Effizienz-basiertes Analyseverfahren für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb

vorgelegt von

Dipl.-Ing. Christopher Stanik

geb. in Berlin

von der Fakultät V – Verkehrs- und Maschinensysteme

der Technischen Universität Berlin

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

- Dr.-Ing. -

genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender:	Prof. Dr. Oliver Schwedes
Gutachter:	Prof. Dr.-Ing. Gerd Holbach
Gutachter:	Dr.rer.pol. Jan O. Fischer

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 09. Dezember 2016

Berlin 2016

Vorwort

Der Ausbau erneuerbarer Energien wird auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene stark forciert. Neue Technologien zur Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windenergie an Land und auf See, Photovoltaik, Geothermie sowie Biomasse gewinnen zunehmend an Bedeutung. Die Stromerzeugung durch Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) leistet für Deutschland einen herausragenden Beitrag zur Energiewende. Das Stromerzeugungspotenzial durch Meereswindparks ist besonders hoch. So stehen beispielsweise in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) große Nutzungsflächen für den Offshore-Windparkausbau zur Verfügung. Auch sind diese Standorte durch vergleichsweise hohe Windgeschwindigkeiten geprägt.

Trotz der Potenziale, die sich für die Stromerzeugung durch OWEA ergeben, zeugt diese Technologie von erheblichen Herausforderungen über den gesamten Lebenszyklus von Offshore-Windparkprojekten. Neben der Installation von Offshore-Windparks gestaltet sich insbesondere auch deren Betrieb sehr viel schwieriger als an Land. Beispielsweise können Windenergieanlagen an Land während des Betriebs zu nahezu allen Wetterverhältnissen instandgehalten werden. Demgegenüber stehen für diese Arbeiten in Meereswindparks nur gewisse jährliche Einsatzfenster zur Verfügung, da der Transfer von Personal und Material zu und von den OWEA, per Schiff und Helikopter, wetter- und meeresbedingten Einsatzbeschränkungen unterliegt. Diese Versorgungsleistungen sind jedoch für die Gewährleistung einer reibungslosen Stromerzeugung essentiell.

Zur Maximierung der technischen Verfügbarkeit der OWEA, bei möglichst geringen Betriebskosten von Offshore-Windparks (OWP), sind derzeitig im Forschungs- und Entwicklungsbereich gewisse Arbeitsthemen vorrangig. Es bestehen Ansätze, bei denen technologische Weiterentwicklungen der OWEA selbst sowie deren technische Systeme verfolgt werden. So sollen OWEA beispielsweise effizienter betrieben oder hinsichtlich ihres Wirkungsgrads optimiert werden. Ein wichtiges Augenmerk liegt auf der Zuverlässigkeit dieser Systeme, um diese möglichst wartungs- und reparaturarm zu gestalten.

Andere Ansätze fokussieren wiederum eine technologische Weiterentwicklung der maritimen Transportmittel, welche für die Versorgungsleistungen im OWP-Betrieb eingesetzt werden. Dabei wird beispielsweise das Ziel verfolgt, die Leistungsparameter der Transportmittel in der maritimen Logistik hinsichtlich meeres- und wetterbedingter Einsatzfenster, Geschwindigkeiten oder deren Energieeffizienz zu optimieren. Weitere Ansätze, mit eher techno-ökonomischem Charakter, liegen u.a. in der Entwicklung von Methoden zur optimalen Instandhaltungsplanung, mit dem Ziel einer effizienten, effektiven und vor allem sicheren Arbeitsdurchführung an den Offshore-Anlagen. Für die Betriebsplanung besteht neben der konkreten Arbeitsdurchführung an den Anlagen selbst auch ein Bedarf an Verfahren, mit welchen der Ressourceneinsatz, der zur Durchführung dieser Arbeiten benötigt wird, möglichst so bestimmt wird, dass dieser zu einem effizienten Windparkbetrieb insgesamt beiträgt.

Die vorliegende Dissertation widmet sich mit ihrer Zielstellung eben dieser zuletzt genannten planerischen Herausforderung, indem ein Effizienz-basiertes Analyseverfahren beschrieben wird, mit dem eine strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte über mehrere zur Verfügung stehende Ressourcen- und Prozessvarianten windparkspezifisch ermöglicht werden kann.

Insbesondere für Energieerzeuger, Offshore-Windparkbetreiber, Projektierer, maritime Versorgungsdienstleister, als auch für Beratungsunternehmen in der maritimen Logistik, liefert die Anwendung dieses Analyseverfahrens ein ökonomisches Nutzungspotenzial. Neben der Möglichkeit, sämtliche zur Entscheidungsfindung relevanten technischen und ökonomischen Einflussfaktoren zu berücksichtigen, liefert dieses Verfahren auch das Potenzial, die Komplexität in der strategischen Betriebsplanung zu reduzieren.

Die Dissertation basiert auf meinen Forschungsergebnissen, welche ich im Rahmen meiner Tätigkeit als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am *Fachgebiet Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme* der *TU Berlin* erzielt habe. Insbesondere werden meine Ergebnisse aus den Forschungsprojekten „Offshore-Solutions“ (IGF 394 ZN) und „Life Cycle Costing in Schifffahrt und Schiffbau“ (IGF 421 ZN) in dieser verarbeitet und weiter vertieft.

Beide Forschungsprojekte der Forschungsvereinigung *Center of Maritime Technologies e.V. (CMT),* wurden über die *AiF,* im Rahmen des Programms zur Förderung der *Industriellen Gemeinschaftsforschung und -entwicklung (IGF),* vom *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi),* aufgrund eines Beschlusses des *Deutschen Bundestages,* gefördert. Meine Forschungsergebnisse in den beiden Forschungsprojekten wurden jeweils von einem *projektbegleitenden Ausschuss* validiert, bestehend aus Experten der maritimen Wirtschaft als auch aus der Offshore-Windenergiebranche in „Offshore-Solutions“.

Allen beteiligten *Unternehmen der projektbegleitenden Ausschüsse* der beiden Forschungsprojekte, dem *CMT e.V.,* der *AiF e.V.* und dem *BMWi* möchte ich für die Förderung meiner Forschungsarbeit danken. Dem *Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)*, dem *Projektträger Jülich (PTJ)* und dem *BMWi* danke ich für die Bereitstellung ozeanographischer und meteorologischer Daten, mitunter aus dem FINO-Projekt, für statistische Auswertungen in dieser Arbeit. Vor allem aber danke ich Herrn *Prof. Dr. Gerd Holbach* für die hilfreiche Betreuung und organisatorische Unterstützung zur Erstellung der vorliegenden Dissertation. Auch bei komplexen Fragestellungen konnte er mir stets eine zielführende Empfehlung zur Entscheidungsfindung geben. Ihm sowie den Herren *Dr. Jan O. Fischer* und *Prof. Dr. Oliver Schwedes* danke ich ebenfalls für die Bereitschaft, im Ausschuss zu meinem Promotionsvorhaben mitzuwirken.

Meiner geliebten Frau *Anna Stanik*, meinem Sohn *Simon Christopher Stanik* und meiner Tochter *Katharina Maria Stanik* gilt mein ganz besonderer Dank für die familiäre Unterstützung und ihr Verständnis, insbesondere für meine zeitliche Inanspruchnahme zur Erstellung der vorliegenden Arbeit. Meinen Eltern *Irene Stanik* und *Robert Stanik* danke ich vom ganzen Herzen. Nur durch Ihre Zuwendung und Unterstützung habe ich den nötigen Beistand erfahren, mich den organisatorischen und interdisziplinären Herausforderungen meines Promotionsvorhabens zu stellen.

Berlin 2016, Christopher Stanik

Zusammenfassung

In der vorliegenden Dissertation wird ein Effizienz-basiertes Analyseverfahren für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb vorgestellt. Die Funktionalität dieses Verfahrens wird am Beispiel eines Referenzwindparks in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee aufgezeigt. Zur Erprobung und Auswertung des in dieser Dissertation beschriebenen Analyseverfahrens wird auf repräsentative Analysedaten für den Betrieb deutscher Offshore-Windparks zurückgegriffen.

Eine Methodik zur Modellierung, Bewertung und Auswahl maritimer Service- und Versorgungskonzepte ist fundamentaler Bestandteil des Analyseverfahrens. Welche Erkenntnisse sich aus der exemplarischen Anwendung des Analyseverfahrens insgesamt über die Lebensdauer eines Offshore-Windparks ergeben und wie deren Robustheit untersucht werden kann, wird ebenfalls im Rahmen dieser Dissertation aufgezeigt.

Das in dieser Dissertation beschriebene Effizienz-basierte Analyseverfahren stellt eine ökonomische Vorteilhaftigkeitsanalyse maritimer Service- und Versorgungskonzepten, unter Berücksichtigung technischer, prozessualer, ökonomischer und rechtlicher Einflussfaktoren, in den Vordergrund der wissenschaftlichen Betrachtung. Über die Anwendung dieses Verfahrens soll der Nutzer (vorwiegend Energieerzeuger, Offshore-Windparkbetreiber, Windpark-Projektierer, maritime Versorgungsdienstleister und Beratungsunternehmen in der maritimen Logistik) in die Lage versetzt werden, unter Konkretisierung windpark- und versorgungsspezifischer Bedarfs- und Einflussparameter für den Betrieb von Offshore-Windparks, ökonomisch vorteilhafte maritime Service- und Versorgungskonzepte, über die Lebensdauer eines Offshore-Windparks, strategisch zu planen. Als Ergebnis der Verfahrensanwendung ergeben sich Modell-basierte Handlungsempfehlungen für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte.

