

Julian Kowski

**Technischer und kommerzieller Vergleich eines
aktiven Offshore-Überstiegssystems im Wind-
park DanTysk**

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung

im Studiengang Maschinenbau/Entwicklung und Konstruktion
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

in Zusammenarbeit mit:

Vattenfall
Wind GmbH
Überseering 12
22297 Hamburg

Erstprüfer: Prof. Dipl.-Ing. Peter Dalhoff
Zweitprüfer: MBA, Dipl.-Wirt.-Ing. Petja Stoever

Abgabedatum: 20.06.2014

Zusammenfassung

Julian Kowski

Thema der Bachelorthesis

Technischer und kommerzieller Vergleich eines aktiven Offshore-Überstiegssystems im Windpark DanTysk

Stichworte

Überstiegssystem, Offshore, Windenergie, Windpark

Kurzzusammenfassung

Diese Arbeit befasst sich mit der Frage nach dem Nutzen und der Wirtschaftlichkeit eines aktiven Systems für das Übersteigen in einem Offshore Windpark. Ein solches Überstiegssystem ist auf einem Crewschiff montiert und gleicht die Bewegung des Schiffes gegenüber einem fest stehenden Fundament auf See aus. Dabei ist das Ziel, dass Personen im Vergleich zum direkten Übersteigen von einem Crewschiff bei einer höheren signifikanten Wellenhöhe noch übersteigen können. Um die Vor- und Nachteile am Ende beurteilen zu können, wird die Situation in einem Offshore Windpark mit Blick auf die Versorgung und die Einsatzfahrten, sowie die vorherrschenden Wetterbedingungen betrachtet. Es werden Anforderungen an ein solches System gestellt und anschließend ein aktuelles Überstiegssystem aus technischer Sicht vorgestellt. Mit der Betrachtung der Kosten wird am Ende der Arbeit eine Bewertung durchgeführt, in der alle behandelten Aspekte enthalten sind. Zum Abschluss wird ein Ausblick über den Einsatz solcher Überstiegssysteme gegeben.

Julian Kowski

Title of the paper

Technical and commercial comparison of an active offshore access system in the wind farm DanTysk

Keywords

access system, offshore, wind power, wind farm,

Abstract

This paper's intention is to deal with the benefit and thriftiness of an active system for crossing between a crew transfer vessel and a foundation in an offshore wind farm. Such an access system is fixed on a crew transfer vessel and balances the movement of the vessel compared to a fixed foundation at sea. Therefore, the aim is that in a comparison to the direct cross people are able to cross from a crew transfer vessel, while dealing with a much higher significant wave height. To assess advantages and disadvantages, the situation of an offshore wind farm is considered in view of certain points. Firstly, replenishment. Secondly, operations. Thirdly, in terms of prevailing weather conditions. Furthermore, requirements are imposed on such a system and a current access system is technically introduced. In addition, in consideration of expenses an assessment is conducted, which contains the mentioned issues. Finally, an outlook about the use of such access systems is given.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen und Formelzeichen.....	ii
1 Einleitung.....	1
2 Situationsbetrachtung am Offshore Windpark DanTysk	2
2.1 Vorstellung des Windparks	2
2.2 Betrachtung der Wartungseinsätze im Windpark	4
2.2.1 Einsatzplanung der Techniker	4
2.2.2 Wartung der Windenergieanlagen	5
2.2.3 Weitere Einsätze und Fahrten zum Betrieb des Windparks	7
2.3 Wetterbedingungen im Windpark.....	7
2.3.1 Die Wellenverhältnisse am Standort	8
2.3.2 Einfluss der Wind- und Wellenrichtung	13
2.3.3 Betrachtung möglicher Transferfahrten.....	15
2.3.4 Anforderungen an das Überstiegssystem	17
2.4 Ertrag einer Windenergieanlage	20
3 Änderung der Situation durch die Nutzung eines Überstiegssystems	22
3.1 Technische Darstellung des Überstiegssystems	22
3.2 Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten des Crew Transfer Vessel durch das Überstiegssystem.....	26
3.3 Kosten-Nutzen Vergleich verschiedener Szenarien	30
4 Zusammenfassung und kritische Betrachtung	38
4.1 Zusammenfassung	38
4.2 Kritische Betrachtung.....	38
Abbildungsverzeichnis	39
Tabellenverzeichnis	40
Literaturverzeichnis.....	41
Anhang	43

Abkürzungen und Formelzeichen

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
Afa	Absetzung für Abnutzung Tabelle
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie
CTV	Crew Transfer Vessel
DHI	Deutsches Hydrografisches Institut
EEG	Erneuerbare Energie Gesetz
FINO	Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee
GL	Germanischer Lloyd
Heli	Hubschrauber
HSE	Health Safety Environment (Gesundheit, Sicherheit, Umwelt)
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
MIKE 21	Computerprogramm für die Simulation von Strömung, Wellen, Sedimenten Ökologie in Flüssen, Seen, Buchten, Küstengebieten und Ozeanen.
MWD	Mean Wave Direction
NSB	Nordseeboje
OAP	Offshore Accommodation Platform (Wohnplattform)
Offshore	auf hoher See
Onshore	an Land
ÜS	Überstiegssystem
WEA	Windenergieanlage

Formelzeichen

Formelzeichen	Bedeutung
Π	Produkt
d_{nov}	Anzahl der Tage im Monat November
ft	Fuß (englisches Längenmaß)
H_{m0}	signifikante Wellenhöhe
$N_{48\text{nov}}$	Anzahl der Wetterfenster
p	Prozentualen vorkommen der Wetterfenstergröße
P_n	Punktezahl
P_{max}	maximale Punktezahl
t_w	Zeitgröße des Wetterfensters
x	Wertigkeit

1 Einleitung

Zu einer der großen Herausforderungen bei einem Offshore-Windpark zählen, neben der Errichtung selbst, das Arbeiten und die Versorgung auf hoher See im laufenden Betrieb. Die höheren Windgeschwindigkeiten, die auf der einen Seite zu einer höheren Auslastung der Windenergieanlagen führen und den Ertrag erhöhen, erschweren auf der anderen Seite auch die Arbeitsbedingungen dort draußen auf hoher See. Um unter anderem die Ausfallzeiten möglichst gering zu halten, müssen die Windenergieanlagen regelmäßigen Wartungen und Kontrollen unterzogen werden. Alles dafür nötige, also vom Techniker bis zum Ersatzteil, muss vom Land aus gebracht werden. Dabei spielt die Sicherheit eine entscheidende Rolle.

Die Hauptursachen die den Aufbau und den Betrieb zur Herausforderung machen, sind die Wetterbedingungen. Die können zuweilen rau und harsch sein und dazu führen, dass ein Erreichen der Windenergieanlagen zeitweise nicht möglich ist. Die Versorgung des Windparks kann auf genau zwei Wegen erfolgen, auf dem Wasserweg oder mit dem Hub-schrauber. Auf dem Wasserweg begrenzt in erster Linie die Höhe der Wellen den Einsatz der Schiffe. Ab einem gewissen Schwellenwert kann ein sicherer Überstieg zwischen dem Schiff und dem sogenannten Boatlanding nicht mehr gewährleistet werden. Für den Einsatz eines Helikopters gibt es ebenfalls wetterbedingte Einsatzgrenzen z.B. bei Sturm oder Nebel.

Aktuell befassen sich viele Spezialisten mit dem Thema des sicheren und schnellen Übersteigens von einem schaukelnden Schiff zu den feststehenden Fundamenten der Windenergieanlagen bzw. den daran angebrachten Boatlandings.

In der vorliegenden Ausarbeitung wird anhand des sich im Bau befindlichen Offshore-Windparks DanTysk in der deutschen Nordsee und den Gegebenheiten vor Ort der Nutzen und die Wirtschaftlichkeit eines aktiven Überstiegssystems, welches auf einem Crewschiff (im Folgenden Crew Transfer Vessel kurz CTV genannt) montiert werden kann, untersucht. Herangezogen wird hierzu eine vorliegende Konstruktion, die den Stand der Technik und die Leistungsfähigkeit eines solchen Systems widerspiegelt.

Im ersten Teil der Arbeit wird der Offshore-Windpark DanTysk vorgestellt und ein Überblick geschaffen über die notwendige Versorgung und die Einsatzplanung. Ebenfalls werden die Wetterbedingungen mit Hinblick auf die Verwendbarkeit des CTV und des Hub-schraubers betrachtet. Im zweiten Teil wird das Überstiegssystem technisch dargestellt. Anschließend werden dann, in Bezug auf die geplanten Einsätze und das Wetter, die erweiterten Einsatzmöglichkeiten des CTV mit dem Überstiegssystem untersucht. Am Ende werden noch verschiedene Kombinationen aus CTV, CTV mit Überstiegssystem und Helikopter verglichen, diskutiert und hinsichtlich Kosten und Nutzen untersucht.

Ziel ist es, am Ende eine Aussage darüber zu treffen, ob und in wie weit sich das untersuchte Überstiegssystem für den Windpark DanTysk eignet.

2 Situationsbetrachtung am Offshore Windpark DanTysk

Im ersten Kapitel wird zunächst der Offshore-Windpark DanTysk, auf dem diese Ausarbeitung beruht, vorgestellt werden. Anschließend wird eine Übersicht über den Betrieb des Windparks geschaffen, wobei hier das Hauptaugenmerk auf dem Transfer der Techniker und den Personen, die für den Betrieb des Windparks notwendig sind, liegt. Zum Ende hin werden dann die im Windpark herrschenden Wetterbedingungen betrachtet und die Entstehung der nutzbaren Wetterfenster erläutert.

2.1 Vorstellung des Windparks

Der Windpark DanTysk ist einer der ersten großen Offshore-Windparks, der in Deutschland in der Nordsee errichtet wird. Begonnen hat die Installation von Windparks weit abseits der Küste mit dem Testwindpark Alpha Ventus, der 2010 in Betrieb genommen wurde. Dieses Pionierprojekt der Energieversorger E.ON, EWE und Vattenfall bildete die Grundlage für einen weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie in dem viel Erfahrung gesammelt werden konnte.¹ Diese Erfahrungen konnten nun in das anschließende Projekt DanTysk einfließen und führten zu einem erfolgreichen Baubeginn Anfang 2013. Umgesetzt wird das Projekt durch das 2010 gegründete Joint Venture DanTysk Offshore Wind GmbH der beiden Energieunternehmen Vattenfall und den Stadtwerken München. Operativ Verantwortlich für den Bau und den Betrieb ist jedoch nur Vattenfall.

Vattenfall, ein schwedisches Staatsunternehmen, ist in Deutschland durch die Vattenfall GmbH vertreten und hierzulande das viertgrößte Energieunternehmen. Vattenfall betreibt bereits in fünf Ländern Europas Windparks mit einer Kapazität von etwa 1400 Megawatt. Auch im Offshore-Bereich hat das Unternehmen bereits Erfahrungen in neun Projekten gesammelt.²

DanTysk wird etwa 70 Kilometer westlich der Insel Sylt errichtet und erstreckt sich über eine Fläche von 70 Quadratkilometern. Die Lage und das Layout des Windparks sind in Abbildung 1 zu sehen.

Die Wichtigsten Daten im Überblick:

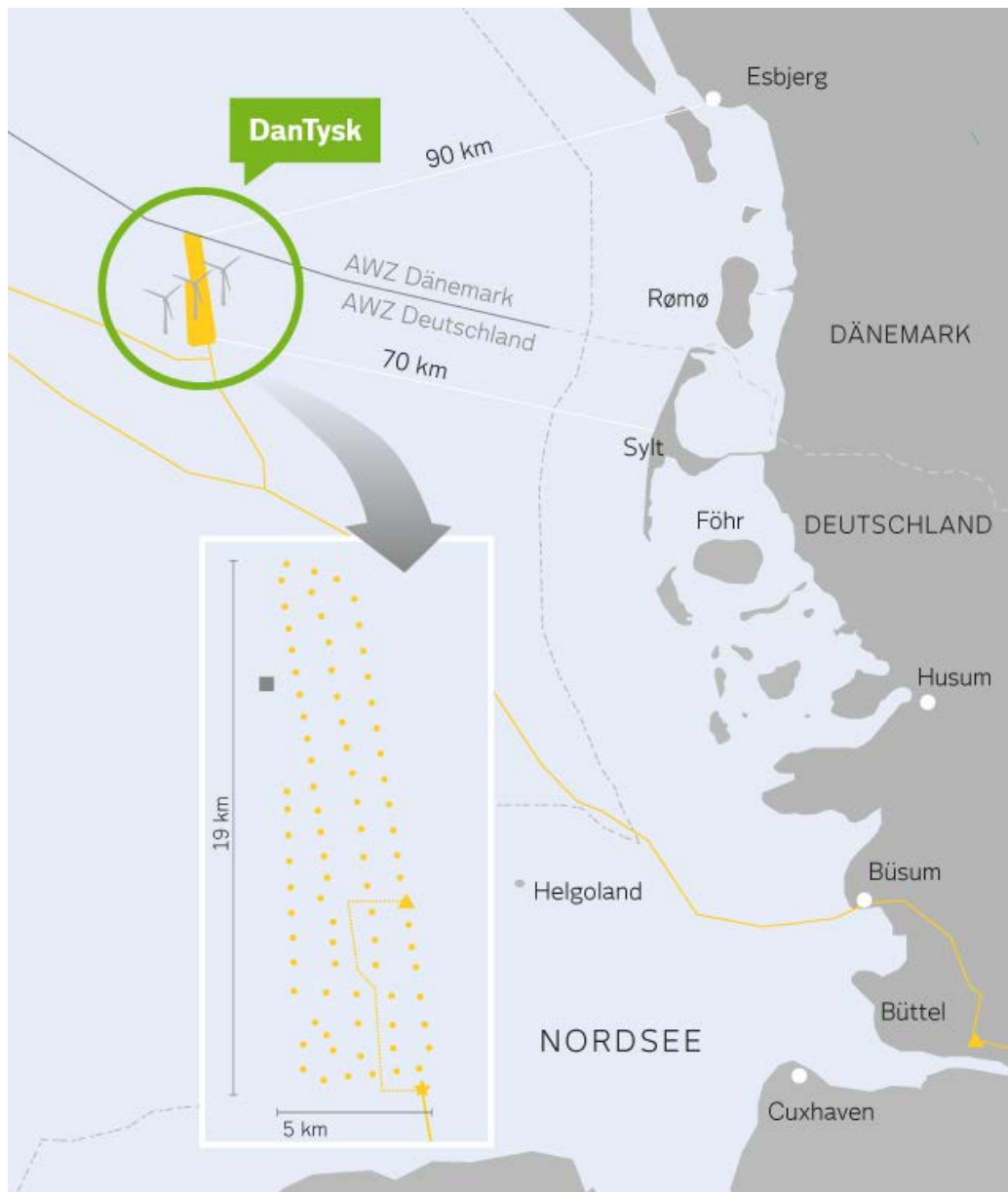
- 80 Windenergieanlagen
- Typ Siemens SWT-3.6-120
- 288MW Installierte Gesamtleistung
- 88 Meter Narbenhöhe
- 120 Meter Rotordurchmesser
- 148 Meter Gesamthöhe
- Versorgung von 400.000 Haushalten bei einem Jahresverbrauch von 3.500kWh
- Geplante Fertigstellung Ende 2014
- 21–32 Meter Wassertiefe
- Gründung auf Monopiles

¹ Vgl. <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=68> (Zugriff am 16.04.2014)

² Vgl. <http://www.dantysk.de/projektpartner.html> (Zugriff am 16.04.2014)

Der produzierte Strom läuft in einem Umspannwerk zusammen, dem Herzstück des Windparks. Im Umspannwerk wird die Spannung von 33 Kilovolt (KV), die von den Windenergieanlagen (WEA) produziert wird, in 155KV Gleichstrom für eine verlustfreie Weiterleitung umgewandelt. Weitergeleitet wird der Strom über die Konverterstation sylwin alpha hin zu einem Umspannwerk an Land, welches sich im schleswig-holsteinischen Büttel befindet. Direkt neben dem Offshore Umspannwerk wird eine Wohnplattform (Offshore Accomodation Plattform - OAP) für 50 Personen errichtet. Diese Konstellation bietet den Vorteil, dass die Techniker nicht täglich vom Festland zu den Windkraftanlagen gebracht werden müssen und im Falle einer Störung auch schneller vor Ort sind³.

Abbildung 1: Geografische Lage des Windparks⁴



³Vgl. <http://www.dantysk.de/der-windpark/fakten-chronologie.html> (Zugriff am 16.04.2014)

⁴Vgl. <http://www.dantysk.de/der-windpark/lage.html> (Zugriff am 16.04.2014)

2.2 Betrachtung der Wartungseinsätze im Windpark

Im laufenden Betrieb eines Offshore-Windparks spielt die Versorgung und die Einsatzplanung der Techniker eine viel größere Rolle als bei Windenergieanlagen auf dem Festland. Die Anlagen sind im Falle einer Störung nicht so schnell zu erreichen wie Onshore und auch die Ersatzteilversorgung kann unter Umständen länger dauern und ist darüber hinaus auch wesentlich kostspieliger. Dabei ist der störungsfreie Betrieb mit möglichst geringen Ausfallzeiten der wichtigste Faktor für die Wirtschaftlichkeit.

Die Versorgung des Windparks wird von der Hafenstadt Esbjerg in Dänemark aus geleitet die gleichzeitig auch Heimathafen der Versorgungsschiffe ist. Esbjerg ist ca. 90km vom Windpark entfernt (Abbildung 1). Die Einsatzplanung im Windpark ist von der verantwortlichen Abteilung Operation & Maintenance ausgearbeitet worden und dient als Basis für dieses Kapitel.

2.2.1 Einsatzplanung der Techniker

Grundsätzlich werden bei der Einsatzplanung die essentiell unterschiedlichen Wetterverhältnisse zwischen Sommer-und Winterhalbjahr (So/Wi) berücksichtigt. Der Hauptteil der Wartungsarbeiten sowohl an den WEA, als auch an den beiden Plattformen finden in der Zeit von April bis September statt. Auch der Ertrag ist im Sommer geringer, so dass ein Abschalten der Anlagen in dieser Zeit weniger Verluste zur Folge hat.

Im Vordergrund dieses Abschnitts stehen die Serviceteams, die für die Wartungsarbeiten, Reparaturen und Kontrollen an der WEA zuständig sind. Sie bilden den größten Anteil der Personen auf der Plattform. Weiterhin wird Personal zum Betrieb der Plattform und zur Organisation benötigt und in der folgenden Tabelle¹ zu Informationszwecken, zusammengefasst.

