</b>				
Rotorblatt	-	-	-	-
Rotorblatt	-	-	-	-
Rotorblatt	-	-	-	-
Nabe, bearbeitet	-	-	-	-
3x Blattlager	-	-	-	-
Blattverstellung	-	-	-	-
Spinner und Sonstiges	-	-	-	-
(Gesamt)				
<b>Mechanischen Triebstrang und Maschinenhaus</b>				
Rotor (Generator) Achse	-	-	-	-
Lager (Generator mit Rotor)	-	-	-	-
Maschinenhausplattform	-	-	-	-
Maschinenhausverkleidung	-	-	-	-
Azimetverstellung mit Turmkopflager	-	-	-	-
Verschiedenes (Rotorbremse, Kühlung, Hydraulik, etc.)	-	-	-	-
Zusammenbau	-	-	-	-
(Gesamt)				
<b>Elektrisches System</b>				
Generator-Tragstruktur (Stahl)	-	-	-	-
Blechpakete	-	-	-	-
Statorwicklung (Kupfer)	-	-	-	-
Magnete	-	-	-	-
Zusammenbau	-	-	-	-
(Generator, gesamt)				
Umrichter, 3MW (im Turm)	-	-	-	-
Regelungssystem	-	-	-	-
Schaltanlagen, Verkabelung	-	-	-	-
Transformator, 20 kV (im Turm)	-	-	-	-
(Gesamt)				
<b>Turm</b>				
Struktur inklusive Fundamentsektion	-	-	-	-
Kabel	-	-	-	-
Ausrüstung (Plattform, Lift, etc.)	-	-	-	-
(Gesamt)				
<b>Summe der Komponenten</b>	-			-
<b>Allgemeinkostenzuschlag (50 %)</b>				-
<b>Verkaufspreis, kalkulatorisch</b>				-
spez. pro kW				-

## 3.2 Instandhaltungstabelle

Um ein Konzept für die Instandhaltung eines Offshore-Windparks zu entwickeln, sollten alle Einflussgrößen bekannt sein, die das Projekt betreffen können. In diesem Punkt angekommen, wird eine Auflistung der essenziellsten Bewertungspunkte der Instandhaltung durchgeführt. Dazu werden die verschiedenen Instandhaltungsstrategien und Komponenten eingegliedert. In Kapitel 2.1 sind die möglichen Variationen von verschiedenen Instandhaltungsstrategien aufgelistet, erläutert und veranschaulicht. Die vier zu erwähnenden Instandhaltungsstrategien sind:

- Die zeitbasierte Instandhaltung
- Die zustandsbasierte Instandhaltung
- Die ausfallbasierte Instandhaltung
- Das Condition Monitoring

Der *Windenergie Report Deutschland 2012* vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) bietet eine tabellarische Übersicht von Ausfallzeiten für einen Offshore-Windpark. Es handelt sich hierbei um die Daten vom niederländischen Windpark Egmond aan Zee. Gründe, die zu Ausfallzeiten führen sind: [42, S. 54]

- Das Bremssystem
- Das Getriebe
- Das Pitch System
- Die Rotorblätter
- Die tragende Teile
- Die Windrichtungsnachführung
- Die Elektrik
- Das elektrische Netz
- Der Generator
- Der Stromrichter
- Die Umgebung
- Die planmäßige Wartung

Um nun zu einer überschaubaren Darstellung zu gelangen, werden die Gründe für die Ausfallzeiten in Kategorien unterteilt. Kategorie 1 entspricht der Mechanik und Kategorie 2 der Elektrik.

Das Bremssystem, das Getriebe, das Pitch System, die Rotorblätter, die tragende Teile und die Windrichtungsnachführung werden der Mechanik bzw. Kategorie 1 zugeordnet. Das Getriebe steht im Zusammenhang zum Triebstrang im Maschinenhaus und wird nicht als Einzelkomponenten angesehen. Das Getriebe beinhaltet zusätzliche Komponenten, wie das Getriebelager, die die gesamte Funktionalität gewährleistet. Die Elektrik (darunter sind



Transformatoren und ähnliche Komponenten mit inbegriffen), der Generator, die Regelung und der Stromrichter sind Bestandteile der Kategorie 2 Elektrik. Die Regelung bezieht sich auf alle Komponenten, die eine Regelung bedürfen. Ziel der Tabelle 3.3 ist es, dass eine Komponente nur einmal auftaucht. Überschneidungen sind dadurch möglich, d.h. dass das Getriebe zwar eine Regelung benötigt, diese aber nur in der zweiten Kategorie einmal auftaucht. Eine Zusammenführung aller beteiligter Instandhaltungsarten und Kategorien führt zu einer Darstellung, wie in Tabelle 3.3 zu sehen ist.

Tabelle 3.3: Entwurf der Instandhaltungstabelle

Instandhaltungstabelle			INSTANDHALTUNGSARTEN			
			Zustandsbasierte Instandhaltung	Condition Monitoring	Zeitbasierte Instandhaltung	Ausfallbasierte Instandhaltung
K A T E G O R I E	Mechanik	Getriebe				
		Rotorblatt				
		Pitch System				
		Windrichtungsnachführung				
		Tragende Teile (Fundament)				
		Tragende Teile (Turm)				
		Bremssystem				
	Elektrik	Generator				
		Regelung				
		Elektrik				
Stromrichter						

Im Rahmen dieser Abschlussarbeit wurden diese Komponenten gewählt, weil sie im Preis hoch und des Öfteren von einem Ausfall betroffen sind. Somit dient die Tabelle 3.3 als Grundlage für weitere Ausführungen und wird als Bezugspunkt für die Entstehung folgender Tabellen (in den nachfolgenden Kapiteln) verwendet. In Kapitel 5.3 wird weiter darauf eingegangen und es werden die jeweiligen Punkte gewichtet.

### 3.3 Wartungseigenschaften

Um nun einen Überblick zu erhalten, welche Komponenten von einem Ausfall betroffen sind, ist Tabelle 3.4 erstellt worden. Tabelle 3.4 lehnt sich an Tabelle 3.3 und den Komponentenaufstellungen von *Windenergie Report Deutschland 2012* vom *Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)*. Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist der Auswirkung gegenübergestellt und wird in Kapitel 4.2 in ein Fehlerportfolio übertragen und dargestellt. [42, S. 54]

Die

Tabelle 3.5 liefert die gleich Basis wie Tabelle 3.4, jedoch ist die Eintrittswahrscheinlichkeit diesmal den Austauschkosten gegenübergestellt.

Tabelle 3.4: Entwurf der Komponenten des Fehlerportfolios

Wartungseigenschaften		Eintrittswahrscheinlichkeit		Auswirkung
		[0-20 Jahre]	[0-10 Punkte]	[0-5 Punkte]
Mechanik	Getriebe			
	Rotorblatt			
	Pitch System			
	Windrichtungsnachführung			
	Tragende Teile (Fundament)			
	Tragende Teile (Turm)			
	Bremssystem			
Elektrik	Generator			
	Regelung			
	Elektrik			
	Stromrichter			

Tabelle 3.5: Entwurf der Komponenten der Austauschkosten

Wartungseigenschaften		Eintrittswahrscheinlichkeit [0-20 Jahre]	Austauschkosten [€/kW]
Mechanik	Getriebe		
	Rotorblatt		
	Pitch System		
	Windrichtungsnachführung		
	Tragende Teile (Fundament)		
	Tragende Teile (Turm)		
	Bremssystem		
Elektrik	Generator		
	Regelung		
	Elektrik		
	Stromrichter		

Zu berücksichtigen sind mehrere Eigenschaften, als allein die Auswirkungen und Austauschkosten, wie zum Beispiel die Reparaturkosten (Arbeitszeit und Material), Ersatzteilkosten, Personalkosten (Facharbeiter), Ausfallkosten, Ausfallhäufigkeit und die Reparationsdauer. Bei den Personalkosten handelt es sich um die Facharbeiter und deren speziell angeeignetes Fachwissen bezügliches der Offshore-Windenergieanlagen. Die Darstellung aller weiteren Eigenschaften sind in der Tabelle 3.6 (die Grundlage bietet die Tabelle 3.3) zu finden.

Die Instandhaltung berücksichtigt neben der Verfügbarkeit der Anlagen parallel die jeweilig auftretenden Kosten. Der Facharbeit reagiert je nach Schadensfall, ob die Komponente repariert werden kann oder komplett ausgetauscht werden muss. Die Reparaturkosten und Ersatzteilkosten werden deswegen bei der Wartung stets miteinander verbunden und verglichen. Es ist bei der Wartung darauf zu achten, die Kosten weitestgehend zu reduzieren. Aus diesem Grund pflegt die nachfolgende Tabelle die beiden Einflussgrößen mit ein.

Das Kapitel 3.4 beinhaltet die Anforderungen an den Facharbeiter. Des Weiteren findet eine Zuordnung zwischen dem Arbeiter und den zu empfehlenden Anforderungen statt. Jedoch erfolgt in Tabelle 3.6 die Zuordnung zwischen Facharbeiter und den Komponenten, welches entscheidend für die Wartung ist. Denn so wird die Beziehung zwischen Facharbeiter und Komponenten verdeutlicht und die zu reparierenden Bauteile werden von geeigneten Personal fachmännisch bearbeitet. Während den Reparatur- oder gar den Austauschmaßnahmen kommt es zum Stillstand der WEA, welches den Betrieb und somit die Kosten direkt beeinflusst. Um diesen Faktor im Voraus zu berücksichtigen werden die Reparaturdauer und die Ausfallkosten der Tabelle hinzugefügt. [1, S.3]

Als Reparaturkosten werden die Arbeiten angesehen bis die eine Komponente oder Bauteil noch zu reparieren ist bzw. es lohnenswert ist, diese zu reparieren. Die Ersatzteilkosten treten erst beim Austauschen bzw. bei der Neubeschaffung der jeweiligen Komponenten in Erscheinung.

Da es sich bei **alpha ventus** um einen Offshore-Windpark handelt wird der Korrosionsschutz entsprechend berücksichtigt, welches auf die Komponenten unterschiedliche starke Auswirkungen haben kann. Aus der Ausfallhäufigkeit und der Verfügbarkeit werden die passenden Instandhaltungsstrategien und Zeiträume gewählt, an dem die entsprechenden Wartungen stattfinden. Das macht sie zu relevanten Informationen und unverzichtbar, vor allem bei den schwer erreichbaren Offshore-Anlagen. Die im Anschluss nachfolgende Analyse übernimmt das Kapitel 4.2.

Tabelle 3.6: Entwurf der Wartungseigenschaften

Wartungseigenschaften		Reparaturkosten (Arbeitszeit + Material)	Ersatzteilkosten	Facharbeiter (Personalkosten)	Ausfallkosten	Ausfallhäufigkeit	Reparaturdauer	Hohe Verfügbarkeit	Korrosions- schutz
Mechanik	Getriebe								
	Rotorblatt								
	Pitch System								
	Windrichtungsnachführung								
	Tragende Teile (Fundament)								
	Tragende Teile (Turm)								
	Bremssystem								
Elektrik	Generator								
	Regelung								
	Elektrik								
	Stromrichter								

### 3.4 Facharbeiter

In diesem Kapitel werden die Anforderungen der Facharbeiter zusammengetragen, die sich mit der Instandhaltung von Offshore-Windenergieanlagen auseinandersetzen. Anschließend ergeben die gesammelten Einflussgrößen eine Anforderungstabelle an den Facharbeiter. Diese Anforderungen an den Arbeitnehmer bzw. Facharbeiter werden sich im Vergleich zu Onshore-Anlagen unterscheiden. Das Hauptaugenmerk liegt in diesem Kapitel rein auf den Offshore-Bereich.

Der Offshore-Windkraftmarkt entwickelt sich in den letzten Jahren stetig weiter. Die Auswirkungen betreffen die Hersteller, Betreiber und Wartungsunternehmen der Windenergieanlagen, die Genehmigungsbehörden, Zertifizierer, Versicherer, Banken und Logistikdienstleister. Allerdings entsteht ein Mangel an qualifiziertem Fachpersonal. Das betrifft nicht allein die heutige Zeit, sondern darüber hinaus auch die zukünftige Betrachtung. [16, S. 433] Eine abgeschlossene Ausbildung ist meistens die Voraussetzung für den Einstieg in die Offshore-Welt. Es wird überwiegend auf den klassischen Ausbildungs-Ansatz zurückgegriffen und dann durch eine Weiterbildung, im Rahmen Offshore-Windenergie, weiter gelernt. Die zuvor gewählten Ausbildungen können in viele verschiedene Richtungen gehen, wie zum Beispiel Betriebstechniker, Elektriker, Elektroniker, Maschinentechner, Mechaniker, Mechatroniker, Schlosser, Schweißer oder ähnliche Berufe. Außerdem sind zum Beispiel Studiengänge im Bereich *Offshore-Anlagentechnik (Bachelor)* und *Wind Engineering (Master)* vorhanden für den akademischen Berufszweig im Offshore-Bereich. [68], [89]

Nach der Ausbildung ergeben sich Weiterbildungsmöglichkeiten vorzugsweise im Bereich der Anlagen- und Komponentenfertigung, der Errichtung sowie der Wartung. Dazu gehören Weiterbildungen zum Servicemonteur oder Servicetechniker, Aufbautechniker, Klebpraktiker bzw. zur Klebfachkraft, zur Fachkraft für die Wartung und Reparatur von Rotorblättern und zur Schweißfachkraft. [68]

Ein wesentlicher Bestandteil der Ausbildung und Weiterbildung sind die gesetzlich vorgeschriebenen Offshore-Trainingskurse. Die zusätzlich-angeordneten Trainingskurse sind medizinischer, nautischer, kommunikationsseitiger und rettungsseitiger Natur. [16, S. 434], [54], [60], [61]

Auf der Homepage von der *ISC Training & Assembly GmbH* (Industrial Safety and Climbing) werden einige Kurse für den Offshore-Bereich angeboten. Die Kurse dienen dem Schutz der gesamten Crew, nicht nur für den alleinigen Facharbeiter. Denn wie in Kapitel 2.1 bereits erwähnt, hat die Sicherheit die höchste Priorität. Nach einer Kontaktaufnahme mit der Firma sind die Trainingskurse, die ein Facharbeiter absolvieren muss: das *Basic Offshore Safety Induction and Emergency Training* (BOSIET-Training), das *Boat Landing & Crew Transfer – Training*, das *PSA*

bzw. *PSAgA Sicherheitstraining* (persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz), und einen *Erste Hilfe-Kurs* (betriebliche Ersthelfer). [53], [77, S. 1]

Da sich die Facharbeiter, in diesem Fall, gezielt um die Instandhaltung von Windenergieanlagen konzentrieren, kommen weitere mögliche Zusatzqualifikationen hinzu. Angefangen mit der *Fachkunde zum Freimessen, elektrotechnisches Wissen* (in Form eines Grundkurses, falls nicht vorhanden), *Elektrofachkraft für festgelegte Tätigkeiten* und *die Rettung aus beengten Räumen (Confined Spaced)*. Sind Transporteinsätze mit dem Helikopter erforderlich ist das *Helicopter Underwater Escape Training* (HUET-Training) notwendig. Die Trainingseinheiten sind in Kapitel 2.4.2 erklärt und weiter ausgeführt. [53]

Hat der Facharbeiter alle Kenntnisse erlangt, so erhöht er nicht nur den Schutz für sich, sondern auch für seine Kollegen und verringert das Risiko, durch die Instandhaltung an sich, Schaden zu nehmen. Bricht ein Feuer auf einem Schiff aus, hat die höchste Priorität jeden Mitarbeiter bzw. Kollegen möglichst zügig zu helfen. Denn, die Sicherheit der Mannschaft steht nämlich an oberster Stelle. So kommt es beim Entstehen einer Gefahrensituation dazu, dass der Facharbeiter in einer der zwei nachfolgenden Gruppen eingeteilt wird: Entweder der Facharbeiter ist eine Bereicherung fürs Team, indem dieser aktiv das Feuer bekämpft und den Verletzten hilft oder dieser wird zur Belastung der Gruppe. Somit besitzt jede Person seine spezielle Aufgabe an Board und ist verantwortlich dafür. Um den Anforderungen gerecht zu werden, sind die vielen Trainingseinheiten nötig und es wird vermieden eine Belastung für die Gruppe zu sein. [62, S. 139f.], [82, S. 62]

Der Arbeitseinsatz ist grundsätzlich gefährlich und jegliche Trainingseinheit muss schließlich gut genug geübt werden. Es muss nicht nur gewährleistet werden, dass die Arbeitnehmer bzw. Facharbeiter mit jeglicher Gefahrensituation fachgerecht umgehen können, sondern noch eine weitere Angelegenheit spielt eine Rolle. Während der Gefahrensituationen und Wartungen muss sich der Umwelt angepasst werden. Und während all dies dürfen keine Verunreinigungen zurückgelassen werden bei der Instandhaltung, wie zum Beispiel Rückstände im Meer (Umweltbewusstsein). [82, S. 133].

Die Abbildung 3.1 bietet eine schemenhafte Darstellung einer horizontalen Windenergieanlage. Die Nabhöhe der REpower- bzw. Senvion-Anlage beträgt jeweils 92 Meter [10, S. 1] und bei der AREVA-Anlage ist die Nabe in 90 Meter [10, S. 1] Höhe angebracht. Sobald Instandhaltungsmaßnahmen an der Nabe notwendig sind, kann davon ausgegangen werden, dass ein Facharbeiter bestimmte Voraussetzungen erfüllen muss, um das Problem zu beheben. Die Voraussetzung ist in diesem Fall die Höhentauglichkeit einer Fachkraft. Es erfolgt eine Einteilung in Höhentauglichkeit (innen) und Höhentauglichkeit (außen), die getrennt voneinander betrachtet werden und in Verbindung stehen mit dem PSA gegen Absturz – Training. Um eine Instandhaltung

vornehmen zu können, gibt es drei Höhenhindernisse, die überwunden werden. Aus diesem Grund, gilt es diese Einflussgröße zu beachten. Das erste Höhenhindernis ist der Aufstieg zur Plattform, wie sie Abbildung 0.3 darstellt; das zweite ist der Anstieg der Turm hinaus, wie sie Abbildung 3.2 darstellt und das dritte Höhenhindernis ist das Arbeiten an den Rotorblättern im Freien. In Kapitel 4.3 erfolgt eine Zuordnung der Höhentauglichkeit zu der jeweils geeigneten Facharbeitergruppe. [46, S. 73, 515 u. 747]

Wird der Aufstellort der Windenergieanlagen betrachtet, ergeben sich zwei Arten von Transportmitteln, die genutzt werden. Das erste Transportmittel ist das Schiff und das zweite Transportmittel der Helikopter. Die Anforderungen, die auf den Arbeitnehmer hier zu kommen kann sind die Seekrankheit und unterschiedlich-starke Ausprägungen der Klaustrophobie. Seekrankheit kann durch den Transport mit dem Schiff zustande kommen. Die Klaustrophobie, das Unwohlbefinden in beengten Räumen, kann an verschiedenen Orten auftreten, wie zum Beispiel im Helikopter, in der Rettungskapsel und im Turm der Windenergieanlage. Da sich derzeit ausschließlich diese beiden Transportmöglichkeiten ergeben, werden die beiden Anforderungen in die Tabelle eingepflegt.

Da sich die zwölf Windenergieanlagen auf dem Meer befinden, werden sich noch andersartige Eigenschaften auf den Menschen auswirken. Infolge der Lage der Offshore-Anlagen, kommt es zu Schichtdiensten und zur Exposition gegenüber Hitze und Kälte. Eine Arbeitsschicht darf, laut dem *Bundesministerium für Arbeit und Soziales* (BMAS), zwölf Stunden betragen und dabei kann sogar an Sonn- und Feiertagen gearbeitet werden. Daher sind lange Arbeitszeiten, wenn die Hin- und Rückfahrt und das Warten auf das Schiff mit berücksichtigt werden, möglich. Angesichts des Arbeitsstandorts ist es nicht gestattet, sich länger als 21 Tage auf See zu befinden. Vor allem bei lang anhaltenden Instandhaltungsmaßnahmen des Windparks wird dies berücksichtigt. Da sich der Windpark mitten im Meer befindet, sind die Temperaturentwicklungen aufgrund der Jahreszeiten und des Windes deutlich ausgeprägter, als auf dem Festland. [20, S. 2], [21], [29, S. 7]

Ein weiterer möglicher Anspruch ist das Lesen von technischen Zeichnungen, der auf den Arbeiter hinzukommen wird. Mit einer technischen Ausbildung wird diese Anforderung erfüllt und die richtigen Komponenten können fachmännisch bearbeitet werden. Da die Wartungsmaßnahmen vor allem in einer lichtarmen Region stattfinden, mitten im dunkeln Meer, darf gerade in diesem Fall die Hell-Dunkel-Adaption des Auges nicht vernachlässigt werden. Dabei handelt es sich um die Fähigkeit bei unterschiedlich-starkem Lichtverhältnissen arbeitsgerecht sehen zu können. Das kommt speziell zum Einsatz bei Instandhaltungsmaßnahmen, bei dem Komponenten fachgemäß gelesen bzw. erkannt werden. Einzige Lichtquellen, die den Arbeitern zur Verfügung stehen sind die festangebrachten Scheinwerfer, deren Taschenlampen und am Tage die Sonne. [82, S. 137]

Aus der Arbeit von Michael Reinhold und Christian Lang mit dem Titel: „Instandhaltung von Windenergieanlagen: Neue Herausforderungen, neue Berufe?“ werden folgende Anforderungen entnommen, die in Kapitel 4.2, zuzüglich zu den anderen Bewertungspunkten, ausführlich gewertet werden. Es handelt sich auf der einen Seite um die selbstständige Arbeitsweise und hohe Leistungsbereitschaft. Und zum anderen handelt es sich, insbesondere für die Instandhaltung von Windenergieanlagen, um die Sozial-, Personal- und Kommunikationskompetenz. Die Eigenschaften beziehen sich auf die wichtigen Kategorien: Kollegen, Vorgesetzten und den Kunden (Betreiber der WEA). [13, S. 5 u. 11]

Inmitten des Meeres und während es Wartens (zum Beispiel auf das passende Wetter) wird in Kapitel 4.2 überprüft, ob es ein Anspruch für den Servicetechniker ist, wenn er sich selbst über längere Zeit beschäftigen kann. Und wenn die Selbstbeschäftigung vorüber ist, kommt die Teamfähigkeit wieder zur Geltung, denn eine Wartung muss immer in einer Gruppe ausgeführt werden.

Da der Weg zu der Offshore-Anlage nicht mit dem eigenen Pkw erreichbar ist, stellt sich hier die Fragen, ob ein Führerschein der Klasse B notwendig ist. Im Vergleich zu den Onshore-Anlagen, bietet das eine andere Betrachtungsweise, denn auf dem Festland kann ein Auto von Vorteil sein. Der Berufstaucher ist eine weitere Einflussgröße, die entsprechend berücksichtigt wird. Die Taucher prüfen das Fundament und die Netzanschlüsse unter Wasser auf Schwächen und sorgen für eine Ausbesserung, sofern nötig. [13, S. 4], [67]

Infolge der vielen Anforderungen und der eher ungewöhnlichen Lage dieses Arbeitsplatzes ist die Einflussgröße Abenteuerlust in der Tabelle eingeführt. Sie beschreibt die Vielfalt der täglichen Arbeit auf See. Hinzu kommen Englischkenntnisse, die genutzt werden um eine einheitliche Sprache als Basis zu haben. Obwohl **alpha ventus** ein deutscher Windpark ist, ist das Arbeiten mit ausländischen Hilfskräften möglich. Folglich werden in Kapitel 4.2 alle relevanten Einflüsse betrachtet und gegenübergestellt, um dementsprechend ein erforderliches Profilbild zu erstellen. Letztlich werden die zwei abschließenden Anforderungen an den Facharbeiter gestellt – die körperliche Fitness und die mentale Stärke. Um den Unmengen von Aufgabe gerecht werden zu können, sind diese beiden Anforderungen mit in der Tabelle eingepflegt. Dazu zählen Tätigkeiten, wie das Besteigen der WEA, die Transportzeit, das Arbeiten mit großen Komponenten und der Zeitdruck. Bei der Methodik der Instandhaltung sind somit alle wesentlichen Faktoren berücksichtigt.