Sämtliche Forschungsergebnisse, die in dieser Dissertation vorgestellt werden, wurden durch wissenschaftlich fundierte Methoden als auch mithilfe von in der unternehmerischen Praxis validierten Instrumenten und Erkenntnissen erzielt. So wurde beispielsweise die Methodik zur Modellierung, Bewertung und Auswahl potentieller maritimer Service- und Versorgungskonzepte durch einen projektbegleitenden Ausschuss mit Experten der maritimen Wirtschaft und der Windenergiebranche im Forschungsvorhaben „Offshore-Solutions“ geprüft. Die exemplarischen Referenzwerte, welche zur Anwendung des Verfahrens am Beispiel der deutschen Offshore-Windparks verwendet werden, basieren auf veröffentlichten Marktdaten, ausgewerteten Messdaten oder wurden im Rahmen dieses Forschungsprojekts von Akteuren der maritimen Wirtschaft und der Offshore-Windenergiebranche erhoben. Der „LCC Demonstrator“, mit welchem die Analyse der Lebenszykluskosten der ausgewählten maritimen Service- und Versorgungskonzepte ermöglicht wird, ist wiederum ein mit Experten der maritimen Wirtschaft validiertes Instrument des Forschungsprojekts „Life Cycle Costing in Schifffahrt und Schiffbau“.

Abstract

Title: Efficiency-based analysis method for the strategic planning of maritime service and supply concepts for offshore wind farm operation

In this thesis, an efficiency-based analysis method for the strategic planning of maritime service and supply concepts for offshore wind farm operation is presented. The functionality of this method is demonstrated by the example of a reference wind farm in the German North Sea Exclusive Economic Zone. To test and evaluate the analytical procedure described in this thesis, representative analysis data for the operation of German offshore wind farms is utilized.

A methodology for modeling, evaluation and selection of maritime service and supply concepts is the fundamental part of the developed analysis method. Potential lessons to be learned by the exemplary application of the analysis method over the lifetime of an offshore wind farm and how the robustness of the analysis results can be examined, are also shown in this work.

The efficiency-based analysis method described in this thesis is an instrument for economic advantageousness evaluation of maritime service and supply concepts, including technical, process-related, economic and legal impact criteria to the forefront of scientific observation. The application of this method will enable the users (mainly energy producers, offshore wind farm operators, wind farm developers, maritime logistics service providers and consulting companies in maritime logistics) to strategically plan economically advantageous maritime service and supply concepts over the lifetime of offshore wind farms, under wind farm and supply specific needs and influence parameters. Model-based recommendations for the strategic planning of maritime service and supply concepts are given to the user by the application of this method.

All research results that are presented in this thesis were generated by scientifically well-founded methods and in business practice validated tools and insights. For example, the methodology for the modeling, evaluation and selection of potential maritime service and supply concepts, was validated by a project steering committee with experts from the maritime industry and the wind energy industry in the German research project "Offshore-Solutions". Exemplary reference values, which are used for applying the method to the showcase of a German offshore wind farm, are generated by the evaluation of measurement data, published market data or have been collected from stakeholders of the German maritime industry and the offshore wind energy industry. The "LCC Demonstrator", with which the analysis of the life cycle costs of the selected maritime service and supply concepts is made possible, in turn, is an instrument developed within the research project "Life Cycle Costing in Shipping and Shipbuilding", validated with experts of the German maritime industry.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort I
Zusammenfassung III
Abstract IV
Inhaltsverzeichnis V
Abbildungsverzeichnis IX
Tabellenverzeichnis XIII
Nomenklatur XV
Abkürzungsverzeichnis XXII

1. Einleitung 1
1.1 Ausgangslage und Problembeschreibung 2
1.2 Forschungsziel und Prämissen 3
1.3 Lösungsweg 7
1.4 Stand der Forschung und Entwicklung 9
1.4.1 Wissenschaftliche Abgrenzung 9
1.4.2 Wissenschaftliche Einordnung 15
1.5 Wissenschaftlicher Mehrwert 17
1.6 Betriebswirtschaftlicher Nutzen 18
1.7 Aufbau und Struktur der Arbeit 19

2. Systematisierung der deutschen Offshore-Windenergienutzung im internationalen Vergleich 21
2.1 Internationale Offshore-Windenergienutzung 21
2.2 Europäische Offshore-Windenergienutzung 23
2.3 Nationale Offshore-Windenergienutzung 25
2.4 Identifikation und Systematisierung besonderer Rahmenbedingungen deutscher Offshore-Windparks 28

3. Systemüberblick zur Offshore-Windenergienutzung in Deutschland 30
3.1 Struktureller und funktionaler Aufbau eines Offshore-Windparks als Bestandteil der Energieübertragungskette 30
3.1.1 Elektrische Energiezeugung durch Offshore-Windenergie 31
3.1.2 Energieübertragung des deutschen Offshore-Windenergiestroms 32
3.2 Systemkomponenten eines Offshore-Windparks im Rahmen der Energieerzeugung 34
3.2.1 Offshore- Windenergieanlagen und deren Hauptsysteme 34
3.2.1.1 Hauptsystem: Rotor 35
3.2.1.2 Hauptsystem: Gondel 36
3.2.1.3 Hauptsystem: Turm 38
3.2.1.4 Hauptsystem: Unterstruktur 39
3.2.2 Verkabelung im Offshore-Windpark 40

3.2.3 Offshore-Umspannwerk ... 40
3.2.4 Offshore-Wohnplattform ... 41
3.3 Projektlebenszyklus von Offshore-Windparkprojekten im deutschen Anwendungsbereich ... 42
3.3.1 Planung und Genehmigung von Offshore-Windparkprojekten ... 42
3.3.2 Herstellung und Errichtung von Offshore-Windparks ... 44
3.3.3 Betrieb und Instandhaltung von Offshore-Windparks ... 49
3.3.4 Repowering und Rückbau von Offshore-Windparks ... 54

4. Strukturen und Prozesse im Betrieb von Offshore-Windparks mit Relevanz für die maritime Versorgung ... 58
4.1 Maritime Dienstleistungsbedarfe während des Offshore-Windparkbetriebs ... 59
4.1.1 Dienstleistungen der Prozesskategorie „Weiterentwicklung“ ... 61
4.1.2 Dienstleistungen der Prozesskategorie „Transport“ ... 62
4.1.2.1 Materialtransportdienstleistungen ... 62
4.1.2.2 Personentransportdienstleistungen ... 64
4.1.3 Dienstleistungen der Prozesskategorie „Unterbringung & Bevorratung“ ... 70
4.1.3.1 Personenunterbringungsdienstleistungen ... 70
4.1.3.2 Materialbevorratungsdienstleistungen ... 71
4.1.4 Dienstleistungen der Prozesskategorie „Services (inkl. Instandhaltung)“ ... 74
4.1.4.1 Wartungs- und Reparaturdienstleistungen ... 74
4.1.4.2 Begutachtungsdienstleistungen ... 78
4.1.4.3 Safety & Security Dienstleistungen ... 81
4.2 Instandhaltungsstrategien zur Gewährleistung der Stromerzeugung durch Offshore-Windparks ... 84
4.2.1 Korrektive Instandhaltung ... 84
4.2.2 Präventive Instandhaltung ... 86
4.2.3 Zustandsorientierte Instandhaltung ... 87
4.3 Abgrenzung zwischen „täglichem Windparkbetrieb“ und „Jahreswartung“ ... 90
4.4 Bedarf an effizienten maritimen Service- und Versorgungsleistungen während des Offshore-Windparkbetriebs ... 92

5. Parameteranalyse für die strategische Planung der maritimen Versorgung deutscher Offshore-Windparks ... 94
5.1 Abgrenzung zwischen strategischer, taktischer und operativer Planung der maritimen Versorgung ... 94
5.2 Ziele, Instrumente und Ergebnisse der strategischen Planung der maritimen Versorgung ... 97
5.3 Transportmittel für die maritime Versorgung von Offshore-Windparks ... 101
5.3.1 Crew Transfer Vessel ... 101
5.3.2 Offshore-Helikopter ... 104
5.3.3 Offshore-Versorgungsschiffe ... 104

5.3.4 Wohnschiffe ... 107
5.3.5 Reparaturschiffe ... 108
5.3.6 Sonstige maritime Transportmittel ... 110
5.4 Windparkseitige Versorgungsbedarfe und Einflussparameter ... 112
5.4.1 Turbinenanzahl, -typ und –leistung ... 114
5.4.2 Geographische Lage ... 115
5.4.3 Layout eines Offshore-Windparks ... 117
5.4.4 Meeres- und Wettereinflüsse mit Fokus auf Seegang und Windgeschwindigkeiten ... 118
5.4.5 Technische Verfügbarkeit von Offshore-Windenergieanlagen sowie Fehlerraten und Ausfallzeiten von Anlagenkomponenten ... 128
5.4.6 Art und Umfang des Offshore-Personalbedarfs ... 135
5.4.7 Art und Umfang des Offshore-Materialbedarfs ... 138
5.5 Versorgungsseitige Kosten- und Leistungsparameter ... 139
5.5.1 Personalunterbringung und Materialbevorratung im Windpark ... 140
5.5.2 Offshore-Servicehäfen ... 141
5.5.3 Transportmittelspezifische Leistungsparameter ... 145
5.5.4 Überstiegs- und Transfersysteme sowie Umschlagstechnik ... 150
5.5.5 Meeres- und Wetterbedingte Einsatzfenster maritimer Transportmittel ... 155
5.5.6 Transport- und Einsatzkosten ... 156