Tabelle 1: Übersicht der Personen im Windpark

Person	Anzahl (So/Wi)	Person	Anzahl (So/Wi)
Objektleiter	1/1	Offshore Supervisor	2/1
Lagerhalter	1/1	Koch	1/1
HSE Manager	1/1	Küchenassistent	1/-
Serviceteam	21/12	Management	1/1
Plattform Manager	1/1	Zertifizierer	1/-
Wartungsteam Umspannwerk	5/-	Krankenschwester/-pfleger	1/1
Wartungsteam Kabel	5/-	Wartungsteam OAP	5/-

Zur späteren Analyse der Daten und zur besseren Differenzierung wird die Einsatzplanung im nächsten Kapitel monatsweise heruntergebrochen. Unterteilt wird außerdem zwi-

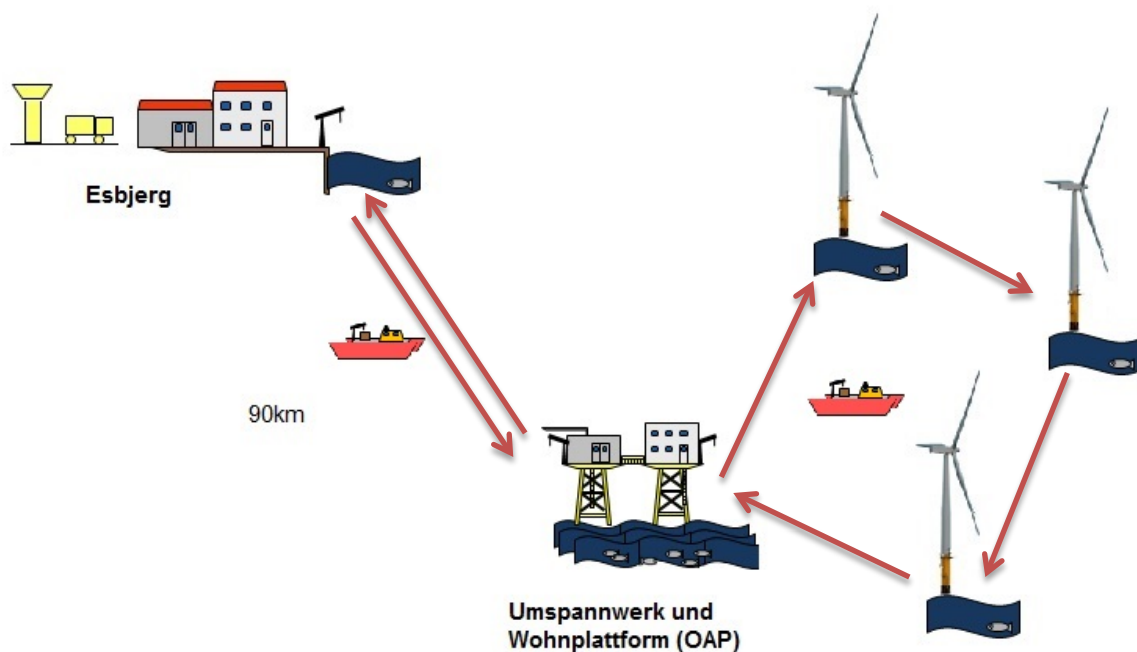
schen Einsätzen innerhalb des Windparks und dem Transfer zwischen Hafen und Windpark.

Die Techniker und ein Großer Teil der Personen auf der Plattform werden für 14 Tage offshore stationiert sein. Das bedeutet es wird einmal wöchentlich einen Personentransfer zwischen der Wohnplattform OAP und Esbjerg geben bei dem mindestens 5, und im Sommer bis zu 25 Personen beteiligt sind⁵.

2.2.2 Wartung der Windenergieanlagen

Die Serviceteams die die Wartungen und Reparaturen an der WEA vornehmen, müssen täglich inklusive den benötigten Werkzeugen und Ersatzteilen zu den Anlagen gebracht werden. Der gesamte Ablauf eines Arbeitstages auf See, beginnend und endend im Versorgungshafen von Esbjerg, wird in der Abbildung 2 dargestellt.

Abbildung 2: Ablauf der Transferfahrten im Windpark



Je nach Jahreszeit werden zwischen zwei und sechs WEA pro Tag angefahren. Für Service einer WEA werden 100 Personenstunden im Jahr vorgesehen. Die Serviceteams bestehen aus vier Technikern, die tägliche Arbeitszeit beträgt acht Stunden.⁵

$$\frac{100 \text{ Std.}}{4 \text{ Techniker}} * \frac{1 \text{ Tag}}{8 \text{ Std.}} = \sim 3 \text{ Tage pro WEA} \quad (2.1)$$

⁵Gesprächsnotiz vom 10.04.14, geführt mit Hr. Pansa, Tätigkeit: Operation & Maintenance

Nach der oben stehenden Berechnung ergeben sich 3 Tage die ein Serviceteam für eine WEA benötigt. Da der Windpark 80 WEA umfasst, sind für die planmäßigen Wartungen 240 Einsatzfahrten nötig. Im Folgenden soll aufgezeigt werden, wie oft Personen für diese Wartungen zwischen WEA/OAP und einem Crew Transfer Vessel (CTV) bzw. dem Hub-schrauber übersteigen müssen. Es wird von vier Überstiege pro Person und Tag ausgegangen. Zum Einsatzbeginn steigt der Techniker von der OAP auf das CTV und wird zur WEA gebracht, auf die er auch wieder überzusteigen muss. Anschließend muss er noch Werkzeug und Ersatzteile mit einem Kran auf die Anlage heben. Nach Beendigung seiner Arbeit wird er von dem CTV wieder abgeholt und steigt dementsprechend wieder zweimal über um wieder auf der OAP anzukommen.

Anzahl der WEA	80
Anzahl der Einsatzfahrten pro WEA	3
Anzahl der Techniker pro Team	4
Anzahl der Überstiege pro Einsatztag	4
Überstiege für Planmäßige Wartungen (II)	3840

Die Summe der Einzelüberstiege in einem Jahr allein für die Planmäßigen Wartungen verdeutlichen den Stellenwert der dem Thema zukommt, den Technikern dabei ein hohes Maß an Sicherheit zu bieten. Zu den Wartungen kommen noch Reparaturen, Vorgeschiedene wiederkehrende Prüfungen des BSH und weitere nicht geplante Einsatzfahrten z.B. im Störfall. Nachfolgend eine Auflistung der Einsatzplanung pro Monat, resultierend aus den auf der OAP stationierten Serviceteams und davon ausgegangen das diese Täglich im Einsatz sind. Die Berechnung der Anzahl der Einsatzfahrten resultiert aus der veränderlichen Anzahl der Serviceteams pro Woche, und der Anzahl der Wochen pro Monat.

Tabelle 2: Einsatzplanung

Monat	Anzahl der Serviceteams im Windpark	Anzahl der Einsatzfahrten
Januar	2 - 3	65
Februar	2 - 3	59
März	2 - 6	99
April	6	156
Mai	6	156
Juni	6	182
Juli	6	156
August	6	156
September	2 - 6	117

Oktober	2 - 3	58
November	2 - 3	65
Dezember	2	65
Summe		1334

Die oben stehende Tabelle 2 zeigt die theoretisch höchstmögliche Anzahl der Einsätze bzw. der Transferfahrten. In der Praxis werden die Einsatzzahlen auf Grund der Wetterlage geringer ausfallen, aber darauf wird in Kapitel 2.3 genauer eingegangen.

2.2.3 Weitere Einsätze und Fahrten zum Betrieb des Windparks

Die Versorgung des Windparks wird mit 10ft Standardcontainern sichergestellt. In diesen Containern werden alle kleinen und mittelgroßen Ersatzteile, Werkzeuge und Ausrüstung, Verbrauchsmaterialien, Lebensmittel sowie Abfall und Schrott transportiert. Auf der OAP sind dafür insgesamt 13 Abstellplätze für diese Containergröße vorgesehen. Den Transport dieser Container wird ein Versorgungsschiff übernehmen und wird aus diesem Grund nicht näher betrachtet. Falls erforderlich kann auch das CTV ein bis zwei 10ft Container aufnehmen und transportieren.

Während der Ausfall einer WEA zwar den Gewinn reduziert aber keine Auswirkungen auf die anderen WEA hat, würde unter Umständen ein Defekt an der Umspannstation alle WEA zum Stillstand bringen. Aus diesem Grund sind alle Systeme auf der Umspannstation, aber auch auf der OAP redundant ausgelegt. Aufgrund dieser Tatsache wird in der Ausarbeitung der Fokus auf die Wartungen und Reparaturen und die dafür nötigen Einsätze an den WEA gelegt.

Ein weiterer Punkt, der außerplanmäßige Einsätze erfordert, ist bei Verletzungen oder in Krankheitsfällen. Hier kann der Hubschrauber seine Vorteile ausspielen, da er wesentlich schneller zwischen Festland und Windpark agieren kann. Aufgrund dieser Flexibilität stellt er die ideale Ergänzung zum CTV dar. Besonders im Winterhalbjahr bei länger anhaltendem schlechten Wetter oder bei dringenden Transporten von Ersatzteilen wird auf ihn zurückgegriffen werden müssen.

2.3 Wetterbedingungen im Windpark

Das Wetter ist beim Betrieb eines Offshore-Windpark von besonderer Bedeutung. Es sorgt auf der einen Seite mit seinen konstanteren und höheren Windgeschwindigkeiten für einen bis zu doppelt so großem Ertrag⁶ im Vergleich zu Standorten auf dem Land, aber auch gleichzeitig zu erschwerten Bedingungen bei der Installation und dem Betrieb. Errichterschiffe wie auch die CTVs haben ihre Einsatzgrenzen und dementsprechend müssen jeweils sogenannte Wetterfenster abgepasst werden in denen diese Einsatzgrenzen nicht überschritten werden. Für Dantysk wurden, unter anderem zu Planungszwecken, die

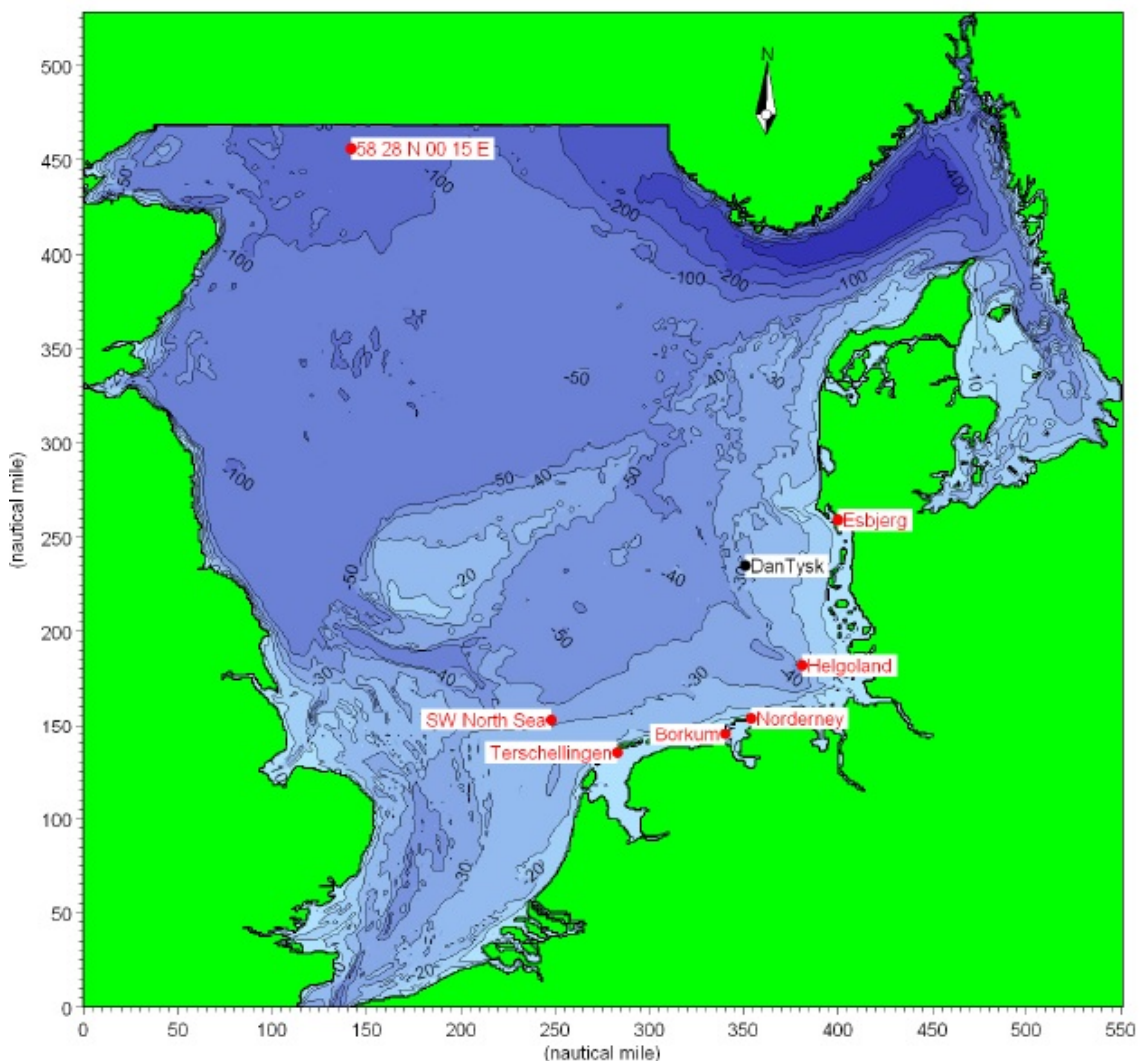
⁶Vgl. <http://www.alpha-ventus.de>, Daten- und Faktenblatt, Seite 2

Hydrografischen Standortbedingungen untersucht, sowie eine statistische Analyse in Auftrag gegeben. Diese Aufgabe übernahm die DHI-WASY GmbH.

2.3.1 Die Wellenverhältnisse am Standort

In dem erwähnten Bericht der DHI-WASY GmbH wird anhand von langjährigen Berechnungen (Hindcast) und statistischen Analysen ein Modell erstellt das der Beurteilung der hydrografischen Bedingungen am Standort Dantysk dient. Zur Kalibrierung und späteren Validierung werden zudem Messdaten von verschiedenen Messpunkten in der Nordsee herangezogen. Durchgeführt wurde ein Hindcast für den Zeitraum von 1979 bis 2007 für die Betrachtung der Strömungen und Wasserstände sowie der Wellen. Erstellt wurde das Modell mit dem von DHI-WASY entwickeltem Modell MIKE 21, einer Software in der alle gesammelten meteorologischen Daten der gesamten Nordsee als Randbedingungen dienen. Begrenzt wird das Modell durch zwei offene Ränder, einer am Ärmelkanal und der andere im Norden zwischen Schottland und Norwegen (Abbildung 3).

Abbildung 3: Modellgebiet für das MIKE 21 Modell⁷



⁷Vgl. DHI-WASY GmbH, hydrografische Standortbedingungen DanTysk [4]

Zur Kalibrierung werden Informationen über die Tideverhältnisse, bathymetrische Informationen, Daten zu atmosphärischen Drücken und Windfeldern und zu Wassereinträgen z.B. aus Flüssen verwendet. Zudem gibt es noch Kalibrierungsparameter wie z.B. Rauheit und Windreibungskoeffizienten die angegeben werden müssen. Ebenfalls zur Kalibrierung sowie zur Validierung der Ergebnisse werden ozeanographische Parameter wie Strömungen, Wasserstände und Wellendaten von verschiedenen Messstationen aufgenommen.

Messstationen in der Nordsee zur Erfassung dieser Parameter gibt es dazu in Form von Messbojen (Nordseeboje II – NSB II) und Forschungsplattformen (z.B. FINO 1). Weitere Messungen werden z.B. im Windpark Horns Rev 1 durchgeführt, aber auch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erfasst an mehreren Orten an der Küste entsprechende Daten (Abbildung 4).

Abbildung 4: Übersicht der Messpunkte zum Zeitpunkt der Studie⁸

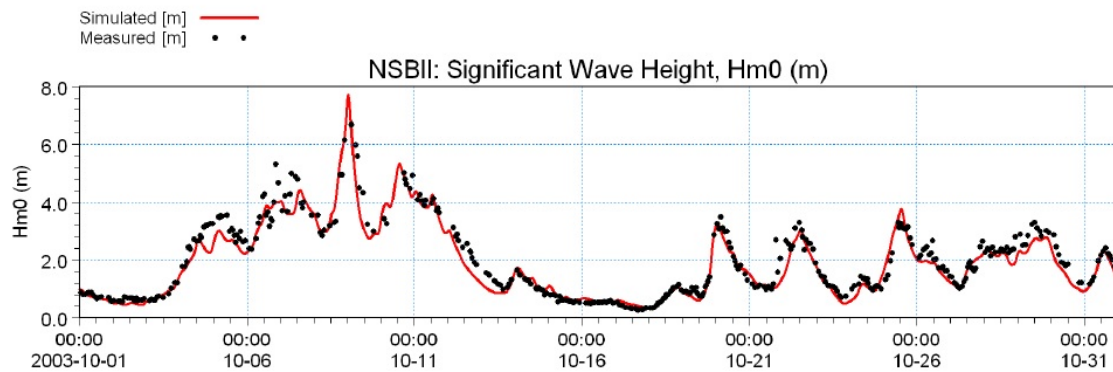


Seit 2009 steht eine weitere Forschungsstation (FINO 3) direkt im Baufeld von DanTysk und liefert kontinuierlich Messdaten.

⁸Vgl. DHI-WASY GmbH, hydrografische Standortbedingungen DanTysk

Durch Vergleiche zwischen Messungen und den Modellergebnissen lässt sich die Qualität beurteilen. In Abbildung 5 wird exemplarisch eine Messreihe der NSB II aus dem Oktober 2003 gezeigt. Verglichen wird hier die Signifikante (durchschnittliche) Wellenhöhe (H_{m0}) der Messungen (schwarze Punkte) mit den Modellergebnissen (rote Linie).