Tabelle 3.7 bietet die Darstellung der gesammelten Anforderungen an den Facharbeiter, im Bereich der Instandhaltungsmaßnahmen der Offshore-Windenergieanlagen. Die Anforderungen an den Facharbeiter sind vertikal aufgelistet und werden anschließend jeweils in eines der folgenden Felder zugeordnet:



- die Anforderung ist erforderlich,
- die Anforderung ist wünschenswert, aber nicht unbedingt erforderlich für den Beruf als Facharbeiter bzw. Servicetechniker und
- die Anforderung ist nicht erforderlich für die Ausübung des Berufes.

Tabelle 3.7: Entwurf der Anforderung an den Facharbeiter

Anforderungen an den Facharbeiter	Erforderlich	Wünschenswert	Nicht erforderlich
Gute körperliche Fitness			
Mentale Stärke			
Abgeschlossene Ausbildung			
Höhentauglichkeit			
BOSIET-Training (gültig)			
HUET-Training (gültig)			
Boat Landing & Crew			
Transfer Training			
PSA-Sicherheitstraining			
Rettung aus beengten Räumen-Training			
Erste Hilfe Kurs			
Teamfähigkeit			
Selbstständige Arbeitsweise			
Räumliche Enge (Klaustrophobie)			
Schichtdienst (lange Arbeitszeiten)			
Techn. Zeichnungen lesen können			
Fachkunde zum Freimessen			
Elektrotechnikgrundkurs			
Elektrofachkraft			
Exposition gegenüber Hitze und Kälte			
Hell-Dunkel-Adaption			
Selbstbeschäftigung			
Hohe Leistungsbereitschaft			
Seekrankheit überwinden			
Umweltbewusstsein			
Abenteuerlust			
Englischkenntnisse			
Sozialkompetenz			
Personalkompetenz			
Kommunikationskompetenz			
Berufstaucher			
Führerscheinklasse B			

### 3.5 Windparkausprägung

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit dem zusammentragen von relevanten Ausprägungseigenschaften, die einen Windpark selbst betreffen. Daraus wird eine Tabelle erstellt, die daraufhin in Kapitel 4.4 weiterhin behandelt bzw. priorisiert wird.

Als erste Eigenschaft ist die Distanz zwischen den Häfen und dem Windpark **alpha ventus** (Küstenentfernung) zu berücksichtigen. In Betracht kommen der Hafen am Norddeich und Hafen in Eemshaven. Hier entstehen zwei unterschiedliche Arten und Weisen, wie die Distanz zwischen den Häfen zurückgelegt werden kann. So ist es durchaus denkbar, dass die Distanz **mit** großen Komponenten zurückgelegt werden muss, wie zum Beispiel mehreren Rotorblättern. Bei der anderen Betrachtung handelt es sich um kleinere Dimensionen. Es wird davon ausgegangen, dass Facharbeiter, kleinere Werkzeuge und kleinere Einzelteile auf einem Schiff transportiert werden. Die Distanz zwischen den Anlagen an sich, sollte an dieser Stelle zusätzlich berücksichtigt werden. In Abbildung 2.10 ist der Abstand zwischen den Windenergieanlagen dargestellt. Die zwei Einflussgrößen sind entscheidend, um eine passende Instandhaltungsstrategie zu wählen, denn sie beeinflussen die benötigte Zeit und somit die Kosten. [2, S. 1], [3, S. 19], [8]

Während der Instandhaltung ist auf die Sicherheit zu achten. Infolgedessen werden die Punkte Anlagensicherheit, Arbeitssicherheit, Blitz- und Brandschutz und Eisbildung mit in die Tabelle eingepflegt. Dies dient vor allem dem Schutz des Facharbeiters. Es entsteht bei der Wartung und Instandhaltung von Windenergieanlagen im Meer eine weitere Gefahrenquelle, die es zählt, abzudecken. Der komplette Windpark sollte sich mit dem Thema Flugsicherheit beschäftigen. Dies dient nicht nur dem Schutz des Facharbeiters, sondern auch der sich in der Luft befindenden Person/en. Weitere Informationen bezüglich der Sicherheit ist in Kapitel 2.4 zu finden. [46, S. 781f.]

In Mitten des Betriebs sollten die verwendeten Baumaterialien, wie zum Beispiel für die Tripods (eine Erklärung für Tripods bietet Kapitel 2.6) oder Rotorblätter keine Umweltschädigungen hervorrufen. Dazu sind die Kenntnisse der Stoffdaten nötig. Die Reste, die während der Instandhaltung möglicherweise entstehen, werden dem Punkt Abfallbehandlung hinzugeordnet. Da sich der Arbeitsplatz mitten im Meer befinden, dürfen keine Rückstände zurückgelassen werden. Somit ist die Abfallbeseitigung nach der Wartung ein weiterer Aspekt, der berücksichtigt wird. Werden nach den Wartungsarbeiten große Materialteile ins Meer geworfen, anstatt diese anständig zu entsorgen, führt das zu weiteren möglichen Schäden, sofern der Abfall immer wieder gegen die WEA gespült werden. [46, S. 782]

Im Gegensatz zum Festland und den Onshore-Anlagen wird in Kapitel 4.4 das Wetter genauer analysieren. Der Wind und Windgeschwindigkeiten sind Komponenten des Wetters und werden zur Analyse berücksichtigt. Die Wellen bzw. die Wellenhöhe werden als eigenständige

Ausprägungseigenschaften in die Tabelle aufgenommen. Passend dazu, kann an dieser Stelle die Wassertiefe des **alpha ventus** - Windparks berücksichtigt werden. Wartungsarbeiten sind nur dann möglich, wenn Wetter und Wellenhöhe unter den zulässigen Werten liegen. Dementsprechend muss vor jedem Weg zum Windpark eine Überprüfung der Einflussgrößen geschehen.

In Tabelle 3.8 ist das Ergebnis dargestellt. In Kapitel 4.4 wird die Tabelle erklärt, indem die Bezeichnung der Bewertungspunkte und die Analyse stattfinden.

Tabelle 3.8: Entwurf der Ausprägung des Windparks

Ausprägung des Windparks	0	1	2	3	4	5
Küstenentfernung						
Wetter						
Arbeitssicherheit						
Wellenhöhe						
Anlagensicherheit						
Abstände der WEA						
Verwendete Baumaterialien (Stoffdaten)						
Wassertiefe						
Abfallbehandlung						
Eisbildung						
Blitz- und Brandschutz						
Flugsicherheit						

## **4 Instandhaltung und Wartung**

Die Einflussgrößen auf die Komponenten bei der Instandhaltung wurden in Kapitel 3 zusammengetragen. Das gegenwärtige Kapitel 4 greift auf die erarbeitenden Tabellen zu, füllt diese aus und analysiert sie. Die Methodik für die Instandhaltungsmaßnahmen, die in dieser Bachelorthesis erstellt werden soll, nimmt in den nachfolgenden Kapiteln weitere Gestalt an.

### **4.1 Komponentenkosten**

Durch die kommenden Tabellen und Abbildungen bilden sich die prägnanten Ausprägungen der Einflussgrößen heraus. So richtet sich die Methodik für die Instandhaltung anhand der Kosten und der Lieferzeit der jeweiligen Komponenten aus. Dadurch ist es möglich die Instandhaltungsstrategien in den nachfolgenden Kapiteln den Komponenten weiterhin zuzuordnen und dementsprechend anzupassen.

Tabelle 4.1: Herstellkosten einer Windenergieanlage inklusive Getriebe (mit Daten); angelehnt an [46, S. 871]

<b>Komponente</b>	<b>Masse [kg]</b>	<b>Spez. Kosten [€/kg]</b>	<b>Lieferzeit [d]</b>	<b>Kosten [€]</b>
<b>Rotor</b>				
Rotorblatt	11.000	13,0	n.a	143.000
Rotorblatt	11.000	13,0	n.a	143.000
Rotorblatt	11.000	13,0	n.a	143.000
Nabe, bearbeitet	18.000	4,0	n.a	72.000
Blattlager	1.500	10,0	n.a	15.000
Blattlager	1.500	10,0	n.a	15.000
Blattlager	1.500	10,0	n.a	15.000
Blattverstellung	2.000	n.a.	n.a	50.000
Spinner und Sonstiges	1.500	n.a.	n.a	6.000
(Gesamt)	59.000			602.000
<b>Mechanischen Triebstrang und Maschinenhaus</b>				
Vorderes Rotorlager mit Gehäuse	6.000	8,0	n.a	48.000
Rotorwelle	10.000	4,0	n.a	40.000
Getriebe (inklusive hinterem Rotorlager)	25.000	10,0	n.a	250.000
Maschinenhausplattform	18.000	3,5	n.a	63.000
Maschinenhausverkleidung	5.000	5,0	n.a	25.000
Azimutantrieb mit Turmkopflager	7.500	8,0	n.a	60.000
Verschiedenes (Rotorbremse, Kupplung, Generatorwelle, Hydraulik, äußere Kühlung)	12.000	n.a.	n.a	50.000
Zusammenbau	n.a.	n.a.	n.a	50.000
(Gesamt)	83.500			586.000
<b>Elektrisches System</b>				
Generator	12.000	50 [€/kW]	n.a	150.000
Umrichter, ca. 1/3 Nennleistung (im Turm)	n.a.	80 [€/kW]	n.a	80.000
Schaltanlagen, Verkabelung	3.000	n.a.	n.a	30.000
Regelungssystem	n.a.	n.a.	n.a	20.000
Transformator, 20kV (im Turm)	n.a.	15 [€/kW]	n.a	45.000
(Gesamt)	15.000			325.000
<b>Turm</b>				
Struktur inklusive Fundamentsektion	265.000	1,8	n.a	477.000
Kabel	2.000	n.a.	n.a	25.000
Ausrüstung (Plattform, Lift, etc.)	8.000	n.a.	n.a	20.000
(Gesamt)	275.000			522.000
<b>Summe der Komponenten</b>	157.500			2.035.000
<b>Allgemeinkostenzuschlag (50 %)</b>				1.017.500
<b>Verkaufspreis, kalkulatorisch</b>				3.052.500
spez. pro kW				1016

Tabelle 4.2: Herstellkosten einer Windenergieanlage ohne Getriebe (mit Daten); angelehnt an [46, S. 872]

<b>Komponente</b>	<b>Masse [kg]</b>	<b>Spez. Kosten [€/kg]</b>	<b>Lieferzeit [d]</b>	<b>Kosten [€]</b>
<b>Rotor</b>				
Rotorblatt	11.000	13,0	n.a.	143.000
Rotorblatt	11.000	13,0	n.a.	143.000
Rotorblatt	11.000	13,0	n.a.	143.000
Nabe, bearbeitet	18.000	4,0	n.a.	72.000
3x Blattlager	4.500	10,0	n.a.	45.000
Blattverstellung	2.000	n.a.	n.a.	50.000
Spinner und Sonstiges	1.500	n.a.	n.a.	6.000
(Gesamt)	59.000			602.000
<b>Mechanischen Triebstrang und Maschinenhaus</b>				
Rotor (Generator) Achse	12.000	4,0	n.a.	48.000
Lager (Generator mit Rotor)	5.000	10,0	n.a.	50.000
Maschinenhausplattform	15.000	3,5	n.a.	52.500
Maschinenhausverkleidung	3.000	5,0	n.a.	25.000
Azimutverstellung mit Turmkopflager	7.500	8,0	n.a.	60.000
Verschiedenes (Rotorbremse, Kühlung, Hydraulik, etc.)	8.000	n.a.	n.a.	35.000
Zusammenbau	n.a.	n.a.	n.a.	30.000
(Gesamt)	50.500			300.500
<b>Elektrisches System</b>				
Generator-Tragstruktur (Stahl)	26.000	3,5	n.a.	91.000
Blechpakete	18.000	5,0	n.a.	90.000
Statorwicklung (Kupfer)	5.700	16,0	n.a.	91.200
Magnete	2.100	70,0	n.a.	147.000
Zusammenbau	n.a.	n.a.	n.a.	20.000
(Generator, gesamt)	51.800			439.200
Umrichter, 3MW (im Turm)	n.a.	75 [€/kW]	n.a.	225.000
Regelungssystem	n.a.	n.a.	n.a.	20.000
Schaltanlagen, Verkabelung	2.000	15 [€/kW]	n.a.	30.000
Transformator, 20 kV (im Turm)	n.a.	n.a.	n.a.	45.000
(Gesamt)	53.800			759.200
<b>Turm</b>				
Struktur inklusive Fundamentsektion	265.000	1,8	n.a.	477.000
Kabel	2.000	n.a.	n.a.	25.000
Ausrüstung (Plattform, Lift, etc.)	8.000	n.a.	n.a.	20.000
(Gesamt)	275.000			522.000
<b>Summe der Komponenten</b>	161.300			2.183.700
<b>Allgemeinkostenzuschlag (50 %)</b>				1.091.850
<b>Verkaufspreis, kalkulatorisch</b>				3.275.550
spez. pro kW				1092

Ausgehend von zwei Betrachtungsweisen, nämlich der Eigenfertigung und dem Einkauf, ergeben sich zwei unterschiedliche Kostenrechnungen. Beim Einkauf kommt ein Aufschlag von üblicherweise 5 % hinzu und bei den Kosten der eigengefertigten Komponenten sind Bestandteile, wie Material und Arbeitszeit berücksichtigt. In Tabelle 4.1 und Tabelle 4.2 kommt es zu einem Allgemeinkostenzuschlag von 50 %. Begründet wird der Kostenzuschlag durch: den Zusammenbau im Werk, Materialgemeinkosten (Frachtkosten, Lagerkosten), Amortisation der Werkzeuge, Qualitätssicherung und -kontrolle, Versicherungen, Verwaltungsgemeinkosten, Vertriebskosten, die Forschung und Entwicklung, Verpackung, Transport, Montage und Inbetriebnahme, Marktforschung, Werbung, politische Interessenvertretung und Gewinn. [46, S. 870]

Die Einzelwerte aus der Tabelle 4.1 und der Tabelle 4.2 stammen dem *Erich Hau*. Trotz des Unterschieds in den Megawattklassen, drei Megawatt in den Tabelle 4.1 und 4.2 und fünf Megawatt im **alpha ventus** WP, bilden sich die prozentualen Anteile der einzelnen Komponenten heraus. Die prozentualen Anteile der Komponentenkosten sind in Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2 dargestellt. Da wir es mit Offshore-Anlagen zu tun haben, werden sich die Gesamtkosten und der Gesamtaufwand erhöhen, jedoch der prozentuale Anteil kann übernommen werden. Deutlich wird dies, wenn sich die Kosten einer 1,2-Megawatt-Anlage angesehen werden (siehe Abbildung 0.4 im Anhang). [46, S. 871f.], [72, S. 236]

Die Komponenten *Rotor, mechanischer Triebstrang und Maschinenhaus* und Teile des *elektrischen Systems* bilden zusammen den *Turmkopf*. Zusammenaddiert ergeben die Komponenten 1.513.000 € (Tabelle 4.1) bzw. 1.661.700 € (Tabelle 4.2). Das ergibt 74,35 % bzw. 76,10 % der Gesamtkosten. Ergänzend ist zu sagen, dass getriebelose Windenergieanlagen in der Regel 7 % teurer sind, als Windenergieanlagen mit einem konventionellen Getriebe. Der Grund hierfür sind nicht die Permanentmagnete, die ca. 30 % der Generatorkosten ausmachen, sondern das erhöhte Gewicht. Bei einer Division der Nennleistung durch den Verkaufspreis entstehen die speziellen Kosten pro Kilowatt. [46, S. 870ff.]

In Abbildung 4.1 nehmen die Kosten für die elektrischen Systeme den geringsten Anteil ein. Beim Rotor ist zu beachten, dass alle Unterkomponenten mit inbegriffen sind, wie zum Beispiel die drei Rotorblätter, die Nabe, die Blattlager, die Blattverstellung und sonstige dazugehörige Komponenten. Legt sich das Hauptaugenmerk auf die drei Rotorblätter, nimmt die Komponente noch 21,08 % der Gesamtkosten ein. Der Rotor und der mechanische Triebstrang und das Maschinenhaus nehmen bei WEA mit Getriebe den signifikanten Teil der Komponentenkosten ein. [46, S. 871]

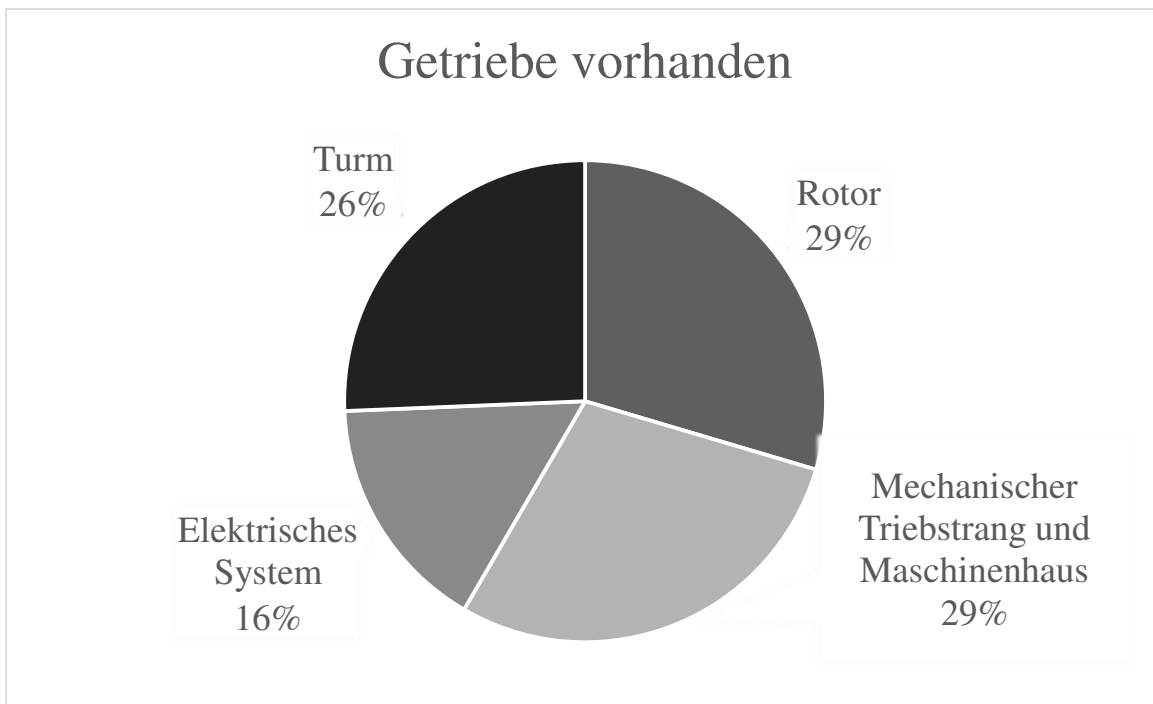


Abbildung 4.1: Herstellkosten einer Windenergieanlage inklusive Getriebe; angelehnt an [46, S. 871]

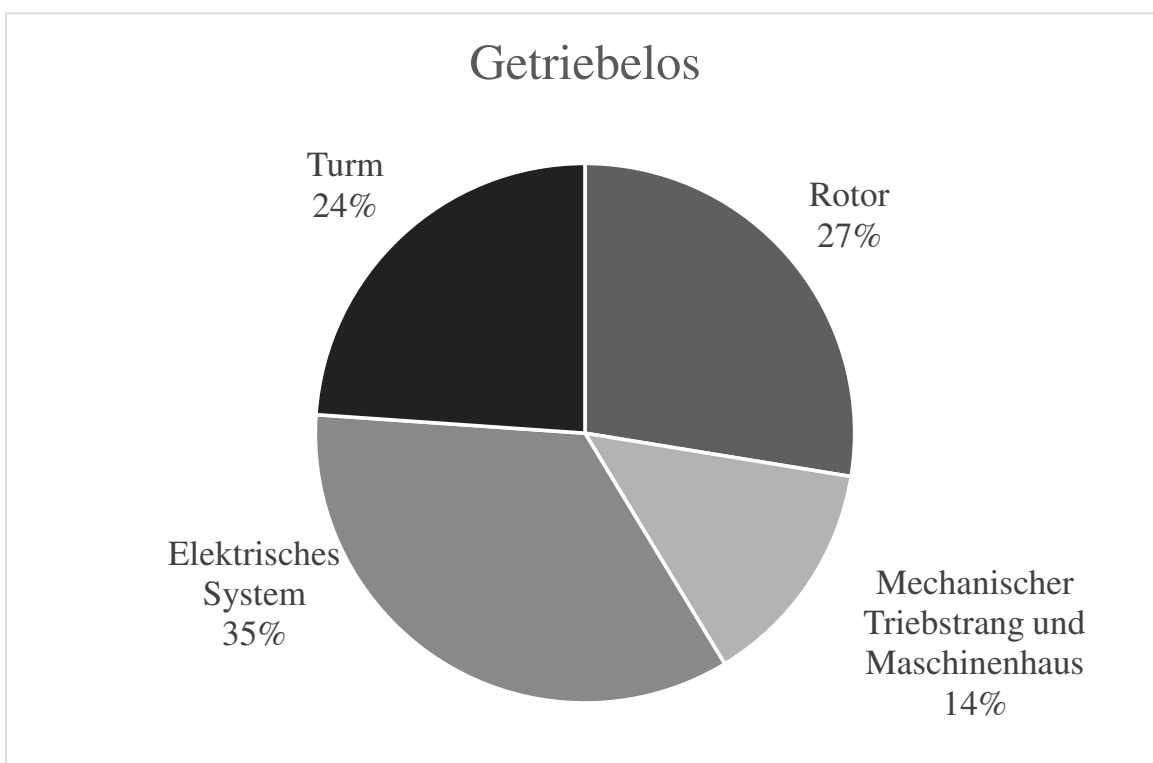


Abbildung 4.2: Herstellkosten einer Windenergieanlage ohne Getriebe; angelehnt an [46, S. 872]

Eine unterschiedliche Gewichtung erhalten wir in Abbildung 4.2, in der das elektrische System einen Großteil ausmacht und somit den Schwerpunkt der getriebelesen Windenergieanlagen ist.



Die drei Rotorblätter ergeben in diesem Fall zusammen 19,65 %. Die Kosten für den Turm bleiben vergleichsweise unverändert.