6. Identifikation maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb ... 164
6.1 Abgrenzung von maritimen Service- und Versorgungskonzepten ... 165
6.2 Service- und Versorgungskonzepte ohne windparkinterne Personenunterbringung und Materialbevorratung ... 167
6.2.1 Priorisierung des Schiffseinsatzes in Abhängigkeit meeres- und wetterbedingter Einsatzfenster ... 167
6.2.2 Dualismus des Schiffs- und Helikoptereinsatzes ... 171
6.3 Service- und Versorgungskonzepte mit windparkinterner Personenunterbringung und Materialbevorratung ... 173
6.3.1 Windparkinterne Personenunterbringung und Bevorratung von Material auf einer Wohnplattform ... 173
6.3.1.1 Priorisierung des Schiffseinsatzes in Abhängigkeit meeres- und wetterbedingter Einsatzfenster ... 173
6.3.1.2 Dualismus des Schiffs- und Helikoptereinsatzes ... 176
6.3.2 Windparkinterne Personenunterbringung und Bevorratung von Material auf einem Wohnschiff ... 177

7. Effizienz-basierte strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb ... 180
7.1 Effizienz als Analysekriterium für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte ... 180
7.1.1 Konzeptübergreifende Definition von Versorgungskapazitäten ... 181

7.1.1.1 Definition von Versorgungskapazitäten für den konzeptübergreifenden Reparaturschiffeinsatz ... 182
7.1.1.2 Definition von Versorgungskapazitäten bei landbasierten Service- und Versorgungskonzepten ... 187
7.1.1.3 Definition von Versorgungskapazitäten bei seebasierten Service- und Versorgungskonzepten ... 193
7.1.2 Konzeptinterne Gesamtkostenminimierung ... 196
7.1.3 Effizienz-basierte Service- und Versorgungskonzeptauswahl ... 199
7.2 Modellierung der Effizienz-basierten Service- und Versorgungskonzeptauswahl am Beispiel eines Referenzwindparks ... 199
7.2.1 Modellierung der konzeptübergreifenden Definition von Versorgungskapazitäten ... 201
7.2.2 Modellierung der konzeptinternen Gesamtkostenminimierung ... 203
7.2.3 Modellierung der Effizienz-basierten maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl ... 207
7.3 Analyse der Robustheit der maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl ... 208
7.3.1 Risikoanalyse zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl ... 209
7.3.2 Sensitivitätsanalyse zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl ... 216
7.3.3 Lebenszykluskostenanalyse zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl ... 221
7.4 Modell-basierte Handlungsempfehlungen für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte hin zu einem maritimen Versorgungssystem im Offshore-Windparkbetrieb ... 229

8. Fazit ... 234
8.1 Kritische Würdigung und Validität der Forschungsergebnisse ... 235
8.2 Weitere Forschungs- und Entwicklungsbedarfe ... 237
8.3 Schlussfolgerungen ... 239

Literaturverzeichnis ... 240
Anhang ... 263

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Prozessschema des Effizienz-basierten Analyseverfahrens 4

Abb. 2: Relative Marktanteile der wichtigsten Offshore-Windenergiemärkte im Vergleich ihrer bereits im Jahr 2013 installierten Offshore-Windenergieleistung 22

Abb. 3: Marktanteile der wichtigsten Offshore-Windenergiemärkte im Vergleich ihrer bis zum Jahr 2020 geplanten kumulativen Offshore-Windenergieleistung 22

Abb. 4: Status-Quo und Ausbauziele relevanter europäischer Offshore-Wind Märkte 23

Abb. 5: Absolute und relative Marktanteile von in deutschen Offshore-Windparks in Betrieb befindlichen Turbinentypen 27

Abb. 6: Marktanteile in Betrieb befindlicher OWEA-Fundamenttypen in Abhängigkeit der installierten Stückzahl 27

Abb. 7: Offshore-Windenergieprojekte nach Küstenentfernungen und Wassertiefen 28

Abb. 8: Marktanteile der Offshore-Windenergieerzeuger bemessen auf die installierte Leistung derzeit in Betrieb befindlicher deutscher Offshore-Windparks 31

Abb. 9: Schematische Darstellung des Stromflusses in der Energieübertragungskette 33

Abb. 10: Schematisches Schaltbild für den „Mechanischen Triebstrang“ und das „Elektrische System“ einer Offshore-Windenergieanlage 34

Abb. 11: Schematische Darstellung diverser Gründungsstrukturvarianten in Abhängigkeit der Wassertiefe und Küstenentfernung 39

Abb. 12: Primäre Planungs- und Genehmigungsprozesse eines Offshore-Windparkprojekts 42

Abb. 13: Primäre Errichtungsprozesse eines Offshore-Windparkprojekts 45

Abb. 14: Schematischer Vergleich zwischen „Konsolidierungshafen“-Konzept und „Sammeltransport“-Konzept für die OWEA-Errichtungslogistik 46

Abb. 15: Schematischer Vergleich zwischen „Pendelverkehr“-Konzept und „Feederverkehr“-Konzept für die OWEA-Errichtungslogistik 47

Abb. 16: Primäre und sekundäre Betriebsprozesse eines Offshore-Windparkprojekts 51

Abb. 17: Vergleich zwischen EEG-Vergütung und dem Marktprämienmodell 53

Abb. 18: Einspeisevergütungsstruktur nach dem „Basismodell“ und dem „Stauchungsmodell“ über die potenzielle Lebensdauer eines Offshore-Windparks 54

Abb. 19: Repowering-/ Rückbau-prozesse mit einem Errichterschiff (1.-3. Generation) 55

Abb. 20: Schematische Einordung des Bedarfs an maritimen Service- und Versorgungsleistungen in der OWP-Betriebs- und Instandhaltungsphase 58

Abb. 21: Maritime Dienstleistungsbedarfe während des Offshore-Windparkbetriebs 60

Abb. 22: Vordergründige Anforderungskriterien zur Transportmittelwahl für die Offshore-personalversorgung 65

Abb. 23: Schematische Darstellung der Wasserlinienflächen von Entwurfskonzepten im Querschnitt auf Wasserlinie bei einer Unteransicht auf den Schiffsrumpf 67

Abb. 24: Materialbevorratungsansätze in Abhängigkeit von der Auswechselhäufigkeit und der energetischen Verfügbarkeitsrelevanz von Ersatzteilen 73

Abb. 25: Systematisierung der Wartungs- und Reparaturleistungen für Windpark- und Übertragungsnetzkomponenten 75

Abb. 26: Abnutzungsvorrat eines Bauteils in Abhängigkeit der Betriebszeit bei der sofortigen und der aufschiebenden korrektiven Instandhaltung 85

Abb. 27: Abnutzungsvorrat eines Bauteils in Abhängigkeit der Betriebszeit bei der präventiven Instandhaltung 87

Abb. 28: Abnutzungsvorrat eines Bauteils in Abhängigkeit der Betriebszeit bei der zustandsorientierten Instandhaltung 88

Abb. 29: Abgrenzung der Instandhaltungsumfänge im täglichen Windparkbetrieb und der Jahreswartung 90

Abb. 30: Abgrenzung der Ziele, Instrumente und Ergebnisse zwischen den planungsebenen in der maritimen Versorgung 96

Abb. 31: Geodäsische Kartierung der deutschen Nordsee Offshore-windparks 115

Abb. 32: Geodäsische Kartierung der deutschen Ostseewindparks 116

Abb. 33: Schematische Darstellung des Windparklayouts von „alpha ventus“ 117

Abb. 34: Messstationen zur Seegangsbeobachtung in der Deutschen Bucht und in der westlichen Ostsee 118

Abb. 35: Arithm. Mittelwerte zur rel. Häufigkeit von ermittelten sign. Wellenhöhen bei „Arkona“ zwischen 2006-2013 120

Abb. 36: Arithm. Mittelwerte zur rel. Häufigkeit von ermittelten sign. Wellenhöhen bei „FINO 1“ zwischen 2006-2013 121

Abb. 37: Arithm. Mittelwerte zur rel. Häufigkeit von ermittelten sign. Wellenhöhen bei „NSB 2/3“ zwischen 2006-2012 122

Abb. 38: Geographische Lage der Forschungsplattformen FINO 1, 2 und 3 123

Abb. 39: Arithm. Mittelwerte zur rel. Häufigkeit von gemessenen Windgeschwindigkeiten bei „FINO 1“ zwischen 2006-2012 124

Abb. 40: Arithm. Mittelwerte zur rel. Häufigkeit von gemessenen Windgeschwindigkeiten bei „FINO 3“ zwischen 2010-2013 125

Abb. 41: Arithm. Mittelwerte zur rel. Häufigkeit von gemessenen Windgeschwindigkeiten bei „FINO 2“ zwischen 2011-2013 126

Abb. 42: Schematische Darstellung der jeweiligen Entfernungen zwischen den Messstationen und einem exemplarischen Windpark 127

Abb. 43: Schematische Darstellung zur jeweiligen Entfernungsberechnung zwischen den Messstationen und einem exemplarischen Windpark 128

Abb. 44: Fortschrittsbereinigte Ausfalltage und technische Verfügbarkeit einer OWEA in den ersten acht Betriebsjahren 133

Abb. 45: Fortschrittsbereinigte Ausfalltage und technische Verfügbarkeit einer OWEA über deren potenzielle Lebensdauer 135

Abb. 46: Offshore-Servicepersonalbedarf im täglichen Windparkbetrieb in Abhängigkeit der OWEA-Anzahl eines Windparks ... 137

Abb. 47: Kategorisierung der unterschiedlichen Hafenfunktionen ... 141

Abb. 48: Einsatzgrenzen von CTV-Entwurfskonzepten hinsichtlich der in NSB 2/3 und Arkona ermittelten signifikanten Wellenhöhen im Jahr 2011 ... 147