Abbildung 5: Validierung der Modellergebnisse mit Messdaten der Nordseeboje II ⁹



Die signifikante Wellenhöhe ist der entscheidende Parameter in der vorliegenden Arbeit, anhand dessen sich die Einsetzbarkeit der CTVs und des Überstiegssystems beurteilen lassen. Sie wird wie folgt definiert:

Die signifikante Wellenhöhe ist die mittlere Wellenhöhe der höchsten 33,3% aller Wellen im Spektrum. H_{m0} ist die signifikante Wellenhöhe aus der Spektralanalyse, definiert als $4.0 \times m_0^{0.5}$ (m_0 ist die Varianz der Wellenspektren).¹⁰

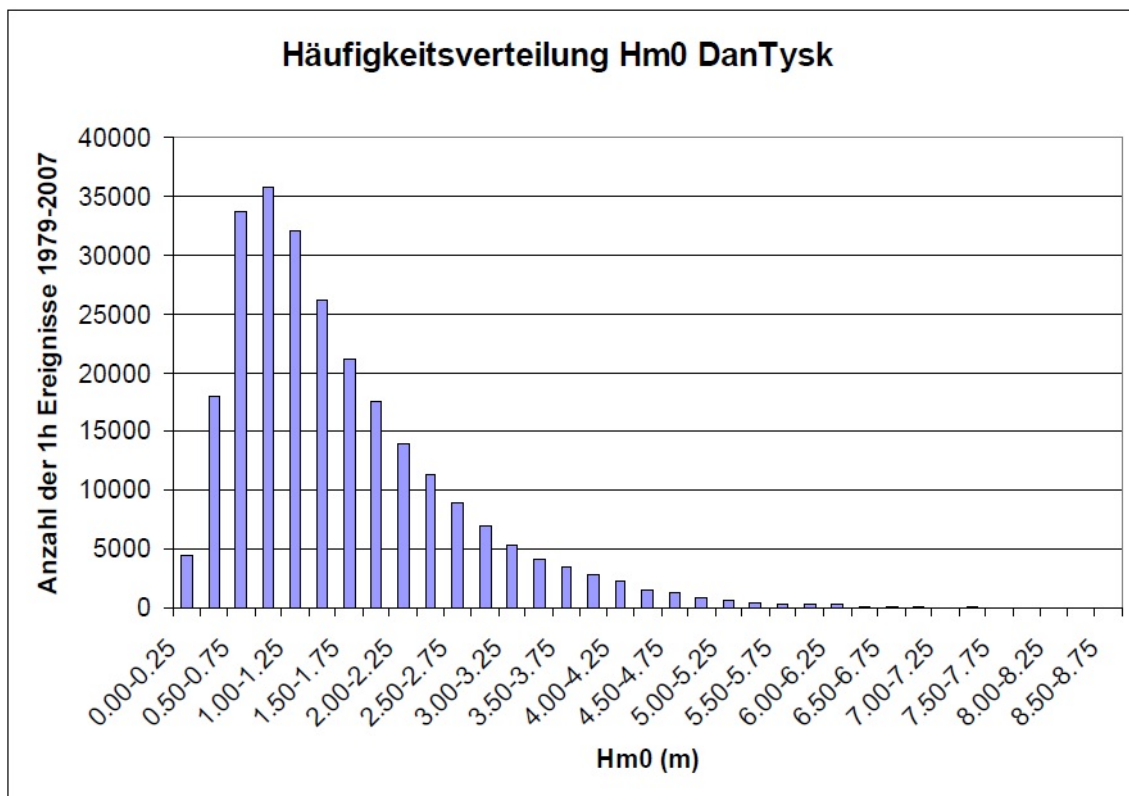
Weitere Wellenparameter wie z.B. Wellenperiode und Strömung, die nur eine untergeordnete Rolle spielen, werden hier nicht näher betrachtet. Einzig auf die Wellenrichtung (Mean Wave Direction – MWD) wird im Späteren Verlauf noch eingegangen.

Die Hindcastdaten über die Wellenhöhe liefern stündliche Werte die auf verschiedene Arten ausgewertet werden können. Eine sehr anschauliche Auswertung ist die Häufigkeitsverteilung über den gesamten Zeitraum, um ein Gefühl für die Wellenverhältnisse am Standort zu bekommen (Abbildung 6). Gezeigt wird wie häufig (Anzahl) welche signifikante Wellenhöhe vorgekommen ist. Diese Stundenwerte dienen als Basis für die weiteren Analysen.

⁹Vgl. DHI-WASY GmbH, hydrografische Standortbedingungen DanTysk

¹⁰Germanischer Lloyd (2005), Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines, Seite 165 [1]

Abbildung 6: Häufigkeitsverteilung der Stundenwerte der signifikanten Wellenhöhen¹¹



Eine Art der von DHI-WASY erstellten Auswertung ist die prozentuale Darstellung von Wetterfenstern (Abbildung 7). Ein Wetterfenster ist definiert als ein Zeitraum, in dem die signifikante Wellenhöhe ständig unterhalb eines bestimmten Schwellenwertes bleibt. Die Wetterfenster werden in verschiedene zeitliche Längen (hier >48 std.) und in die 12 Monate unterteilt. Des Weiteren sind mehrere Schwellenwerte von 1,0 bis 2,5 Meter H_{m0} aufgeführt.

Abbildung 7: Wetterfenster ab 48 Stunden¹²

Dauer >48Std.	Wetterfenster						
	Hm0	1m	1.25m	1.5m	1.75m	2m	2.5m
Jan		12%	19%	26%	34%	44%	59%
Feb		17%	27%	35%	45%	53%	66%
Mar		16%	29%	41%	52%	60%	74%
Apr		38%	52%	64%	73%	80%	90%
May		39%	60%	73%	82%	87%	95%
Jun		37%	54%	68%	76%	85%	93%
Jul		44%	59%	71%	81%	87%	94%
Aug		38%	53%	64%	75%	82%	91%
Sep		21%	35%	49%	61%	69%	82%
Oct		14%	24%	35%	43%	54%	71%
Nov		9%	17%	26%	34%	44%	62%
Dec		11%	20%	28%	35%	43%	58%

¹¹Vgl. DHI-WASY GmbH, hydrografische Standortbedingungen DanTysk

Berechnungsbeispiel für die prozentuale Darstellung der Wetterfenster:

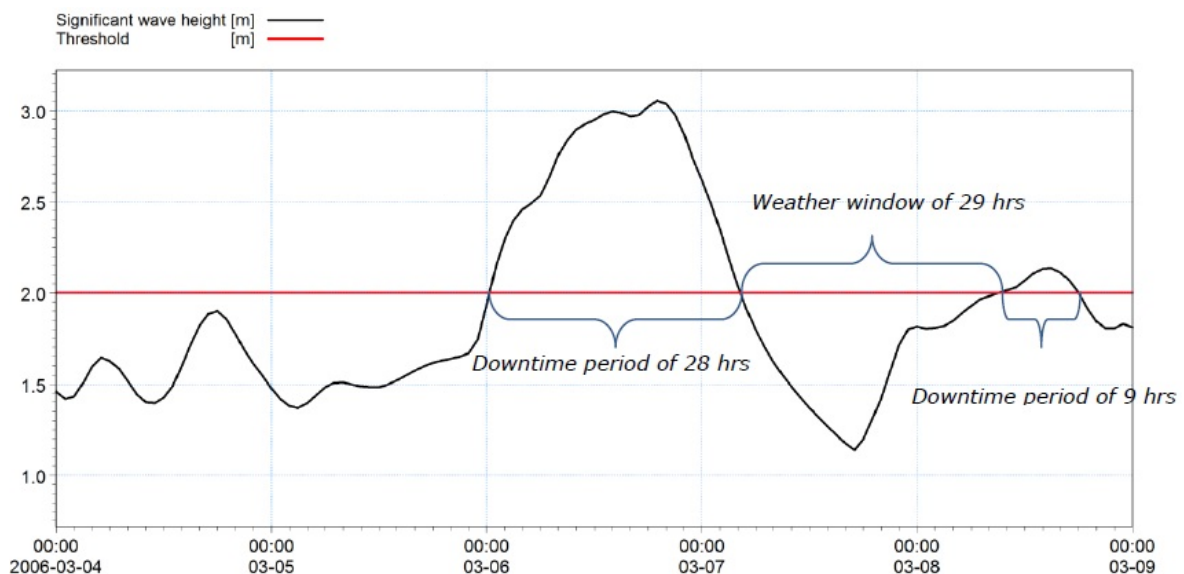
Gesucht wird ein Wetterfenster von 48 Stunden bei einer maximalen signifikanten Wellenhöhe H_{m0} von 1,0 Meter.

$$n_{48nov} = \frac{d_{nov}}{t_w} * p \quad (2.2)$$

n_{48nov}	Anzahl der Wetterfenster
t_w	Zeitgröße des Wetterfensters
d_{nov}	Anzahl der Tage im Monat
p	Prozentuales vorkommen der Wetterfenstergröße

Der Tabelle aus der Abbildung 7 entnimmt man einen Wert von 9%. Der November hat mit 30 Tagen exakt 15 48-Stunden Zeiträume. Bei 9% ergeben dich dann aus $0,09 * 15$ genau 1,35 solcher Wetterfenster (Formel 2.2). Die Abbildung 8 Zeigt den Verlauf der signifikanten Wellenhöhe über mehrere Tage hinweg. Eingezeichnet ist außerdem ein Schwellenwert bei zwei Metern signifikanter Wellenhöhe und die sich daraus ergebenden Wetterfenster. Die Zeit in der die signifikante Wellenhöhe den Schwellenwert übersteigt wird Downtime genannt.

Abbildung 8: Wetterfenster und Downtime Perioden¹²

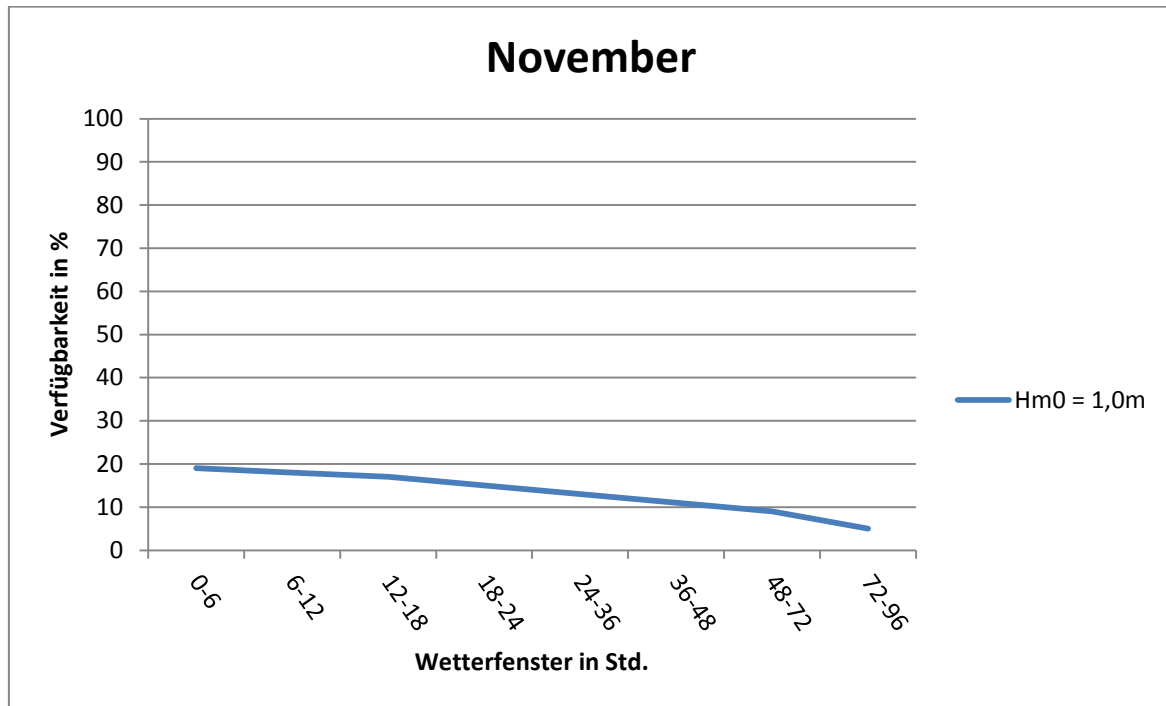


Aus den Tabellen in prozentualer Darstellung lässt sich kein Verlauf der signifikanten Wellenhöhe ablesen. Dieser ist auch nicht von Interesse, da für die Beurteilung der Situation

¹²Vgl. DHI-WASY GmbH, hydrografische Standortbedingungen DanTysk

die Information darüber wie oft und für wie lange ein Wetterfenster zur Verfügung steht ausreicht. Für die Darstellung diese Merkmale werden die relevanten Überstiegshöhen herausgefiltert und in einem Graphen dargestellt. Abbildung 9 zeigt die Verfügbarkeit der unterschiedlich großen Wetterfenster bei einer signifikanten Wellenhöhe von 1,5 Metern.

Abbildung 9: Wetterfenster November für $H_{m0} = 1,0$ Meter



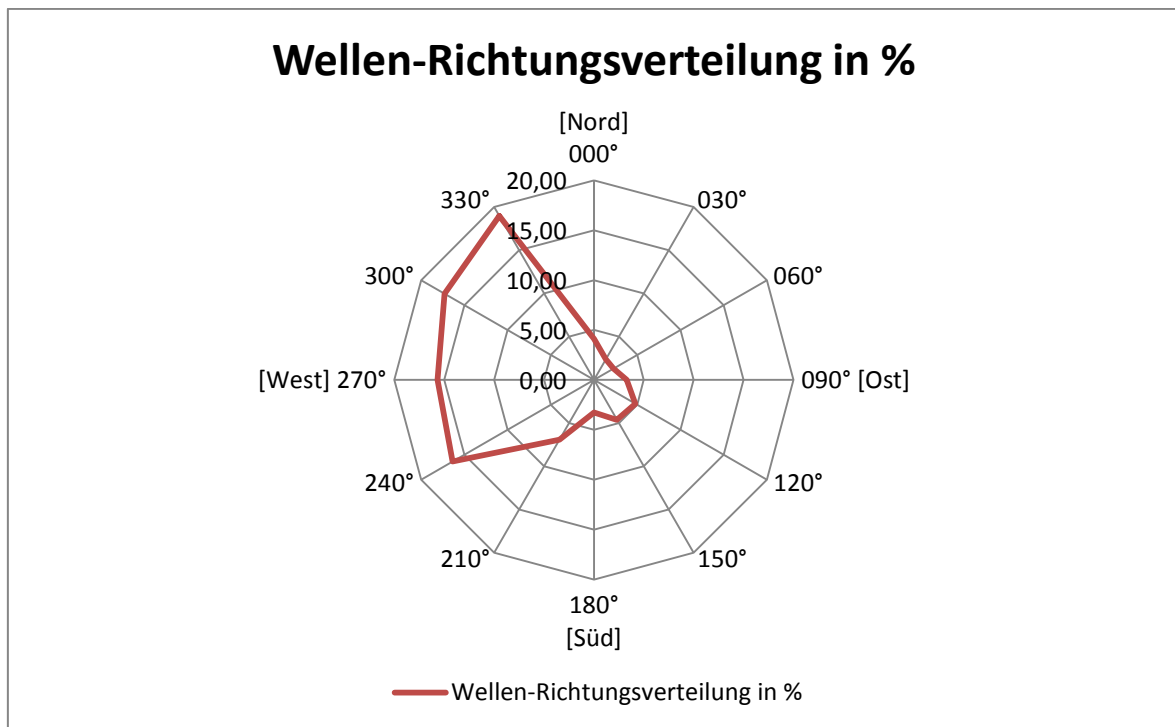
2.3.2 Einfluss der Wind- und Wellenrichtung

Wie bereits erwähnt gibt es neben der signifikanten Wellenhöhe noch weitere Parameter, wie z.B. die Wellenrichtung, Windrichtung oder Strömung, die Einfluss auf den Überstieg haben. Die Größe mit dem meisten Einfluss nach der signifikanten Wellenhöhe ist die Wellenrichtung. Eine seitlich angreifende Welle bringt ein Schiff erheblich stärker in Bewegung als eine von vorne oder hinten angreifende. Zudem können seitlich auftreffende Wellen dazu führen, dass das CTV womöglich seine Position längs am Boatlanding nicht richtig halten kann und zur Seite gedrückt wird.

Bei der OAP, von der aus mit Abstand am meisten Überstiege stattfinden werden, sind aus diesem Grund gleich drei Boatlandings in unterschiedliche Richtungen vorgesehen um auf die Wellenrichtung reagieren zu können. Die Fundamente der WEA hingegen haben nur jeweils ein Boatlanding, und dieses ist bei allen 80 Anlagen gleich ausgerichtet. Beeinflussende Faktoren sind dabei unter anderem die Ausrichtung der Arbeitsplattform mit ihrem Kran, die Tür in den Turm in Bezug auf die Windrichtung, die Strömung und wie schon erwähnt die Wellenrichtung. Diese geht aus dem schon beschriebenen Wellengutachten der DHI-WASY GmbH hervor und ist in der Abbildung 10 zu sehen.¹³

¹³ Vgl. DHI-WASY GmbH, hydrografische Standortbedingungen DanTysk

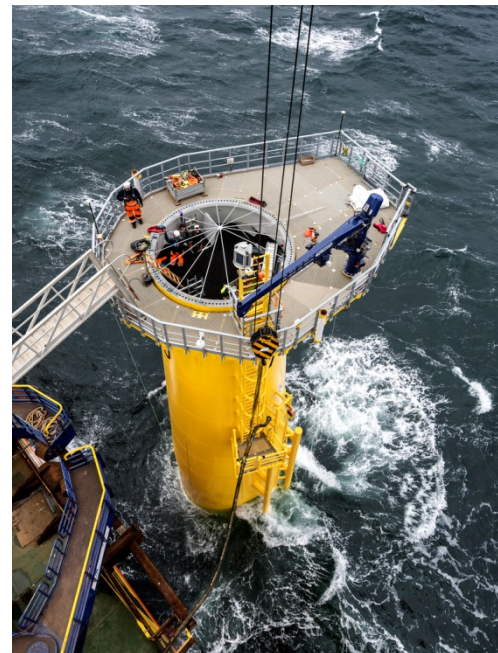
Abbildung 10: Vorherrschende Wellenrichtung und Verteilung



Die Himmelsrichtungen sind aufgeteilt in 12 Sektionen. Sehr deutlich als Hauptrichtung zu erkennen ist der Bereich von 240° bis 330°, ihr Anteil liegt bei 68%. Die Boatlandings der WEA sind nach Nord-Ost bei genau 60° ausgerichtet um der Wellenrichtung möglichst entgegen zu fahren. Eine das CTV von hinten angreifende Wellenrichtung, bei der das CTV schwer kontrollierbar zum Boatlanding hin gedrückt wird, kann dadurch vermieden werden. Die Abbildung 11¹⁴ zeigt ein Fundament bei der Errichtung im Baufeld DanTysk.

In Bezug auf das Übersteigen direkt von einem CTV im Vergleich zu der Verwendung eines Überstiegssystems ist der Einfluss der seitlich angreifenden Welle gleichermaßen von Bedeutung und stellt kein Unterscheidungskriterium dar. Aus diesem Grund wird für einen Vergleich die sich unterscheidende zulässige signifikante Wellenhöhe herangezogen.