## 4.2 Wartungseigenschaften

In Kapitel 3 sind die Komponenten, die in Rahmen dieser Bachelorarbeit betrachtet werden, der WEA aufgelistet worden. Nun bietet die IWES in ihrem Windenergie Report Deutschland 2012 eine Darstellung der Ausfallzeiten für den niederländischen Windpark Egmond aan Zee. Die Einzelwerte wurden dieser Tabelle entnommen und in Tabelle 4.3 eingepflegt. [42, S. 54]

Tabelle 4.3: Ausfallzeiten für einen Offshore-Windpark; angelehnt an [42, S. 54]

Wartungseigenschaften (IWES)		2007		2008		2009		2010		2011	
		[%]	[d]	[%]	[d]	[%]	[d]	[%]	[d]	[%]	[d]
Gesamt	WEA verfügbar	82	299	76	277	83	303	94	343	95,4	348
Mechanik	Getriebe Ausfall	9	33	14	51	10	37	0	0	0,3	1
	Rotorblatt Ausfall	0	0	1	4	0	0	0	0	0,8	3
	Pitch System Ausfall	2	7	1	4	1	4	0	0	0,6	2
	Windrichtungsnachführung Ausfall	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	1
	Tragende Teile Ausfall	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bremssystem Ausfall	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrik	Generator Ausfall	1	4	4	15	4	15	3	11	0,7	3
	Regelung Ausfall	2	7	2	7	1	4	1	4	0,7	3
	Elektrik Ausfall	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0
	Elektrisches Netz Ausfall	0	0	0	0	0	0	1	4	0,3	1
	Stromrichter Ausfall	1	4	1	4	0	0	0	0	0	0
Sonstiges	Umgebung Ausfall	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	1
	Planmäßige Wartung Ausfall	2	7	1	4	1	4	1	4	0,8	3
SUMME der Ausfälle		18	66	24	89	17	64	6	23	4,6	18

Betrachtet werden die Jahre 2007 bis 2011. Die Angaben der Ausfallzeiten sind in Prozent und in Tagen (*d* steht für *day* und wird auf volle Tage auf- oder abgerundet) pro Spalte angegeben, um eine verbesserte Veranschaulichung zu bieten. Zugleich werden die Komponenten wiederholt gruppiert. Tabelle 4.3 zeigt, dass vorzugsweise Schäden an Generator und Getriebe zu erkennen sind und Störungen beim Pitch System und bei der Regelung auftreten. Selbst die planmäßige Wartung verursacht Ausfälle von mehreren Tagen, denn bei der Wartung der WEA stehen die Anlagen still. Aus diesem Grund wurde im Vergleich zu Tabelle 3.3 an dieser Stelle die kompletten Gründe für mögliche Ausfälle aufgelistet. [42, S. 54]

Die Werte für die Eintrittswahrscheinlichkeit entstammen dem *Bundesverband WindEnergie* (BWE), siehe Abbildung 4.3. Infolge des ähnlichen Aufbaus werden die Eintrittswahrscheinlichkeiten von Tabelle 4.5 und Tabelle 4.4 aus dem Diagramm von Abbildung 4.3 abgelesen und in beiden Analysen als Basis verwendet. In dieser Abbildung sind zahlreiche Komponenten einer Windenergieanlage abgebildet. Die Zeit bis zum Austausch oder Reparatur der jeweiligen Komponenten ist über die Austauschkosten, in € pro kW, eingetragen. [22]

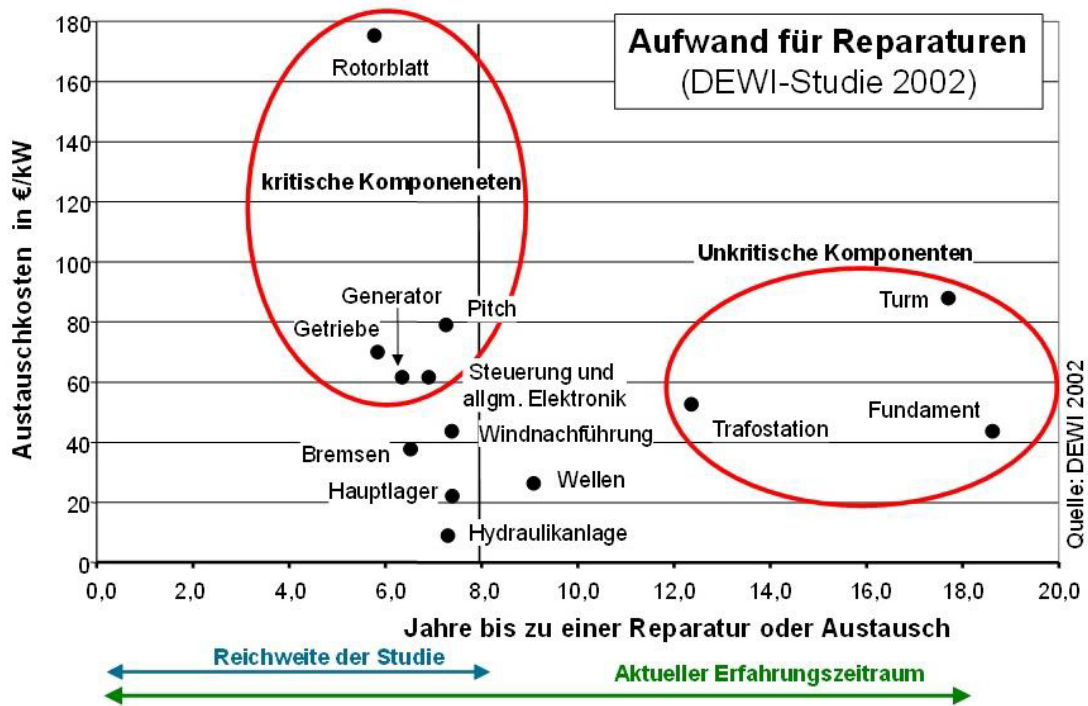


Abbildung 4.3: Aufwand für die Reparaturen [22]

Tabelle 4.4: Komponenten der Austauschkosten (mit Daten); angelehnt an [22]

Wartungseigenschaften		Eintrittswahrscheinlichkeit [0-20 Jahre]	Austauschkosten [€/kW]
Mechanik	Getriebe	5,8	70
	Rotorblatt	5,8	176
	Pitch System	7,2	79
	Windrichtungsnachführung	7,4	43
	Tragende Teile (Fundament)	18,7	45
	Tragende Teile (Turm)	17,7	98
	Bremssystem	6,6	38
Elektrik	Generator	6,4	62
	Regelung	7,0	62
	Elektrik	7,0	62
	Stromrichter	7,0	62

In der Tabelle 4.4 wird kein Totalversagen der Funktion betrachtet, sondern Reparaturmaßnahmen oder Austauschmaßnahmen. Die Tabelle lehnt sich an der darüber liegenden Abbildung und passt sich den Komponenten vom IWES – Report 2012 an. Folglich werden die nötigen Komponenten selektiert. [22]

Aus der Basisvorlage von Tabelle 3.3 ist die Tabelle 4.5 entstanden. Die bekannten Komponenten sind der Eintrittswahrscheinlichkeit und der daraus resultierenden Auswirkung gegenübergestellt. Betrachtet wird ein Totalversagen der Funktion der jeweiligen Komponenten. Die Bewertung erfolgt im Punktesystem von 0 bis 5, wobei die Punkte dieser Definition zugeordnet sind: [42, S. 54]

- *0 Punkte bedeuten, dass kein Schaden zu befürchten und die Funktion der WEA nicht beeinträchtigt ist.*
- *1 Punkt bedeutet, dass eine Unregelmäßigkeit vorhanden, die Funktionsweise und der Betrieb dadurch nicht beeinträchtigt ist. Beispiel: Ein Beispiel zu diesem Punkt ist ein Ausfall der Warnlampen, die den Luftraum um den Windpark vor Flugzeugen (und die Flugzeuge vor dem Windpark) schützt. Für weitere Informationen bezüglich der Warnlampen siehe 2.1.3 und dem dazugehörigen Beispiel.*
- *2 Punkte bedeuten, dass die Funktion der WEA beeinträchtigt ist (reduzierte Leistung). Die Anlagen laufen jedoch weiter und eine Wartung bzw. Behebung der Störursache(n) soll in Angriff genommen werden. Beispiel: Wenn es zu Reglungsfehlern, wie z.B. bei der Windrichtungsnachführung kommt, wird die Funktion der WEA beschränken.*
- *3 Punkte bedeuten, dass die Funktion der WEA nicht ausgeführt wird und die Anlage somit still steht. Beispiel: Die Schwere des eben erwähnten Reglungsfehlers kann allerdings variieren und es kann somit zur 3-Punkte-Gewichtung kommen.*
- *4 Punkte bedeuten, dass die Funktion der WEA nicht ausgeführt wird und es zu großen Schäden kommt. Beispiel: Angenommen wird bei einem 4-Punkte-Schaden ein Rotorblattbruch.*
- *5 Punkte bedeuten, dass es zu einem Komplettschaden der WEA kommt. Beispiel: Das Fundament bricht aufgrund des Alters und der mangelnden Instandhaltungsmaßnahmen zusammen.*

Tabelle 4.5: Komponenten des Fehlerportfolios (mit Daten); angelehnt an [22]

Wartungseigenschaften		Eintrittswahrscheinlichkeit		Auswirkung
		[0-20 Jahre]	[0-10 Punkte]	[0-5 Punkte]
Mechanik	Getriebe	5,8	8	4
	Rotorblatt	5,8	8	4 (5)
	Pitch System	7,2	7	1
	Windrichtungsnachführung	7,4	7	2
	Tragende Teile (Fundament)	18,7	1	5
	Tragende Teile (Turm)	17,7	2	5
	Bremssystem	6,6	7	4
Elektrik	Generator	6,4	7	3
	Regelung	7,0	7	3
	Elektrik	7,0	7	3
	Stromrichter	7,0	7	3

Angesichts der Überschaubarkeit erfolgt die Aufzählung der Auswirkung in chronologischer Reihenfolge, beginnend mit der Schwerwiegendsten. Bei einem Totalversagen der tragenden Teile, wie dem Fundament und Turm, kommt es zu einem Einsturz der WEA und einem daraus entstehenden Totalschaden (fünf Punkte). Die Rotorblätter hingegen erhalten vier Punkte, mit dem Potenzial zu fünf Punkten. Erfolgt ein Totalausfall von Rotorblätter, können diese bis zu 230 Meter [46, S. 649] weit geschleudert werden. Die Abstände zwischen den Anlagen beim WP – **alpha ventus** betragen ca. 800 m, wie der Abbildung 2.10 entnommen werden kann, jedoch können die Rotorblätter bei ihrem Flug den Turm beschädigen. Wenn die Rotordrehzahl bis zu ihrer Grenzdrehzahl ansteigt, ist die zeitgleiche Zerstörung von allen drei Rotorblättern möglich. Aus diesem Gründen bekommen die Rotorblätter das Potenzial zur höchsten Stufe. [8], [46, S. 648]

Gefolgt werden die Rotorblätter vom Bremssystem und Getriebe, die jeweilig die zweithöchste Auswirkungsstufe erreichen (vier Punkte). Ist das Bremssystem außer Betrieb, bieten die Windenergieanlagen mögliche Reaktionen. Es bietet sich die Möglichkeit mindestens ein Rotorblatt in die sogenannte Fahnenstellung zu bringen, um die Anlage aus allen Zuständen herunterzufahren. Bei kleineren Anlagen bietet sich zusätzlich die Möglichkeit einen Generatorkurzschluss zu veranlassen. Schäden sind bei der Komponente Getriebe im mechanischen Triebstrang und Maschinenhaus möglich. Im schonendsten Fall funktioniert das Getriebe nicht und die Schäden bleiben innerhalb des Gehäuses und reichen nicht weiter hinaus. [25]

In der mittleren Schadenklasse, mit einer Auswirkung von drei Punkten, befindet sich die gesamte Elektrik und die dazugehörigen Komponenten, wie Elektrik, Generator, Regelung und Stromrichter. Herrscht ein Totalausfall, wird die Funktion der WEA nicht ausgeführt und ein mechanisches Sicherheitssystem aktiviert die aerodynamische Bremse, wodurch die Anlage stoppt. Eine Maßnahme des Totalausfalls ist der Austausch einzelner Komponenten, wie dem Generator oder Umrichter. [84, S. 26]

Die motorische Windrichtungsnachführung des Maschinenhauses bzw. das Azimutverstellsystem haben eine Auswirkung von zwei Punkten. Die Windrichtungsnachführung richtet das Maschinenhaus und den Rotor automatisch nach der Windrichtung aus. Fällt die Komponente aus, dreht sich die WEA nicht mehr in die optimale Position für den Betrieb. Somit entstehen keine weiteren großen Schäden. Die Darstellung ist im Anhang, in Abbildung 0.5, zu sehen. [46, S. 404]

Das Pitch-System erhält einem Punkt. Das Pitch System (die Blattverstellung) dient der Leistungsbegrenzung durch Verdrehen der Rotorblätter. Dabei kann es zu Unregelmäßigkeiten bzw. nicht optimalen Benutzung des Windes kommen. [25]

Die Gesamtheit der Auswirkungen ist in Tabelle 4.5 eingepflegt.

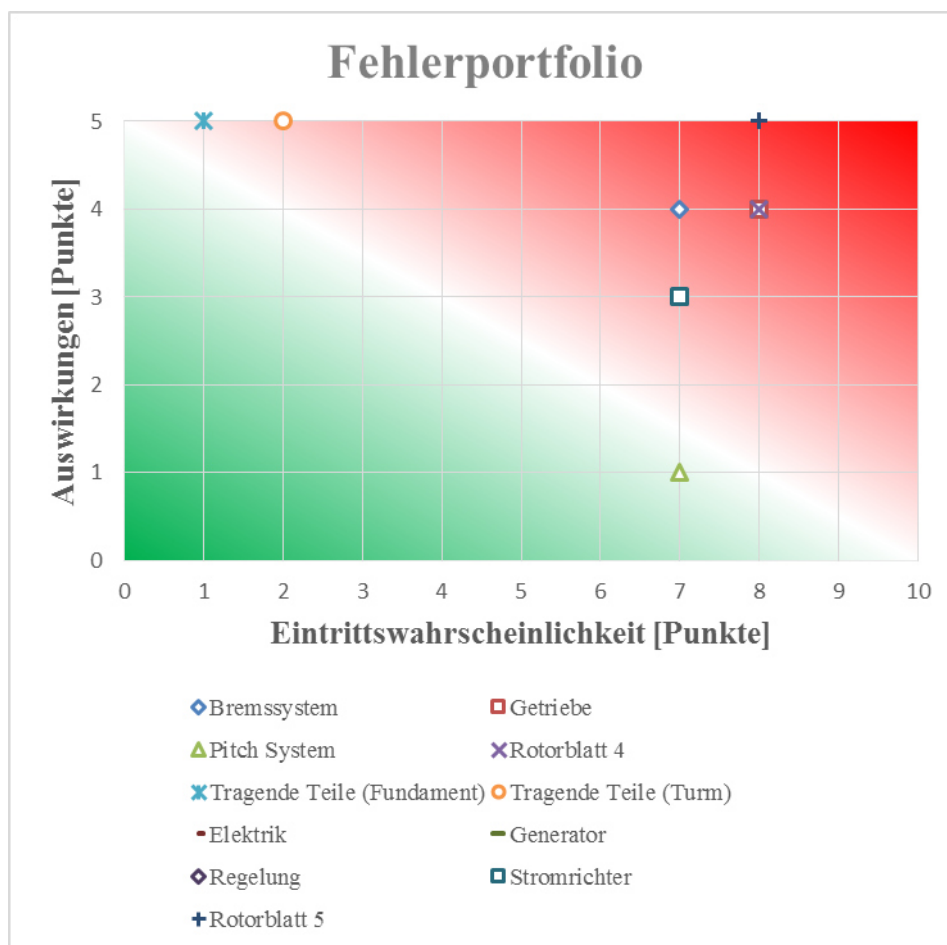


Abbildung 4.4: Fehlerportfolio

Aus den Auswirkungen und den Eintrittswahrscheinlichkeiten der Tabelle 4.5 ergibt sich das Fehlerportfolio. Um eine proportionale Darstellung zu erhalten – Auswirkung zu Eintrittswahrscheinlichkeit – wurden die Anzahl der Jahre in ein Zehn-Punkte-System umgewandelt. Der grüne Bereich (untere linke Ecke) stellt ein geringes Gefahrenpotenzial dar, wobei der rote Bereich (obere rechte Ecke) ein unmittelbar großes Gefahrenpotenzial darstellt. Da die Auswirkung eines Totalschadens der Rotorblätter variiert, sind beide Möglichkeiten in Form von *Rotorblatt 4* (entspricht vier Punkte der Auswirkungs-Achse) und *Rotorblatt 5* (entspricht fünf Punkte der Auswirkungs-Achse) im Fehlerportfolio markiert. Die Komponenten Elektrik, Generator, Regelung und Stromrichter befinden sich auf einen Punkt, 7/3. Auf 8/4 befinden sich das Getriebe und Rotorblatt 4.

Durch das Betrachten des Fehlerportfolios wird die Strategie der Wartung verbessert, indem Schwerpunkte gesetzt werden. Das Rotorblatt fällt in häufigeren Zeitzyklen aus und richtet im Extremfall irreparable Schäden an. Bei den tragenden Teilen hingegen, kommt es selten zu Problemen. Wenn diese jedoch auftreten, wird umgehend gehandelt in Form von Wartungsarbeiten. Einzig, das Pitch System befindet sich im tolerierbaren Bereich, sofern ein Totalversagen auftritt.

Betrachtet werden die Wartungseigenschaften in Tabelle 4.6. In Anlehnung an Tabelle 4.4 werden die Reparaturkosten in drei Kategorien aufgeteilt, nämlich niedrige-, mittlere- und hohe Kosten. Die niedrigen Kosten (<50 €/kW) erhalten das Symbol „-“, die mittleren Kosten das Symbol „o“ und die hohen Kosten (>90 €/kW) erhalten ein „+“ als Symbol. [22]

Die Ersatzteilkosten sind entsprechend der Tabelle 4.1 und Tabelle 4.2 entnommen und erfolgt in gleicher Gruppeneinteilung. Der Betrag zwischen 70.000 € bis 140.000 € sind den mittleren Kosten zugeteilt. Hierbei findet die Betrachtung beider Bauweisen, mit und ohne Getriebe, statt. Unterschiede ergeben sich bei drei Komponenten: Getriebe, Generator und Stromrichter. Wobei bei der getriebelosen Anlage kein Getriebe vorhanden und somit keine Kosten diesbezüglich ist. Beim Generator ist ein Kostenunterschied von 289.200 € zu vermerken, jedoch befinden sich beide Anlagentypen in derselben Gruppe (+). Einzig der Umrichter findet Platz in zwei Gruppen (o und +), da sich die Kostenspanne von 80.000 € (mit Getriebe) bis 225.000 € (ohne Getriebe) befindet. [46, S. 871f.]

Bewertet sind die Facharbeiterkosten in ihrer Gesamtheit. Da die Facharbeiter kostspielige und wichtige Elemente bei der Wartung sind, ist die Kategorie Mechanik, als auch die der Elektrik als *hoch* dargestellt. Berücksichtigt sind Anzahl der Arbeiter, Arbeitsschutzmaßnahmen, Ausrüstung, Gehalt und Trainingseinheiten, die regelmäßig erneuert werden.

Die Ausfallkosten unterscheiden sich zwischen den Onshore- und Offshore-Anlagen, wie dem Kapitel 2.5 entnommen werden kann. Durch eine Tageswartung bei den Anlagen auf dem

Festland kommt es zu Verlusten von 4.510,97 €. Wird hingegen eine OWEA für einen ganzen Tag lang gewartet und dabei ausgestellt führt dies zu einem Verlust von 7.805,49 €. Laut der Tabelle 4.3 entstanden 2008 bis zu 24 % des Jahres bzw. 89 Ausfalltage, welche Kosten verursachen von insgesamt **695.000 €** (Kosten durch Ausfall = 89 Ausfalltage \* 7.805,49 € = 694.688,61 €). Wie bei den Personalkosten, erfolgt eine gesamteinheitliche Betrachtung und die Zuordnung *hohe Kosten*. [26], [28]

Die Ausfallhäufigkeiten entstammen der Tabelle 4.3, jedoch sind sie über die gesamte Betrachtungsdauer von fünf Jahren zusammen addiert. [42, S. 54]

Der Austausch einer Turbine beträgt drei Tage und da sich die Turbinen an den Rotorblättern befinden wird die Reparaturdauer übernommen. Derzeit stehen keine genaueren Daten bezüglich der Reparaturdauer zur Verfügung, denn es werden keine Betriebsdaten zur Verfügung gestellt. Diese können hinzugefügt werden, sobald sie vorhanden sind (n.a. = not available). Die Verfügbarkeit, welcher der Abbildung 0.6 entnommen ist, entspricht für **alpha ventus** ca. 95 % bis 97,5 %. [5, S. 1], [43, S. 65], [52]

Die Beseitigung von Korrosionsschäden variiert je nach Ausprägung, jedoch liegen genaue Werte nicht vor. Da sich die Anlagen im Meer befinden, sind sie der aggressiven salzhaltigen Umgebungsluft schutzlos ausgeliefert und müssen sich diesen Umständen dementsprechend anpassen. Aufgrund der erhöhten Variation der Korrosionsintensität wird sie den mittleren Kosten zugeordnet. [79]

Tabelle 4.6: Wartungseigenschaften (mit Daten)

Wartungseigenschaften		Reparaturkosten (Arbeitszeit + Material)	Ersatzteilkosten	Facharbeiter (Personalkosten)	Ausfallkosten	Ausfallhäufigkeit		Reparaturdauer	Hohe Verfügbarkeit	Korrosions- schutz
		[- / o / +]	[- / o / +]	[- / o / +]	[- / o / +]	[%]	[d]	[d]	[%]	[- / o / +]
Mechanik	Getriebe	o	+	+	+	6,68	122	n.a.	95 - 97,5 %	o
	Rotorblatt	+	+	+	+	0,38	7	3		o
	Pitch System	o	-	+	+	0,93	17	n.a.		o
	Windrichtungsnachführung	-	-	+	+	0,05	1	n.a.		o
	Tragende Teile (Fundament)	-	+	+	+	0,00	0	n.a.		o
	Tragende Teile (Turm)	+	-	+	+	0,00	0	n.a.		o
	Bremssystem	-	-	+	+	0,00	0	n.a.		o
Elektrik	Generator	o	+	+	+	2,63	48	n.a.	o	
	Regelung	o	-	+	+	1,37	25	n.a.	o	
	Elektrik	o	o	+	+	0,22	4	n.a.	o	
	Stromrichter	o	o / +	+	+	0,44	8	n.a.	o	

[Plus (+) = Hoch], [Kreis (o) = Mittel], [Minus (-) = Niedrig]



### 4.3 Facharbeiter

Die nachfolgende Tabelle 4.7 stammt aus Kapitel 3.4 (Tabelle 3.7) und ist in mehreren Spalten eingeteilt. Bewertet wird die Tabelle in den neu hinzugefügten drei (bzw. vier) Gruppierungen:

- 0) Allgemeine Anforderung an den Facharbeiter (Plus, +),
- 1) Facharbeiter für die Mechanik (M),
- 2) Facharbeiter für die Elektrik (E) und
- 3) Facharbeiter für die Rotorblätter (R).

Die erste Gruppe - allgemeine Anforderung an den Facharbeiter – ist für alle Gruppen gültig und bildet eine Grundbasis. Aus diesem Grund schließt das Plus alle übrigen Felder mit ein und findet im Tabellenkopf keine zusätzlich Erwähnung.

Tabelle 4.1 zeigt, dass hauptsächlich das Getriebe (250.000 €) und der Generator (150.000 €) einen Ausfall verursachen und da das Rotorblatt (143.000 €) ein sehr kostspieliges Bauteil ist, wie in Kapitel 3.1 zu sehen ist, bekommen diese drei Bauteile die höchste Aufmerksamkeit zugeschrieben. Wegen der Aufmerksamkeit, dem den Komponenten zugeteilt wird, wurde im Rahmen dieser Arbeit beschlossen, dass das HUET-Training für den Facharbeiter erforderlich ist. Diese Methodik bietet es den Betreibern jederzeit reagieren zu können und aufs offene Meer zu fliegen. [42, S. 54], [46, S. 871]

Nach einer Antwort der ISC Training & Assembly GmbH, bildet das BOSIET – Training, Boat Landing & Crew Transfer – Training, PSA gegen Absturz – Training und einem Erste Hilfe – Kurs, in Form des betrieblichen Ersthelfer die Basis, um an OWEA arbeiten zu dürfen. [53], [60]

Tabelle 4.7: Anforderung an den Facharbeiter (mit Daten)

Anforderungen an den Facharbeiter	Erforderlich			Wünschenswert	Nicht erforderlich
	E	M	R		
Gute körperliche Fitness		X			
Mentale Stärke		X			
Abgeschlossene Ausbildung		X			
Höhentauglichkeit (innen)		X			
Höhentauglichkeit (außen)			R		
BOSIET-Training (gültig)		X			
HUET-Training (gültig)		X			
Boat Landing & Crew Transfer Training		X			
PSA-Sicherheitstraining		X			
Rettung aus beengten Räumen-Training	E	M			
Erste Hilfe Kurs		X			
Teamfähigkeit		X			
Selbstständige Arbeitsweise		X			
Räumliche Enge (Klaustrophobie)	E	M			
Schichtdienst (lange Arbeitszeiten)		X			
Techn. Zeichnungen lesen können		X			
Fachkunde zum Freimessen		X			
Elektrotechnikgrundkurs	E				
Elektrofachkraft	E				
Exposition gegenüber Hitze und Kälte		X			
Hell-Dunkel-Adaption		X			
Selbstbeschäftigung		X			
Hohe Leistungsbereitschaft		X			
Seekrankheit überwinden				X	
Umweltbewusstsein				X	
Abenteuerlust				X	
Englischkenntnisse		X			
Sozialkompetenz		X			
Personalkompetenz		X			
Kommunikationskompetenz		X			
Berufstaucher	E	M			
Führerscheinklasse B					X

[E = Facharbeiter für die Elektrik], [M = Facharbeiter für die Mechanik], [R = Facharbeiter für die Rotorblätter], [X = Für alle Arbeitergruppen zutreffend]

In Kapitel 2.6 sind die einzelnen Anforderungen bereits erwähnt, demgemäß richtet sich dieses Kapitel speziell um die Begründung der Bewertung. Eine abgeschlossene technische Ausbildung ist eine Grundvoraussetzung, um als Servicetechniker arbeiten zu können. Hinzu kommen gute Fitness und mentale Stärke um, z.B. die Leiter hinauf zur Plattform und sogar ganz den Turm hinaus zu klettern, wenn es erforderlich ist. Angesichts der Höhe des Turms und der Aufstieg zur Plattform ist eine Mindestanforderung an Höhentauglichkeit unabdingbar, in der Tabelle 4.7 in Form von Höhentauglichkeit (innen) angeführt. [60], [68]

Eigenschaften, wie Teamfähigkeit, Sozial-, Personal- und Kommunikationskompetenz sind gefragt, da aus Sicherheitsgründen bei OWEA immer in Dreier-Teams gearbeitet wird. Jedoch darf das selbständige Arbeiten nicht vernachlässigt werden, denn Jedem ist eine Verantwortung zu Teil geworden. Sobald nicht für das Team gearbeitet wird, wird gegen das Team gearbeitet. Bei den Onshore-Anlagen bedarf es hingegen Zweier-Teams, anstatt der Arbeit zu dritt. [4, S. 5], [36, S. 16] Hinzu kommt der Lichtunterschied, der dem Facharbeiter auf dem Meer begegnet wird. Die Servicetechniker sind auf die Sonne und elektronische Belichtung angewiesen und deswegen ist eine gesunde Sehkraft (und Hell-Dunkel-Adaption) erforderlich. Die Arbeitsverhältnisse erfordern gerade aus all diesen zusammengetragenen Gründen eine hohe Leistungsbereitschaft.