Abb. 49: Schematische Darstellung ausgewählter Überstiegs- und Transfersysteme ... 151

Abb. 50: Vorteilhaftigkeit maritimer Service- und Versorgungskonzepte für einen Windpark in Abhängigkeit dessen Hafenentfernung und installierter Leistung ... 164

Abb. 51: Maritimes Service- und Versorgungskonzept „Shore 1“ ... 168

Abb. 52: Einsatzgrenzen der landbasierten Versorgung bei „Shore 1“ hinsichtlich Hafenentfernungen eines 80 OWEA Windparks in Abhängigkeit der durchschnittlichen CTV-Dienstgeschwindigkeiten ... 169

Abb. 53: Maritimes Service- und Versorgungskonzept „Shore 2“ ... 172

Abb. 54: Maritimes Service –und Versorgungskonzept „SEA-AP 1“ ... 174

Abb. 55: Beispiele für Personal- und Materialwechselalternativen für einen 80 OWEA Windpark beim Service- und Versorgungskonzept „SEA-AP 1“ ... 175

Abb. 56: Maritimes Service–und Versorgungskonzept „SEA-AP 2“ ... 176

Abb. 57: Maritimes Service- und Versorgungskonzept „SEA-AV“ ... 178

Abb. 58: CTV-Prozesslogik zur Reparaturschiffversorgung in der Jahreswartung ... 184

Abb. 59: CTV-Prozesslogik im täglichen Windparkbetrieb beim maritimen Service- und Versorgungskonzept „Shore 1“ am Beispiel eines 12 Pax CTVs ... 188

Abb. 60: Schematische Darstellung des Ansatzes zur konzeptinternen Gesamtkostenminimierung ... 198

Abb. 61: Geographische Lage des Referenzwindparks in der Kartierung der Standorte der deutschen Offshore-Windparks ... 200

Abb. 62: Ermittelte Dichtefunktionen der Weibull-Verteilungen für die gemessenen Windgeschwindigkeitswerte des Referenzjahres 2011 bei FINO 1, 2 und 3 ... 205

Abb. 63: Leistung der Referenzturbine in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit ... 206

Abb. 64: Gesamtkostenentwicklung der OWP-Versorgung des Referenzwindparks beim Service- und Versorgungskonzept „SEA-AV“ ... 207

Abb. 65: Ausgewählte Szenarien zur Bunkerpreisentwicklung für LS-MGO ... 211

Abb. 66: Sensitivitätsanalyse der Einsatz- und Versorgungskosten für den Referenzwindpark hinsichtlich Änderungen von Tagescharterraten ... 217

Abb. 67: Sensitivitätsanalyse der Einsatz- und Versorgungskosten für den Referenzwindpark hinsichtlich Änderungen der Bunkerpreise für LS-MGO ... 218

Abb. 68: Sensitivitätsanalyse der Einsatz- und Versorgungskosten für den Referenzwindpark hinsichtlich Änderungen der Helikoptertransportpreise ... 218

Abb. 69: Sensitivitätsanalyse der Einsatz- und Versorgungskosten für den Referenzwindpark hinsichtlich Änderungen der Wohnplattform-Einsatzkosten ... 219

Abb. 70: Sensitivitätsanalyse der Einsatz- und Versorgungskosten für den Referenzwindpark hinsichtlich Änderungen des Offshore-Servicepersonalbedarfs 220

Abb. 71: Sensitivitätsanalyse der Einsatz- und Versorgungskosten für den Referenzwindpark hinsichtlich Änderungen der relativen Häufigkeit von $H>H_S$ 221

Abb. 72: Kumulierte Entwicklung der diskontierten konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten bei einer geringfügigen Bunkerpreissteigerung und sonst unveränderten Inputfaktoren 224

Abb. 73: Kumulierte Entwicklung der diskontierten konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten, bei einer erheblichen Bunkerpreissteigerung und sonst unveränderten Inputfaktoren 225

Abb. 74: Kumulierte Entwicklung der diskontierten konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten bei dem Prognosemodell nach OPEC 2015 für die Bunkerpreisentwicklung von LS-MGO bei minimalen Inputfaktoren 227

Abb. 75: Kumulierte Entwicklung der diskontierten konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten, bei einer erheblichen Bunkerpreissteigerung und maximalen Inputfaktoren 228

Abb. 76: Vergleich der konzeptspezifischen Barwerte der Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios für die Inputfaktorenentwicklung über die OWP-Mindestnutzungsdauer 230

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: International installierte Offshore-Windenergieleistung in 2013 im Vergleich zur geplanten kumulativen Leistung bis zum Jahr 2020 21

Tab. 2: OWEA-Anzahlen und installierte Leistung von in Betrieb befindlichen deutschen Offshore-Windparks 26

Tab. 3: Technische Rotorkennzahlen diverser ausgewählter Turbinentypen 36

Tab. 4: Gondel- und Turmkennzahlen diverser ausgewählter Turbinentypen 38

Tab. 5: Weltweite Marktanteile von Gründungsstrukturen für in Betrieb befindliche OWEA 39

Tab. 6: Ausgewählte Beispiele für Errichterschiffe der 1., 2. und 3. Generation 48

Tab. 7: Kriterienausprägungen des täglichen Windparkbetriebs und der Jahreswartung für die maritime Versorgung 92

Tab. 8: Ausgewählte am Markt etablierte CTV- Varianten 103

Tab. 9: Ausgewählte am Markt etablierte Helikoptervarianten 104

Tab. 10: Ausgewählte am Markt angebotene Offshore-Versorgungsschiffvarianten 106

Tab. 11: Ausgewählte am Markt etablierte und angebotene Wohnschiffvarianten 108

Tab. 12: Ausgewählte am Markt etablierte und angebotene Reparaturschiffvarianten 109

Tab. 13: Besondere Rahmenbedingungen deutscher OWP für die maritime Versorgung 113

Tab. 14: Rel. Häufigkeiten von ermittelten signifikanten Wellenhöhen bei „Arkona“ 119

Tab. 15: Rel. Häufigkeiten von ermittelten signifikanten Wellenhöhen bei „FINO 1“ 120

Tab. 16: Rel. Häufigkeiten von ermittelten signifikanten Wellenhöhen bei „NSB 2/3“ 121

Tab. 17: Rel. Häufigkeiten von gemessenen Windgeschwindigkeiten bei „FINO 1“ 124

Tab. 18: Rel. Häufigkeiten von gemessenen Windgeschwindigkeiten bei „FINO 3“ 125

Tab. 19: Rel. Häufigkeiten von gemessenen Windgeschwindigkeiten bei „FINO 2“ 126

Tab. 20: Exemplarische Fehlerraten, Reparaturzeiten und Reparaturschiffbedarfe für Großkomponentenwechsel am Beispiel eines 80 OWEA Windparks 130

Tab. 21: Fortschrittsbereinigte gewichtete Fehlerraten und Reparaturzeiten für eine OWEA im Jahresdurchschnitt innerhalb der ersten acht Betriebsjahre 132

Tab. 22: Ist- und Plandaten hinsichtlich des Offshore-Servicepersonalbedarfs im täglichen Offshore-Windparkbetrieb 136

Tab. 23: Besondere versorgungsseitige Rahmenbedingungen für die strategische Planung der maritimen Versorgung 139

Tab. 24: Mögliche Servicehäfen während des Betriebs deutscher Offshore-Windparks 143

Tab. 25: Distanzberechnung zwischen Windpark-Clustern und Nordsee-Servicehäfen 144

Tab. 26: Distanzberechnung zwischen Offshore-Windparks und Ostsee-Servicehäfen 145

Tab. 27: Ausprägungen der exemplarischen Kategorisierung von CTV-Varianten 148

Tab. 28: Ausprägungen der exemplarischen Kategorisierung von Helikoptervarianten 148

Tab. 29: Ausprägungen der exemplarischen Kategorisierung von OSV-varianten 149

Tab. 30: Ausprägungen der exemplarischen Kategorisierung von Wohnschiffvarianten 149

Tab. 31: Ausprägungen der exemplarischen Kategorisierung von Reparaturschiffvarianten 150

Tab. 32: Transportmittel für Überstiegs- und Transfersysteme und deren durchschnittlichen Zugänglichkeitsbeschränkungen 154

Tab. 33: Seegangsbedingte Einsatzfenster der Schiffseinheiten 156

Tab. 34: Aufteilungsmodelle für Schiffsbetriebs- und Schiffsfinanzierungskosten bei Zeitcharterverträgen für Offshore-Serviceschiffe im Windenergiebereich 157

Tab. 35: Tagescharterraten als Referenzdaten für die verschiedenen Schiffstypen 158

Tab. 36: Exemplarische durchschnittliche Treibstoffkostenermittlung in Abhängigkeit des Betriebsmodus 160

Tab. 37: Exemplarische Transportpreis- bzw. Einsatzkostenermittlung für Offshore-Helikoptereinsätze 161

Tab. 38: Maritime Service- und Versorgungskonzepte mit und ohne windparkinterne Personenunterbringung und Materialbevorratung 167

Tab. 39: Konzeptspezifische Versorgungskapazitäten sowie zu erwartende tägliche Einsatz- und Versorgungskosten dieser für den Referenzwindpark 202

Tab. 40: Jährliche Einsatz- und Versorgungskosten des Referenzwindparks 203

Tab. 41: Weibull-Parameter und mittlere Windgeschwindigkeit der Messstationen im Referenzjahr 2011 bei einer hochskalierten Höhe von 100 m 205

Tab. 42: Jährliche Gesamtkosten der OWP-Versorgung des Referenzwindparks 206

Tab. 43: Schwankungsbereichsdefinition für schiffsspezifische Tagescharterraten 210