Abbildung 11: Fundament einer Offshore-Windenergieanlage



¹⁴ Vgl. <http://dantysk.vattenfall.com> (Zugriff am 03.06.2014)

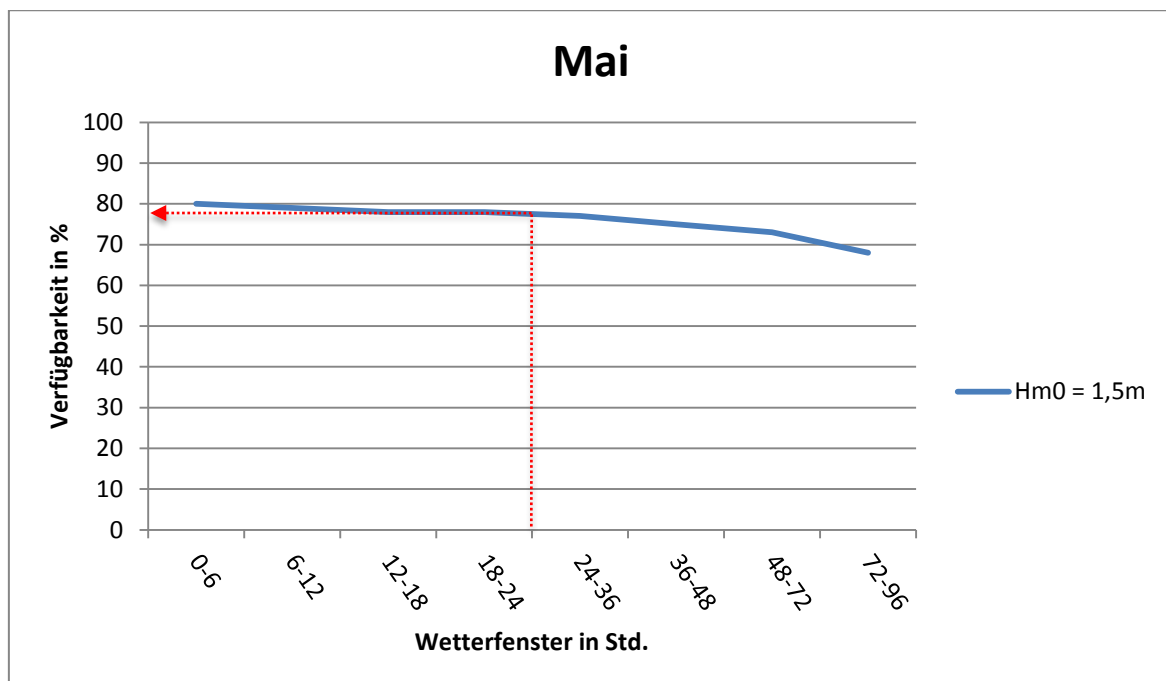
2.3.3 Betrachtung möglicher Transferfahrten

Mit den Daten aus der Einsatzplanung und den Wetterdaten aus dem Hindcast lassen sich nun die möglichen Einsätze mit dem CTV berechnen. Die Randbedingungen dafür sind auf der einen Seite die maximal zulässige Überstiegshöhe vom CTV zu einem Boatlanding, die bei 1,5 Meter signifikanter Wellenhöhe liegt¹⁵, und auf der anderen Seite die Größe des benötigten Wetterfensters das für einen Tageseinsatz mit An- und Abfahrtzeit aus Esbjerg mit 24 Stunden angenommen wird. Der Wert für die maximale Überstiegshöhe direkt von einem CTV zum Boatlanding ist ein Erfahrungswert der als Richtwert verwendet werden kann. Die Berechnungen werden für alle 12 Monate durchgeführt. Ausführlich gezeigt werden der Monat Mai und der November.

Zusammenfassung der Berechnungsdaten:

- Anzahl der Serviceteams im Mai: 6
- Anzahl der Tage im Mai: 31
- Anzahl der Serviceteams im November: 2 – 3
- Anzahl der Tage im November: 30
- Schwellenwert für den CTV Überstieg: 1,5 Meter
- Größe des verwendeten Wetterfensters: 24 Stunden

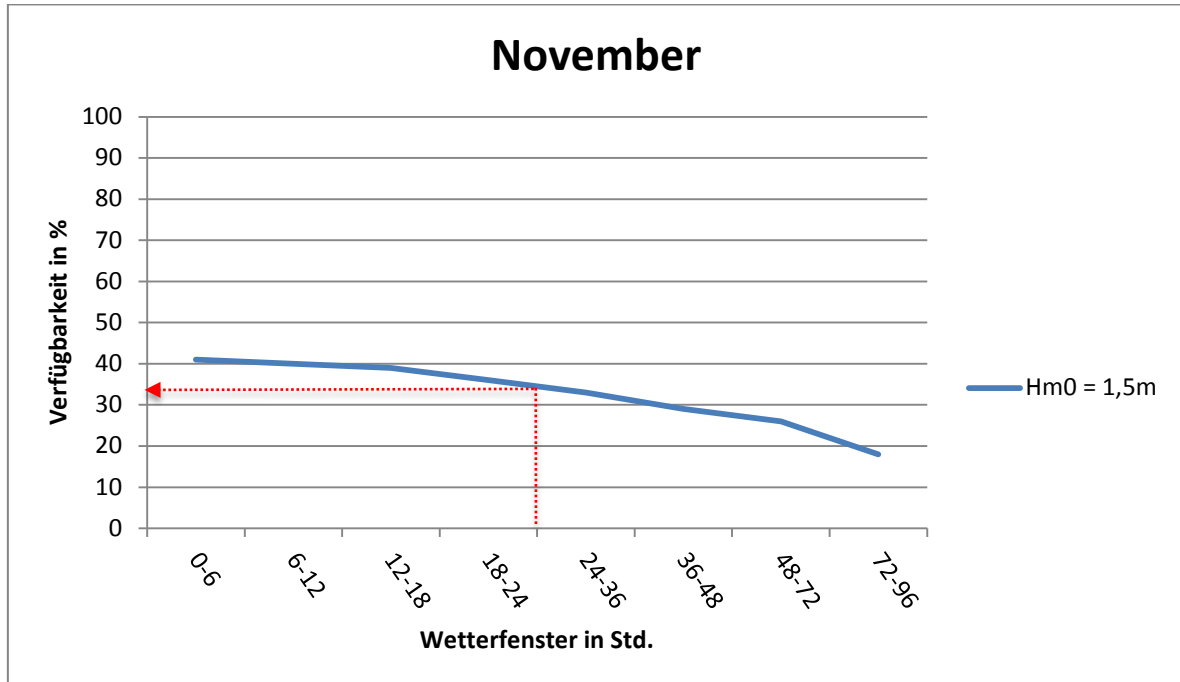
Abbildung 12: Wetterfenster Mai für 24 Std.



¹⁵Vgl. <http://www.alpha-ventus.de>, Daten- und Faktenblatt, Seite 3 [10]

Ein Wetterfenster mit entsprechender Länge steht im Mai zu 77,5% zur Verfügung und der Mai hat 31 Tage. Nach der bereits verwendeten Formel (2.2) errechnen sich 24,025 Wetterfenster mit 24 Stunden.

Abbildung 13: Wetterfenster November für 24 Std.



Im November steht das selbe Wetterfenster mit 34,5% zur Verfügung. Bei 30 Tagen für den November bedeutet das es gibt 10,35 Wetterfenster mit 24 Stunden für eine mögliche Einsatzfahrt mit dem CTV.

In der folgenden Tabelle 3 werden die Berechnungen für alle Monate sowie die Wetterfenstergröße von 24 Stunden und eine signifikante Wellenhöhe von 1,5m aufgeführt.

Tabelle 3: Wetterfenster und Einsatztage bei 1,5 Meter signifikanter Wellenhöhe

Monat	Tage	Wetterfenster 24 Std. [%]	Wetterfester	Downtime [%]	Einsatztage
Jan	31	33,5	10,4	66,5	10
Feb	28	43,5	12,6	56,5	12
Mrz	31	49	15,2	51	15
Apr	30	70,5	21,2	29,5	21
Mai	31	77,5	24	22,5	24
Jun	30	73,5	22	26,5	22
Jul	31	75,5	23,4	24,5	23
Aug	31	70,5	21,9	29,5	21
Sep	30	57	17	43	17

Okt	31	42,5	13,2	57,5	13
Nov	30	34,5	10,4	65,5	10
Dez	31	35	10,9	65	10
Summe	365				198

Deutlich zu sehen sind die wenigen Tage die im Winter zur Verfügung stehen, Einsätze mit dem CTV können nur an etwa einem Drittel der Tage gefahren werden. In der Zeit von April bis August hingegen können immer mehr als zwei Drittel des Monats Einsätze mit dem CTV gefahren werden.

2.3.4 Anforderungen an das Überstiegssystem

Ziel in diesem Kapitel ist es, die Anforderungen an eine Verbesserung des Offshore-Überstieges zu formulieren. Eine der wichtigsten Anforderung stellt die Erhöhung des Schwellenwertes der signifikanten Wellenhöhe für den Überstieg dar. Eine ganze Reihe von Firmen hat bereits Konzepte für ein solches Überstiegssystem entwickelt und diese teilweise auch umgesetzt. Die Firma Ampelmann Operations bietet ein gleichnamiges System an (Abbildung 15¹⁶), welches eine ausfahrbare, bis zu 25 Meter lange Gangway besitzt. Aufgrund seiner Größe

Abbildung 14: Ampelmann



Abbildung 15: MOTS 500



und seines Gewichts ist dieses System lediglich für große Schiffe geeignet, welche ein dynamisches Positionierungssystem besitzen, um ihre Position halten zu können. Ein weiteres Überstiegssystem ist der MOTS 500 der Firma momac. Es ist für Schiffe entwickelt die direkten Kontakt zum Boatlanding haben, wie z.B. ein CTV und kann Bewegungen des Schiffes in alle Richtungen kompensieren. Übergestiegen wird hier über einen Mannkorb (Abbildung 14¹⁷). Nachteil dieses Systems ist natürlich

¹⁶ Vgl. <http://www.ampelmann.nl> (Zugriff am 03.06.2014)

¹⁷ Vgl. <http://www.momac-robotics.de/MOTS-500-momac-Offshore-Zugangssystem> (Zugriff am 03.06.2014)

das jeweils nur eine Person zur Zeit übersteigen kann und so der Überstieg mehrerer Serviceteams sehr viel Zeit in Anspruch nimmt.

Ein anderes Konzept verfolgt die Extrem Ocean Innovation Inc. mit dem TransSPAR Craft. Dieses System bietet eine hohe Stabilität im Wasser, es sollte jedoch schon bei der Planung eines Offshore-Windparks berücksichtigt werden, da entsprechende Andockvorrichtungen und Aufnahmesysteme nötig sind (Abbildung 16¹⁸). Zuletzt soll noch das Safety Access System der Firma Fassmer GmbH erwähnt werden. Es besteht aus einer sechs Meter langen Gangway und ist entsprechend kompakt um, wie das MOTS 500 System, auf einem CTV montiert werden zu können (Abbildung 17¹⁹). Dieses System wird in einem späteren Kapitel noch ausführlich beschrieben.

Abbildung 16: Trans SPAR Craft

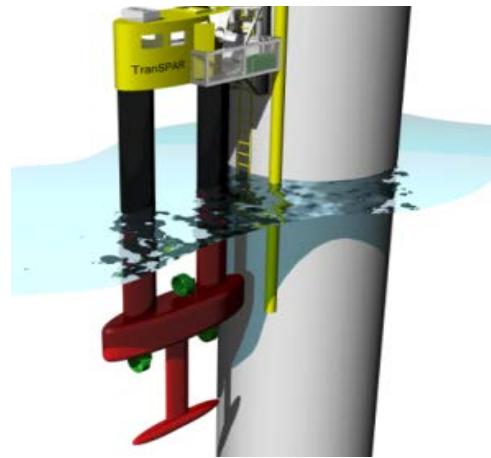


Abbildung 17: Fassmer, Safty Access System



Neben der Möglichkeit bei einer höheren signifikanten Wellenhöhe übersteigen zu können, sollte ein Überstiegssystem auch die Sicherheit beim übersteigen verbessern. Zur Sicherheitsausstattung könnten entsprechende Warneinrichtungen bei Unterbrechung der Verbindung zum Boatlanding gehören, aber auch eine redundante Energieversorgung wäre wünschenswert. Es sollte darüber hinaus wirtschaftlich

sein und den aktuell geltenden Richtlinien entsprechen.

In der nachfolgenden Tabelle 4 werden die wichtigsten Anforderungen an ein solches System in einer Anforderungsliste zusammengefasst.

¹⁸ Vgl. <http://www.extremeocean.ca/transpar-craft> (Zugriff am 03.06.2014)

¹⁹ Vgl. <http://www.fassmer.de> (Zugriff am 03.06.2014)

Tabelle 4: Anforderungsliste Überstiegssystem

W4=sehr wichtig W3= wichtig W2= interessant W1= wenn möglich F= Forderung		Anforderungsliste		Hinweise / Erläuterungen	
				Erstellt am: 26.04.14 von: Julian Kowski Blatt1 von 1	
Lfd. Nummer	F / W	Anforderung	Änderung	Verantwortlich	
1		Funktion			
1.1	F	Vollständiger Ausgleich aller auftretenden Bewegungen zwischen CTV und Boatlanding			
1.2	F	Automatisches Ausrichten am Boatlanding			
1.3	F	Akustische und Visuelle Warneinrichtungen			
1.4	W4	Ausrichtungshilfe am Boatlanding der OAP zur Beschleunigung des Andockvorgangs			
2		Leistung			
2.1	F	Mindes Wellenhöhe von $H_{m0} = 2,0m$			
2.2	F	Geringer Energiebedarf			
2.3	F	Tragfähigkeit mehrere Personen zur selben Zeit			
2.4	F	Seewasserbeständig			
2.5	F	Zuverlässigkeit unter Extrembedingungen auf See			
3		Sicherheit			
3.1	F	Geltenden Richtlinien entsprechend			
3.2	F	Echtzeitüberwachung im angedockten Zustand			
3.3	F	Redundante Energieversorgung			
3.4	F	Fähigkeit zur Eigendiagnose			
4		Handhabung			
4.1	F	Ein-Mann-Bedienung			
4.2	F	Keine Möglichkeit zur Fehlbedienung			
4.3	W4	Jährliche Wartungsintervalle			
5		Kosten			
5.1	F	Kostensparnis erkennbar			
5.2	W4	Betriebs-/Wartungskosten dürfen max. 8% der Anschaffungskosten betragen			

2.4 Ertrag einer Windenergieanlage

Wie bereits erwähnt ist der Bau von Offshore-Windenergieanlagen durch den erheblich höheren Ertrag im Vergleich zu WEA auf dem Festland begründet. So wurden als Beispiel die Ertragsprognosen im ersten deutschen Offshore Windpark Alpha Ventus in Form von Volllaststunden noch deutlich übertroffen. Die Volllaststunden dienen als Vergleichswert verschiedener Standorte und sind ein rein rechnerischer Wert. Sie berechnen sich aus der Jahresproduktion einer WEA dividiert durch die Nennleistung der WEA.²⁰ Für den Standort DanTysk, mit 80 WEA und jeweils mit einer Nennleistung von 3,6 MW, wird in einem Energieertragsgutachten des Deutschen Windenergie Institutes (DEWI GmbH) ein Ertrag von 18.885 MWh pro Jahr und WEA bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 10,2 m/s prognostiziert.²¹ Nachfolgende Berechnung (2.3) zeigt die sich daraus ergebenden Volllaststunden.

$$\frac{\text{Energieertrag pro Jahr}}{\text{Nennleistung pro WEA}} = \text{Volllaststunden} \quad (2.3)$$

$$\frac{18.885 \frac{\text{MWh}}{\text{Jahr}}}{3,6 \text{ MW}} = 5245,83 \text{ Volllaststunden}$$

Vergleicht man diesen Wert mit dem durchschnittlichen Ertrag der letzten 5 Jahre an Land von 1619 Volllaststunden²², werden die erheblich höheren finanziellen Folgen durch den Ausfall einer WEA sofort deutlich. Betrachtet werden die Auswirkungen für den Fall das eine WEA für einen Tag, also 24 Stunden ausfällt.

$$\frac{\text{Energieertrag pro Jahr}}{365 \text{ Tage}} = \text{Energieertrag pro Tag} \quad (2.4)$$

$$\frac{18.885 \text{ MWh}}{365 \text{ Tage}} = 51,74 \text{ MWh/Tag}$$

51,7 MWh liefert eine WEA innerhalb von 24 Stunden. Das Erneuerbaren Energie Gesetz (EEG) sieht für Offshore Windparks eine Anfangsvergütung von 15ct/kWh (150€/MWh) vor.²³ Diese Vergütung wird für die folgende Berechnung angesetzt.

²⁰ Vgl. <http://www.prowindkraft-niedernhausen.de/hintergrund-1/windkraft/ertrag>. (Zugriff am 10.06.2014)

²¹ Vgl. DEWI, Site-related Wind Potential Analysis and Energy Yield Assessment for DanTysk [17]

²² Vgl. Windenergiereport 2013, Fraunhofer IWES, Seite 39 [18]

²³ Vgl. <http://www.offshore-windenergie.net/politik/eeg-verguetung>. (Zugriff am 10.06.2014)

$$\text{Vergütung} * \text{Energieertrag pro Tag} = \text{Ertrag pro Tag in Euro} \quad (2.5)$$

$$150 * 51,74 = 7760\text{€}/\text{Tag}$$

Fällt ein WEA aufgrund einer Störung oder eines Defektes aus und steht für 24 Stunden still, stellt sich ein Einnahmeverlust von durchschnittlich 7760€ ein. Dementsprechend hoch ist das Interesse, die WEA möglichst schnell zu erreichen und den Fehler zu beheben. Aber auch die Erreichbarkeit selbst der WEA hat eine hohe Priorität.

3 Änderung der Situation durch die Nutzung eines Überstiegssystems

Nachdem nun ein Überblick von dem Betrieb eines Offshore Windparks gewonnen wurde, soll in diesem Kapitel eine mögliche Verbesserung des Übersteigens zwischen dem CTV und der Plattform bzw. den WEA untersucht werden. Zuerst wird ein von der Firma Fassmer GmbH & Co. KG entwickeltes aktives Überstiegssystem vorgestellt und technisch erläutert. Darauf aufbauend werden die erweiterten Einsatzmöglichkeiten des CTV mit Überstiegssystem betrachtet und ausgewertet. Schlussendlich soll dann ein Kosten-Nutzen Vergleich unterschiedlicher Kombinationen und unter Berücksichtigung der Investitionskosten für das Überstiegssystem die Wirtschaftlichkeit belegen.

3.1 Technische Darstellung des Überstiegssystems

Die Konstruktion besteht im Wesentlichen aus einer 6 Meter langen Brücke, die kardatisch aufgehängt, Bewegungen des Schiffes ausgleichen kann. Die Leichtbaukonstruktion ist als geschweißtes Fachwerk ausgebildet und besteht aus seewasserbeständigem Aluminium. Der gesamte Anlege- und Überstiegsprozess wird überwacht und durch optische und akustische Warneinrichtungen unterstützt, um ein höchstes Maß an Sicherheit zu bieten. Aufgrund des geringen Gewichtes lässt sich das System auf einem branchenüblichen CTV der 24 bis 34 Meter-Klasse montieren und kann von einer einzelnen Person bedient werden. Abbildung 18 zeigt eine Prinzipdarstellung, um eine Idee des Übersteigens zu bekommen.