In Abbildung 0.7, im Anhang, ist das Ergebnis einer Offshore-Experten-Befragung zu sehen. Es ist zu erkennen, dass das Fachenglisch zu ca. 95 % als wichtig eingestuft wurde und diese Eigenschaft gefördert werden soll. [83, S. 4]

Die Facharbeiter, der dritten Gruppe (Rotorblätter), benötigen eine zusätzliche Anforderung, nämlich die Höhentauglichkeit (außen). Die OWEA kommt während der Wartung zum Erliegen und das zu kontrollierende Rotorblatt wird günstig ausgerichtet (senkrecht nach unten), um daran per Seilzugtechnik hinab zu klettern. Im Anhang in Abbildung 0.8 ist ein Industrielkletterer zu sehen, welcher diesen Vorgang veranschaulicht. [1, S. 22], [50], [51, S. 1]

Zur allgemeinen Anforderungen ist in Tabelle 4.3 zu erkennen, dass es 2008 zu 89 Tagen an Ausfallzeiten kommt und die betroffenen Komponenten sind das Getriebe und der Generator. Damit bei Störungen, dieser Häufigkeit, umgehend gehandelt werden kann, ohne die Wetterbedingungen berücksichtigen zu müssen, ist das HUET – Training für alle Arbeiter ein strategischer Vorteil. [42, S. 54]

Die im Rahmen dieser Abschlussarbeit eingeteilten Facharbeitergruppen Mechanik und Elektrik erhalten zusätzliche Anforderungen, nämlich die *Fachkunde zum Freimessen (ebenfalls für Facharbeiter an den Rotoren notwendig)*, das *Rettung aus beengten Räumen – Training* und das *Zurechtkommen in beengten Räumlichkeiten*. Die Facharbeiter für Elektronik sollen für ihre Tätigkeiten entsprechend geschult werden, dies wird in Form vom Elektrotechnikgrundkurs und der Elektrofachkraft behandelt. Die Trainingseinheiten werden in Kapitel 2.4.2 eingeführt und

verdeutlicht. Wünschenswert und infolgedessen nicht erforderlich sind Anforderungen, wie Seekrankheit überwinden, ein positives Umweltbewusstsein und Abenteuerlust besitzen. Wird nun der Aufstellort der Windenergieanlagen betrachtet, ergeben sich die zwei bereits erwähnten Arten von Transportmitteln, die genutzt werden. Das erste Transportmittel ist das Schiff und das zweite Transportmittel der Helikopter. Die Anforderungen, die auf den Arbeitnehmer hierzu kommen kann, sind die Seekrankheit und unterschiedlich-starke Ausprägungen der Klaustrophobie. Die Seekrankheit kann durch den Transport mit dem Schiff zustande kommen und mit Tabletten behandelt werden. Darüber hinaus befinden sich eine Ration Tabletten gegen die Seekrankheit in jeder Rettungsinsel. Die Klaustrophobie, das Unwohlbefinden in beengten Räumen, kann an verschiedenen Orten auftreten, wie zum Beispiel im Helikopter, in der Rettungskapsel und im Turm der Windenergieanlage. [34]

Der Führerschein findet in dieser Tabelle eine besondere Erwähnung, um einen weiteren Unterschied zu Onshore-Anlagen aufzulisten. Bekanntlich sind die Onshore-Windenergieanlagen im breitflächig verteilt und um dorthin zu gelangen bedarf eines Führerscheins. Anders hingegen bei der Offshore-Instandhaltung, denn ab dem Start- und Zielhafen übernimmt (meistens) ein Schiff oder (seltener) Helikopter den Transport.

Je länger die Instandhaltungsarbeit auf dem Meer anhält bzw. die Zeit, die ein Arbeiter auf dem Meer verbringt, desto größer werden die Herausforderungen. Hierbei ist selbst das Warten eine echte Herausforderung für die Teams, weniger physisch dafür umso mehr psychisch. Der Kontakt mit der Außenwelt ist weit draußen auf dem Meer ist beschränkt, kein Mobilfunk und schlechte Internetverbindung. Eine mögliche Lösung ist das Ansehen von Filmen, das Lesen von Bücher oder Spielen am Laptop. Aus diesen Gründen ist dafür Sorge zu tragen, dass die Teams die Wartung im besten gewählten Moment stattfindet und unter den geeignetsten Bedingungen. Das betrifft vor allem das Berücksichtigen der Wetterbedingungen und des Wellengangs vor und während der Instandhaltungsmaßnahmen. Doch das Umspannwerk bietet eine Notunterkunft, sofern aufgrund des hohen Wellengangs der Weg zurück zum Festland fürs Erste versperrt bleibt. [3, S. 8], [62, S. 136]

Tabelle 4.8: Komponenten-Facharbeiter-Beziehung

Komponenten-Facharbeiter- Beziehung		Anforderungen an den Facharbeiter							
		Berufstaucher	Höhentauglichkeit (außen)	Elektrotechnikgrundkurs	Elektrofachkraft	Fachkunde zum Freimessen	Rettung aus beengten Räumen-Training	Räumliche Enge (Klaustrophobie)	
K A T E G O R I E	Mechanik	Getriebe	-	-	-	-	+	+	+
		Rotorblatt	-	+	-	-	+	+	+
		Pitch System	-	-	o	o	+	+	+
		Windrichtungsnachführung	-	-	o	o	+	+	+
		Tragende Teile (Fundament)	+	-	-	-	-	-	-
		Tragende Teile (Turm)	-	+	-	-	+	-	-
		Bremssystem	-	-	o	o	+	+	+
	Elektrik	Generator	-	-	+	+	+	+	+
		Regelung	-	-	+	+	+	-	-
		Elektrik	+	-	+	+	+	o	o
Stromrichter		-	-	+	+	+	-	-	

[Plus (+) = Die Anforderung bezüglich der Komponente trifft zu], [Kreis (o) = Die Anforderung bezüglich der Komponente kann zutreffen],

[Minus (-) = Die Anforderung bezüglich der Komponente trifft nicht zu]

In Tabelle 4.8 sind die Komponenten den Anforderungen an den Facharbeiter gegenüber gestellt und ist angelehnt an Tabelle 4.7. Die räumliche Enge kommt im Maschinenhaus, als auch in Monopiles (Fundamenttyp) vor. Das betrifft somit das Bremssystem, das Getriebe, das Pitch System, die Rotorblätter, die Rotornabe und den Spinner. Auch die Windrichtungsnachführung wie sie Abbildung 0.5 im Anhang dargestellt ist, verdeutlicht die kompakte Raumnutzung, welches zu gleichen Anforderungen führt. [14, S. 10], [46, S. 404], [66, S. 10], [76, S. 1], [92]

Berufstaucher überprüfen das Fundament und die Elektrik, genauer die Netzanschlüsse, unter Wasser auf Schäden und repariert diese gegebenenfalls. [13, S. 4]

Reparaturen an der Außenwand des Turmes, sowie Arbeiten am Rotorblatt erfordern die Höhenanforderung (außen). Die Fachkunde zum Freimessen kommt beim Betreten von geschlossenen Räumen zum Einsatz und ist des Öfteren erforderlich.

Der Generator benötigt zu den räumlichen Anforderungen die speziellen elektrotechnischen Fähigkeiten. Jedoch benötigen alle Komponenten in der Kategorie Elektrik den Elektrotechnikgrundkurs und die Elektrofachkraft. Da sich der Stromrichter, laut Abbildung 3.2, in der unteren Turmhälfte befindet, ist nicht mit einer räumlichen Enge zu rechnen. [46, S. 515]

#### **4.4 Windparkausprägung**

Die Nordsee bietet einen flach abfallenden Meeresboden, welches noch bei großen Entfernungen von wirtschaftlichen Nutzen von ist. Eine Darstellung ist im Anhang zu finden in Abbildung 0.9. Wie in Kapitel 2.6 bereits erwähnt befindet sich der WP **alpha ventus** bis zu 60 km von der Festlandküste entfernt. Das führt schließlich zu nennenswerter Beeinflussung der Instandhaltungsmaßnahmen und wird entsprechend in der Tabelle 4.9 berücksichtigt. Die Fahrzeit mit dem Schiff vom Hafen im Norddeich beträgt ca. zwei Stunden. Angesichts der Bedeutsamkeit der Entfernung eines Windparks, erhält die Distanz die höchste Priorität (fünf Punkte). Mit steigender Entfernung ist mit einer tendenziell höheren Wassertiefe zu rechnen, dadurch erhöhen sich viele Faktoren, wie zum Beispiel der Transportweg, die Transportzeit und die Größe des Fundaments. Ferner kann an dieser Stelle auf die zünftig geplanten Windparks eingegangen werden. In den kommenden zehn Jahren sind mehrere Windparks in der Nord- und Ostsee geplant, die errichtet werden sollen (siehe im Anhang Tabelle 0.2). Werden die beantragten Gebiete in Abbildung 0.10 betrachtet, so kann die Entfernung neuer Windparks – im Vergleich zu **alpha ventus** – doppelt so groß werden. In der Ostsee hingegen werden die Offshore-Anlagen aufgrund der geringeren Größe der AZW näher an der Küste errichtet (Abbildung 0.11), als die in der Nordsee. [3, S. 3], [4, S. 5], [17], [18], [19], [43, S. 31], [90, S. 38]

Erfolgt jedoch ein Transport mit großen Komponenten, wie zum Beispiel neu auszutauschenden Rotorblättern kommt es zu Verlängerungen der Reisezeit. Zwei Schlepper benötigen ca. zwölf

Stunden vom Eemshaven aus, um den Windpark zu erreichen. Wobei ein Helikopter die Strecke unter einer Stunde zurücklegt (ohne große Komponenten). [6, S. 1], [62, S. 11]

Der Meeresboden reicht in der ausschließlichen Wirtschaftszone bis zu 60 m tief, wie Abbildung 0.9 zu erkennen gibt. Beim Errichten der Anlagen und der Inspektion stellt die Wassertiefe eine nennenswerte Herausforderung dar, aber die Fundamente sind selten von Instandhaltungsmaßnahmen betroffen. Berufstaucher prüfen das Fundament und die Netzanschlüsse unter Wasser auf Schwächen und sorgen für eine Ausbesserung. **Alpha ventus** liegt hingegen in einer Wassertiefe von 30 m. [3, S. 3], [17], [42, S. 54]

Die Abstände zwischen den WEA zueinander betragen ungefähr 800 m, wie der Abbildung 2.10 entnommen werden kann. Ob sich die Anlagen nun 100 m oder 1000 m voneinander entfernt befinden ist für die Instandhaltung der zwölf Offshore-Anlagen von AREVA und Senvion eher unbedeutend, da der Transport zwischen zwei WEA mit dem Schiff zurückgelegt wird. In den selteneren Fällen kann der Helikopter zum Einsatz kommen, welcher eine Basisstation auf dem dreistöckigen Umspannwerk besitzt und zudem steht jeder Anlage eine Abwisch-Plattform zur Verfügung, wie es schemenhaft in den Abbildungen - Abbildung 2.13 und Abbildung 2.14 - dargestellt ist. In deinen Szenarien (ob Schiff oder Helikopter) wird das Personal, die komplette Ausrüstung und die Werkzeuge von einer zur anderen Windenergieanlage transportiert. Dies ist eine aufwendige Angelegenheit bei der das Wasser, die Entfernungen und die Höhe der Anlagenplattform samt Ausrüstung zurückgelegt werden muss. Dass diese Abstände zwischen den vielen Anlagen vorhanden ist, ist von es Bedeutung. Jedoch ist die Größe der Abstände eine unwesentliche Einflussgröße, solange sich alle WEA in einen angemessen Aufenthaltsraum befinden. [3, S. 6, 8 u. 14], [7], [9]

Die Erreichbarkeit des Windparks wird im wesentlichen vom Wetter und den daraus resultierenden Wellenhöhen bestimmt. Das führt dazu, dass Wartungsmaßnahmen an zwei Perioden im Jahr regelmäßig mit dem Boot durchgeführt werden: zwischen den Frühling bis Früh-Herbst; aber auch im Oktober und November. Somit sind die Anfahrten, die die Serviceboote bieten, begrenzt. Die höchste Erreichbarkeit bietet der Helikopter. Das Offshore-Wartungsschiff *Windforce 1* kann ab einer Wellenhöhe von 1,5 m das sichere Übersteigen vom Serviceboot auf die Anlage nicht gewährleisten. Wartungsmaßnahmen sind dennoch möglich, indem der Überstieg per Helikopter oder per Kran und Korb - von einem Installationsschiff vor Ort - vorgenommen wird. Trotz dessen kann nach vier Betriebsjahren nicht genau gesagt werden, an wie vielen Tagen pro Jahr Offshore-Arbeiten durchgeführt werden können. Die Arbeitsfähigkeit steigt mit neuen Servicebooten bzw. Installationsschiffen, die bei höheren Wellengängen die komplexen Arbeiten möglich machen. Die Wellen können beim Windpark **alpha ventus** eine Höhe bis zu 17 [62, S. 141] Meter erreichen. [2, S. 1], [4, S. 5], [45, S. 1]

Kommt es zur Eisbildung, treten Eiswarnsysteme in Kraft, welches unter anderem die Anlagen zum Stillstand bringen. Dadurch wird der Wartungsaufwand reduziert. Die Windenergieanlagen, die sich in der Nordsee befinden sind nicht vom Eisbefall betroffen, anders sieht es hingegen in der Ostsee aus. Besonders die Fundamente der zwölf Anlagen sind aufgrund des Golfstromeinflusses davon geschützt. [16, S. 291 u. 314]

Ein Blitzschutz sorgt dafür, dass es zu keinen Schäden der mechanischen und elektrischen Komponenten kommt. Bei den Instandhaltungsstrategien macht es jedoch keinen Unterschied ob es sich dabei um Onshore- oder Offshore-Anlagen handelt, denn das Hauptproblem ist hierbei die Höhe der Anlagen. Die Erklärungen zum Eisansatz, Blitz- und Brandschutz sind in Kapitel 2.4.1 gegeben. Die Tages- und Nachtkenzeichnungen werden gepflegt, um den Luftraum und Schifffahrtbereich zu sichern.

Die Abfallbehälter vor Ort werden während den Wartungsarbeiten gefüllt. Das Entleeren erfolgt über die Schiffe, die in regelmäßigen Zeitabständen die Gefäße zum Hafen transportieren. [73, S. 7]

Die verwendeten Baumaterialien müssen den rauen Bedingungen über die Jahre auf hoher See standhalten. Die Arbeitssicherheit wird in Form der vielen Trainingseinheiten, wie sie in Kapitel 4.3 gefordert werden, gewährleistet. Dazu dienen die BOSIET-, HUET-, Boat Landing & Crew Transfer Trainingseinheiten und der Berufstaucher. Die Anlagensicherheit dient dem Schutz des Menschen und berücksichtigt den Wellengang und das Arbeiten mit der Elektrizität. [49]

Eine Komplettinspektion erfolgt alle 4 Jahre. [45, S. 1]

Tabelle 4.9: Ausprägung des Windparks (mit Daten)

Ausprägung des Windparks	0	1	2	3	4	5
Küstenentfernung						X
Wetter						X
Arbeitssicherheit						X
Wellenhöhe					X	
Anlagensicherheit					X	
Abstände der WEA				X		
Verwendete Baumaterialien (Stoffdaten)				X		
Wassertiefe			X			
Abfallbehandlung			X			
Eisbildung	X					
Blitz- und Brandschutz	X					
Flugsicherheit	X					

[0 = Einfluss bezüglich der Instandhaltung, aufgrund des Windpark-Ortes, ist nicht vorhanden],

[5 = Einfluss bezüglich der Instandhaltung, aufgrund des Windpark-Ortes, ist hoch]



Je weiter sich die Gewichtung nach rechts verschiebt in Tabelle 4.9, desto höher ist die Priorität der Einflussgröße bezüglich der Instandhaltung. Die Ausprägung bezieht sich hauptsächlich auf **alpha ventus**. Folglich entstehen für unterschiedliche Windparks zugleich unterschiedlich-starke Prioritäten.

## 5 Handlungsempfehlung

Die Handlungsempfehlungen, die in diesem Kapitel entstehen, beziehen sich auf den Offshore-Windpark **alpha ventus**. Dieses Kapitel greift auf die erarbeiteten Tabellen in Kapitel 4 zurück und stellt diese gegenüber. Daraus resultieren Handlungsempfehlungen, die in verschiedenen Betrachtungsweisen eingeteilt sind. Folglich entsteht eine ausgefüllte Instandhaltungstabelle, welche die gesamten Komponenten den empfohlenen Instandhaltungsarten zuordnet.

Die erste Betrachtungsweise nimmt Bezug zur Ausfallhäufigkeit. Dort sind die Komponenten in ihrer Ausfallhäufigkeit unterteilt und einer Instandhaltungsart zugeordnet. Die dritte Betrachtungsweise veranschaulicht die Veränderungen bei Variationen der Windparkeigenschaften. Alternative Handlungsempfehlungen sind in der weiteren Betrachtungsweise eingeführt. Eine allgemeingültige Handlungsempfehlung ist in der zweiten Betrachtungsweise zu finden, die sich auf alle hier erwähnten Offshore-Windparks bezieht.

Entscheidend für den Verlauf der Handlungsempfehlungen sind die Einteilungen der Komponenten in den Gruppen *hoch*, *mittel* und *niedrig* – sei es bei der Ausfallhäufigkeit, der Reparaturdauer, den Ersatzteilkosten usw.

### 5.1 Erste Betrachtungsweise (Ausfallhäufigkeit)

Dieses Kapitel betrachtet die Selektierung zwischen Ausfallhäufigkeiten der jeweiligen Komponenten. Angelehnt sind die Werte aus der *Tabelle 4.6: Wartungseigenschaften* (mit Daten). Die Einflussgrößen Ausfallkosten, Korrosionsschutz, Personalkosten, Reparaturdauer und hohe Verfügbarkeit führen zu keinen speziellen Auffälligkeiten zwischen den Komponenten. Erst beim Betrachten der verbleibenden Einflussgrößen, wie (in diesem Fall) der Ausfallhäufigkeit, der Ersatzteilkosten und der Reparaturdauer kommt es zu Clusterbildungen.

Die Handlungsempfehlung ist in Form eines Diagramms dargestellt. Die Ausfallhäufigkeiten, die in diesem Kapitel betrachten werden, sind in den drei Gruppen *hoch*, *mittel* und *niedrig* zugeordnet. Vorhanden sind zwei verschiedene Aktionsfelder – die Verzweigungsstellen und die Entscheidungsfelder. An den Verzweigungsstellen finden Entscheidungen in Form von JA- und Nein-Abfragen statt. Nach dem Verfolgen der Pfeilrichtungen werden einer der drei Entscheidungen getroffen, die als Instandhaltungsmaßnahme für die jeweilige Komponente dienen.

Die Handlungsempfehlung beginnt mit der Frage, ob die Kernfunktion der WEA durch das Versagen der jeweiligen Komponente beeinträchtigt wird. Dadurch entsteht vorab eine Selektierung der Komponenten bezüglich ihrer Priorität, bevor die weitere Einteilung durchgeführt

wird. Darauf folgen die Abfrage nach der Ausfallhäufigkeit und die Zuordnung nach der geeigneten Überprüfungs­methode.

Die Reparaturkosten sowie die Ersatzteilkosten finden in dieser Handlungsempfehlung keine Verwendung. Da die Komponente zur Beeinträchtigung der WEA führt, ist eine Reparatur unabdingbar. Dabei entstehen Reparaturkosten bzw. Ersatzteilkosten, die aufgebracht werden müssen.

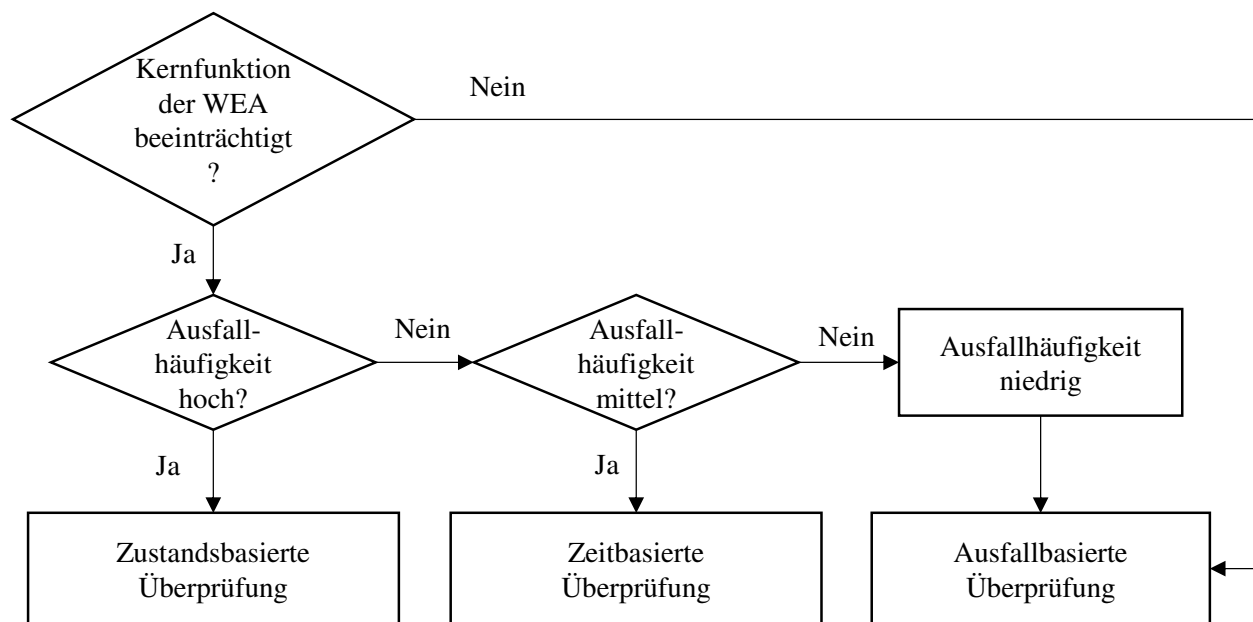


Abbildung 5.1: Beeinträchtigung der WEA (alpha ventus-Windpark); angelehnt an [69, S. 143]

Im Rahmen dieser Arbeit besitzen die Komponenten Getriebe (6,68 %), Generator (2,63 %) und Regelung (1,37 %) die höchste Ausfallhäufigkeiten. Eine zustandsbasierte Überprüfung, wie z. B. mit einem Condition Monitoring System, ist bei diesen Komponenten zu empfehlen.

Die Ausfallhäufigkeit *mittel* betrifft das Pitch System (0,93 %), das Rotorblatt (0,38 %), den Stromrichter (0,44 %), die Elektrik (0,22 %) und die Windrichtungsnachführung (0,05 %). Innerhalb von fünf Jahren wurden diese Daten ermittelt und in der Tabelle 4.6 zusammengefasst. Dies entspricht beim Aufsummieren der beteiligten Komponenten 37 von insgesamt 1825 Tagen. Die zustandsbasierte Überprüfung ist in diesem Fall eine kostspielige Variante und es empfiehlt sich die zeitbasierte Überprüfung einzuführen.