Tab. 44: Durchschnittliche Treibstoffverbräuche und –kosten ausgewählter Offshore-Helikopter bei einem Flugeinsatz pro Stunde 212

Tab. 45: Szenarien der täglichen Einsatzkostenveränderung der Wohnplattform bei geändertem gewichteten Kapitalkostensatz 213

Tab. 46: Zusammenfassung der ermittelten Schwankungsbereiche aus der Risikoanalyse für die identifizierten unsicheren Inputfaktoren 215

Tab. 47: Kumulierte diskontierte Barwerte der Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten bei den Konzeptalternativen im Szenario 1 224

Tab. 48: Kumulierte diskontierte Barwerte der Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten bei den Konzeptalternativen im Szenario 2 226

Tab. 49: Kumulierte diskontierte Barwerte der Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten bei den Konzeptalternativen im Szenario 3 227

Tab. 50: Kumulierte diskontierte Barwerte der Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten bei den Konzeptalternativen im Szenario 4 229

Nomenklatur

Allgemeine Nomenklatur

r_i	Entfernung i zwischen zwei Standorten
r_{OWP}	Entfernung des Windparks zum jeweiligen Hafen
r_{OWEA}	Durchschnittliche Entfernung zwischen den OWEA eines Windparks
v_{Wind}	Windgeschwindigkeit

Schiffs- und meerestechnische Nomenklatur

H_S	Signifikante Wellenhöhe
$H_{S,max}$	Maximal zulässige signifikante Wellenhöhe für die OWEA-Zugänglichkeit
v_{max}	Entwurfsgeschwindigkeit (bei 100% MCR)
$v_{85\% MCR}$	Dienstgeschwindigkeit (bei 85% MCR)

Windenergiesystem- und Instandhaltungstechnische Nomenklatur

TV_j	Technische Verfügbarkeit einer OWEA j
TV_{OWP}	Technische Verfügbarkeit eines Offshore-Windparks
$AZ_{j,ges}$	Gesamte Ausfallzeit einer OWEA pro Jahr
$AZ_{j,sonstige}$	Sonstige Ausfallzeiten einer OWEA j
$AZ_{j,extern}$	Ausfallzeiten einer OWEA j aufgrund von externen Einflussfaktoren
$RZ_{j,ges}$	Durchschnittliche Reparaturzeit zur Schadensbehebung an einer OWEA
RZ_j	Gewichtete mittlere Reparaturzeit für die jeweiligen Reparaturgruppen
λ_j	Durchschnittliche jährliche Fehlerrate der OWEA j
$RZ_{j,k}$	Jährliche Reparaturzeit für Anlagenkomponente k der OWEA j
$n_{j,k}$	Jährliche Fehleranzahl der Anlagenkomponente k der OWEA j
$\lambda_{j,k}$	Jährliche Fehlerrate der Anlagenkomponente k der OWEA j

Nomenklatur zur Definition von Versorgungskapazitäten

$N_{Personal}$	Täglicher Offshore-Servicepersonalbedarf
$N_{Material,\ Flächenabmessung}$	Täglicher Materialbedarf hinsichtlich Flächenabmessungen im täglichen Windparkbetrieb
$N_{Material,\ Gewichte}$	Täglicher Materialbedarf hinsichtlich Gewichten im täglichen Windparkbetrieb
$N_{Personal,\ JW}$	Zusätzlicher Personalbedarf in der Jahreswartung (JW)
$N_{Material,\ JW,Flächenabmessung}$	Zusätzlicher Materialbedarf hinsichtlich Flächenabmessungen in der Jahreswartung (JW)
$N_{Material,\ JW,\ Gewichte}$	Zusätzlicher Materialbedarf hinsichtlich Gewichten in der Jahreswartung (JW)

$N_{Jack\text{-}Up,\ Crew}$	Anzahl der Schiffsbesatzung eines Jack-Up Vessels
$N_{Schiffe,\ Crew}$	Anzahl der Schiffsbesatzung stationärer Transportmittel
$C_{Jack\text{-}Up,\ Personal}$	Personentransportkapazität eines Jack-Up Vessels
$C_{Jack\text{-}Up,\ Material,\ Decksfläche}$	Decksfläche eines Jack-Up Vessels
$C_{Jack\text{-}Up,\ Material,\ Jack.\ Payload}$	Jackingfähige Nutzlast eines Jack-Up Vessels
$EK_{Jack\text{-}Up,\ ges}$	Tageseinsatzkosten eines Jack-Up Vessels
$TCR_{Jack\text{-}Up,}$	Tagescharterrate für ein Jack-Up Vessel
$RaK_{Jack\text{-}Up}$	Tägliche reiseabhängige Kosten eines Jack-Up Vessels
$TK_{Jack\text{-}Up}$	Tägliche Treibstoffkosten eines Jack-Up Vessels
$TK_{Jack\text{-}Up,\ Transit}$	Durchschnittliche Treibstoffkosten eines Jack-Up Vessels für den Transit zwischen Basishafen und Windpark
$v_{Jack\text{-}Up,Transit}$	Durchschnittliche Dienstgeschwindigkeit eines Jack-Up Vessels während des Transitvorgangs
$t_{Jack\text{-}Up,Transit}$	Durchschnittliche Dauer eines Transitvorgangs zwischen Basishafen und Windpark für ein Jack-Up Vessel in Stunden
$TV_{Jack\text{-}Up,Transit}$	Durchschnittlicher Treibstoffverbrauch eines Jack-Up Vessels beim Transitvorgang (bei $v_{Jack\text{-}Up,Transit}$)
$TK_{Jack\text{-}Up,\ Windpark}$	Durchschnittliche Treibstoffkosten eines Jack-Up Vessels für eine Innerparkfahrt zwischen zwei OWEA
$v_{Jack\text{-}Up,Windpark}$	Durchschnittliche Dienstgeschwindigkeit eines Jack-Up Vessels bei Innerparkfahrten zwischen zwei OWEA
$t_{Jack\text{-}Up,Windpark}$	Durchschnittliche Dauer eines Transitvorgangs zwischen zwei OWEA für ein Jack-Up Vessel
$TV_{Jack\text{-}Up,Transit}$	Durchschnittlicher Treibstoffverbrauch eines Jack-Up Vessels bei Innerparkfahrten (bei $v_{Jack\text{-}Up,Windpark}$)
$P_{Treibstoff}$	Aktueller Treibstoffpreis
t_{JW}	Dauer der Jahreswartung in Tagen
$C_{CTV,\ Pesonal}$	Personentransportkapazität eines CTV
$C_{CTV,\ Material,\ Decksfläche}$	Decksfläche eines CTV für Materialzuladungen
$C_{CTV,\ Material,\ Nutzlast}$	Nutzlast eines CTV für Materialzuladungen
$N_{CTV,\ Transit,\ JW,\ 14\ Tage}$	Anzahl der Transitfahrten eines CTVs innerhalb von zwei Wochen in der Jahreswartung
$N_{CTV,\ Transit,\ JW,\ ges}$	Anzahl der Transitfahrten eines CTVs über die gesamte Dauer der Jahreswartung
$N_{OWEA,\ HÜ,\ j}$	Anzahl an OWEA, an denen an einem Tag, für einen Verteil- bzw. Sammelvorgang j, Hauptüberholungen anstehen

$N_{OWEA, CTV}$	Anzahl an OWEA, die an einem Tag, von einem CTV versorgt werden müssen
ET_{CTV}	Technisch mögliche Einsatztage eines CTVs
A_{CTV}	Zugänglichkeit eines CTVs für Personenversatzaufgaben zwischen Schiff und OWEA (Engl. „Accessibility“) in Prozent
$TV_{CTV, Material}$	Technische Verfügbarkeit eines CTVs für Materialtransferaufgaben zu und von den OWEA
$VK_{CTV, JW}$	Tägliche Versorgungskosten eines CTVs zur Reparaturschiffversorgung
$VK_{CTV, ges}$	Tägliche Versorgungskosten eines Einsatzes mehrerer CTVs im täglichen Windparkbetrieb
$VK_{CTV\,j, ges}$	Tägliche Versorgungskosten eines Einsatzes mehrerer CTVs im täglichen Windparkbetrieb bei einer Konstellation j
$VK_{CTV, Material, ges}$	Tägliche Versorgungskosten eines vordergründig für Materialtransportaufgaben eingesetzten CTVs
$VK_{CTV, Material, ges}$	Tägliche Versorgungskosten eines vordergründig für Personentransportaufgaben eingesetzten CTVs
TCR_{CTV}	Tagescharterrate für ein CTV
RaK_{CTV}	Tägliche reiseabhängige Kosten für ein CTV
TK_{CTV}	Tägliche Gesamttreibstoffkosten eines CTV
$TK_{CTV, Transit}$	Durchschnittliche Treibstoffkosten eines CTV im Transit zwischen Hafen und Windpark
$v_{CTV,\ Transit}$	Durchschnittliche Dienstgeschwindigkeit eines CTV im Transit zwischen Hafen und Windpark
$TV_{CTV, Transit}$	Durchschnittlicher Treibstoffverbrauch eines CTV beim Transitvorgang (bei $v_{CTV,Transit}$)
$t_{CTV,\ Transit}$	Durchschnittliche Transitzeit für den Transitvorgang eines CTV zwischen Hafen und Windpark in Stunden
$t_{CTV,\ Transit, max}$	Maximal zulässige tägliche Transitzeit für sämtliche Transitvorgänge eines CTV in Stunden
$TK_{CTV, Windpark}$	Durchschnittliche Treibstoffkosten eines CTV bei Innerparkfahrten zwischen zwei OWEA
$v_{CTV, Windpark}$	Durchschnittliche Dienstgeschwindigkeit eines CTV bei Innerparkfahrten zwischen zwei OWEA
$TV_{CTV, Windpark}$	Durchschnittlicher Treibstoffverbrauch eines CTV bei einer Innerparkfahrt (bei $v_{CTV,Windpark}$)
$t_{CTV,Windpark}$	Durchschnittliche Dauer eines Transitvorgangs zwischen zwei OWEA für ein CTV in Stunden
$t_{CTV,Windpark, ges}$	Tägliche Prozesszeiten eines CTV für Innerparkfahrten in Stunden