Abbildung 18: Prinzipdarstellung des Überstiegssystems auf einem CTV²⁴



²⁴ Vgl. <http://www.fassmer.de/download/media-overview>. (Zugriff am 08.05.2014)

Technische Spezifikationen:

- Systemgewicht: 3500 kg
- Anschlussleistung: Ca. 40 kW
- Traglast: 500 kg Punktlast / 150 kg/m²
- Brückenlänge: 6 Meter
- Benötigte Deckfläche: 6m Länge / 3,2m Breite
- Spannungsversorgung: 400V AC
- Notstromversorgung 24V Boardnetz
- Antrieb: Elektrozyylinder

Aufbau und Funktionsweise der Konstruktion

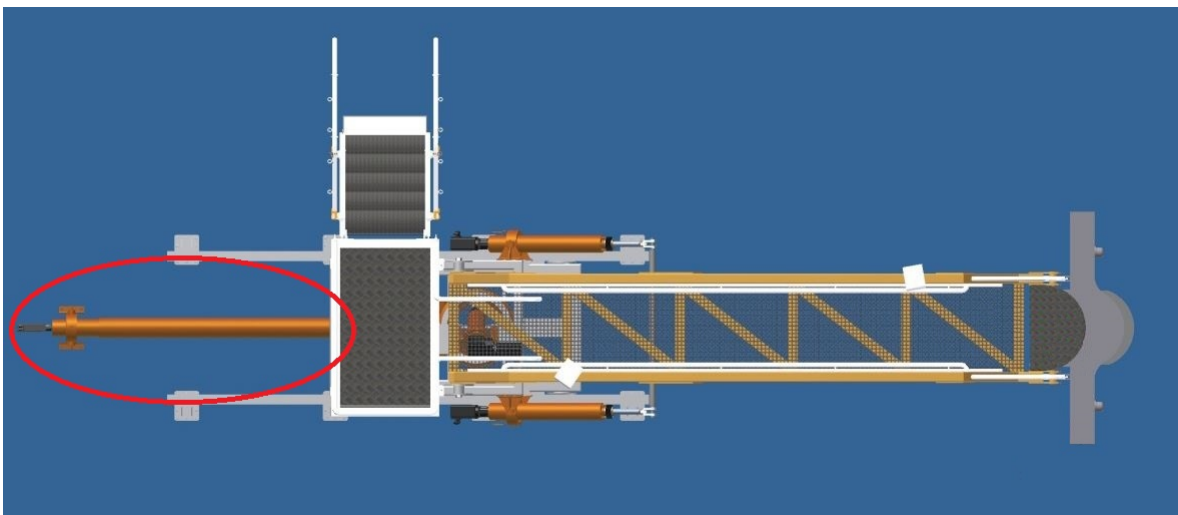
Zur Erläuterung des Überstiegssystems und der Funktionsweise wird eine Anordnung auf dem Vordeck eines CTV wie in Abbildung 18 angenommen. Für ein bestmögliches Verständnis werden in diesem Abschnitt der Anlegevorgang und die technische Umsetzung parallel geführt.

Das Anlegemanöver wird eingeleitet indem der Kapitän das CTV mit kontrollierter Geschwindigkeit mit dem Bug gegen das Boatlanding steuert. Am Bug des CTVs befinden sich entsprechende Fender, um die Aufprallenergie zu absorbieren. Das CTV baut nun mit seinem Antrieb einen Konstanten Druck gegen das Boatlanding auf und hält sich dadurch in Position. Um diesen Zustand zu kontrollieren, sind Drucksensoren in den Fendern integriert. Ist das CTV stabil, kann die Brücke über einen Elektrozyylinder waagrecht in Richtung Boatlanding ausgefahren werden.

Das gesamte System wird über Elektrozyylinder gesteuert. Diese haben den Vorteil gegenüber herkömmlichen Hydraulik-oder Pneumatik Zylindern, dass sie keine weitere Technik benötigen. Lediglich ein Kabel zur Steuerung muss angeschlossen werden. Das macht sie neben dem Gewichtsvorteil auch zuverlässiger gegen Störungen. Sie eignen sich besonders gut für den Offshore-Einsatz, da ihr Zylinder selbst hermetisch gekapselt ist. Aus dem Grund sind sie sehr robust gegenüber Witterungseinflüssen und außerdem sehr wartungsarm. Der Wegfall eines Puffermediums wie Luft oder Hydrauliköl hat einen deutlichen Effektivitätsgewinn, der Energieverbrauch ist geringer²⁵.

²⁵ Vgl. <http://www.konstruktion.de/allgemein/fluidtechnik-alternative-findet-mehr-anhaenger>. (Zugriff am 22.04.2014)

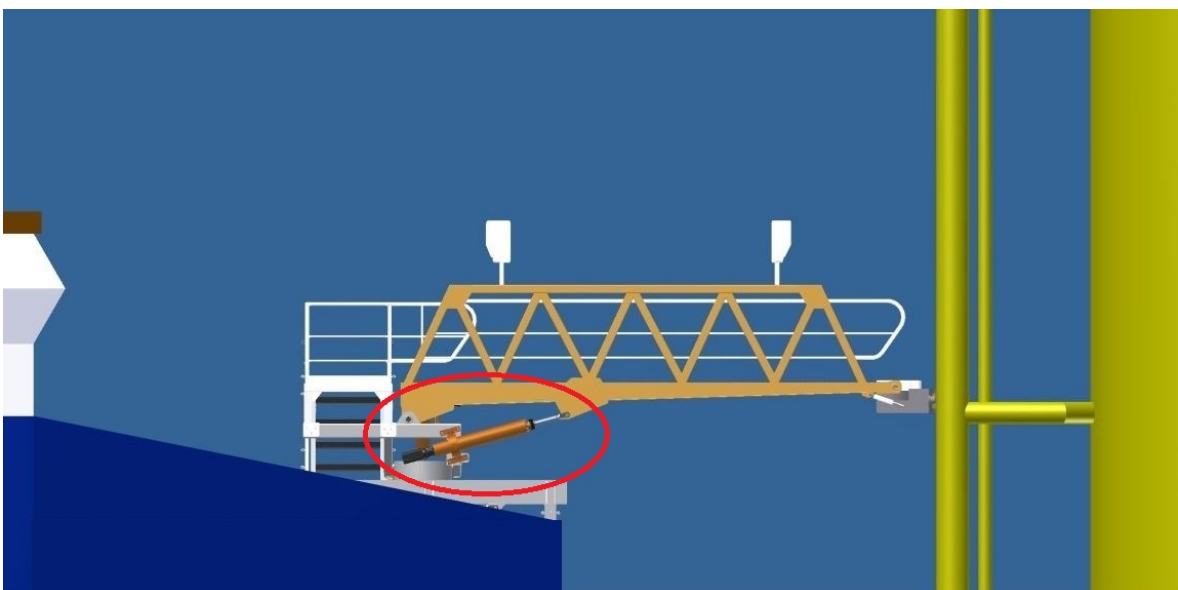
Abbildung 19: Draufsicht Überstiegssystem²⁶



Der in Abbildung 19 markierte, waagrecht liegende Zylinder dient neben dem Positionieren der Brücke auch dem Längenausgleich. Er drückt mit einer definierten Kraft gegen das Boatlanding. Am vorderen Ende der Brücke sitzt ein Andockkopf. Dieser ist beweglich mit Gasdruckstoßdämpfern aufgehängt und sorgt dafür, dass Stöße absorbiert werden können.

Für den Ausgleich in vertikaler Richtung sind zwei Zylinder vorgesehen die redundant arbeiten. Die tragen die Hauptlast der Brücke und sind aus Sicherheitsgründen so ausgelegt, dass falls einer der Zylinder ausfällt, der andere die Last alleine tragen kann. Abbildung 20 zeigt das System in angedocktem Zustand.

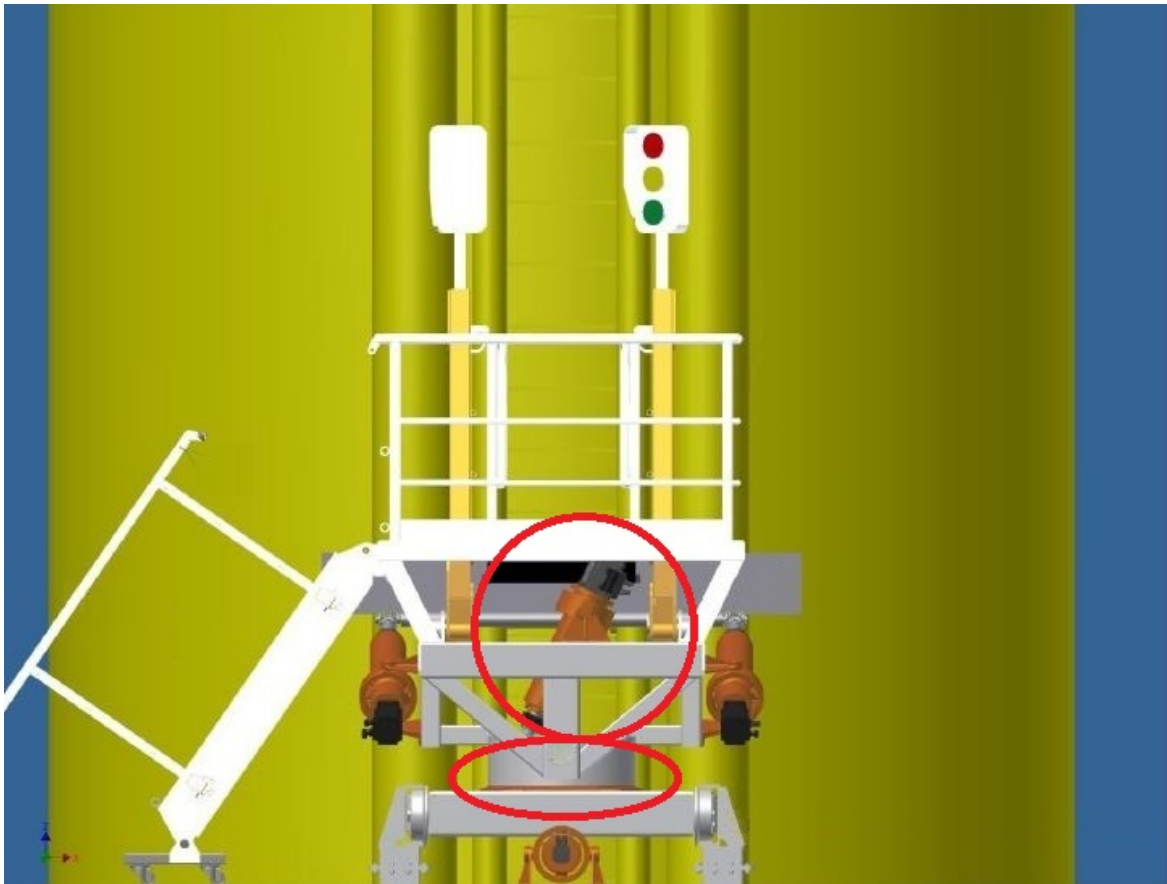
Abbildung 20: Seitenansicht Überstiegssystem²⁶



²⁶Vgl. <http://www.fassmer.de/download/media-overview>. (Zugriff am 08.05.2014)

Ein weiterer Elektrozyylinder (Abbildung 21, obere Markierung) sorgt dafür, dass Bewegungen um die Längsachse ausgeglichen werden, das sog. Rollen. Dieser ist positioniert über einem Drehantrieb, der es ermöglicht, die Brücke um 25° nach rechts und links zu schwenken. Die Schwenkbewegung ermöglicht es, den bestmöglichen Winkel in Bezug auf die Wellenrichtung zu finden und es können Gierbewegungen, d.h. Drehungen um die Hochachse entgegen gewirkt werden. Beide Antriebe sind in Abbildung 21 zu sehen.

Abbildung 21: Ausgleich gegen Rollen (obere Markierung) und Schwenkantrieb²⁷



Das Anlegemanöver ist beendet, sobald die Brücke an dem Boatlanding ausgerichtet ist und der Kontakt mit dem Bug des CTV's konstant ist. Dabei wird die exakte Ausrichtung von einem Gyro-System übernommen, das ca. 50mm vor dem Erreichen des Boatlandings aktiviert wird. Zur visuellen Unterstützung ist hierzu eine Kamera in dem Andockkopf untergebracht. Das Gyro-System ist ein System, das die Kreiselbewegung erkennt, kompensiert und dann den Andockvorgang einleitet. Ist die Brücke in einer sicheren Position, werden die Signalleuchten erst auf Gelb und dann auf Grün geschaltet und es kann übergestiegen werden. Sobald das System eine Abweichung registriert, wird der Überstieg unterbrochen und das Signal geht über Gelb wieder auf Rot. Zusätzlich wird bei der Unterbrechung akustisch gewarnt. Außerdem kann der Kapitän den Überstieg abbrechen,

²⁷Vgl. <http://www.fassmer.de/download/media-overview>. (Zugriff am 08.05.2014)

wenn er die Lage als zu riskant bewertet. Das System geht dann wieder in den „docking mode“, ohne Verbindung zum Boatlanding.

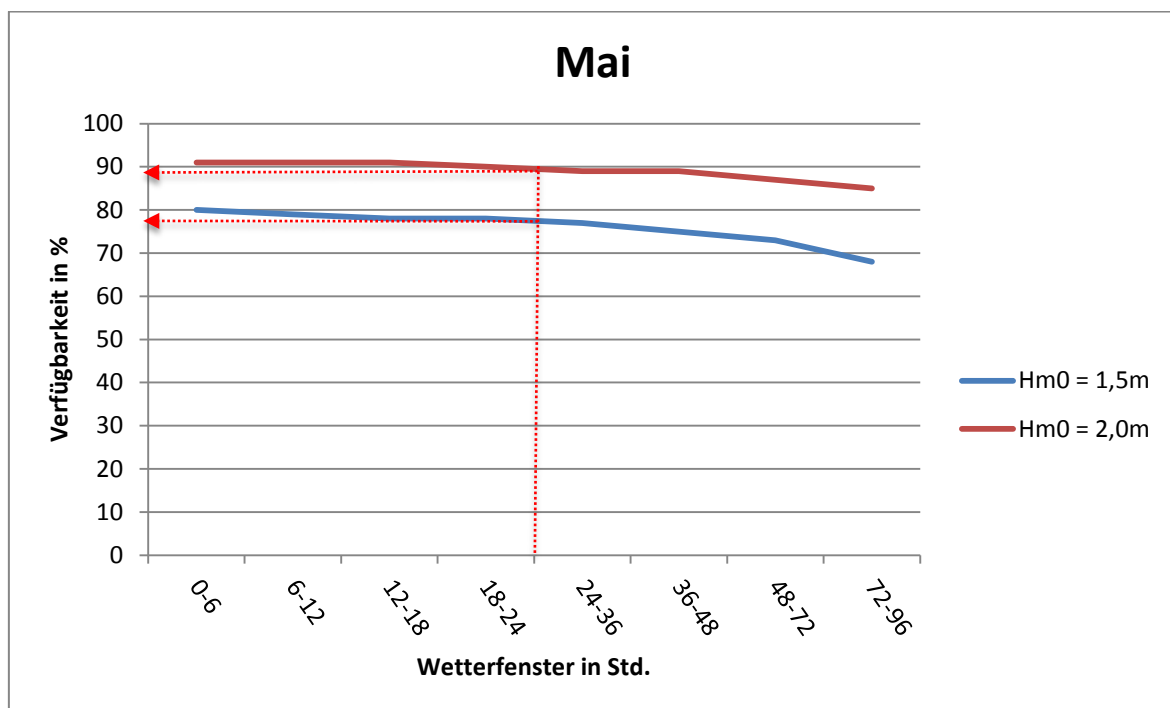
Die Konstruktion erfüllt die Richtlinien des Germanischen Lloyds (GL), „Crew Boats and Offshore Wind Farm Service Crafts“ im Abschnitt 15G aus dem Jahr 2012 und entspricht dem aktuellen Stand der Technik.

Mit der vollständigen Kompensation in alle Bewegungsrichtungen verspricht das System einen Überstieg bis zu einer signifikanten Wellenhöhe von 2 Metern. Inwieweit die gewonnene Überstiegshöhe von Nutzen ist, wird im folgenden Abschnitt diskutiert.

3.2 Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten des Crew Transfer Vessel durch das Überstiegssystem

In Kapitel 2.3.1 ist die Berechnung mit dem Schwellenwert von 1,5 Meter signifikanter Wellenhöhe durchgeführt worden. In diesem Abschnitt der Arbeit werden die Wetterfenster neu berechnet mit dem Schwellenwert von 2 Metern H_{m0} und ausführlich verglichen. Es werden wieder die Monate Mai und November exemplarisch gezeigt.

Abbildung 22: Wetterfenster Mai für $H_{m0} = 1,5$ und $2,0$ Meter



Zu erkennen in den Abbildungen 22 und 23 ist die zwischen 10% und 20% höhere Verfügbarkeit. Die Diagramme der restlichen Monate sind Teil der Berechnungen und befinden sich im Anhang. Die Wetterfenster von 24 Stunden sind gleichzusetzen mit Einsatztagen.

Abbildung 23: Wetterfenster November für $H_{m0} = 1,5$ und $2,0$ Meter

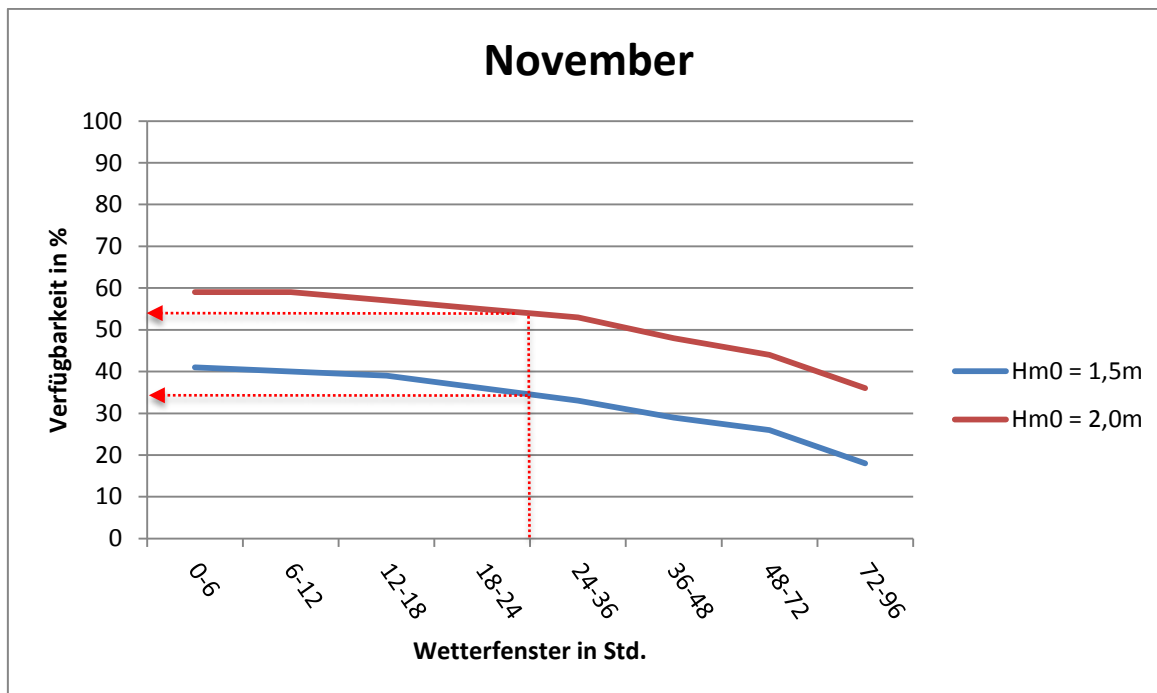


Tabelle 5 zeigt zusammengefasst den Vergleich zwischen den bei 1,5 und bei 2,0 Metern signifikanter Wellenhöhe zur Verfügung stehenden Einsatztage und in der letzten Spalte die zusätzlichen Tage.