Das Bremssystem und die tragenden Teile sind nach der Fünf-Jahres-Auswertung von Tabelle 4.3 nicht von einem Ausfall betroffen. In Abbildung 5.1 ist aus diesem Grund die ausfallbasierte Überprüfung zu empfehlen. [42, S. 54]

## 5.2 Zweite Betrachtungsweise (zeitbasiert)

In Kapitel 5.1 entstanden einzelne Zuordnungen. Gleichwohl ist es möglich zwei Instandhaltungsstrategien für eine Komponente zu verfolgen. Das liegt vor allem daran, dass die Erreichbarkeit des Windparks **alpha ventus** stark vom Wetter beeinflusst ist. [45, S. 1]

Die Abbildung 4.3 im Kapitel **Wartungseigenschaften** zeigt, dass erste Reparaturmaßnahmen ungefähr ab dem fünften und sechsten Jahr, nach dem Errichten einer Anlage, durchgeführt werden oder vorherzusehen sind. Weitere Reparaturmaßnahmen anderer Komponenten treten dann in kürzeren Intervallen auf, wie in Tabelle 4.4 zu sehen. Sobald alle betroffenen Komponenten repariert sind und in ihren Ausgangszustand gebracht werden, beträgt der Abnutzungsvorrat wieder seinen ursprünglichen Wert. Dann ist damit zu rechnen, dass in ähnlicher Zeit wieder Mals Reparaturmaßnahmen erforderlich sind. [22]

Folglich entsteht aus dieser Abbildung und Tabelle eine Erkenntnis. Trotz durch schon vorher bestimmter Instandhaltungsstrategien, empfiehlt es sich in einem definierten Zeitfenster eine Komplettwartung durchzuführen. Dies führt zur Vorbeugung einzelner Ausfälle, angelehnt an den jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten. [22]

Es stellt sich die Frage, warum es eine Komplett- und nicht eine Teilwartung der gefährdeten Komponenten sein soll. Das ist dadurch zu begründen, dass nach längeren Zeitintervallen Fehlern in allen Bereichen möglich sind. Dabei handelt es sich vor allem um ungeplante Schäden und welche, die nicht von Fernwirkssystem erfasst werden können. Darüber hinaus wird die Chance des Vor-Ort-Seins genutzt und vorbeugende Maßnahmen getroffen, um kleinere Fehler oder Schäden frühzeitig (wenn möglich, vor Ort) auszubessern.

Die Wetterbedingungen erlauben es an zwei Zeitfenstern regelmäßige Wartungsarbeiten, mit dem Boot, an den Windenergieanlagen durchzuführen. Das erste Zeitfenster findet vom Frühling bis zum Früh-Herbst statt und das Zweite erlaubt die Wartung im Oktober und November. Ebenfalls die erwartete Lebensdauer von 20 Jahren der Windenergieanlagen wird berücksichtigt. [33], [45, S. 1]

Die drei Einflussgrößen bestimmen die zweiten Betrachtungsweise: den wiederholenden Eintrittswahrscheinlichkeiten ab dem fünften Jahr, den zwei zur Verfügung stehenden Zeitfenstern und letztlich der Lebensdauer von 20 Jahren.

Die Handlungsempfehlung, die daraus resultiert, ist eine zeitbasierte Instandhaltungsstrategie. Diese beinhaltet die Komplettwartung jeder Windenergieanlage alle vier Jahre. Da eine komplette Wartung aller zwölf Anlagen zeitintensiv ist, beginnt diese jeweils im Frühling.

### 5.3 Dritte Betrachtungsweise (Windparkausprägung)

Die Ausprägung des Windpark ist vor der ersten und zweiten Betrachtungsweise zu analysieren, jedoch findet die Erwähnung erst als dritte Betrachtungsweise statt. Denn mit den Einflussgrößen, vor allem dem Ort und den Witterungsbedingungen, gehen die Instandhaltungsstrategien einher. Dieses Kapitel stellt verschiedene Variationen der Windparkausprägung dar, greift auf die vorherigen Ergebnisse zurück und zeigt die daraus resultierenden Veränderungen der Handlungsempfehlungen.

*Die erste Betrachtungsweise verändert sich wie folgt, bei veränderter Windparkausprägung:* Die erste Veränderung betrachtet einen Nearshore-Windpark. Das sind Windparks, die sich in einem Bereich zwischen der Küste und einer Entfernung von ca. 5,4 km [41] befinden. Durch einen nahe gelegenen Servicehafen ist der Aufwand für das Erreichen einer Nearshore-Anlage stark reduziert, als bei einer OWEA. Außerdem sind Gewichtungen im Bereich Wassertiefe und Wellenhöhe vermindert, welches zum Vorteil ist. Das Aufsummieren der Ausfallhäufigkeitsgruppen *niedrig* und *mittel* ergibt 37 von 1825 Ausfalltagen. Die Werte sind der Tabelle 4.6 zu entnehmen. Die zeitbasierte Instandhaltung in Form einer Komplettwartung in Vier-Jahres-Intervallen wird weiterhin empfohlen. Fernerhin sind einzelne Anforderungen an den Arbeiter, wie das HUET-Training, der Berufstaucher und die Hell-Dunkel-Adaption vernachlässigbar. Die veränderten Bedingungen führen dazu, dass überwiegend mit einer ausfallbasierten Überprüfung gearbeitet wird, da die Anlagen jederzeit erreichbar für das Serviceteam sind. Die zustandsbasierte Überprüfung von den Komponenten Getriebe, Generator und Regelung ergeben sich aus folgendem Grund: Die Ausfallzeiten befinden sich am Höchsten und müssen dementsprechend überwacht werden. Außerdem ist eine Beeinträchtigung der Komponenten bezüglich der Leistung der Anlagen gegeben. Die Handlungsempfehlung ist in Abbildung 5.2 dargestellt. [69, S. 143]

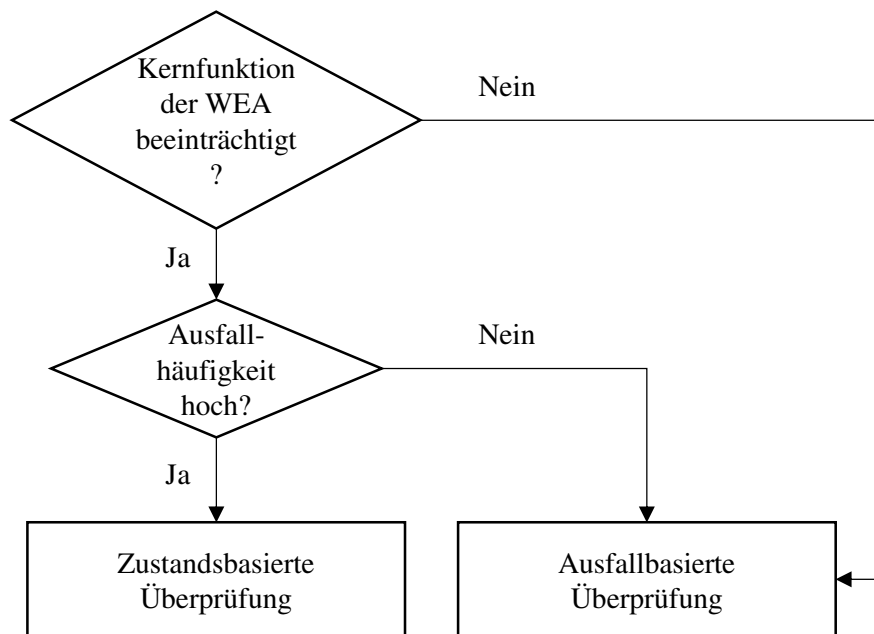


Abbildung 5.2: Nearshore Windpark; angelehnt an [69, S. 143]

Die zweite Veränderung betrachtet einen Farshore-Windpark, wobei es sich um Offshore-Windparks handelt. Jedoch beruht der Unterschied darauf, dass es sich, im Gegensatz zu **alpha ventus**, auf weiter entfernte Windparks bezieht. Ein Beispiel hierfür ist der WP Sandbank, welcher sich 100 km vom Basishafen entfernt befindet. [86, S. 1]

Aufgrund der erhöhten Entfernung, Wassertiefe und Wellenhöhe ist die vorrausschauende Planung erforderlich. Denn die Kosten für die Instandhaltung steigen mit zunehmender Entfernung auf dem Meer. Das betrifft unter anderem die Kosten für geeignete Schiffe, die dazugehörige Wartung, die Crew, die Verpflegung und den dazugehörigen Treibstoffkosten.

Das Ziel ist es, die Wartungseinsätze genauer zu koordinieren. Um dies zu bewerkstelligen, ist das Verwenden von zustandsbasierten Überprüfungen erforderlich. Abbildung 5.3 stellt die Handlungsempfehlung für die Farshore-Windparks dar. So ist ebenfalls eine zusätzliche zeitbasierte Instandhaltungsstrategie in Form einer Komplettwartung zu empfehlen. [69, S. 143]

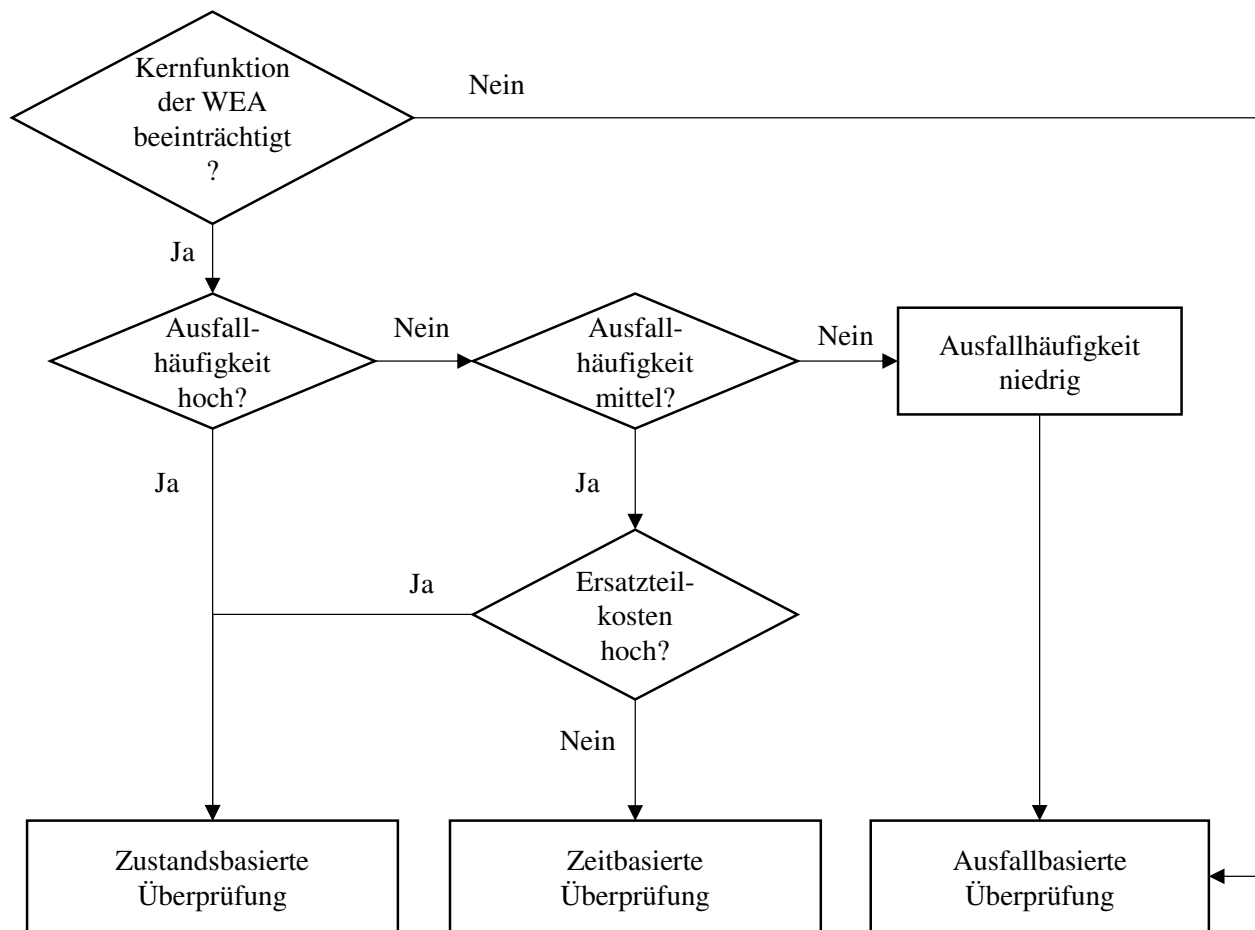


Abbildung 5.3: Farshore Windpark; angelehnt an [69, S. 143]

Ergänzend wird empfohlen einen Servicehafen zu errichten, welcher als Basisstation für den jeweiligen Windpark dienen soll. Der erforderliche Service- bzw. Basishafen, von dem aus die Facharbeiter ihre Anfahrt zum WP beginnen, sollte folgende Anforderungen erfüllen. Materialien werden in entsprechende Lagerhallen untergebracht, die die benötigten Lagerkapazitäten und Umschlagtechniken besitzen.

Dementsprechend ist ebenso die Verpflegung und Unterkunft für die Facharbeiter zu berücksichtigen. Außerdem benötigt der Servicehafen verschiedene Arten von Schiffstypen, wie Crew Transfer Vessels (CTV) und Kranhubschiffe. Aus diesem Grund sind die Schiffabmessungen auf ihre Zulässigkeit zu prüfen. Der Hafen sollte zudem die Anbindung zum Festland und somit die Versorgung aller nötigen Güter berücksichtigen. Des Weiteren sind Prüfstände einzurichten, um die Funktionstauglichkeit zu überprüfen und Instandsetzung von elementaren Komponenten durchzuführen. [85, S. 124f.], [91]

Die Handlungsempfehlung im Rahmen dieser Abschlussarbeit bezieht sich auf die Analyse der Windparkausprägung in Kapitel 4.4.

## 5.4 Instandhaltungstabelle

Durch die Kapiteln 5.1, 5.2 und 5.3 entstehen mehrere Strategien, wobei sich die ersten beiden auf den Windpark **alpha ventus** beziehen. Aus diesem Grund ist die Instandhaltungsstrategien aus Kapitel 5.1 hervorgehoben. Da Kapitel 5.2 eine allgemeine Betrachtungsweise der Instandhaltung bietet und für jegliche Variation der Windparkausprägung gültig, erfolgt keine zusätzliche Hervorhebung.

Die nachfolgende Tabelle zeigt alle ausgewählten Komponenten und Instandhaltungsarten an, die bereits in Kapitel 3.2 vorkommen und bietet somit eine überschaubare Gegenüberstellung.

Tabelle 5.1: Instandhaltungstabelle (mit Daten)

Instandhaltungstabelle			INSTANDHALTUNGSARTEN			
			Zustandsbasierte Instandhaltung	Condition Monitoring	Zeitbasierte Instandhaltung	Ausfallbasierte Instandhaltung
K A T E G O R I E	Mechanik	Getriebe	1 - 3N - 3F	1 - 3N - 3F	2	
		Rotorblatt	3F	3F	1 - 2	3N
		Pitch System			1 - 2 - 3F	3N
		Windrichtungsnachführung			1 - 2 - 3F	3N
		Tragende Teile (Fundament)			2	1 - 3N - 3F
		Tragende Teile (Turm)			2	1 - 3N - 3F
		Bremssystem			2	1 - 3N - 3F
	Elektrik	Generator	1 - 3N - 3F	1 - 3N - 3F	2	
		Regelung	1 - 3N - 3F	1 - 3N - 3F	2	
		Elektrik			1 - 2 - 3F	3N
Stromrichter				1 - 2 - 3F	3N	

[1 = Zuordnungen aus der ersten Betrachtungsweise], [2 = Zuordnungen aus der zweiten Betrachtungsweise], [3N bzw. 3F = Zuordnungen aus der dritten Betrachtungsweise, Nearshore-Windpark bzw. Farshore-Windpark]

Die Gewichtung ist linkszentriert. Das bedeutet, je weiter links sich die Gewichtung zu einer Instandhaltungsart getroffen ist, desto kosten- und zeitintensiver ist die Instandhaltungsmaßnahme bezüglich der jeweiligen Komponenten.

Die Zuordnungen aus der ersten und zweiten Betrachtung sind der Handlungsempfehlung für den Windpark **alpha ventus** zugeordnet (1 und 2). Für das Getriebe, den Generator und die Regelung bedeutet das somit, dass sie der zustandsbasierten und der zeitbasierten Instandhaltung zugeordnet sind.



## 5.5 Weitere Betrachtungen

### 5.5.1 Betrachtungen der Facharbeiter

In diesem Kapitel wird die Komponenten-Facharbeiter-Beziehung betrachtet. Die Beziehungen sind bewertet und analysiert. Dafür wird ein 5-Punkte-Bewertungs-System eingeführt. Die Anforderungen, die jeweils auf die Komponente zutreffen, sind entsprechend gewichtet. Die Bewertung der Komponenten-Facharbeiter-Beziehung ist in folgender Abbildung zu sehen:

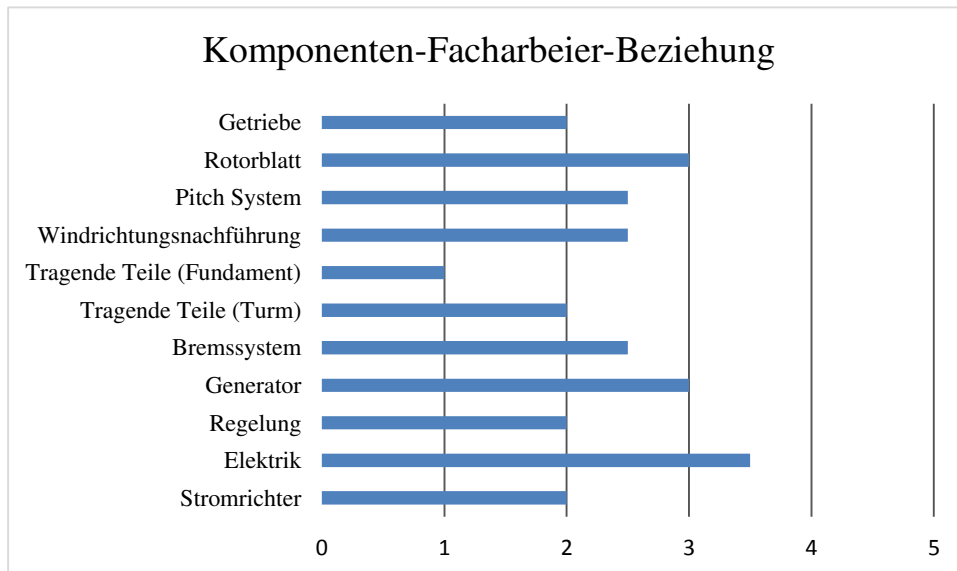


Abbildung 5.4: Bewertung der Komponenten-Facharbeiter-Beziehung

Die Durchschnittspunktzahlen der jeweiligen Ausfallhäufigkeitsgruppen lauten somit:

- Ausfallhäufigkeit hoch (Getriebe, Generator, Regelung) = 2,3 Punkte.
- Ausfallhäufigkeit mittel (Rotorblatt, Pitch System, Windrichtungsnachführung, Elektrik, Stromrichter) = 2,7 Punkte.
- Ausfallhäufigkeit niedrig (tragende Teile, Bremssystem) = 1,8 Punkte.

Die Auswertung dieser Beziehung ergibt jedoch kein eindeutiges Muster. Denn die meisten Komponenten halten sich im Bereich von zwei und drei Punkten auf. Eine Handlungsempfehlung, die auf die Bewertung der Komponenten-Facharbeiter-Beziehung bezogen ist, ist aus diesem Grund ausgeschlossen. Das Bewertungssystem ist im Anhang, in Tabelle 0.3, dargestellt.

Einzig das Rotorblatt, der Generator, die Elektrik und das Fundament schlagen etwas aus. Bezugnehmend zur Instandhaltungstabelle in Kapitel 5.4 trifft das auf den **alpha ventus**-Windpark und einem Farshore-Windpark zu. Und zwar sind die Komponenten, die eine erhöhte Punktzahl besitzen, wie das Rotorblatt und der Generator, einen erhöhten Instandhaltungsaufwand in Form der zustandsbasierten Instandhaltungsstrategie zugeordnet. Die Elektrik wird an dieser Stelle ausgeschlossen, da sie nicht zur Handlungsempfehlung anhand der Instandhaltungstabelle entsprechend zugeordnet ist.

## 5.5.2 Betrachtungen der Ersatzteil- und Reparaturkosten

Eine weitere, jedoch komplexere, Handlungsempfehlung ist in Abbildung 5.5. Das Diagramm beinhaltet die Reparaturkosten, die Ersatzteilkosten, die Ausfallhäufigkeiten und die Instandhaltungsarten. Das Betrachten der Handlungsempfehlung beginnt bei der Verzweigungsstelle *Reparaturkosten hoch?* und verläuft dann weiter nach unten.

Die zustandsbasierte Überprüfung kommt erst dann zum Einsatz, wenn erhöhte Bedingungen vorliegen. Ansonsten ist eher die zeitbasierte Überprüfung zu wählen. Im Rahmen dieser Arbeit sieht die Zuordnung der gewählten Komponenten wie folgt aus:

Der Generator und das Getriebe besitzen mittlere Reparaturkosten, werden jedoch im späteren Verlauf der zustandsbasierten Überprüfung zugeordnet. Beim Rotorblatt und dem Turm (tragende Teile) hingegen erfolgt die Zuordnung erst bei den erhöhten Reparaturkosten, jedoch enden sie bei der zeitbasierten Überprüfung.

Ferner ist das Pitch System, die Regelung, die Elektronik und der Stromrichter sind der zeitbasierten Überprüfung zugeordnet. Die Windrichtungsnachführung, das Fundament und das Bremssystem sind in der ausfallbasierten Überprüfung eingruppiert.

Ähnliche Anordnungen (Komponente zur Instandhaltungsart) sind vorhanden, wenn diese Betrachtungsweise mit der Ersten verglichen wird. Unterschiede treten lediglich bei der Regelung und bei der Windrichtungsnachführung auf.

Aufgrund der Komplexität und der dreifachen Betrachtung der Kosten (Reparaturkosten, Ersatzteilkosten und die Instandhaltungsarten) ist die Handlungsempfehlung nicht als erste Betrachtungsweise erwähnt. Übersichtlicher bleibt die bestehende erste und zweite Betrachtungsweise. Denn es erste Betrachtungsweise ermöglicht es mit einer einfacheren Instandhaltungsstrategie ans Ziel zu gelangen.