$TK_{CTV,\ Transfer}$	Durchschnittliche Treibstoffkosten eines CTV bei einem Überstiegs-/ Transfervorgang zwischen Schiff und OWEA
$TV_{CTV,\ Transfer}$	Durchschnittlicher Treibstoffverbrauch eines CTV bei einem Überstiegs-/ Transfervorgang zwischen Schiff und OWEA
$t_{CTV,\ Transfer}$	Überstiegs- und Transferdauer je Serviceteam eines CTV in Stunden
$t_{CTV,\ Transfer,\ ges}$	Tägliche Prozesszeiten eines CTV für Personenüberstiegs- und Materialtransfervorgänge zwischen Schiff und OWEA in Stunden
$TK_{CTV,\ Ruhe}$	Durchschnittliche tägliche Treibstoffkosten eines CTV im Ruhemodus
$t_{CTV,\ Ruhe}$	Tägliche Ruhezeit eines CTV in Stunden
t_{Netto}	Nettoarbeitszeit des Offshore-Servicepersonals in Stunden
t_{Brutto}	Bruttoarbeitszeit des Offshore-Servicepersonals in Stunden
$C_{Helikopter,\ Personal}$	Personentransportkapazität eines Helikopters
$VK_{Helikopter,\ ges}$	Tägliche Versorgungskosten für den Einsatz mehrerer Helikopter
$VK_{Helikopter\ j,\ ges}$	Tägliche Versorgungskosten für den Einsatz mehrerer Helikopter in einer Konstellation j
$t_{Helikopter}$	Tägliche Einsatzzeit eines Helikopters in Stunden
$P_{Helikopter}$	Minuteneinsatzpreis für einen Helikopter
$C_{OSV,\ Personal}$	Personentransportkapazität eines Offshore-Versorgungsschiffes
$C_{OSV,\ Material,\ Decksfläche}$	Decksfläche eines Offshore-Versorgungsschiffes für Materialzuladungen
$C_{OSV,\ Material,\ Nutzlast}$	Nutzlast eines Offshore-Versorgungsschiffes für Materialzuladungen
$VK_{OSV,\ ges}$	Versorgungskosten eines Offshore-Versorgungsschiffes pro Einsatztag
TCR_{OSV}	Tagescharterrate für ein Offshore-Versorgungsschiff
RaK_{OSV}	Reiseabhängige Kosten eines Offshore-Versorgungsschiffes (kurz: OSV) an einem Einsatztag
TK_{OSV}	Tägliche Gesamttreibstoffkosten eines OSV
$TK_{OSV,\ Transit}$	Durchschnittliche Treibstoffkosten eines OSV im Transit zwischen Hafen und Windpark
$v_{OSV,\ Transit}$	Durchschnittliche Dienstgeschwindigkeit eines OSV im Transit zwischen Hafen und Windpark
$TV_{OSV,\ Transit}$	Durchschnittlicher Treibstoffverbrauch eines OSV beim Transitvorgang (bei $v_{OSV,Transit}$)
$T_{OSV,\ Transit}$	Durchschnittliche Transitzeit für den Transitvorgang eines OSV zwischen Hafen und Windpark

$TK_{OSV,\ Transfer}$	Durchschnittliche Treibstoffkosten eines OSV bei einem Überstiegs- / Transfervorgang zwischen Schiff und OWEA
$TV_{OSV,\ Transfer}$	Durchschnittlicher Treibstoffverbrauch eines OSV bei einem Überstiegs-/ Transfervorgang zwischen Schiff und OWEA
$t_{OSV,\ Transfer}$	Überstiegs- und Transferdauer während des Crew-Change in Stunden
$C_{AP,\ Personal}$	Personentransportkapazität einer Wohnplattform (kurz: AP, Engl. „Accommodation Platform“)
$C_{AP,\ Material,\ Decksfläche}$	Decksfläche einer Wohnplattform für Materialzuladungen
$C_{AP,\ Material,\ Nutzlast}$	Nutzlast einer Wohnplattform für Materialzuladungen
$EK_{AP,ges}$	Tägliche Gesamteinsatzkosten einer Wohnplattform
KK_{AP}	Tägliche Kapitalkosten einer Wohnplattform
BK_{AP}	Tägliche sonstige Betriebskosten einer Wohnplattform
$C_{AV,\ Personal}$	Personentransportkapazität eines Wohnschiffes (kurz: AV, Engl. „Accommodation Vessel“)
$C_{AV,\ Material,\ Decksfläche}$	Decksfläche eines Wohnschiffes für Materialzuladungen
$C_{AV,\ Material,\ Nutzlast}$	Nutzlast eines Wohnschiffes für Materialzuladungen
ET_{AV}	Technisch mögliche Einsatztage eines Wohnschiffes
A_{AV}	Zugänglichkeit eines Wohnschiffes für Personenversatzaufgaben zwischen Schiff und OWEA (Engl. „Accessibility“) in Prozent
$N_{OWEA,\ AV}$	Anzahl an OWEA, die an einem Tag, von einem Wohnschiff versorgt werden müssen
$EK_{AV,ges}$	Tägliche Gesamteinsatzkosten des Wohnschiffeinsatzes
TCR_{AV}	Tagescharterrate für ein Wohnschiff
RaK_{AV}	Tägliche reiseabhängige Kosten für ein Wohnschiff
TK_{AV}	Tägliche Gesamttreibstoffkosten eines Wohnschiffes
$TK_{AV,\ Windpark}$	Durchschnittliche Treibstoffkosten eines Wohnschiffes bei Innerparkfahrten zwischen zwei OWEA
$v_{AV,\ Windpark}$	Durchschnittliche Dienstgeschwindigkeit eines Wohnschiffes bei Innerparkfahrten zwischen zwei OWEA
$TV_{AV,\ Windpark}$	Durchschnittlicher Treibstoffverbrauch eines Wohnschiffes bei einer Innerparkfahrt (bei $v_{AV,Windpark}$)
$t_{AV,Windpark}$	Durchschnittliche Dauer eines Transitvorgangs zwischen zwei OWEA für ein Wohnschiff in Stunden
$TK_{AV,\ Transfer}$	Durchschnittliche Treibstoffkosten eines Wohnschiffes bei einem Überstiegs-/ Transfervorgang zwischen Schiff und OWEA

$TV_{AV,\ Transfer}$	Durchschnittlicher Treibstoffverbrauch eines Wohnschiffes bei einem Überstiegs-/Transfervorgang
$t_{AV,\ Transfer}$	Überstiegs- und Transferdauer eines Wohnschiffes je Serviceteam in Stunden
$TK_{AV,\ Ruhe}$	Durchschnittliche tägliche Treibstoffkosten eines Wohnschiffes im Ruhemodus
$TV_{AV,\ Ruhe}$	Durchschnittlicher Treibstoffverbrauch eines Wohnschiffes im Ruhemodus
$t_{AV,\ Ruhe}$	Tägliche Ruhezeit eines Wohnschiffes in Stunden

Nomenklatur zur Gesamtkostenminimierung und Konzeptauswahl

EVK_k	Jährliche Einsatz- und Versorgungskosten bei dem Versorgungskonzept k
$EVK_{k,\ TW}$	Jährliche Einsatz- und Versorgungskosten bei dem Versorgungskonzept k im täglichen Windparkbetrieb
t_{JW}	Dauer der Jahreswartung in Tagen
t_{max}	Jährliche maximale Einsatz- und Versorgungszeit für Schiffe und Helikopter in Tagen
t_{Schiff}	Jährliche maximale Schiffseinsatz- und –versorgungszeit in Tagen
t_{CTV}	Jährliche maximale Einsatz- und -Versorgungszeit eines CTVs in Tagen
t_{AV}	Jährliche maximale Einsatz- und -Versorgungszeit eines Wohnschiffs in Tagen
$t_{Helikopter}$	Jährliche maximale Helikoptereinsatz- und -versorgungszeit in Tagen
A_{Schiff}	Jährliche OWEA-Zugänglichkeit eines Schiffs in Prozent
$A_{Helikopter}$	Jährliche OWEA-Zugänglichkeit eines Helikopters in Prozent
$TCR_{CTV,ges}$	Aufsummierte Tagescharterraten für alle im täglichen Windparkbetrieb eingesetzten CTVs an einem Tag
$VK_{Helikopter,\ ges,\ Pendel}$	Tägliche Versorgungskosten für den Einsatz mehrerer ausschließlich im Pendelverkehr agierender Helikopter
OK_{OWP}	Opportunitätskosten eines Offshore-Windparks für jene Tage im Jahr, an denen mit entgangenen Erlösen zu rechnen ist
$BK_{OWP,\ fix}$	Fixe Betriebskosten eines Offshore-Windparks pro Jahr
EV_{OWP}	Einspeisevergütung eines Offshore-Windparks für Windenergiestrom
WE_{OWP}	Täglicher Windenergieertrag eines Offshore-Windparks
$GK_{OWP,k}$	Jährliche Gesamtkosten der OWP-Versorgung bei einem Versorgungskonzept k
$GK_{OWP,k,\ max}$	Jährliche Gesamtkosten der OWP-Versorgung bei einem Versorgungskonzept k bei maximaler technischer Verfügbarkeit
$GK_{OWP,k,\ opt}$	Minimale jährliche Gesamtkosten der OWP-Versorgung bei einem Versorgungskonzept k