Tabelle 5: Vergleich der Einsatztage

Monat	Tage	Einsatztage bei $H_{m0} = 1,5m$	Einsatztage bei $H_{m0} = 2,0m$	Zusätzliche Einsatztage
Jan	31	10	15	5
Feb	28	12	16	4
Mrz	31	15	20	5
Apr	30	21	25	4
Mai	31	24	27	3
Jun	30	22	26	4
Jul	31	23	27	4
Aug	31	21	26	5
Sep	30	17	22	5
Okt	31	13	19	6
Nov	30	10	16	6
Dez	31	10	16	6
Summe	365	198	255	57

Änderung der Situation durch die Nutzung eines Überstiegssystems

Es zeigt sich das im Schnitt pro Monat fünf Tage mehr zur Verfügung stehen, die sich relativ gleichmäßig über das Jahr verteilen. Die zusätzlichen 57 Tage im Jahr entsprechen einer Steigerung der Einsetzbarkeit des CTV von 28,8%.

Aussagekräftiger als die Summe der zusätzlichen Tage ist jedoch die Anzahl der Einsatzfahrten die zusätzlich mit dem CTV gefahren werden können. Die Anzahl der maximalen Anzahl der Einsatzfahrten ist bereits in Kapitel 2.2.2 berechnet worden und beträgt 1334 im Jahr. In der folgenden Tabelle 6 werden, entsprechend der zur Verfügung stehenden Tage, die Einsatzfahrten wie folgt berechnet:

$$\frac{\text{Max. Einsatzfahrten}}{\text{Tage des Monats}} * \text{Einsatztage} = \text{Einsatzfahrten} \quad (3.1)$$

Bsp. Januar, $H_{m0} = 1,5m$:

$$\frac{65}{31} * 10 = 20 \text{ Einsatzfahrten}$$

Tabelle 6: Ergebnisse der Einsatzfahrten

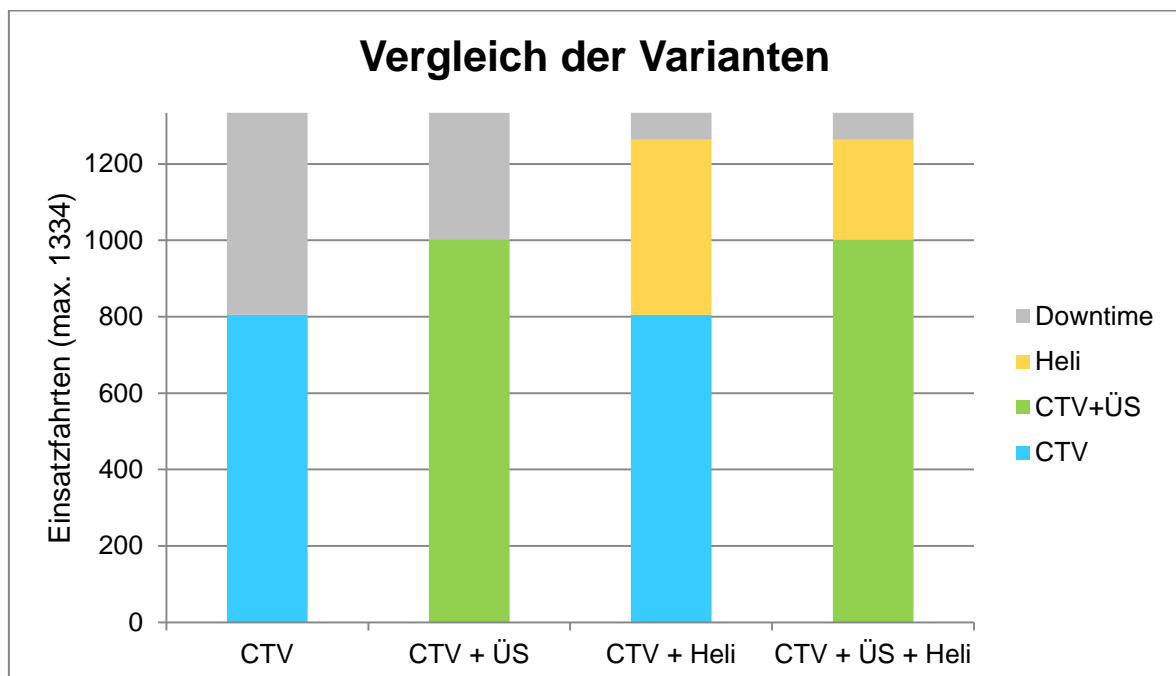
Monat	Tage	Einsatz- fahrten maximal	Einsatz- tage $H_{m0} =$ 1,5m	Einsatz- fahrten bei $H_{m0} =$ 1,5m	Einsatz- tage $H_{m0} =$ 2,0m	Einsatz- fahrten bei $H_{m0} =$ 2,0m
Jan	31	65	10	20	15	31
Feb	28	59	12	25	16	33
Mrz	31	99	15	47	20	63
Apr	30	156	21	109	25	130
Mai	31	156	24	120	27	135
Jun	30	182	22	133	26	157
Jul	31	156	23	115	27	135
Aug	31	156	21	105	26	130
Sep	30	117	17	66	22	85
Okt	31	58	13	24	19	35
Nov	30	65	10	21	16	34
Dez	31	65	10	20	16	33
Summe	365	1334	198	805	255	1001

Mit der geplanten Anzahl an Servicetechnikern die, wie bereits erläutert, in den Sommermonaten deutlich höher liegt, lässt sich die Anzahl der Einsatzfahrten mit dem CTV mit Überstiegssystem erheblich steigern. Bei einer signifikanten Wellenhöhe bis 1,5 Meter beträgt die Anzahl der Einsatzfahrten 805, bei einer signifikanten Wellenhöhe von zwei Meter hingegen 1001 Einsatzfahrten.

Verglichen werden vier mögliche Szenarien, die in der nachfolgenden Abbildung 24 veranschaulicht werden. Zuerst das CTV alleine, bei dem eine hohe Anzahl nicht fahrbarer Einsätze auffällt (Downtime). Daneben dann das CTV mit dem Überstiegssystem (ÜS). Hier ist eine deutliche Verringerung der Downtime zu erkennen. Die beiden erwähnten Varianten werden dann noch mit dem Hubschrauber kombiniert und stellen so zwei weitere Möglichkeiten dar. Der Hubschrauber hat deutlich höhere Einsatzgrenzen und dient in diesen Varianten als Ergänzung.

Für den Hubschrauber ist auf der Plattform ein Hubschrauberlandedeck eingerichtet auf welchem dieser landen kann. Von hier aus kann er betankt und beladen werden. Auf den WEA hingegen sind oben auf den Gondeln Abseilplattformen installiert, auf denen sich die Servicetechniker aus dem Hubschrauber abseilen müssen. Begrenzt ist der Einsatz des Hubschraubers z.B. bei eingeschränkter Sicht durch Nebel oder starken Regen. Auch bei zu starkem Wind bzw. Böigkeit und bei Gewitter können keine Einsätze geflogen werden. Das führt dazu, dass es eine Downtime gibt in der die WEA überhaupt nicht erreicht werden können.

Abbildung 24: Vergleich der Varianten in Bezug auf die Einsatzfahrten



Die erste Variante in der nur das CTV eingesetzt wird, zeigt eine große Einschränkung sowohl bei der absoluten Zahl der Einsätze, als auch bei der Flexibilität. Besonders in den Wintermonaten kann es nur sehr selten eingesetzt werden und die Anzahl der gesamten

Einsatzfahrten gegenüber den maximal möglichen beträgt nicht einmal zwei Drittel (60%). Ist im Vergleich dazu das Überstiegssystem auf dem CTV montiert, würde sich die Zahl der Einsatzfahrten erheblich steigern auf etwa 75%. Die größte Flexibilität bieten die beiden letzten Varianten mit der Unterstützung des Hubschraubers. Hier kann bei dringenden Einsätzen z.B. zur Ersatzteilversorgung am schnellsten reagiert werden. Aufgrund der höher liegenden Einsatzgrenzen des Hubschraubers fällt auch die Downtime mit Abstand am geringsten aus. Der Unterschied dieser Varianten liegt lediglich im Nutzungsverhältnis von CTV und Hubschrauber. Wie sich dieser Unterschied auf die Kosten auswirkt, wird im nächsten Kapitel betrachtet.

3.3 Kosten-Nutzen Vergleich verschiedener Szenarien

Im Kapitel der Kosten-Nutzen-Analyse wird das beschriebene Überstiegssystem aus betriebswirtschaftlicher Sichtweise analysiert. Hierzu werden die Anschaffungskosten auf die Nutzungsdauer des Systems umgelegt. Dadurch wird eine Vergleichbarkeit mit den jährlichen Charterkosten für das CTV und dem Hubschrauber erreicht.

Das CTV wird für die Periode von einem Jahr gechartert. Hinzu kommt außerdem als fixer Kostenpunkt die Hafentiegegebühr und als variable Kosten der Treibstoff. Ein ähnliches Modell gibt es auch beim Hubschrauber, hier gibt es eine fest monatliche Standby Rate und variable Kosten pro Flugstunde.²⁸

Für die Abschreibung des Überstiegssystems wird ein lineares Modell gewählt und ohne Restwert gerechnet. Die Abschreibungszeit ist einer Abschreibungstabelle, kurz AfA-Tabelle, entnommen worden, welche vom Bundesministerium der Finanzen herausgegeben wird. In der AfA-Tabelle für allgemein verwendbare Anlagegüter unter der Ziffer 3.4.4.2 werden u.a. Arbeitsbühnen, Hebebühnen und Hublifte aufgeführt mit einer Nutzungszeit bzw. Abschreibungsdauer von 11 Jahren. Für Reparaturen und Wartungen werden die branchenüblichen 5% des Anschaffungspreises veranschlagt.

Berechnung des jährlichen Abschreibungsbetrages:

$$\text{Jährlicher Abschreibungsbetrag} = \frac{\text{Anschaffungskosten}}{\text{Nutzungsdauer}} \quad (3.2)$$

²⁸Gesprächsnotiz vom 06.05.14, geführt mit Hr. Pansa, Tätigkeit: Operation & Maintenance

Änderung der Situation durch die Nutzung eines Überstiegssystems

Tabelle 7: Abschreibung des Überstiegssystems

	Abschreibung (in Euro)	Restbuchwert (in Euro)
1. Jahr	45.454,-	454.545,-
2. Jahr	45.454,-	409.090,-
3. Jahr	45.454,-	363.636,-
4. Jahr	45.454,-	318.181,-
5. Jahr	45.454,-	272.727,-
6. Jahr	45.454,-	227.272,-
7. Jahr	45.454,-	181.818,-
8. Jahr	45.454,-	136.363,-
9. Jahr	45.454,-	90.909,-
10. Jahr	45.454,-	45.454,-
11. Jahr	45.454,-	0,-
Summe	500.000,-	0,-

Die Abschreibungskosten belaufen sich Jährlich auf 45.454€. Bei der Anschaffungssumme von 500.000€ betragen entsprechend die laufenden Kosten für Reparaturen und Wartung (5%) 25.000€ pro Jahr. In der nachfolgenden Tabellen 7 und 8 werden die Kosten für die Varianten miteinander verglichen.

Tabelle 8: Jährliche Kosten für das CTV und das Überstiegssystem

	Erläuterung	CTV (in Euro / pro Jahr)	CTV mit Überstiegssystem (in Euro / pro Jahr)
Kosten CTV			
Charterkosten pro Jahr		2.007.500,-	2.007.500,-
Hafenliegegebühr		250.000,-	250.000,-
Treibstoffkosten	198 bzw. 255 Einsätze á 2.000€	396.000,-	510.000,-
Gesamtkosten CTV		(2.653.500,-)	(2.767.500,-)
Kosten Überstiegssystem			
Abschreibungsbetrag pro Jahr		–	45.455,-

Änderung der Situation durch die Nutzung eines Überstiegssystems

Kosten für Reparaturen und Wartung		–	25.000,-
Gesamtkosten Überstiegssystem		–	(70.455,-)
Gesamtkosten pro Jahr	198 bzw. 255 Einsätze	2.653.500,-	2.837.955,-

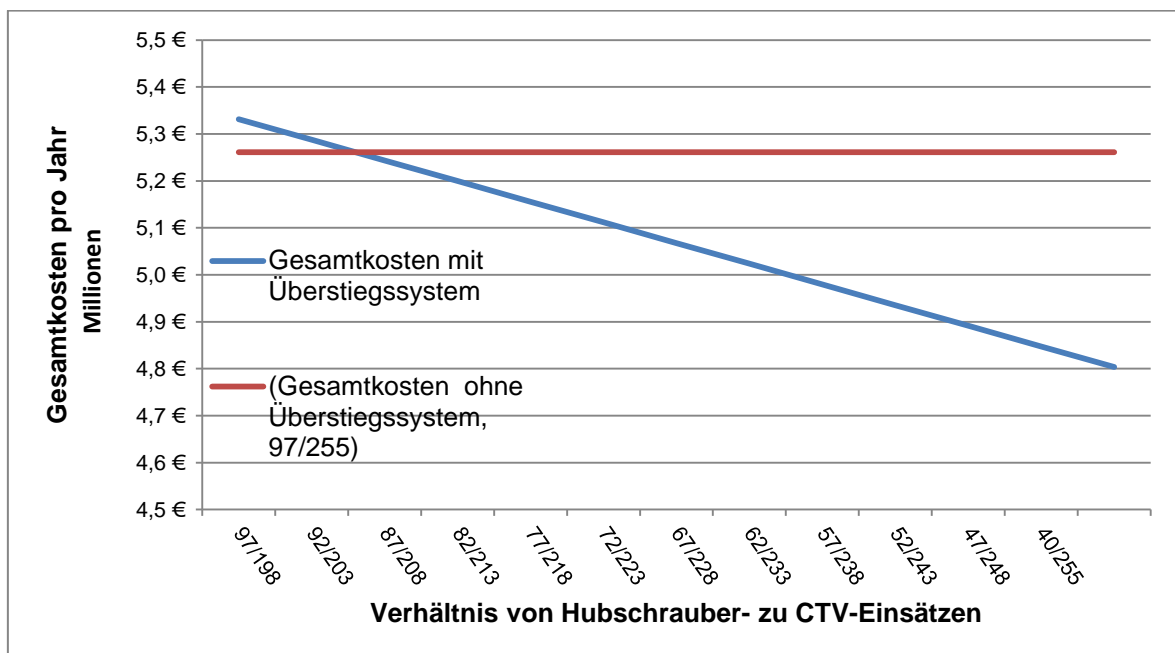
Für den Hubschrauber wird mit einer durchschnittlichen Einsatzdauer von 9 Stunden pro Einsatztag ausgegangen. Bei einem Stundensatz von 1.200€ Kostet der Einsatztag somit 10.800€

Tabelle 9: Jährliche Kosten von Hubschrauber, CTV und Überstiegssystem

	Erläuterung	CTV und Hubschrauber (in Euro / pro Jahr)	CTV mit Überstiegssystem und Hubschrauber (in Euro / pro Jahr)
Kosten Hubschrauber			
Standby Rate pro Jahr	12 Mon. á 130.000€	1.560.000,-	1.560.000,-
Stundensatz (1.200€)	97 bzw. 40 Einsätze á 10.800€	1.047.600,-	432.000,-
Gesamtkosten Heli		(2.607.600,-)	(1.992.000,-)
Kosten CTV			
Charterkosten pro Jahr		2.007.500,-	2.007.500,-
Hafenliegegebühr		250.000,-	250.000,-
Treibstoffkosten	198 bzw. 255 Einsätze á 2.000€	396.000,-	510.000,-
Gesamtkosten CTV		(2.653.500,-)	(2.767.500,-)
Kosten Überstiegssystem			
Abschreibungsbetrag pro Jahr		–	45.455,-
Kosten für Reparaturen und Wartung		–	25.000,-
Gesamtkosten Überstiegssystem		–	(70.455,-)
Gesamtkosten	pro Jahr	5.261.100,-	4.829.955,-

Wie zu erwarten war, sind die Kosten bei den beiden Varianten ohne den Hubschrauber erheblich geringer. Der Hubschrauber ist mit seinem sehr hohen Stundensatz das teurere Verkehrsmittel. Auffällig gering fallen im Verhältnis die Kosten für das Überstiegssystem aus. Bei den Varianten ohne den Hubschrauber steigert sich bei relativ geringen Mehrkosten die Anzahl der möglichen Einsätze, wie im vorherigen Kapitel festgestellt wurde, um 57 Tage bzw. rund 200 Einsätze pro Jahr. Beim Vergleich der beiden Varianten mit Hubschrauberunterstützung fällt ein deutlicher Unterschied bei den Gesamtkosten auf. Die rund 200 zusätzlichen Einsatzfahrten, die bei der letzten Variante mit dem CTV mit Überstiegssystem statt mit dem Hubschrauber gefahren werden können, führen zu einer Kostenreduktion von 13%. In der folgenden Abbildung 25 wird gezeigt wie viele Einsätze mehr mit dem CTV gefahren werden müssen damit die Kosten für das System keine Mehrausgaben verursachen. Die beiden Graphen zeigen (roter Graph) den konstanten Wert für Verwendung des Hubschraubers und des CTVs und die (blauer Graph) sinkenden Kosten für die Verwendung des Hubschraubers und des CTVs mit Überstiegssystem mit dem sich veränderndem Verhältnis von Hubschrauber-zu CTV-Einsätzen.

Abbildung 25: Break-Even-Point der beiden Varianten mit Hubschrauber



Die Berechnung des Schnittpunktes ergibt, dass sich bereits bei einem Hubschrauber-/CTV-Verhältnis von 89 zu 206 Einsätzen die Kosten für das Überstiegssystem amortisieren. Das sind 8 Einsatzfahrten mehr pro Jahr die mit dem CTV gefahren werden müssen.

Nachdem die Kosten ausführlich betrachtet worden sind, wird anschließend die Anforderungsliste aus Kapitel 2.3.4, die für ein Überstiegssystem ausgearbeitet wurde, ausgewertet. Dabei ist zu beachten, dass einige Punkte erfüllt werden sollen, dieses jedoch erst in praktischen Tests unter Beweis stellen können. Diese Anforderungen sind bei der Bewertung mit einem Stern (*) gekennzeichnet.