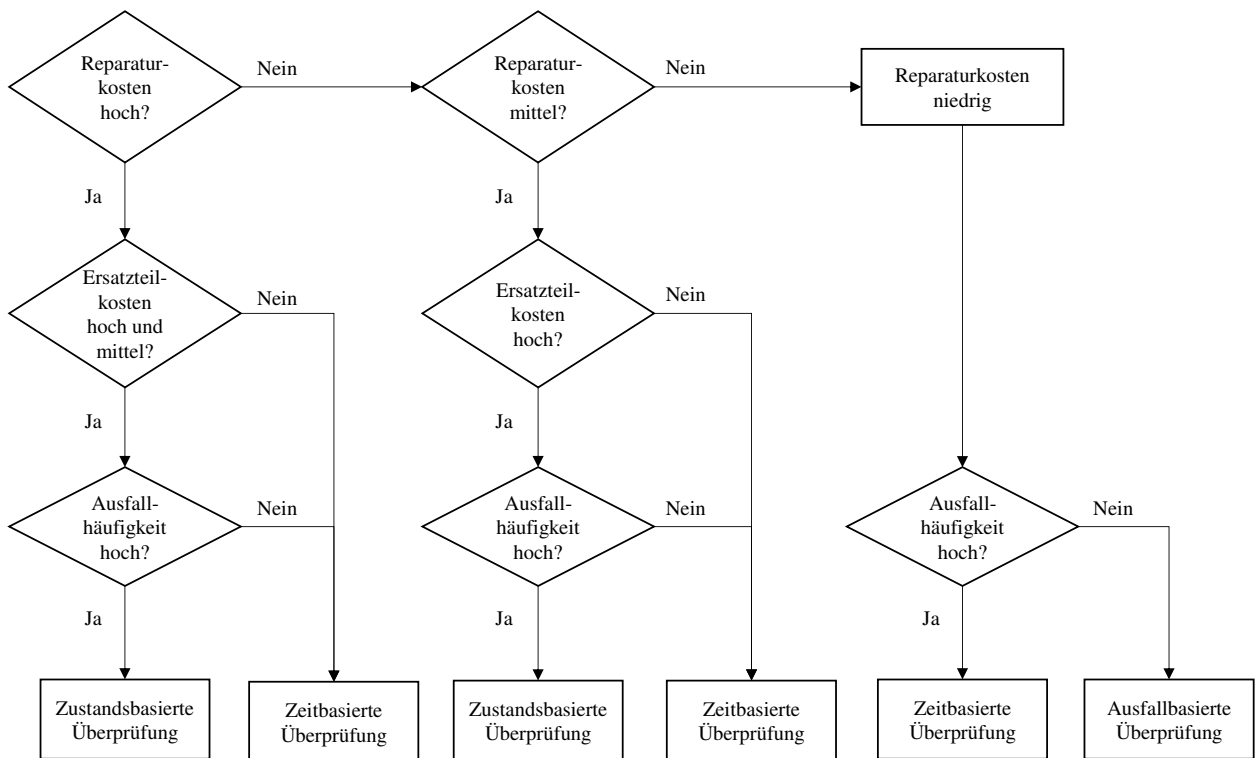


Abbildung 5.5: Kostenbezogene Handlungsempfehlung; angelehnt an [69, S. 143]

## 6 Zusammenfassung

Um ein Konzept für eine Instandhaltungsstrategie zu entwickeln, mussten zu Beginn alle elementaren Gruppen von Einflussgrößen ermittelt werden. Diese sind der Standort des Windparks, die Qualifikationen eines Facharbeiters, die Wartungseigenschaften und die Kosten. Demgemäß erfolgte eine Ansammlung von Einflussgrößen und deren Begründungen – für die Verwendung in der jeweiligen Gruppe – im dritten Kapitel dieser Abschlussarbeit. Die Entwürfe, die dabei entstanden, sind in Kapitel 4 gewertet und ausgefüllt. Das Ziel dieser Arbeit, eine Handlungsempfehlung bezüglich der Instandhaltung eines Offshore-Windparks zu veranschaulichen, ist im fünften Kapitel gegeben.

Die Handlungsempfehlungen, die aus dieser Arbeit resultieren, sind in den Kapiteln 5.1 bis 5.4 ausgearbeitet. Allerdings entstand eine weitere Handlungsempfehlung, mit welcher Offshore-Windparks strategisch instandgehalten werden können. Die Empfehlung bzw. Betrachtungsweise findet zwar eine Erwähnung, jedoch aufgrund der Komplexität wird diese Strategie als Zusatzmöglichkeit oder Alternativvorschlag angesehen.

*Die zu empfehlende Instandhaltungsstrategie lautet wie folgt:* Zu betrachten sind vor allem die Komponenten, die die Kernfunktion einer WEA beeinträchtigen, sofern sie ausfallen. Anschließend erfolgt die Zuordnung zu den passenden Instandhaltungsstrategien. Die Zuordnung erfolgt durch die Einteilung der Ausfallhäufigkeitsgruppen *hoch*, *mittel* und *niedrig*. Komponenten, die die Kernfunktion bei einem Ausfall nicht beeinträchtigen werden direkt der ausfallbasierten Überprüfung eingeteilt. Hinzu kommt eine regelmäßige Untersuchung in Form einer kompletten Wartung der WEA in einem Zeitintervall von vier Jahren. Diese Handlungsempfehlungen beziehen sich ausschließlich auf den Windpark **alpha ventus**.

Bei veränderten Windparkeigenschaften, entstehen unterschiedliche Empfehlungen, die in Kapitel 5.3 betrachtet sind. Sowohl Kapitel 5.3 als auch 5.5 werden ebenso in Kombination mit der Komplettwartung verwendet. Außerdem wird die Errichtung eines Servicehafens empfohlen, welches die Basisstation an Land sein soll.

## 7 Ausblick

### 7.1 Kritische Betrachtung

Entscheidend für den Ausgang der Instandhaltungsstrategien sind die jeweiligen Zuordnungen der Einflussgrößen in den Kategorien *hoch*, *mittel* und *niedrig*. Das betrifft die Wartungseigenschaften-Tabelle 4.6. Je nach WEA-Betreiber, Offshore-Windenergieanlagen und Offshore-Windpark kann sich die Zuordnung in den Kategorien (hoch, mittel und niedrig) verändern.

Des Weiteren greift diese Bachelorarbeit auf allgemeine Daten zu, die im Internet verfügbar sind. Explizite Betriebsdaten zum Windpark **alpha ventus** liegen nicht vor. Trotz dessen zeigt Kapitel 4.1 (Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2), dass das Verhältnis der Zahlenwerte übernommen werden können. Die WEA-Betreiber, WEA-Hersteller und Dienstleister werden diesbezüglich genauere Betriebsdaten zur Verfügung stehen haben. [46, S. 871f.]

Darüber hinaus ist in Kapitel 4.4 erwähnt, dass ist in meisten Fällen Schiffe anstatt Helikopter zum Einsatz kommen. Es stellt sich die Frage ab welcher Entfernung zur Küste und Anlagenzahl der Einsatz welches Transportmittels zu bevorzugen ist. Bei **alpha ventus** tendieren die Betreiber zu Einsätzen von Schiffen. Kostenfaktoren sind der Treibstoff, die Beschaffung (Mieten oder Kaufen) und die Kapazität von Person, Materialien und Werkzeugen. [76, S. 1], [85, S. 133]

### 7.2 Fazit

Entscheidend sind in dieser Arbeit nicht die absoluten Werte jeglicher Tabellen, sondern die Methodik, die verwendet wird, um ans Ziel zu langem. Das heißt, um eine möglichst genaue Instandhaltungsstrategie zu entwickeln, müssen alle elementaren Gruppen von Einflussgrößen berücksichtigt werden. Als Ergebnis hebt sich hervor, dass Rotorblätter in der Regel mit einem Condition Monitoring System überwacht werden. Das Ergebnis dieser Arbeit ordnet die Komponente Rotorblatt jedoch immer der zeitbasierten Überprüfung zu, aufgrund der geringen Ausfallhäufigkeit. [38], [71]

Die Möglichkeit, Offshore-Windparks regelmäßig zu warten, ist vorhanden. Die Anzahl an Tagen, an dem eine Wartung auf offener See durchgeführt werden kann, steigt mit neuer Technology. Dies geschieht durch geeigneteren bzw. neueren Schiffen und Helikoptern.

## Literaturverzeichnis

- [1] **Aachener Kolloquium für Instandhaltung, Diagnose und Anlagenüberwachung - Institut für Bergwerks- und Hüttenmaschinenkunde (AKIDA)**. Autor: Dipl.-Ing. Berthold Hahn, Dipl.-Ing. Axel Ringhandt, Dipl.-Ing. Alexander Schubert, Dipl.-Geophys. Volker Schulz und Dr. Walter Sucrow. Instandhaltung von Windkraftwerken: Können konventionelle Kraftwerke Vorbild sein?. 15. November 2006 [Zugriff am: 12. Juni 2015]. Verfügbar unter: [http://www.8p2.de/downloads/2006-11-15\\_Instandhaltung\\_von\\_Windkraftwerken\\_bh\\_Akida.pdf](http://www.8p2.de/downloads/2006-11-15_Instandhaltung_von_Windkraftwerken_bh_Akida.pdf)
- [2] **alpha ventus**. Betrieb. [Zugriff am: 03. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=101>
- [3] **alpha ventus**. Ein Offshore-Windpark entsteht. [Zugriff am: 23. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://www.alpha-ventus.de/fileadmin/user\\_upload/Broschuere/av\\_Broschuere\\_deutsch\\_web\\_bmu.pdf](http://www.alpha-ventus.de/fileadmin/user_upload/Broschuere/av_Broschuere_deutsch_web_bmu.pdf)
- [4] **alpha ventus**. FACT-SHEET. Dezember 2012 [Zugriff am: 23. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://www.alpha-ventus.de/fileadmin/user\\_upload/av\\_Factsheet\\_de\\_Dez2012.pdf](http://www.alpha-ventus.de/fileadmin/user_upload/av_Factsheet_de_Dez2012.pdf)
- [5] **alpha ventus**. Forschung. [Zugriff am: 01. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=129>
- [6] **alpha ventus**. Gemeinsame Rettungskette auf See vereinbart. 22. Mai 2015 [Zugriff am: 06. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=144>
- [7] **alpha ventus**. Lageplan und technische Zeichnung alpha ventus (Archiv: AREVA Wind M5000). April 2009 [Zugriff am: 03. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=120>
- [8] **alpha ventus**. Lageplan und technische Zeichnung alpha ventus (Archiv: Lageplan). September 2007 [Zugriff am: 02. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=120>
- [9] **alpha ventus**. Lageplan und technische Zeichnung alpha ventus (Archiv: Senvion 5M). April 2009 [Zugriff am: 03. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=120>
- [10] **alpha ventus**. Technik. [Zugriff am: 03. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=120>
- [11] **alpha ventus**. Überblick. [Zugriff am: 03. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.alpha-ventus.de/>

- [12] **Aus- und Fortbildungszentrum Rostock GmbH (AFZ)**. Ausbildung zum Rettungsbootmann für schnelle Bereitschaftsboote - Fast Rescue Boat Training. [Zugriff am: 23. Mai 2015]. Verfügbar unter: <http://www.afz-rostock.de/wContent/bildungsangebote/schiffahrtsschule/stcw-ausbildung/fast-rescue-boat.php>
- [13] **Berufs- und Wirtschaftspädagogik - online (bwp)**. Autor: Michael Reinhold und Christian Land. Instandhaltung von Windenergieanlagen: Neue Herausforderungen, neue Berufe?. 18. Dezember 2011 [Zugriff am: 20. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://www.bwpat.de/ht2011/ft08/reinhold\\_lang\\_ft08-ht2011.pdf](http://www.bwpat.de/ht2011/ft08/reinhold_lang_ft08-ht2011.pdf)
- [14] **Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medizinerzeugnisse (BG ETEM)**. Autor: Timo Behnke. Windenergieanlagen: Informationsschrift und aktuelle Entwicklungen. 17. September 2013 [Zugriff am: 16. Juli 2015]. Verfügbar unter: [http://www.linowsee.de/media/files/fachtagung-windenergie-2013/6-fachtagung-17\\_09\\_-18\\_09\\_2013/Behnke.pdf](http://www.linowsee.de/media/files/fachtagung-windenergie-2013/6-fachtagung-17_09_-18_09_2013/Behnke.pdf)
- [15] **Berufsgenossenschaft Holz und Metall (BGHM)**. PSA im Offshore-Bereich: Stellungnahme Fachbereich „Persönliche Schutzausrüstungen“. [Zugriff am: 25. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://www.bghm.de/fileadmin/user\\_upload/Seminare/Veranstaltungen/Werftentagung/Infoblatt\\_PSA\\_offshore-fin.pdf](http://www.bghm.de/fileadmin/user_upload/Seminare/Veranstaltungen/Werftentagung/Infoblatt_PSA_offshore-fin.pdf)
- [16] **Böttcher, J.** Handbuch Offshore-Windenergie: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte. 1. Auflage. Oldenbourg Verlag. 2013
- [17] **Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)**. Nordsee: Festlandsockel / ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ). 12. März 2009 [Zugriff am: 17. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/ContisKarten/NordseeDeutscherFestlandsockelAWZ.pdf>
- [18] **Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)**. Nordsee: Offshore Windparks. 16. Juni 2015 [Zugriff am: 17. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/ContisKarten/NordseeOffshoreWindparksPilotgebiete.pdf>
- [19] **Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)**. Ostsee: Offshore Windparks. 06. Mai 2015 [Zugriff am: 17. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/ContisKarten/OstseeOffshoreWindparksPilotgebiete.pdf>

- [20] **Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz.** Verordnung über die Arbeitszeit bei Offshore-Tätigkeiten (Offshore-Arbeitszeitverordnung - Offshore-ArbZV). 07. Juli 2013 [Zugriff am: 15. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/offshore-arbzv/gesamt.pdf>
- [21] **Bundesministerium für Arbeit und Soziales (BMAS).** Offshore-Arbeitszeitverordnung in Kraft getreten. 24. April 2013 [Zugriff am: 12. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.bmas.de/DE/Themen/Arbeitsrecht/Meldungen/verordnung-arbeitszeit-offshore.html>
- [22] **Bundesverband WindEnergie.** Aufwand für Reparaturen. 2002 [Zugriff am: 04. Juni 2015]. Verfügbar unter: [https://www.wind-energie.de/system/files/images/page/2011/wartung-und-instandhaltung/wartung\\_0.jpg](https://www.wind-energie.de/system/files/images/page/2011/wartung-und-instandhaltung/wartung_0.jpg)
- [23] **Bundesverband WindEnergie.** Betriebsführung und Überwachung (SCADA und CMS). [Zugriff am: 18. Mai 2015]. Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/infocenter/technik/betrieb/betriebsfuehrung-und-ueberwachung>
- [24] **Bundesverband WindEnergie.** Entwicklung eines Hindernisbefeuereungskonzeptes zur Minimierung der Lichtemission an On- und Offshore-Windenergieparks und -anlagen unter besonderer Berücksichtigung der Vereinbarkeit der Aspekte Umweltverträglichkeit sowie Sicherheit des Luft- und Seeverkehrs (HiWUS). September 2008 [Zugriff am: 06. Juli 2015]. Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/press-release/2008/bwe-effizientere-befuehrung-verschafft-der-windenergie-land-mehr-akzeptanz/hiwus-2008-09-01-teil1.pdf>
- [25] **Bundesverband WindEnergie.** Leistungsbegrenzung und -regelung. [Zugriff am: 10. Juni 2015]. Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/en/node/258>
- [26] **Bundesverband WindEnergie.** Offshore. [Zugriff am: 30. Juni 2015]. Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/themen/offshore>
- [27] **Bundesverband WindEnergie.** Autor: Wolfram Axthelm. Offshore-Windenergie: Ausbau schreitet voran. 10 Juli 2014 [Zugriff am: 29. Juli 2015]. Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/2014/offshore-windenergie-ausbau-schreitet-voran>
- [28] **Bundesverband WindEnergie.** Vergütungsrechner EEG 2014. [Zugriff am: 30. Juni 2015]. Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/verguetung>



- [29] **Deutsche Gesellschaft für Maritime Medizin e.V. (DGMM)**. Ärztliche Eignungsuntersuchungen bei Arbeitnehmern auf Offshore-Windenergieanlagen und Plattformen. Mai 2012 [Zugriff am: 15. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://www.maritimemedizin.de/Publikationen/leitlinien/Offshore\\_Empfehlung\\_2012.pdf](http://www.maritimemedizin.de/Publikationen/leitlinien/Offshore_Empfehlung_2012.pdf)
- [30] **Deutsche WindGuard GmbH**. Autor: Silke Lüers, Dr.-Ing. Knud Rehfeldt und Anna-Kathrin Wallasch. Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. November 2013 [Zugriff am: 27. Mai 2015]. Verfügbar unter: <http://www.vdma.org/documents/106078/913186/Langfassung%20Studie.pdf/4905f857-9892-450a-9cd1-e34569452841>
- [31] **Deutsche WindGuard GmbH**. Autor: Silke Lüers und Anna-Kathrin Wallasch. Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland. 31. Dezember 2014 [Zugriff am: 29. Juli 2015]. Verfügbar unter: [http://www.windguard.de/\\_Resources/Persistent/22934d3f972a0810d0d52c8c2b47ac5dcf7fef68/Zusatzauswertung-Status-des-Offshore-Windenergieausbaus-in-Deutschland-Jahr-2014-korr.pdf](http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/22934d3f972a0810d0d52c8c2b47ac5dcf7fef68/Zusatzauswertung-Status-des-Offshore-Windenergieausbaus-in-Deutschland-Jahr-2014-korr.pdf)
- [32] **Deutsches Institut für Normung e. V.** 31051:2012-09 (DIN). Grundlagen der Instandhaltung
- [33] **Deutsches Windenergie-Institut GmbH (DEWI)**. Autor: D. Kühnel und T. Neumann. Online Load Monitoring on AREVA M5000 Wind Turbine at alpha ventus. 7-8. November 2012 [Zugriff am: 09. Mai 2015]. Verfügung unter: [http://www.dewi.de/dewi\\_res/fileadmin/pdf/publications/Publikations/P10\\_13\\_Kuehn-el.pdf](http://www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/publications/Publikations/P10_13_Kuehn-el.pdf)
- [34] **Deutschlandradio Kultur**. Autor: Franziska Rattei. Training für Offshore-Arbeiter: Überleben im Ernstfall auf dem Meer. 18. Oktober 2014 [Zugriff am: 12. Juni 2015]. Verfügbar unter: [http://www.deutschlandradiokultur.de/training-fuer-offshore-arbeiter-ueberleben-im-ernstfall-auf.2165.de.html?dram:article\\_id=300654](http://www.deutschlandradiokultur.de/training-fuer-offshore-arbeiter-ueberleben-im-ernstfall-auf.2165.de.html?dram:article_id=300654)
- [35] **Dict.cc**. [Zugriff am: 06. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://dela.dict.cc/?s=Wind>
- [36] **Enercon GmbH**. Windblatt. Januar 2009 [Zugriff am: 13. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.enercon.de/p/downloads/windblatt-0109-dt.pdf>
- [37] **Energiespektrum**. Wachsaames Ohr für Windkraftanlagen. März 2003 [Zugriff am: 18. Mai 2015]. Verfügbar unter: <http://www.energiespektrum.de/index.cfm?pid=1705&pk=5925#.VTZ38JPw8vQ>

- [38] **Erneuerbare Energien: Das Magazin.** Autor: Christoph Bayer. Automatische Rotorblattenteisung. 18. September 2013 [Zugriff am: 27. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.erneuerbareenergien.de/automatische-rotorblattenteisung/150/434/73010/>
- [39] **Fachhochschule der Diakonie.** Glossar. [Zugriff am: 04. August 2015]. Verfügbar unter: <http://www.fh-diakonie.de/cms/241#M>
- [40] **Falck: Safety Services.** Helicopter Underwater Escape Training inclusiv EBS. [Zugriff am: 24. Mai 2015] Verfügbar unter: [www.falck.de/de/safety-services/kurseundkompetenzen/offshore/helicopterunderwaterscapetraininginlebs](http://www.falck.de/de/safety-services/kurseundkompetenzen/offshore/helicopterunderwaterscapetraininginlebs)
- [41] **Forschungs-Informationssystem für Mobilität und Verkehr (FIS).** Charakteristika von Standorten für On- und Offshore-Windparks. 20. Februar 2013 [Zugriff am: 17. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.forschungsinformationssystem.de/servlet/is/405524/>
- [42] **Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).** Windenergie Report Deutschland 2012. [Zugriff am: 13. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn\\_nbn\\_de\\_0011-n-238578-13.pdf](http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-238578-13.pdf)
- [43] **Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).** Windenergie Report Deutschland 2014. [Zugriff am: 17. Juni 2015]. Verfügbar unter: [http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windenergie\\_Report\\_2014.pdf](http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windenergie_Report_2014.pdf)
- [44] **Geitmann, S.** Erneuerbare Energien: Mit neuer Energie in die Zukunft. 1. Auflage. Hydrogeit Verlag. 2010
- [45] **GOEGL, A.** [E-Mail]. RE: AW: alpha ventus. 22. Juni 2015 [Zugriff am: 22. Juni 2015]. Message-ID: Alexandra.Goegl@br.de
- [46] **Hau, E.** Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 5. Auflage. Springer Vieweg. 2014
- [47] **Heise online: IT-News, Nachrichten und Hintergründe.** Alpha-Ventus Ahoi. Februar 2010 [Zugriff am: 19. Mai 2015]. Verfügbar unter: <http://www.heise.de/tr/artikel/Alpha-Ventus-Ahoi-986093.html?seite=3>
- [48] **HOCHTIEF Solutions AG.** Autor: Stefan Hannen. Pressemitteilung: HOCHTIEF Solutions stellt weiteres Offshore-Kranhubschiff in Dienst. 12. Dezember 2013 [Zugriff am: 30. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.hochtief.de/hochtief/pdfservice/9507>
- [49] **Hoepfner: Umwelt Schutz Beratung.** Anlagensicherheit. [Zugriff am: 07. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.hoepfner.de/schutz/anlagensicherheit/>

- [50] **Hoerotec: Hoehenarbeit und Rotortechnik.** Rotorblattwartung. [Zugriff am: 13. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.hoerotec.de/de/rotorblattwartung>
- [51] **Hoerotec: Hoehenarbeit und Rotortechnik.** Rotorblattwartung. [Zugriff am: 13. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.hoerotec.de/de/rotorblattwartung>
- [52] **Instandhaltung: Das Fachmagazin.** OFFSHORE-ANLAGEN: Instandhaltung offshore. [Zugriff am: 30. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.instandhaltung.de/instandhaltung-offshore/>
- [53] **ISC Training & Assembly GmbH.** [Zugriff am: 19. Mai 2015]. Verfügbar unter: <http://www.isc-ta.com/index.php?site=index>
- [54] **ISC Training & Assembly GmbH.** BOSIET Offshore Training. [Zugriff am: 19. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://www.isc-ta.com/index.php?site=c\\_bosiet\\_offshore\\_training](http://www.isc-ta.com/index.php?site=c_bosiet_offshore_training)
- [55] **ISC Training & Assembly GmbH.** Elektrofachkraft für festgelegte Tätigkeiten. [Zugriff am: 03. August 2015]. Verfügbar unter: <http://www.isc-ta.com/training/elektrofachkraft-fuer-festgelegte-taetigkeiten.html>
- [56] **ISC Training & Assembly GmbH.** Elektrotechnisch unterwiesene Person. [Zugriff am: 03. August 2015]. Verfügbar unter: <http://www.isc-ta.com/training/elektrotechnisch-unterwiesene-person.html>
- [57] **ISC Training & Assembly GmbH.** Erste Hilfe Ausbildung. [Zugriff am: 25. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://www.isc-ta.com/index.php?site=c\\_first\\_aid\\_training](http://www.isc-ta.com/index.php?site=c_first_aid_training)
- [58] **ISC Training & Assembly GmbH.** Ersthelfer Offshore nach BG Empfehlung. [Zugriff am: 25. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://www.isc-ta.com/index.php?site=c\\_first\\_aid\\_offshore](http://www.isc-ta.com/index.php?site=c_first_aid_offshore)
- [59] **ISC Training & Assembly GmbH.** Fachkunde zum Freimessen. [Zugriff am: 02. August 2015]. Verfügbar unter: <http://www.isc-ta.com/training/fachkunde-zum-freimessen.html>
- [60] **ISC Training & Assembly GmbH.** PSA gegen Absturz. [Zugriff am: 19. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://www.isc-ta.com/index.php?site=c\\_ppe\\_safety\\_training](http://www.isc-ta.com/index.php?site=c_ppe_safety_training)
- [61] **ISC Training & Assembly GmbH.** Rettung aus beengten Räumen und Rotornaben. [Zugriff am: 19. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://www.isc-ta.com/index.php?site=c\\_confined\\_spaces](http://www.isc-ta.com/index.php?site=c_confined_spaces)
- [62] **Jensen, D. und Koenemann, D.** ALPHA VENTUS: Unternehmen Offshore Operation offshore. 3. Auflage. Bielefelder Verlag. 2010