$GK_{OWP,\ opt}$	Minimale jährliche Gesamtkosten der OWP-Versorgung insgesamt
t	Variable jährliche Einsatz- und Versorgungszeit in Tagen
t_{opt}	Gesamtkostenminimale jährliche Einsatz- und Versorgungszeit in Tagen

Nomenklatur zur Ermittlung von Windgeschwindigkeitsverteilungen

$f\ (v_{Wind}; a; k)$	Dichtefunktion der Weibullverteilung zur Approximation von Häufigkeitsverteilungen erhobener Windgeschwindigkeiten
v_{Wind}	Gemessene Windgeschwindigkeit
a	Weibullparameter a
k	Weibullparameter k
$v_{Wind,\ mittel}$	Mittlere Windgeschwindigkeit

Nomenklatur zur Ermittlung der Barwerte der diskontierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten

BW_{EVK}	Barwert sämtlicher diskontierter Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten
$BW_{EVK,\ k}$	Barwert sämtlicher diskontierter Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten einer Konzeptalternative k
$BW_{EVK,opt}$	Günstigster Barwert sämtlicher diskontierter Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten
A_t	Auszahlung zum Zeitpunkt t
t	Betrachtungsjahr
i	Kalkulationszins
n	Gesamter Betrachtungszeitraum
m	Anzahl der zu berücksichtigenden k Konzeptalternativen

Nomenklatur zur Ermittlung des Weighted Average Cost of Capital (WACC)

WACC	Realer gewichteter Kapitalkostensatz (vor Steuern)
EK	Eigenkapital
FK	Fremdkapital
GK	Gesamtkapital
i_{EK}	Eigenkapitalrendite
i_{FK}	Fremdkapitalzins

Abkürzungsverzeichnis

AiF	Allianz industrieller Forschungsvorhaben
AIS	Universal Shipborne Automatic Identification System
ArbSchG	Arbeitsschutzgesetz
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
b	Barrel
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BFO	Bundesfachplan Offshore
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BOSIET	Basic Offshore Safety Introduction & Emergency Training
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
CAPEX	Capital Expenditures
CAGR	Compound Annual Growth Rate
CFK	Carbonfaserverstärkter Kunststoff
CGT	Compensated Gross Tons
CMS	Condition Monitoring System
CMT	Center of Maritime Technologies
CTV	Crew Transfer Vessel
db	Dezibel
DGzRS	Deutsche Gesellschaft zur Rettung Schiffbrüchiger
DGUV	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
DNV	Det Norske Veritas
DOWEC	Dutch Offshore Wind Energy Converter
DP	Dynamische Positionierung
EBMS	Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEZ	Exclusive Economic Zone
EG	Europäische Gemeinschaft
EIA	Environmental Impact Assessment
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EWEA	European Wind Energy Association

FINO	Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee
FOET	Further Offshore Emergency Training
gal	Gallon
GDV	Gesamtverband der deutschen Versicherungswirtschaft e.V.
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
GW	Gigawatt
GWEC	Global Wind Energy Council
GWO	Global Wind Organisation
GWPPM	German Wind Power Plant Model
HDÜ	Hochspannungs-Drehstromübertragung
Heli	Helikopter
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstromübertragung
HRPC	High-Rise Pile Cap
HSE	Health, Safety and Environment
HUET	Helicopter Underwater Escape Training
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IGF	Industrielle Gemeinschaftsforschung
IRENA	International Renewable Energy Agency
ISP	Independent Service Provider
ISO	International Organization for Standardization
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
km	Kilometer
km/h	Kilometer pro Stunde
kn	Knoten
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LARS	Launch and Recovery System
Lat [° N]	Latitude in Grad nördlicher Breite
LCC	Life Cycle Costing
LNG	Liquid Natural Gas
Lon [° E]	Longitude in Grad östlicher Länge
LPG	Liquid Petroleum Gas

LS-MGO	Low Sulphor Marine Gasoil
MCR	Maximum Continuous Rating
MGO	Marine Gasoil
MLZ	Maritimes Lagezentrum
MRCC	Maritime Rescue Coordination Centre
M&R	Maintenance & Repair
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NSB	Nordseeboje
mt	Metrische Tonnen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MIT	Massachusetts Institute of Technology
Offshore-ArbZeitVO	Offshore-Arbeitszeitverordnung
O&M	Operation & Maintenance
ONEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OPEX	Operational Expenditures
OSV	Offshore Support Vessel
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
OWECS	Offshore Wind Energy Conversion System
OWP	Offshore-Windpark
Pax	Persons approximately
PSAgA	Persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz
RL	Richtlinie
ROV	Remotely Operated Vehicle
SAR	Search and Rescue
SchSiKo	Schutz- und Sicherheitskonzept
SECA	Sulphor Emission Control Area
SeeAnlV	Seeanlagenverordnung
SeeAufG	Seeaufgabengesetz
SEL	Einzelereignis-Schallexpositionspegel
SES	Surface Effect Ship
sm	Seemeilen
SOF	Schwimmendes Offshore-Fundament

SPL	Spitzenschalldruckpegel
SRUe	Seerechtsübereinkommen
SSCM	Service Supply Chain Management
StUK	Standarduntersuchungskonzept
SWASH	Small Waterplane Area Single Hull
SWATH	Small Waterplane Area Twin Hull
t	Tonnen
TLP	Tension Leg Platform
TöB	Träger öffentlicher Belange
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
UBA	Umweltbundesamt
U/min.	Umdrehungen pro Minute
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
v	Geschwindigkeit
V	Volt
VDSI	Verband Deutscher Sicherheitsingenieure e.V.
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
VwZG	Verwaltungszustellungsgesetz
WEA	Windenergieanlage
WMEP	Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm
WSA	Wasser- und Schifffahrtsamt
WSD	Wasser- und Schifffahrtsdirektion
WSV	Wasser- und Schifffahrtsverwaltung
ZDS	Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe

1. Einleitung

Die Energiewende und der damit verbundene Ausbau erneuerbarer Energien ist eines der wichtigsten energiewirtschaftlichen Ziele des 21. Jahrhunderts. Auf internationaler, europäischer und nationaler Ebene wird die Nutzung von Technologien zur Stromerzeugung durch regenerative Energiequellen wie Wasserkraft, Windenergie an Land und auf See, Photovoltaik, Geothermie sowie Biomasse stark forciert [1, S. 53].

In Deutschland wird dieser Ausbau im *Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG)* [2] gesetzlich festgeschrieben. Das Gesetz verfolgt das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Energiemix in Deutschland auf 40-45 % bis zum Jahr 2025 zu erhöhen und diesen weiter auf 55-60 % bis zum Jahr 2035 zu steigern (gem. § 1 (2) *EEG* [2]). Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung wird sogar angestrebt, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 80% bis zum Jahr 2050 zu steigern [3, S. 4-5]. Im Jahr 2012 lag der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Bruttostromverbrauch bereits bei 23,6 %; sie stellen die zweitgrößte Stromerzeugungsquelle nach der Braunkohle in Deutschland dar [4, S. 27].

Insbesondere soll die Windenergie einen herausragenden Beitrag für die deutsche Stromerzeugung leisten [3, S. 6]. Mit einem Anteil von 8% im Jahr 2012, nimmt die Windenergie bereits den größten Anteil unter den erneuerbaren Energien an der deutschen Bruttostromerzeugung ein [4, S. 17-18]. Nach einer Studie des *Fraunhofer IWES* würden, bei einem optimalen Stromerzeugungsmix und unter Berücksichtigung tragfähiger Ausbauszenarien für Deutschland bis 2050, insgesamt 82% der deutschen Stromerzeugung auf erneuerbare Energien und allein 32% auf die Offshore-Windenergie entfallen [5, S. 12-14]. Dieser herausragende Beitrag der Offshore-Windenergie für die deutsche Stromerzeugung wird auch in dem gesetzlichen Ausbaupfad des EEG deutlich, in dem die Steigerung der deutschen Offshore-Windenergie Leistung bis 2020 auf 6.500 Megawatt und bis 2030 auf 15.000 Megawatt als erreichbares Ziel festgeschrieben ist [2] (§ 3 (2)).

Der Großteil aller deutschen Offshore-Windparks ist in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) jenseits der 12 sm-Grenze eingeplant [6]. In diesem an das Küstenmeer angrenzende Gebiet werden dem jeweiligen Küstenstaat, nach Artikel 56 des *Seerechtsübereinkommens* [7], souveräne Rechte zur Energieerzeugung aus Wind übertragen. Dem Bund obliegt die Prüfung, Zulassung und Überwachung von Anlagen in der deutschen AWZ (gem. § 1, Nr. 10a *SeeAufgG* [8]). Über die Zulassung und Genehmigung zur Errichtung dieser Analgen entscheidet das *Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)* als Anhörungs-, Planfeststellungs- und Plangenehmigungsbehörde (gem. § 2 (2) *SeeAnlV* [9]) und als Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des *Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur* (ehemals Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) (gem. § 5 (1), Nr. 4. *SeeAufgG* [8]).