Tabelle 10: Auswertung der Anforderungsliste

Lft. Nummer	Anforderung	Erfüllt (J/N)
1	Funktion	
1.1	Vollständiger Ausgleich aller auftretenden Bewegungen zwischen CTV und Boatlanding	J
1.2	Automatisches Ausrichten am Boatlanding	J
1.3	Akustische und visuelle Warneinrichtungen	J
1.4	Ausrichtungshilfe am Boatlanding der OAP zur Beschleunigung des Andockvorgangs	J
2	Leistung	
2.1	Mindestwellenhöhe von $H_{m0} = 2,0m$	J
2.2	Geringer Energiebedarf	J
2.3	Tragfähigkeit mehrerer Personen	J
2.4	Seewasserbeständig	J
2.5	Zuverlässig unter Extrembedingungen auf See	J*
3	Sicherheit	
3.1	Geltenden Richtlinien entsprechend	J
3.2	Echtzeitüberwachung im angedockten Zustand	J
3.3	Redundante Energieversorgung	J
3.4	Fähigkeit zur Eigendiagnose	J
4	Handhabung	
4.1	Ein-Mann-Bedienung	J
4.2	Keine Möglichkeit zur Fehlbedienung	J*
4.3	Jährliche Wartungsintervalle	J
5	Kosten	
5.1	Kostensparnis erkennbar	J
5.2	Betriebs-/und Wartungskosten dürfen max. 8% der Anschaffungskosten betragen	J*

Tabelle 11: Vergleich und Bewertung der Konzepte

Werteskala 4 = sehr gut 3 = gut 2 = ausreichend 1 = gerade noch tragbar 0 = unbefriedigend	CTV	CTV mit Überstiegssystem	CTV und Hubschrauber	CTV mit Überstiegssystem und Hubschrauber
Bewertungskriterien				
Technische				
Einfache Bedienbarkeit	3	3	3	3
Zuverlässigkeit	4	4	3	3
Wartungsintensität	4	4	2	2
Reparaturfreundlichkeit	3	3	3	3
Umwelt/Sicherheit				
Umweltbelastung	3	3	3	3
Geräuschemissionen	3	3	2	2
Bedienungssicherheit	3	4	3	4
Sicherheit beim Übersteigen	1	3	1	3
Sicherheit beim Transfer	3	3	3	3
Wirtschaftliche				
Erreichbarkeit	0	1	3	3
Flexibilität	1	1	3	4
Transferzeit	2	2	3	3
Transportlast	3	3	3	3
Energieverbrauch	2	2	2	2
Bereitstellungskosten	3	3	2	2
Gesamtkosten	4	3	2	4
Kosten-Nutzen-Verhältnis	1	2	3	4
Summe	43	46	43	50

Die Bewertung der Kriterien ist eine Freihandbewertung mit einem Punktesystem nach der VDI-Richtlinie 2225, Blatt 3. Mit Hilfe dieser Methode lassen sich einerseits die Varianten vergleichen, andererseits kann auch zusätzlich die Wertigkeit einer Variante bestimmt werden. Zur Berechnung der Wertigkeit wird zuerst die Summe aus den Bewertungspunkten gebildet. Außerdem wird die maximal mögliche Punktzahl der Ideallösung als Be-

zugswert herangezogen. Der Quotient von Punktzahl der Variante durch die Punktzahl der Ideallösung ergibt dann die Wertigkeit mit einem Zahlenwert zwischen 0 und 1.

Berechnung der technischen Wertigkeit²⁹

$$x = \frac{P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n}{n * P_{max}} = \frac{P}{P_{max}} \quad (3.3)$$

x	Wertigkeit
P _n	Punktezahl
P _{max}	max. Punktezahl
n	Anzahl der Bewertungskriterien

Die Wertigkeiten der vier Varianten werden in einer Ergebnistabelle zusammengefasst (Tabelle 12). Während der Wert 1 die Ideallösung darstellt, gilt ein Wert über 0,8 im allgemeinen als „sehr gut“, ein Wert von 0,7 als „gut“ und Werte unter 0,6 als „nicht befriedigend“.

Tabelle 12: Ergebnistabelle der Berechnung der Wertigkeit

	CTV	CTV mit Überstiegssystem	CTV und Hubschrauber	CTV mit Überstiegssystem und Hubschrauber
Anzahl der Punkte	43	46	43	50
Wertigkeit	0,63	0,68	0,63	0,74

Die letzte Variante, die das betrachtete Überstiegssystem beinhaltet und den Hubschrauber als Ergänzung nutzt, besitzt die höchste Wertigkeit. Verglichen mit der Variante bei dem nur CTV und Hubschrauber zum Einsatz kommen, ist eine deutliche Reduzierung der Hubschraubereinsätze möglich. Deutlich zu erkennen sind die daraus resultierenden Kostenersparnisse, aber auch die Sicherheit, die eine wichtige Rolle spielt, wird durch ein Überstiegssystem gesteigert. So ist einerseits der Überstieg selber sicherer geworden durch die Überwachung und den aktiven Bewegungsausgleich, aber auch die häufigere Verwendung des sichereren CTVs gegenüber dem Hubschrauber reduziert die Risiken.

²⁹Vgl. VDI-Richtlinie 2225 Blatt 3, Seite 4 [3]

Die beiden ersten Varianten ohne die Hubschrauberunterstützung, bieten zu wenig Flexibilität, um auf die Wetterbedingungen reagieren zu können. Die voraussichtliche Einsetzbarkeit erscheint zu gering bei Betrachtung der entstehenden Kosten durch den Ausfall einer WEA.

Die weiteren Vorteile des CTV sind die höhere Nutzlast beim Transport von Ersatzteilen und die gleichzeitige Transportfähigkeit von bis zu 24 Personen. Nachteile die durch das Überstiegssystem auftreten, sind dagegen die Verringerung der vorderen Decksfläche und die Verlängerung des Anlegeprozesses durch die Ausrichtung des Systems am Boatlanding.

4 Zusammenfassung und kritische Betrachtung

4.1 Zusammenfassung

Die Versorgung und der Betrieb eines Offshore Windparks stellen eine große Herausforderung und bietet gleichermaßen noch viel Entwicklungspotenzial. Mit einer der Herausforderungen, dem Offshore-Überstieg, befasst sich diese vorliegende Arbeit. Dafür wird zuerst der Windpark DanTysk vorgestellt der die Grundlage der Arbeit darstellt. Es werden Wartungseinsätze und damit verbundene Überstiege betrachtet und daran anschließend auf die vorherrschenden Wetterbedingungen eingegangen. Die Wetterbedingungen sind von besonderer Bedeutung, da von ihnen abhängt, ob und wie häufig die Windenergieanlagen z.B. bei einem Defekt oder zu Wartungsarbeiten überhaupt erreicht werden können.

Für den Offshore-Überstieg entwickelt, werden sogenannte Überstiegssysteme, die auf einem Crewschiff (CTV) montiert werden und ein Übersteigen auch bei rauerem Wetterbedingungen ermöglichen. An ein solches Überstiegssystem werden Anforderungen gestellt und in einer Anforderungsliste zusammengefasst.

Im nächsten Teil der Arbeit wird dann der Nutzen eines Überstiegssystems anhand einer vorliegenden Konstruktion ermittelt. Dazu wird das Überstiegssystem aus technischer Sicht ausführlich vorgestellt und die Möglichkeiten die sich bei seiner Verwendung ergeben dargelegt. Hierbei zeigt sich, dass das Crewschiff mit dem Überstiegssystem deutlich häufiger zum Einsatz kommen kann als ohne ein solches System. Das wiederum hat zur Folge, dass der, als sehr teure Alternative zu dem Crewschiff verwendete Hubschrauber seltener eingesetzt werden muss.

Zu der Kosten-Nutzenanalyse zählt ein Vergleich von verschiedenen Szenarien und Kombinationen aus Crewschiff, Crewschiff mit Überstiegssystem und dem Hubschrauber. Am Ende der Arbeit wird außerdem noch eine Bewertung der ausgewählten Kombinationen durchgeführt.

4.2 Kritische Betrachtung

Bei den Wetterbedingungen muss bedacht werden, dass es sich bei einem Hindcast um historische Daten handelt. Diese haben eine gute Aussagekraft bezogen auf Tendenzen und Wahrscheinlichkeiten, auf kürzere Sicht z.B. bei den Planungen für ein kommendes Jahr, bleibt das Wetter eine kaum planbare Größe. Die verwendeten Schwellenwerte der signifikanten Wellenhöhe für die Überstiegshöhen sind Erfahrungswerte und eine gängige Größe in der Branche, unterscheiden sich jedoch im Einzelfall durch die Komplexität der vielen weiteren Einflüsse. An einem Tool zur genaueren Berechnung der Überstiegsbedingungen unter Berücksichtigung von Parametern wie Wellenrichtung; Windrichtung, Strömung, Wellenperiode und der Wellenhöhe wird bereits gearbeitet und würde einen etwas genaueren Wert für die Überstiegshöhe liefern. Voraussetzungen hier wären hier jedoch, neben den hydrografischen Werten, auch die Daten und die Rumpfform des verwendeten Crewschiffes. Die Haupteinflussgröße bleibt jedoch die in dieser Arbeit betrach-

tete signifikante Wellenhöhe (H_{m0}). Die zu erwartende gewonnene Überstiegshöhe von 1,5 Meter H_{m0} auf 2,0 Meter H_{m0} scheint tendenziell konservativ angenommen zu sein und daher nicht unrealistisch. Die Vorteile des Überstiegssystems sind im Kostenkapitel und auch in Bezug auf die Sicherheit klar ersichtlich.

Das Ziel, am Ende eine Aussage über die Eignung des betrachteten Überstiegssystems zu treffen, kann als erfüllt gesehen werden. Besonders die sehr schnelle Amortisation der Investitionskosten, die Flexibilität beim Einsatz aber auch die Sicherheit sprechen für das System.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geografische Lage des Windparks.....	3
Abbildung 2: Ablauf der Transferfahrten im Windpark	5
Abbildung 3: Modellgebiet für das MIKE 21 Modell	8
Abbildung 4: Übersicht der Messpunkte zum Zeitpunkt der Studie.....	9
Abbildung 5: Validierung der Modellergebnisse mit Messdaten der Nordseeboje II	10
Abbildung 6: Häufigkeitsverteilung der Stundenwerte der signifikanten Wellenhöhen	11
Abbildung 7: Wetterfenster ab 48 Stunden ¹²	11
Abbildung 8: Wetterfenster und Downtime Perioden	12
Abbildung 9: Wetterfenster November für $H_{m0} = 1,0$ Meter.....	13
Abbildung 10: Vorherrschende Wellenrichtung und Verteilung.....	14
Abbildung 11: Fundament einer Offshore-Windenergieanlage	14
Abbildung 12: Wetterfenster Mai für 24 Std.....	15
Abbildung 13: Wetterfenster November für 24 Std.	16
Abbildung 14: MOTS 500.....	17
Abbildung 15: Ampelmann	17
Abbildung 16: Trans SPAR Craft.....	18
Abbildung 17: Fassmer, Safty Access System	18
Abbildung 18: Prinzipdarstellung des Überstiegssystems auf einem CTV.....	22
Abbildung 19: Draufsicht Überstiegssystem	24
Abbildung 20: Seitenansicht Überstiegssystem ²⁶	24
Abbildung 21: Ausgleich gegen Rollen (obere Markierung) und Schwenkantrieb.....	25
Abbildung 22: Wetterfenster Mai für $H_{m0} = 1,5$ und $2,0$ Meter	26
Abbildung 23: Wetterfenster November für $H_{m0} = 1,5$ und $2,0$ Meter	27
Abbildung 24: Vergleich der Varianten in Bezug auf die Einsatzfahrten	29
Abbildung 25: Break-Even-Point der beiden Varianten mit Hubschrauber.....	33

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Personen im Windpark	4
Tabelle 2: Einsatzplanung.....	6
Tabelle 3: Wetterfenster und Einsatztage bei 1,5 Meter signifikanter Wellenhöhe	16
Tabelle 4: Anforderungsliste Überstiegssystem	19
Tabelle 5: Vergleich der Einsatztage.....	27
Tabelle 6: Ergebnisse der Einsatzfahrten.....	28
Tabelle 7: Abschreibung des Überstiegssystems.....	31
Tabelle 8: Jährliche Kosten für das CTV und das Überstiegssystem	31
Tabelle 9: Jährliche Kosten von Hubschrauber, CTV und Überstiegssystem	32
Tabelle 10: Auswertung der Anforderungsliste.....	34
Tabelle 11: Vergleich und Bewertung der Konzepte	35
Tabelle 12: Ergebnistabelle der Berechnung der Wertigkeit.....	36

Literaturverzeichnis

- [1] Germanischer Lloyd: *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines*. Hamburg: 2005.
- [2] Hilmar Hoder: *Vorlesungsskript Methodisches Konstruieren*. HAW Hamburg: 2011.
- [3] VDI-Richtlinie 2225 Blatt 3: *Konstruktionsmethodik: Technisch-Wirtschaftliche Bewertung*. Berlin: Beuth Verlag 1998.
- [4] DHI-WASY GmbH: *DanTysk Offshore Wind Park. Hydrografische Standortbedingungen*. Syke: 2010.
- [5] Bundesministerium der Finanzen: *AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter*. Berlin: 2010.
- [6] Germanischer Lloyd: *Rules for Classification and Construction Ship Technology*. Hamburg: 2012.
- [7] BSH-Standard: *Konstruktive Ausführungen von Offshore-Windenergieanlage; BSH-Nr. 7005*. Hamburg: 2007.
- [8] Fassmer: *Brochure Offshore Windpark*.
URL: <http://www.fassmer.de/download/media-overview>.
- [9] Elektrische Antriebstechnik: *Fluidtechnik-Alternative findet mehr Anhänger, 22.03.2011*. URL: <http://www.konstruktion.de/allgemein/fluidtechnik-alternative-findet-mehr-anhaenger>.
- [10] Alpha Ventus: *Daten-und Faktenblatt*. URL: <http://www.alpha-ventus.de/Daten-und-Faktenblatt>, 2014.
- [11] DanTysk Offshore Wind: *Der Windpark, Lage*. URL: <http://www.dantysk.de/der-windpark/lage.html>.
- [12] DanTysk Offshore Wind: *Der Windpark, Fakten und Chronologie*. URL: <http://www.dantysk.de/der-windpark/fakten-chronologie.html>.
- [13] DanTysk Offshore Wind: *Projektpartner*.
URL: <http://www.dantysk.de/projektpartner.html>.
- [14] Alpha Ventus: *Betrieb*. URL: <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=101>.
- [15] Alpha Ventus: *Überblick*. URL: <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=68>.
- [16] Pro Windkraft Niederhausen: *Einflussgrößen auf den Ertrag von Windenergieanlagen*. 2014. URL: <http://www.prowindkraft-niedernhausen.de/hintergrund-1/windkraft/ertrag>.
- [17] DEWI GmbH: *Site-related Wind Potential Analysis and Energy Yield Assessment for the Offshore Wind Farm "DanTysk"*. Oldenburg: 2011.
- [18] Fraunhofer IWES: *Windenergie Report Deutschland 2013*. Fraunhofer Verlag Kassel: 2014. URL: <http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/mwg-internal/de5fs23hu73ds/progress?id=FxPHijKzVX>.

- [19] Offshore-Windenergie.net: *EEG-Vergütung*. URL: <http://www.offshore-windenergie.net/politik/eeg-verguetung>.

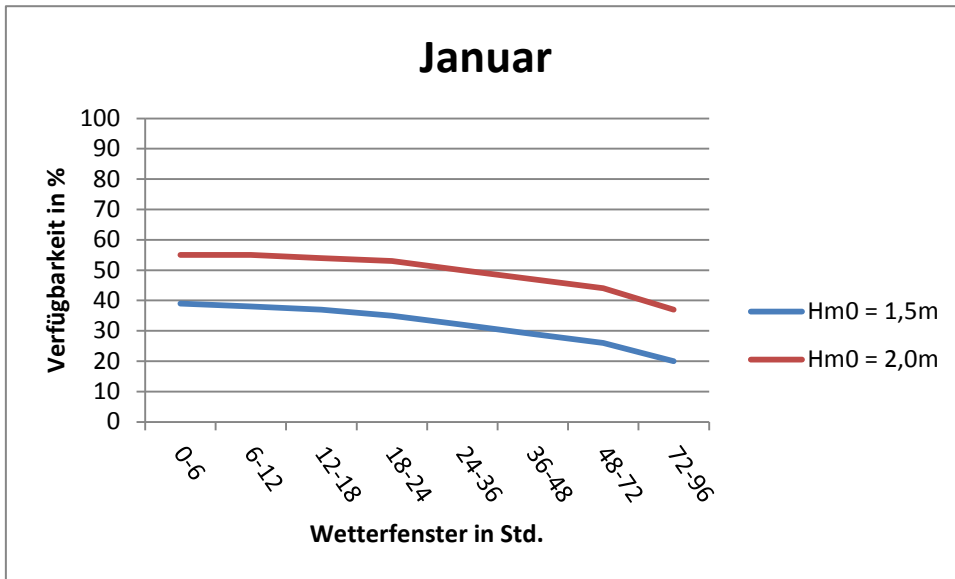
Hinweis:

Alle Quellen aus dem Internet wurden am 18. Juni 2014 überprüft.