- [63] **Konstruktion.de**. Autor: Dr. John Coultate. Eine zustandsbasierte Instandhaltung sorgt für mehr Wertschöpfung. 09. Oktober 2013 [Zugriff am: 18. Mai 2015]. Verfügbar unter: <http://www.konstruktion.de/allgemein/eine-zustandsbasierte-instandhaltung-sorgt-fur-mehr-wertschopfung/>
- [64] **Leidinger, B.** Wertorientierte Instandhaltung: Kosten senken, Verfügbarkeit erhalten. 1. Auflage. Springer Gabler. 2014
- [65] **Nuklearia: Für moderne und sichere Kernenergie.** Nutzungsgrad-Wirkungsgrad-Volllaststunden?! Einige physikalische Definitionen. 31. Juli 2012 [Zugriff am: 30. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://nuklearia.de/2012/07/31/nutzungsgrad-wirkungsgrad-volllaststunden/>
- [66] **Offshore-Trainings- und Entwicklungs-Cluster Base GmbH & Co. KG (OffTEC).** Ausbildungszentrum für die Windenergie. [Zugriff am: 16. Juli 2015]. Verfügbar unter: [http://www.offtec.de/fileadmin/redaktion/downloads/OffTEC-Imagebroschuere\\_DEU.pdf](http://www.offtec.de/fileadmin/redaktion/downloads/OffTEC-Imagebroschuere_DEU.pdf)
- [67] **Offshore-Windenergie.net.** Berufsgruppen. [Zugriff am: 18. Juni 2015]. Verfügbar unter: <http://www.offshore-windenergie.net/component/content/article/90-wirtschaft/fachkraefte-ausbildung/138-berufsgruppen>
- [68] **Offshore-Windenergie.net.** Fachkräftebedarf & Ausbildungswege. [Zugriff am: 19. Mai 2015]. Verfügbar unter: <http://www.offshore-windenergie.net/wirtschaft/fachkraefte-ausbildung/fachkraeftebedarf-ausbildungswege>
- [69] **Pawellek, G.** Integrierte Instandhaltung und Ersatzteillogistik: Vorgehensweisen, Methoden, Tools. 1. Auflage. Springer Vieweg. 2013
- [70] **Prueftechnik Dieter Busch AG.** Condition Monitoring an Windenergieanlagen. [Zugriff am: 18. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://www2.pruftechnik.com/fileadmin/user\\_upload/COM/Condition\\_Monitoring/Products/Online\\_Systems/VIBROWEB\\_XP/Brochure/PRUFTECHNIK\\_WindBroschuere\\_de.pdf](http://www2.pruftechnik.com/fileadmin/user_upload/COM/Condition_Monitoring/Products/Online_Systems/VIBROWEB_XP/Brochure/PRUFTECHNIK_WindBroschuere_de.pdf)
- [71] **Prueftechnik Dieter Busch AG.** Die Kunst, niederfrequente Schwingungen zu messen. [Zugriff am: 27. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.pruftechnik.com/de/top/presse/editorials/vibguard-xp-niederfrequente-schwingungen.html>
- [72] **Quaschnig, V.** Erneuerbare Energien und Klimaschutz: Hintergründe - Techniken und Planung - Ökonomie und Ökologie - Energiewende. 3. Auflage. Carl Hanser Verlag. 2013

- [73] **REETEC**. Wartung und Instandhaltung von on- und offshore Windenergieanlagen (WEA) - Vergleich - Einschätzung - offene Fragen. 2003 [Zugriff am: 06. Juli 2015]. Verfügbar unter: [http://www.fk-wind.de/SUUMA/Wartung\\_Vergleich.pdf](http://www.fk-wind.de/SUUMA/Wartung_Vergleich.pdf)
- [74] **REpower Systems AG (jetzt Senvion SE)**. Autor: Kathrin Hanke. 5M. Oktober 2004 [Zugriff am: 02. Juni 2015]. Verfügbar unter: [http://www.besco.de/5m\\_de.pdf](http://www.besco.de/5m_de.pdf)
- [75] **Schenk, M.** Instandhaltung technischer Systeme: Methoden und Werkzeuge zur Gewährleistung eines sicheren und wirtschaftlichen Anlagebetriebs. 1. Auflage. Springer Verlag. 2010
- [76] **SEIBERT, V. H.** [E-Mail]. Re: Neugier. 29. Mai 2015 [Zugriff am: 16. Juli 2015]. Message-ID: v.seibert@isc-ta.com
- [77] **SEIBERT, W.** [E-Mail]. Re: Bedeutung von ISC. 19. Mai 2015 [Zugriff am: 12. Juli 2015]. Message-ID: w.seibert@isc-ta.com
- [78] **Steady Climbing GmbH: Industrieklettern**. G41. [Zugriff am: 01. Juni 2015]. Verfügbar unter: [www.steady-climbing.de/wordpress/wp-content/ausbildung/g41/](http://www.steady-climbing.de/wordpress/wp-content/ausbildung/g41/)
- [79] **Steffel: Kathodischer Korrosionsschutz**. Kathodischer Korrosionsschutz von Hafen- und Offshoreanlagen. [Zugriff am: 01. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://kks.de/de/loesungen/kks-fuer-hafen-offshoreanlagen/>
- [80] **The Wind Power: Wind Energy Market Intelligence**. 5M. November 2014 [Zugriff am: 02. Juni 2015]. Verfügbar unter: [http://www.thewindpower.net/turbine\\_de\\_14\\_repower\\_5000.php](http://www.thewindpower.net/turbine_de_14_repower_5000.php)
- [81] **The Wind Power: Wind Energy Market Intelligence**. M5000-116. April 2015 [Zugriff am: 02. Juni 2015]. Verfügbar unter: [http://www.thewindpower.net/turbine\\_de\\_326\\_areva\\_5000.php](http://www.thewindpower.net/turbine_de_326_areva_5000.php)
- [82] **Thomsen, K.** OFFSHORE WIND: A Comprehensive Guide to Successful Offshore Wind Farm Installation. 1. Auflage. Elsevier Inc. 2012
- [83] **Universität Bremen: Institut Technik und Bildung**. Autor: Torsten Grantz und Frank Molzow-Voit. Qualifizierungsnotwendigkeiten und -ansätze für Fachkräfte im Windenergiesektor – Ein Beitrag zur Berufsbildung für eine nachhaltige Entwicklung. 2013 [Zugriff am: 12. Juni 2015]. Verfügbar unter: [http://www.bwpat.de/ht2013/ws10/grantz\\_molzow-voit\\_ws10-ht2013.pdf](http://www.bwpat.de/ht2013/ws10/grantz_molzow-voit_ws10-ht2013.pdf)
- [84] **Universität Stuttgart**. Autor: Monika Weis. Aufbau und Analyse von Offshore – Windkraftwerken. 2002/2003 [Zugriff am: 11. Juni 2015]. Verfügbar unter: [http://www.uni-stuttgart.de/si/stb/stb\\_lehre/ws02\\_03/offshore/pdf/07.pdf](http://www.uni-stuttgart.de/si/stb/stb_lehre/ws02_03/offshore/pdf/07.pdf)

- [85] **Universitätsverlag der Technischen Universität Berlin (TU Berlin)**. Autor: Gerd Holbach, Christopher Stanik und Carsten Eckert. Maritime Lösungen für die Offshore-Windparkversorgung. 25. Mai 2015 [Zugriff am: 18. Juli 2015]. Verfügbar unter: [https://opus4.kobv.de/opus4-tuberlin/files/3776/tagungsband\\_offshore\\_windparkversorgung.pdf](https://opus4.kobv.de/opus4-tuberlin/files/3776/tagungsband_offshore_windparkversorgung.pdf)
- [86] **Vattenfall GmbH. Das Windpark-Gebiet Sandbank**. [Zugriff am: 17. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://corporate.vattenfall.de/uberuns/geschäftsfelder/erzeugung/bauprojekte/sandbank/>
- [87] **Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (Vde)**. Autor: Prof. Dr.-Ing. Scheibe, Dipl.-Ing Tobias Gehlhaar und Dipl.-Ing. Bernd Fritze. Blitzschutzmaßnahmen an einer Windenergieanlage der 2,5 MW-Klasse für Offshoreanlagen. [Zugriff am: 04. Juli 2015]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/Ausschuesse/Blitzschutz/Publ/beitraege/Documents/BlitzschutzWEA1.pdf>
- [88] **Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (Vde)**. Rotorblätter für Windkraftanlagen. [Zugriff am: 18. Mai 2015]. Verfügbar unter: <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Rotorblaetter.aspx>
- [89] **Windenergie Agentur - Das Netzwerk für Windenergie (WAB)**. Ausbildung in der Windenergiebranche. [Zugriff am: 20. Mai 2015]. Verfügbar unter: [http://wab.net/index.php?option=com\\_content&view=article&id=476&Itemid=151&lang=de](http://wab.net/index.php?option=com_content&view=article&id=476&Itemid=151&lang=de)
- [90] **Windenergie Agentur - Das Netzwerk für Windenergie (WAB)**. Autor: Dr. Norbert Schwieters, Dr. Thomas Ull und Ronny Meyer. Volle Kraft aus Hochseewind. Januar 2012 [Zugriff am: 17. Juni 2015]. Verfügbar unter: [http://www.energieregion.nrw.de/\\_database/\\_data/datainfopool/WAP\\_Studie\\_Offshore\\_120208.pdf](http://www.energieregion.nrw.de/_database/_data/datainfopool/WAP_Studie_Offshore_120208.pdf)
- [91] **Windkraft-Journal: Das Nachrichten-Magazin für die Erneuerbaren!** Flexibler Einsatz von Schiffen bei der Inbetriebnahme von Offshore-Windparks. 10. April 2015 [Zugriff am: 19. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.windkraft-journal.de/2015/04/10/flexibler-einsatz-von-schiffen-bei-der-inbetriebnahme-von-offshore-windparks/>

- [92] **Windkraft-Journal: Das Nachrichten-Magazin für die Erneuerbaren!** Pitch Solutions for Reliability and High Performance. [Zugriff am: 16. Juli 2015]. Verfügbar unter: <http://www.windkraft-journal.de/wp-content/uploads/2013/02/MoogPitchControlSolution.jpg>

## Anhang

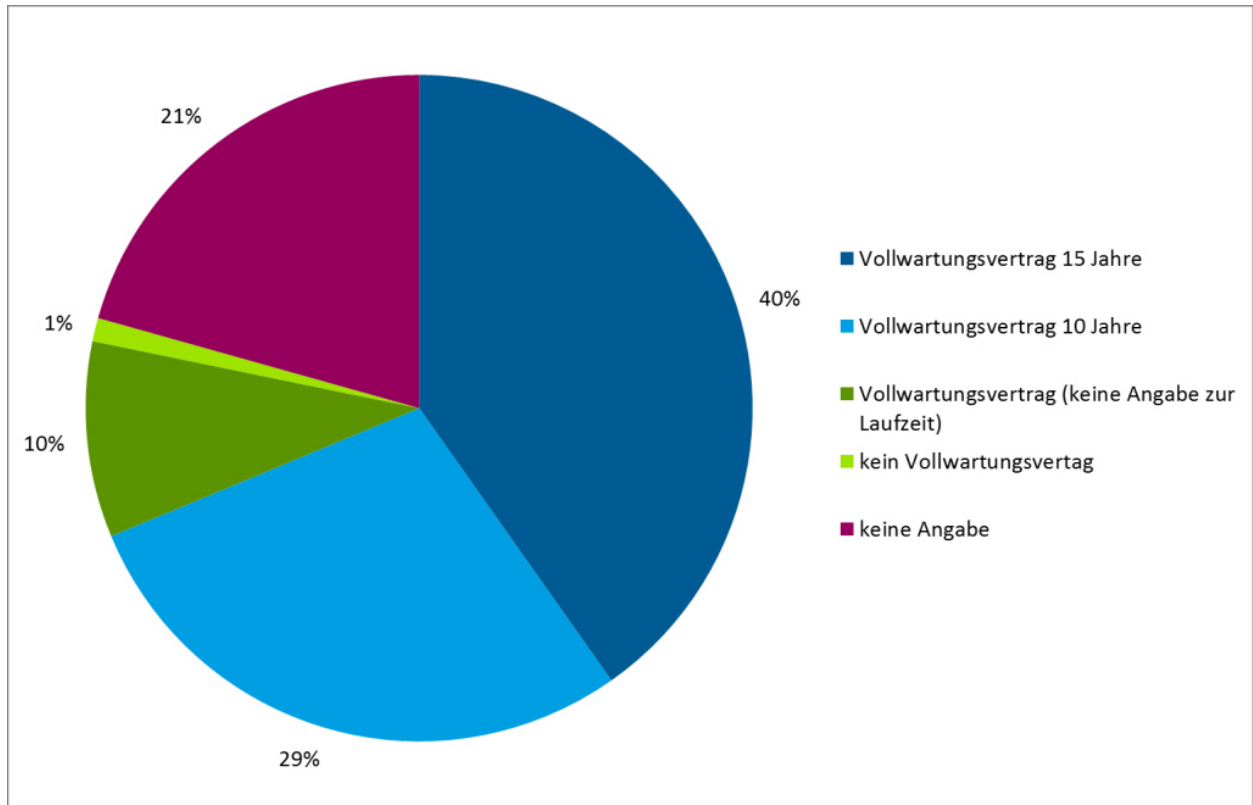


Abbildung 0.1: Wartungskonzept von Windenergieanlagen zu Beginn der Betriebszeit (in % der installierten Leistung) [30, S. 31]

Die Abbildung 0.1 entstammt der Studie *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland* von der *Deutschen WindGuard GmbH*. Die Abbildung zeigt den prozentualen Anteil an Windparkplanern, die einen Vollwartungsplan der WEA-Hersteller vertraglich angenommen haben.



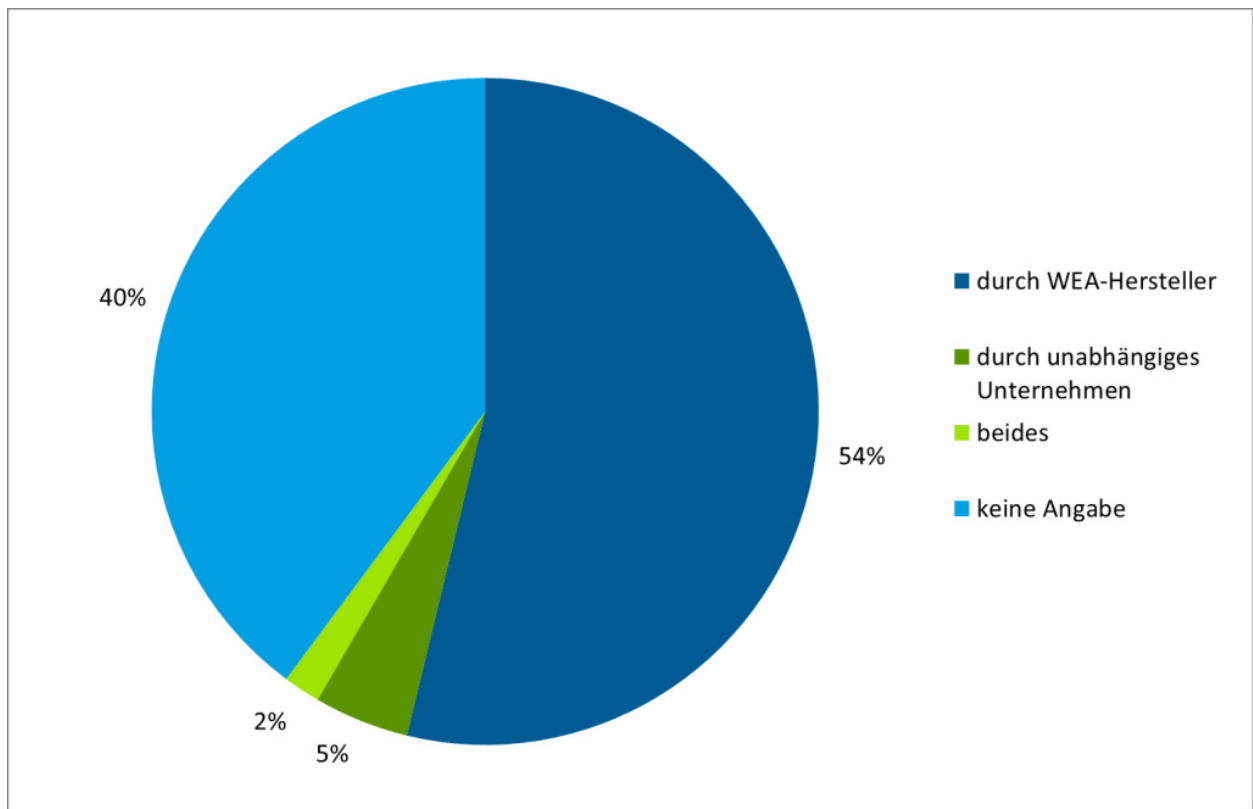


Abbildung 0.2: Derzeit geplante Wartungskonzepte nach Ablauf des Vollwartungsvertrags (in % der installierten Leistung) [30, S. 32]

Die Abbildung 0.2 entstammt der Studie *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland* von der *Deutschen WindGuard GmbH*. Diese Abbildung folgt auf Abbildung 0.1. Dabei wird berücksichtigt, dass der Vollwartungsplan bereits abgelaufen ist. Das Diagramm zeigt deutlich, dass die Mehrheit der Windparkplaner weiterhin (also nach Ablauf des Vollwartungsplanes) die Wartung von den WEA-Herstellern durchführen lassen. Dazu muss auch gesagt werden, dass ein Großteil keine Angaben diesbezüglich angibt.

Tabelle 0.1: Mittlere Betriebskosten [30, S. 3]

	Jahr 1 - 10		Jahr 11 - 20	
	Kosten	Anteil	Kosten	Anteil
Wartung & Reparatur	1,05 ct/kWh	44 %	1,47 ct/kWh	55 %
Pachtzahlungen	0,53 ct/kWh	22 %	0,51 ct/kWh	19 %
Kaufmännische und technische Betriebsführung	0,41 ct/kWh	17 %	0,36 ct/kWh	13 %
Versicherungskosten	0,12 ct/kWh	5 %	0,07 ct/kWh	3 %
Rücklagen	0,10 ct/kWh	4 %	0,14 ct/kWh	5 %
Sonstige Betriebskosten	0,20 ct/kWh	8 %	0,13 ct/kWh	5 %
gesamt	2,41 ct/kWh	100 %	2,68 ct/kWh	100 %

Die Tabelle 0.1 entstammt der Studie *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland* von der *Deutschen WindGuard GmbH*. Die Tabelle zeigt die Anteile der Kosten für die Wartung in den ersten zehn Jahren und in den nachfolgenden zehn Jahren. Eine Steigerung ist zu erkennen.



Abbildung 0.3: Andocken einer WEA [46, S. 747]

Das Bild ist aus dem Buch *Windkraftanlagen* von *Erich Hau*. Es soll bei dieser Abbildung auf zwei Sachen aufmerksam gemacht werden. Die erste Sache ist der vorderste Sockel ohne WEA, an dem das Boot herangefahren ist. Hier soll nur kenntlich gemacht werden, dass es die Treppe gibt, um auf eine WEA zu kommen. Bei Onshore-Anlage ist dieser Schritt nicht vorhanden, da sie auf dem festen Boden befestigt sind. Die zweite Sache sind die hinteren Sockel mit WEA oben drauf. Das dient der Veranschaulichung.

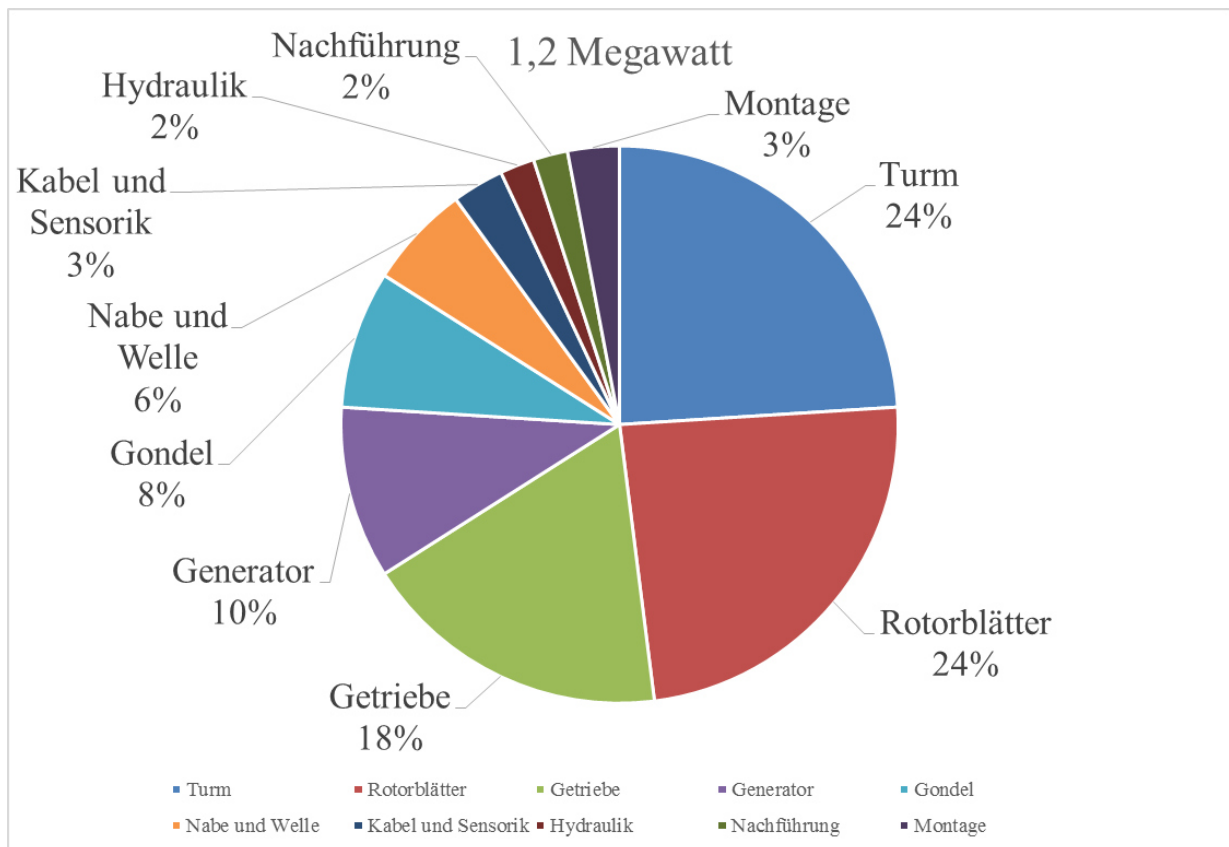


Abbildung 0.4: 1,2 Megawatt-Anlage mit Getriebe; angelehnt an [72, S. 236]

Es handelt sich bei der Abbildung 0.4 um die Komponentenkosten einer 1,2-Megawatt-Anlage. Die Bachelorthesis beschäftigt sich mit dem Windpark **alpha ventus**. Dieser Windpark besitzt ausschließlich Fünf-Megawatt-Anlagen. Da die Komponentenkosten von Fünf-Megawatt-Anlagen nicht vorliegen, werden die Kosten von anderen Anlagen-Klassen verglichen. In Rahmen dieser Bachelorthesis liegen die Komponentenkosten von Drei-Megawatt-Anlagen und (dieser) 1,2-Megawatt-Anlage vor. Dies zeigt, dass die Komponentenkosten von unterschiedlichen Megawattklassen eine ähnliche Ausprägung bzw. Gewichtung besitzen und somit auf Fünf-Megawatt-Anlagen übertragen werden können.

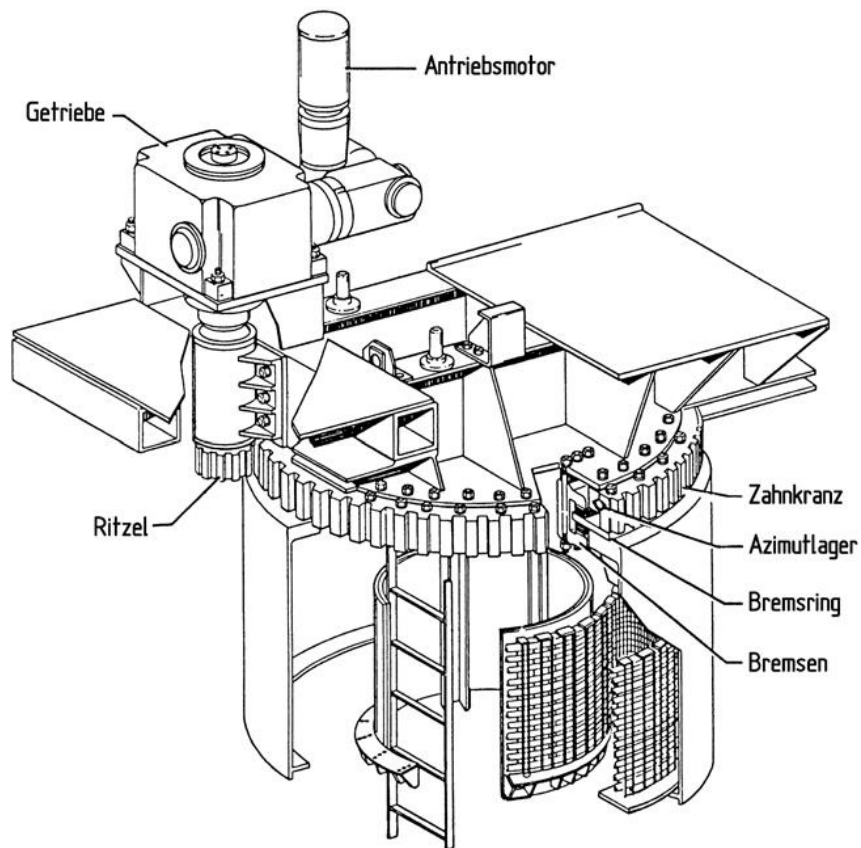


Abbildung 0.5: Windrichtungsnachführung einer WEA [46, S. 404]

Die Abbildung 0.5 stammt aus dem Buch *Windkraftanlagen* von *Erich Hau*. Hierbei wird eine oft erwähnte Komponente, die Windrichtungsnachführung, gezeigt. Die Windrichtungsnachführung bzw. das Azimutverstellsystem befindet sich unter dem Maschinenhaus und bewegt dieses, samt dem Rotor. Die Abbildung dient der Veranschaulichung und dem zusätzlichen Verständnis der Bachelorthesis.

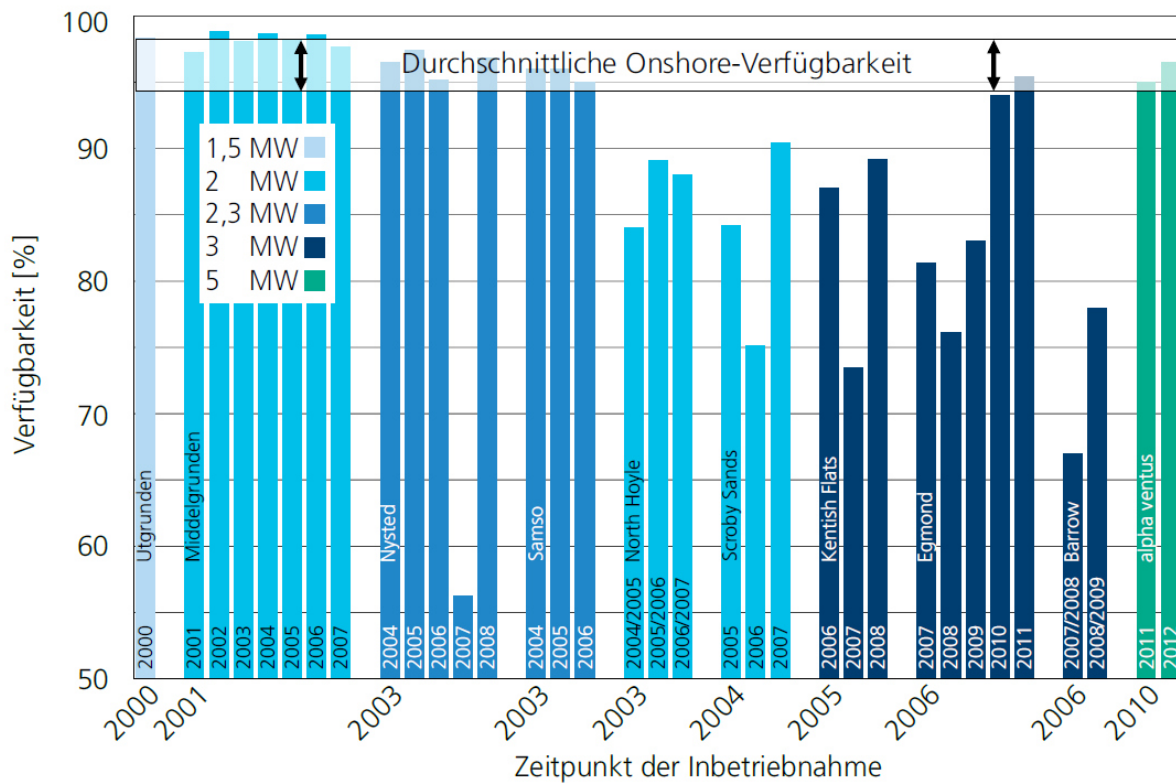


Abbildung 0.6: Verfügbarkeit von Offshore-Windenergieanlagen [43, S. 65]

Die Abbildung stellt die Verfügbarkeiten von OWEA unterschiedlicher Windparks dar. Verwendung findet diese Abbildung in Kapitel 4.2. 2011 und 2012 erreichte der Windpark **alpha ventus** eine Verfügbarkeit von mindestens 95 %. Diese hohe Prozentzahl deckt sich mit den Onshore-Anlagen, welche sich im Durchschnitt im ähnlichen Bereich aufhalten. Ausfälle kommen zustande durch Schäden, Unregelmäßigkeiten und den Wartungseinsätzen.

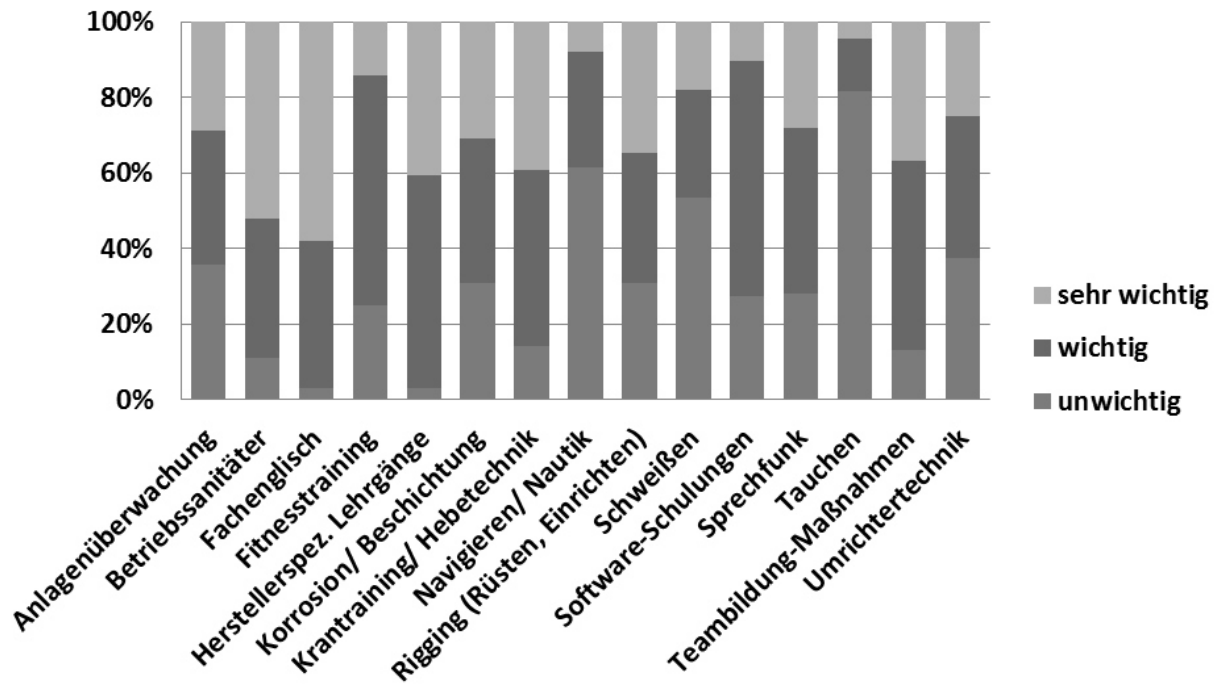


Abbildung 0.7: Weiterbildung von Facharbeitern [83, S. 4]

Diese Abbildung entstammt aus der Universität Bremen, Institut Technik und Bildung, von *Torsten Grantz* und *Frank Molzow-Voit*. Hierbei handelt es sich um eine Meinungsumfrage, die an Offshore-Experten gerichtet ist. Es wurden 15 Weiterbildungsschwerpunkte für ihre Facharbeiter zur Auswahl angeboten und die Experten mussten diese mit *sehr wichtig*, *wichtig* und *unwichtig* bewerten. Diese Abbildung ist Auswertung der Umfrage. Wenn sich das Beispiel *Tauchen* angesehen wird, sehen wir, dass diese Fortbildung völlig unwichtig für den Offshore-Facharbeiter ist. Anders hingegen ist das *Fachenglisch*, welches in Kapitel 4.3 erwähnt wird.



Abbildung 0.8 Rotorblattwartung [50]

In Abbildung 0.8: ist ein Arbeiter zu sehen, welcher ein Rotorblatt inspiziert. Das Besondere an dieser Abbildung ist die Ausrichtung des Rotorblattes. Werden Instandhaltungsmaßnahmen an einem Rotorblatt durchgeführt, wird dieses vertikal nach unten gerichtet, um sich daran einfach hinab seilen zu können.



## Nordsee: Festlandsockel / ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)

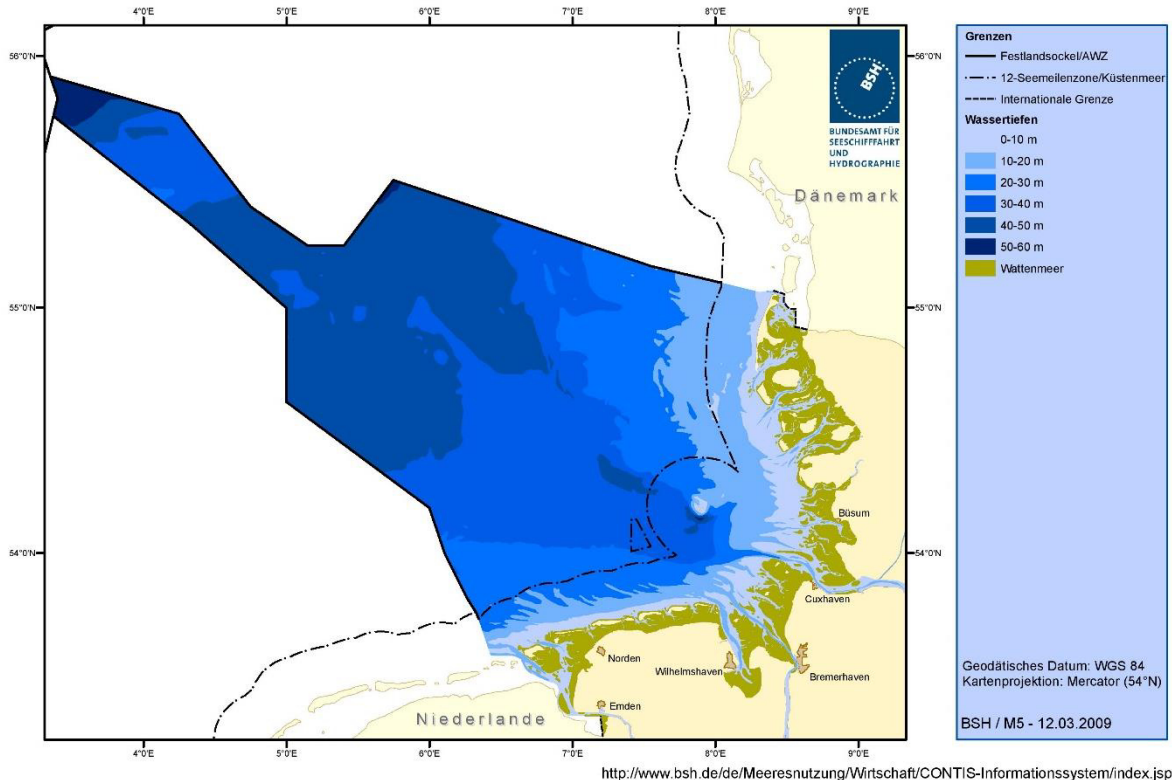


Abbildung 0.9: Nordsee Wassertiefe [17]

Die Abbildung 0.9 stammt aus der Meeres-Datenbank vom *Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie* (BSH) und nennt sich *Continental Shelf Information System* (CONTIS). Diese Abbildung zeigt die zunehmende Wassertiefe der AWZ in der Nordsee dar. Es ist zu sehen, dass die Wassertiefe nur sehr langsam zunimmt, was für die Windanlagenindustrie von Vorteil ist. Es befinden sich große Flächen mit konstanter Tiefe in der AWZ.

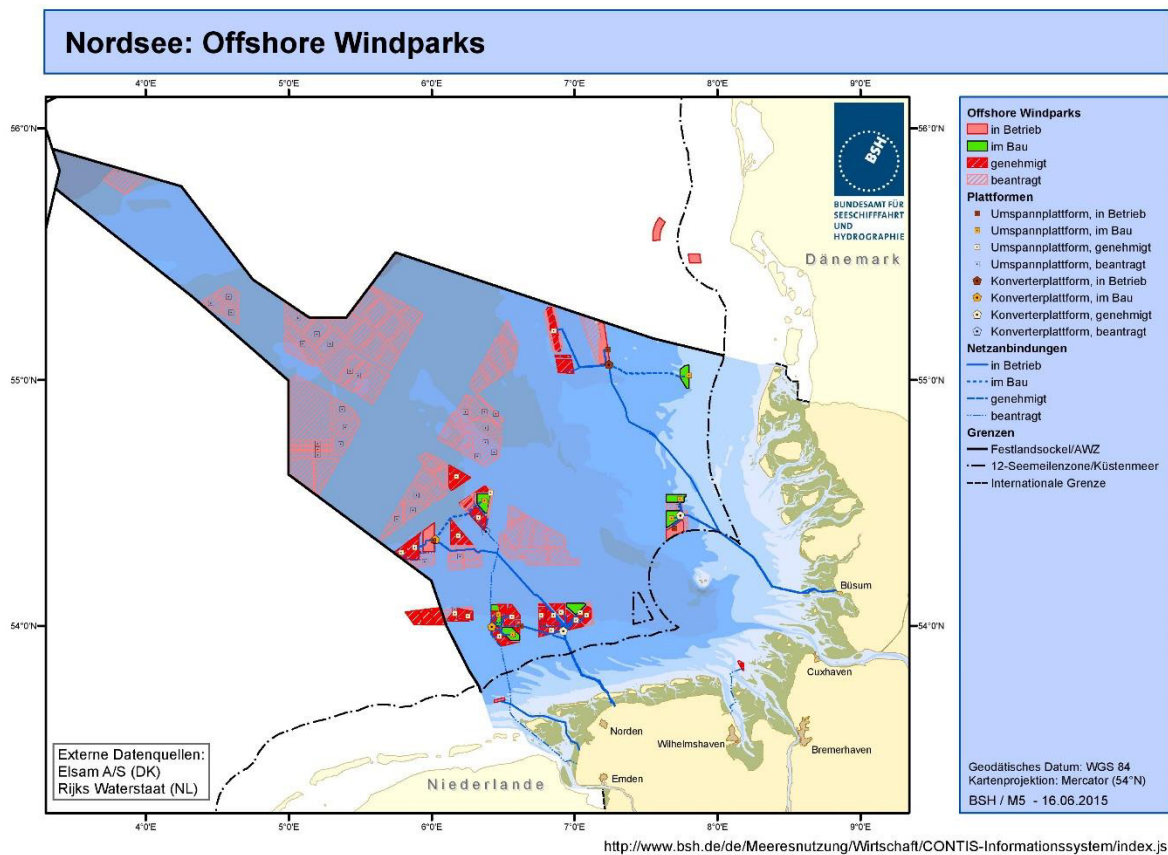


Abbildung 0.10: Ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee [18]

Die Abbildung 0.10 stammt aus der Meeres-Datenbank vom *Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie* (BSH) und nennt sich *Continental Shelf Information System* (CONTIS). Diese Abbildung stellt die AWZ in der Nordsee dar. In der ausschließlichen Wirtschaftszone dürfen die Offshore-Windparks errichtet und betrieben werden, zudem gehört auch der Windpark **alpha ventus**. Diese Abbildung stellt die verschiedenen aktuellen Stadien der Windparks dar und zwar bedeuten die grün-markierten Gebiete, dass sich an dieser Stelle ein Windpark im Bau befindet. Die leicht schraffierten Gebiete sind beantragte Bereiche und die stärker schraffierten Gebiete sind genehmigte Bereiche für Offshore-Windparks. Windparks, wie **Alpha ventus**, die sich in Betrieb befinden sind in einem hellen rosa markiert. In dieser Abbildung geht hervor, dass es in den nächsten Jahren und Jahrzehnten zu einem massiven Ausbau kommen wird.

## Ostsee: Offshore Windparks

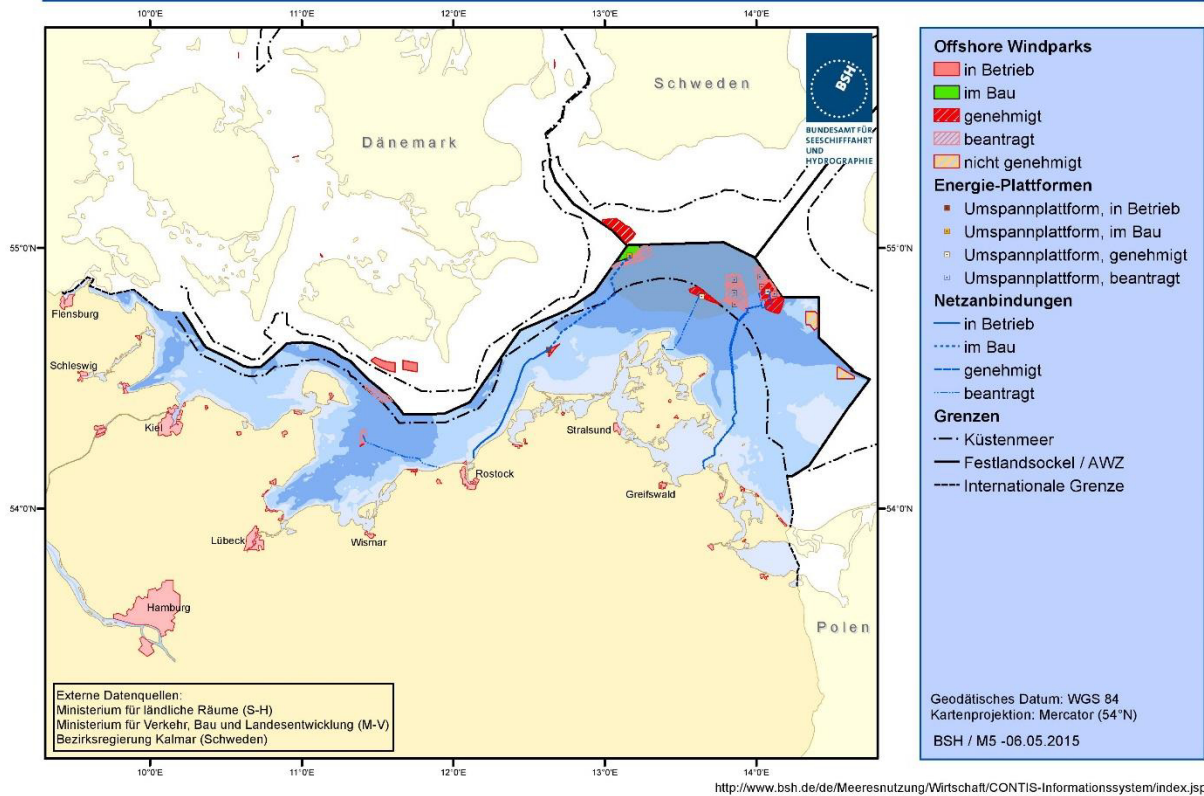


Abbildung 0.11: Ausschließliche Wirtschaftszone in der Ostsee [19]

Die Abbildung 0.11 stammt aus der Meeres-Datenbank vom *Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie* (BSH) und nennt sich *Continental Shelf Information System* (CONTIS). Diese Abbildung stellt die AWZ in der Ostsee dar. Diese Abbildung ist das Pendant zur vorherigen Darstellung und bezieht sich auf die Ostsee.

Tabelle 0.2: Ausschließliche Wirtschaftszone, geplante Windparks [43, S. 31]

Netzanschluss	Projekt	Kapazität [MW]	Status	(geplante) Inbetriebnahme
alpha ventus	NOR-2-1	60	in Betrieb	2010
BorWin 1	NOR-6-1	400	in Betrieb	2010
Baltic 1	OST-3-1	50	in Betrieb	2011
Riffgat	NOR-0-1	110	in Betrieb	2014
HelWin 1	NOR-4-1	580	in Betrieb	2014
SylWin 1	NOR-5-1	860	Probebetrieb	2015
BorWin 2	NOR-6-2	800	Probebetrieb	2015
Baltic 2	OST-3-2	340	Bauvorbereitung/Bau	2014
DolWin 1	NOR-2-2	800	Bauvorbereitung/Bau	2015
DolWin 2	NOR-3-1	920	Bauvorbereitung/Bau	2015
HelWin 2	NOR-4-2	690	Bauvorbereitung/Bau	2015
Nordergründe	NOR-0-2	110	Bauvorbereitung/Bau	2016
DolWin 3	NOR-2-3	900	Bauvorbereitung/Bau	2017
Ostwind 1	OST-1-1	250	Bauvorbereitung/Bau	2017
Ostwind 2	OST-1-2	250	Bauvorbereitung/Bau	2018
Ostwind 3	OST-1-3	250	Bauvorbereitung/Bau	2018
BorWin 3	NOR-8-1	900	Bauvorbereitung/Bau	2019
	NOR-3-3	900	Vorbereitung Genehmigung	2022
	OST-1-4	250	Genehmigungsverfahren	2023
	NOR-1-1	900	Vorbereitung Genehmigung	2024
	NOR-7-1	900	vorerst nicht bestätigt	
	NOR-5-2	900	vorerst nicht bestätigt	
	OST-4-1	250	vorerst nicht bestätigt	
	OST-4-2	250	vorerst nicht bestätigt	
BorWin 4	NOR-6-3	900	soll entfallen	

Die Tabelle stammt vom IWES und zwar aus dem *Windenergie Report Deutschland 2014*. Die Tabelle listet die folgenden Windparks auf, die im folgenden Jahrzehnt womöglich entstehen werden. Eingeteilt in Ort (Nord- oder Ostsee), Kapazität, Status und geplante Inbetriebnahme. Interessant zu sehen ist, dass inzwischen fünf Windparks in Betrieb genommen und parallel fünfzehn in auf dem Weg dorthin sind.

Tabelle 0.3: Bewertungssystem

Komponenten- Facharbeiter-Beziehung		Anforderungen an den Facharbeiter							Summe	
		Berufstaucher	Höhentauglichkeit (außen)	Elektrotechnik- grundkurs	Elektro- fachkraft	Fachkunde zum Freimessen	Rettung aus beengten Räumen-Training	Räumliche Enge (Klaustrophobie)		
K A T E G O R I E	Mechanik	Getriebe	-	-	-	-	+	+	+	2
		Rotorblatt	-	+	-	-	+	+	+	3
		Pitch System	-	-	o	o	+	+	+	2,5
		Windrichtungs- nachführung	-	-	o	o	+	+	+	2,5
		Tragende Teile (Fundament)	+	-	-	-	-	-	-	1
		Tragende Teile (Turm)	-	+	-	-	+	-	-	2
		Bremssystem	-	-	o	o	+	+	+	2,5
	Elektrik	Generator	-	-	+	+	+	+	+	3
		Regelung	-	-	+	+	+	-	-	2
		Elektrik	+	-	+	+	+	o	o	3,5
Stromrichter		-	-	+	+	+	-	-	2	

Die Tabelle zeigt die Komponenten-Facharbeiter-Beziehung, die unter anderem in Kapitel 5.5.1 verwendet wird. Hierbei wird veranschaulicht, wie die Abbildung 5.4 zustande gekommen ist. Die einzelnen Gruppen sind:

- Berufstaucher
- Höhentauglichkeit (außen)
- Elektrotechnikgrundkurs und Elektrofachkraft
- Fachkunde zum Freimessen
- Rettung aus beengten Räumen-Training und räumliche Enge (Klaustrophobie)

Ein + entspricht einen vollen Punkt und ein o entspricht einen halben Punkt. Durch das Aussummieren der Bewertungspunkte entsteht das Balkendiagramm.



## Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

### Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: Johannsen

Vorname: Philip

dass ich die vorliegende Bachelorarbeit bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:

Entwicklung eines Konzeptes für die Instandhaltung eines Offshore-Windparks

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

*- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -*

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der -bitte auswählen- ist erfolgt durch:

Hamburg

Ort

11.08.2015

Datum

Unterschrift im Original