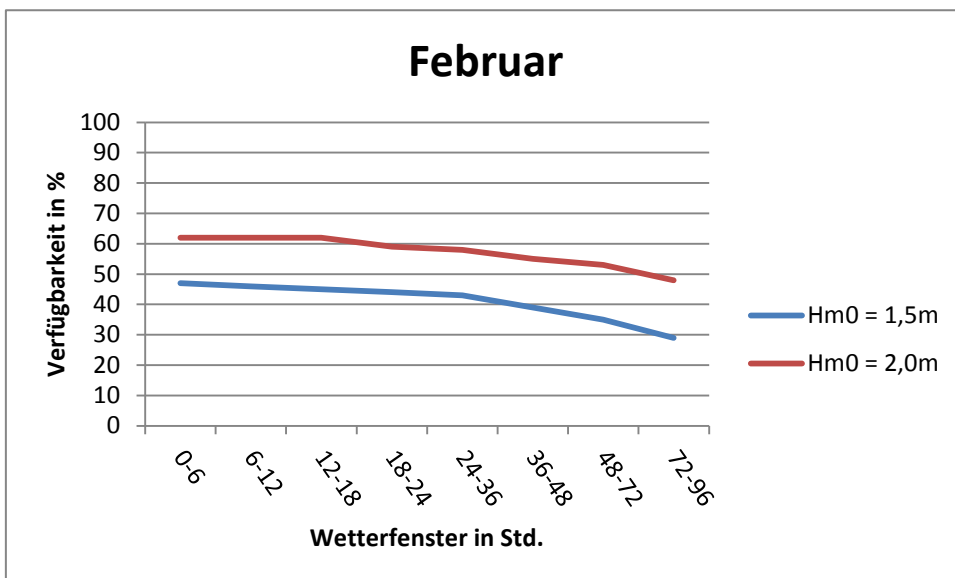
Anhang

Anhang 1: Wetterfenster von Januar bis Dezember

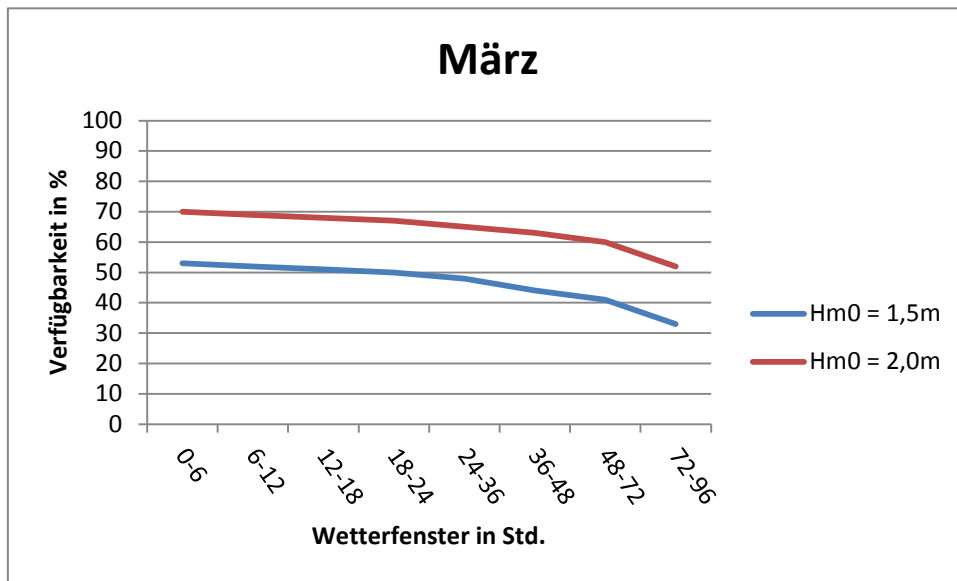
Wetterfenster Januar für $H_{m0} = 1,5$ und $2,0$ Meter



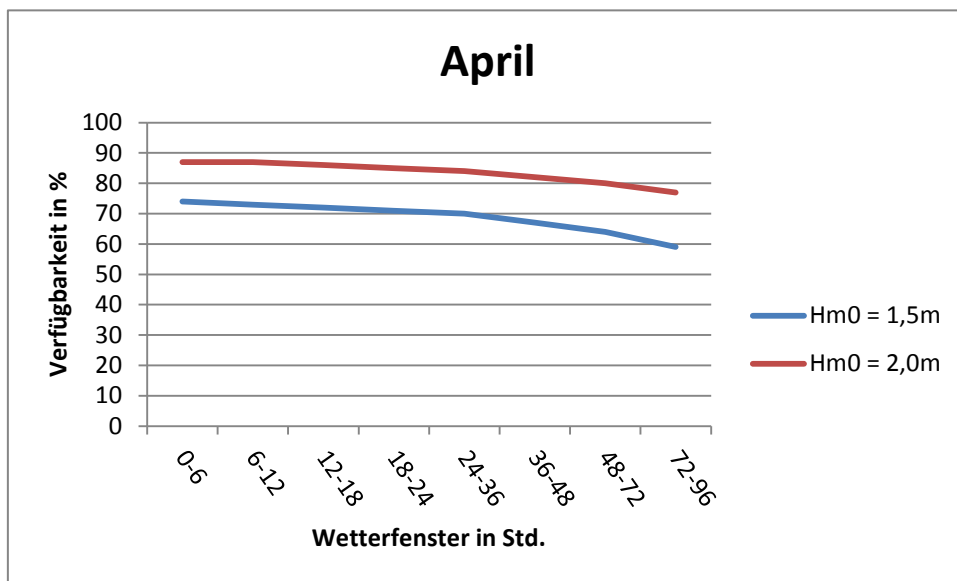
Wetterfenster Februar für $H_{m0} = 1,5$ und $2,0$ Meter



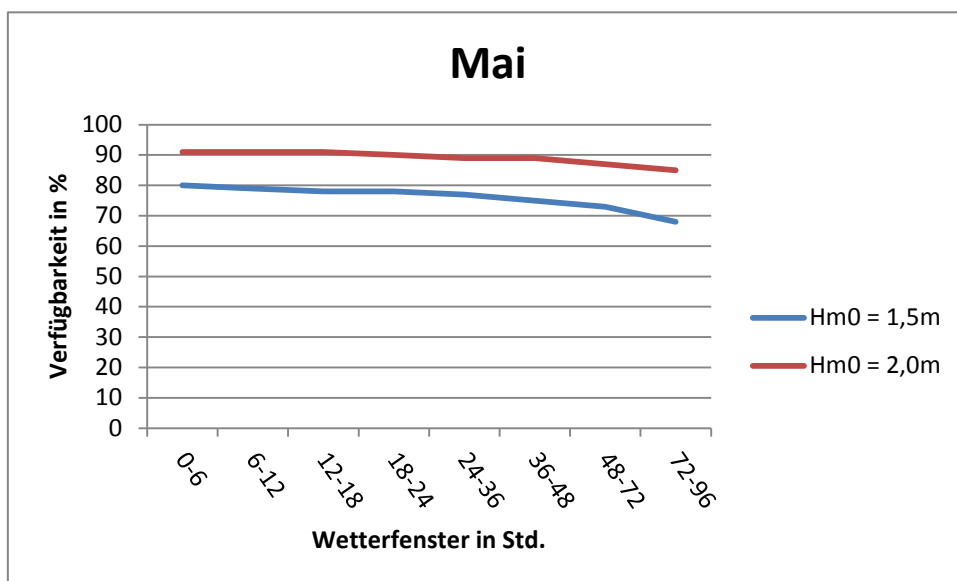
Wetterfenster März für $H_{m0} = 1,5$ und 2,0 Meter



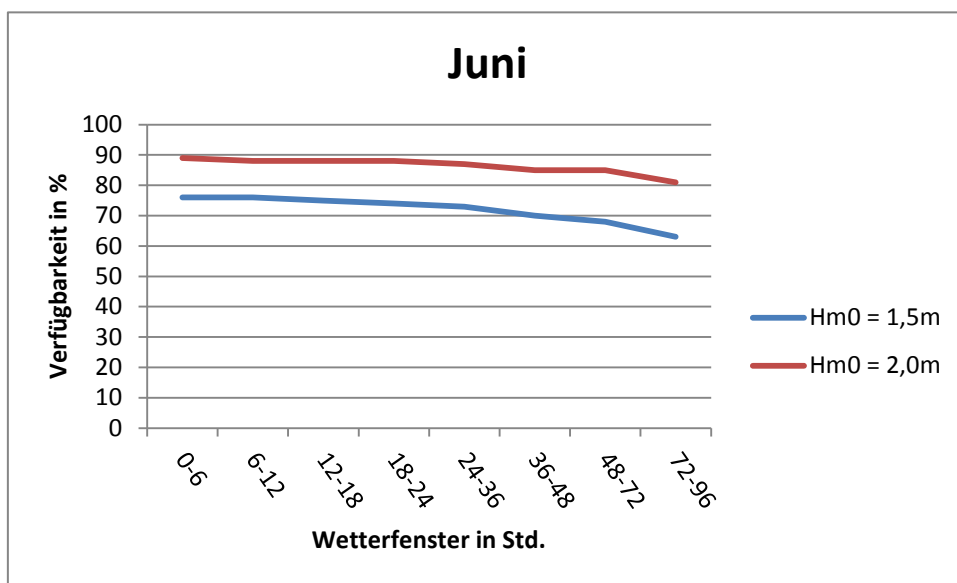
Wetterfenster April für $H_{m0} = 1,5$ und 2,0 Meter



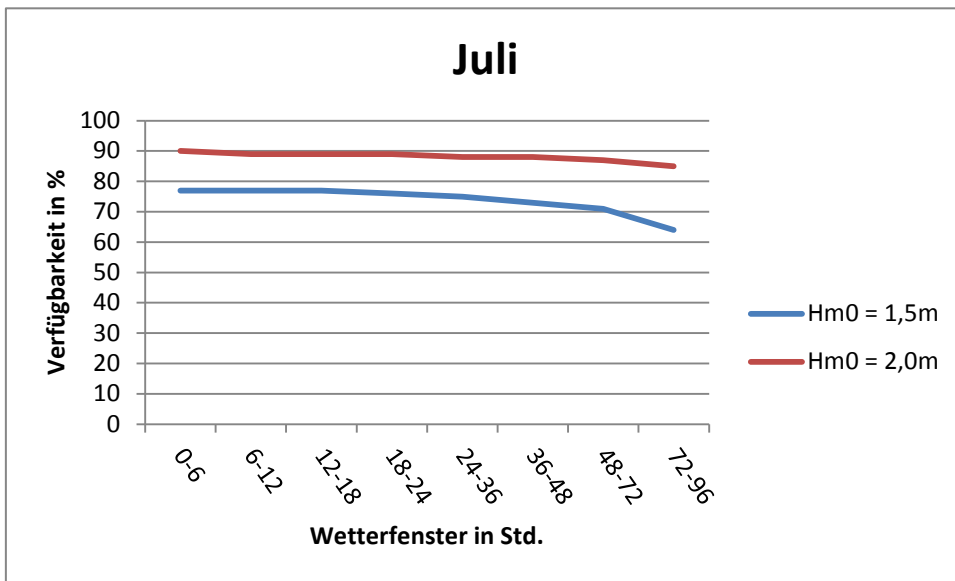
Wetterfenster Mai für $H_{m0} = 1,5$ und 2,0 Meter



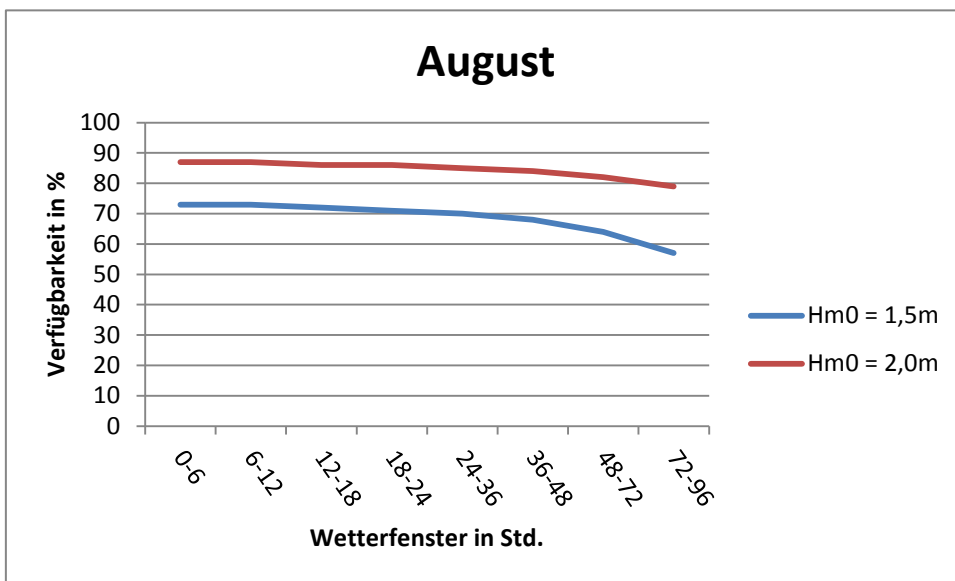
Wetterfenster Juni für $H_{m0} = 1,5$ und 2,0 Meter



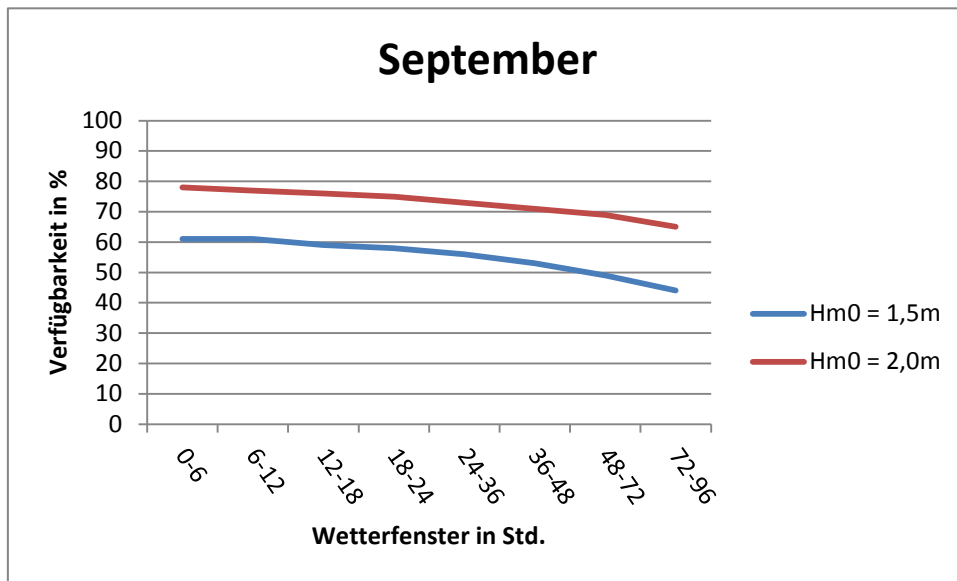
Wetterfenster Juli für $H_{m0} = 1,5$ und 2,0 Meter



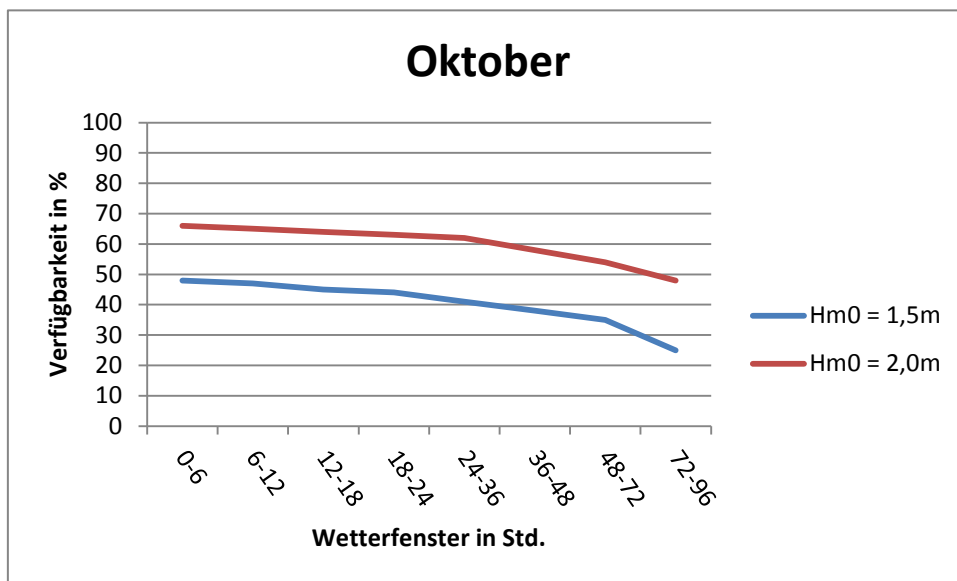
Wetterfenster August für $H_{m0} = 1,5$ und 2,0 Meter



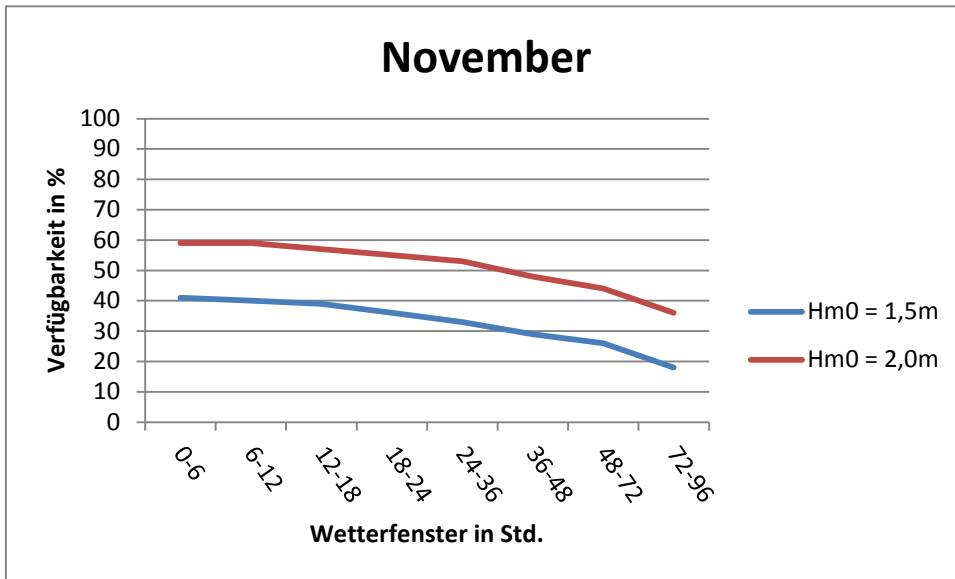
Wetterfenster September für $H_{m0} = 1,5$ und $2,0$ Meter



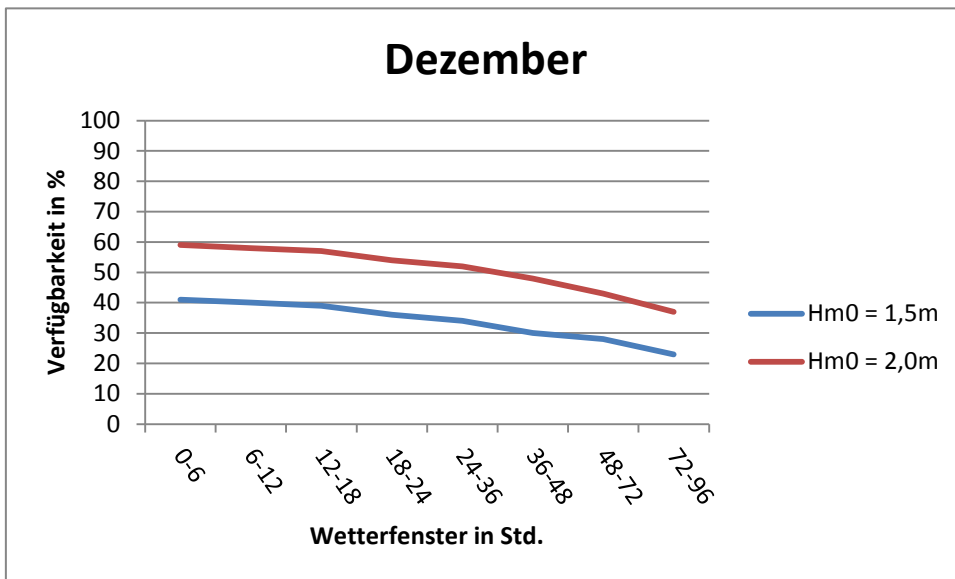
Wetterfenster Oktober für $H_{m0} = 1,5$ und $2,0$ Meter



Wetterfenster November für $H_{m0} = 1,5$ und 2,0 Meter



Wetterfenster Dezember für $H_{m0} = 1,5$ und 2,0 Meter



Anhang 2: CD

Anhang 3: Erklärung zur selbständigen Bearbeitung der Arbeit



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Erklärung zur selbständigen 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 selbständig 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.

<u>Erklärung zur selbständigen Bearbeitung der Arbeit</u>		
Hiermit versichere ich,		
Name:	<u>Kowski</u>	
Vorname:	<u>Julian</u>	
dass ich die vorliegende Bachelorarbeit bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:		
Technischer und Kommerzieller Vergleich eines aktiven Offshore-Überstiegssystems im Windpark DanTysk		
ohne fremde Hilfe selbständig 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.		
<i>- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -</i>		
Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der -bitte auswählen- ist erfolgt durch:		
<u>Hamburg</u>	<u>20.06.2014</u>	_____
Ort	Datum	Unterschrift im Original