Nur für einige wenige Windenergieanlagen ist deren Errichtung innerhalb der 12 sm-Grenze, d.h. im deutschen Küstenmeer geplant. Für die Genehmigung zur Errichtung von Anlagen im Küstenmeer sind die jeweiligen Bundesländer zuständig [6]. Neben einzelnen Testanlagen und dem Offshore-Windpark „EnBW Baltic 1“, erhielt bisher nur noch der Windpark „Arcadis Ost 1“ die Genehmigung zum Bau im Küstenmeer vor Mecklenburg-Vorpommern [10]. Nach dem neuen Entwurf des Landesraumentwicklungsprogramms für Mecklenburg Vorpommern, würde sich jedoch das „maritime Vorrang- und Vorbehaltsgebiet für Windenergieanlagen“ [11, S. 75] ausweiten, d.h. es würden sich nach diesem zukünftig auch weitere Eignungsräume für Meereswindparks im Küstenmeer vor Mecklenburg Vorpommern ergeben [11, S. 73-75].

Wird von einer durchschnittlichen Anlagenleistung i.H.v. derzeit rund 5 MW je Offshore-Windenergieanlage (OWEA) ausgegangen [12], würden sich in Konformität zu dem Ausbaupfad des *EEG* [2] (gem. § 3 (2)) bis zum Jahr 2020 rund 1.300 OWEA und bis zum Jahr 2030 rund 3.000 OWEA in der deutschen AWZ sowie im deutschen Küstenmeer der Nord- und Ostsee in Betrieb befinden. Zur Gewährleistung eines reibungslosen Betriebs und somit auch zur Sicherung deren Stromerzeugung [13], müssen diese entsprechend über maritime Transportmittel logistisch mit Offshore-Servicepersonal und diversem Material versorgt werden [14] [15].

Aufgrund immer größer werdender Windenergieanlagen und deren Komponenten [16], weiteren Entfernungen zur Küste und größeren Wassertiefen [17, S. 16], aufwändiger Ersatzteillogistik und extremen Wetterverhältnissen [18] [19], stellt nicht nur die Installation der OWEA, sondern auch deren Betrieb ein schwieriges und komplexes Unterfangen dar. Die OWEA müssen kontinuierlich mit Ersatzteilen, Schmiermitteln, Werkzeugen und Offshore-Servicetechnikern über Spezialschiffe und Helikopter beliefert werden und das bei hohen Seegängen, starken Windstärken und schwierigen Witterungsbedingungen in der deutschen AWZ [14] [15]. Auch müssen zu gewissen Zeitpunkten im Lebenszyklus einer OWEA Großkomponenten gewechselt werden [20]. Die zu transportierende Projektladung weist dabei, je nach Turbinenanzahl, -leistung und -komponenten eines Offshore-Windparks, spezifische Bedarfsumfänge und -fenster, Größenordnungen und Tonnageparameter auf [21] [15] [20] [22]. Im Rahmen der strategischen Betriebsplanung für die Instandhaltung von OWEA wird versucht, den Grundbedarf an maritimen Transportmitteln sowie Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten, in Form jenes maritimen Service- und Versorgungskonzepts zu identifizieren, mit dem ein ressourcenübergreifend effizienter Offshore-Windparkbetrieb gewährleistet werden würde [23].

1.1 Ausgangslage und Problembeschreibung

Die maritime Versorgung von Offshore-Windparks (OWP) mit Offshore-Servicepersonal und Material ist je nach versorgungsspezifischen Eigenschaften der Transportmittel, in Abhängigkeit von Wind, Wetter und Seegang, nur begrenzt möglich [15] [22]. Die technische Verfügbarkeit der Transportmittel, insbesondere in Hinblick auf deren OWEA-Zugänglichkeit, stellt das „Bottleneck" im Betrieb dar [14] [15] [24]. Auch weist jeder geplante OWP, in Abhängigkeit von dessen geographischer Lage, Küstenentfernung, Anlagenanzahl, Wassertiefe etc., individuelle windparkspezifische Eigenschaften und Versorgungsbedarfsmuster auf [14] [21]. In Kombination der windparkseitigen und versorgungsseitigen Eigenschaften, sind diverse strukturelle und prozessuale Service- und Versorgungskonzepte denkbar, die aus technischer und ökonomischer Sicht eine individuelle Vorteilhaftigkeit für den Betrieb eines jeden OWP aufweisen können [25]. Im windparkspezifischen Vergleich der Konstellationen an Service- und Versorgungskonzepten miteinander, erweist sich stets eines als ökonomisch effizient, in Abhängigkeit der diesen Konzepten zu Grunde liegenden Kosten- und Leistungsparametern [21].

Aufgrund der Komplexität der zur Betriebsgewährleistung notwendigen maritimen Service- und Versorgungsleistungen, besteht bereits zur Projektplanungsphase eines Offshore-Windparkprojekts, seitens der Projektentwickler, Energieerzeuger und Windparkbetreiber, der Bedarf an einer frühzeitigen strategischen Betriebsplanung für den Windpark [23, S. 225-226]. Diese setzt sich u.a. das Ziel, die benötigte Schiffs- und Helikopterflotte einzuplanen, die Servicehäfen auszuwählen als auch die potenziellen Betriebs- und Wartungszeitfenster zu bestimmen [23, S. 227]. Der Offshore-Windparkbetrieb ist dabei stets als Gesamtsystem zu betrachten, inkl. der sich in und um die Anlagen bewegenden Personen, Materialien und Transportmittel [26, S. 7-8].

Seitens der strategischen Betriebsplanung besteht der Bedarf an einem Analyseverfahren, welches eine modellbasierte Entscheidungsunterstützung liefert, um maritime Service- und Versorgungskonzepte Effizienz-basiert über die gesamte Mindestnutzungsdauer der OWEA von mindestens 20 Jahren zu planen [27, S. 14], um so zu einem wirtschaftlichen Erfolg eines Offshore-Windparkprojekts beizutragen [23] [13] [28]. Kosten, die während des Betriebs einer OWEA verursacht werden, können bis zu 30% der gesamten Lebenszykluskosten eines OWP ausmachen und sind ungefähr dreimal so hoch wie Onshore [29] [30] [31] [24] [32]. Eine Optimierung der Betriebs- und Wartungskosten hat demnach erhebliche Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaftlichkeit eines Offshore-Windparkprojekts [33]. Die höchsten Kostensenkungspotenziale für die Betriebsphase von Offshore-Windparks, werden nach einer Umfrage von *Deloitte/Taylor Wessing* [34] im Rahmen der „Europäischen Wind-Service-Studie", in einer Optimierung der Transport- und Logistikkosten gesehen [34, S. 13]. Allein in der Betriebs- und Wartungslogistik sollen nach *Prognos/Fichtner* [35] bis zu 7,8% aller Kostensenkungspotenziale der deutschen Offshore-Windenergie genutzt werden können [35, S. 95].

Bisher sind Analyseverfahren zur Identifikation, Modellierung und Auswahl maritimer Service- und Versorgungskonzepte für Betrieb und Wartung von Offshore-Windparks weder ausgereift, noch werden diese am Markt standardisiert angewendet [36] [28, S. 15] [22]. In einem ganzheitlichen Effizienz-basierten Analyseverfahren für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte sind auch die Lebenszykluskosten dieser Konzepte zu berücksichtigen, um eine ökonomisch nachhaltige Vorteilhaftigkeitsbewertung dieser zu ermöglichen. Der Bedarf an solch einem ganzheitlichen Analyseverfahren begründet sich insbesondere durch die hohen Kostensenkungspotenziale, die im Bereich der Betriebs- und Wartungslogistik gesehen werden [28, S. 15] [35, S. 95].

1.2 Forschungsziel und Prämissen

Das übergeordnete Forschungsziel, welchem sich diese Dissertation widmet, besteht in der Entwicklung eines Effizienz-basierten Analyseverfahrens für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb und dessen Erprobung am Beispiel eines Referenzwindparks in der deutschen Nordsee-AWZ.

Das zu entwickelnde ***Analyseverfahren*** stellt ein methodisches Vorgehen zur Effizienz-basierten Identifikation, Bewertung und Auswahl maritimer Service- und Versorgungskonzepte dar. ***Effizienz-basiert*** bedeutet im Kontext der Zielsetzung dieser Dissertation, dass das Effizienzkriterium aus der Produktionswirtschaft [37, S. 5-6] [38, S. 14-16] als Kernkriterium des Analyseverfahrens fokussiert wird.

Das in dieser Dissertation vorgestellte Analyseverfahren soll der ***strategischen Planung*** dienlich sein, in der die Grundversorgungsstrukturen und -prozesse im Offshore-Windparkbetrieb langfristig definiert werden [23, S. 226-227]. Unter ***maritimen Service- und Versorgungskonzepten*** werden strukturelle Versorgungs-, Unterbringungs- und Bevorratungsoptionen, unter Verwendung von Konstellationen an Schiffs-, Plattform- und Helikoptereinheiten sowie möglicher Versorgungsprozesse, ab Kaikante bis zum OWP und OWP-intern, verstanden [25] [39, S. 123 ff.]. Fragestellungen der landseitigen Versorgung und auch der Hafen- oder Lagerlogistik werden nicht untersucht. Die OWEA-Instandhaltungsleistungen durch Offshore-Servicepersonal als auch deren Materialbedarfe, werden als Basisvoraussetzung zur Entstehung von maritimen Service- und Versorgungsbedarfen interpretiert. Die OWEA-Instandhaltungsleistungen selbst sind jedoch von den maritimen Service- und Versorgungsleistungen abzugrenzen.

Bei den zu definierenden und zu analysierenden maritimen Service- und Versorgungsleistungen wird eine Leistungserstellung auf Seiten maritimer Dienstleister fokussiert [10]. Es werden beispielsweise sämtliche Einsatz- und Versorgungskosten für Schiffs-, Plattform- und Helikoptervarianten in der Auswertung des Analyseverfahrens als Eingangsparameter herangezogen und mit den restlichen Betriebskosten eines Offshore-Windparks anteilig kombiniert [11], um windparkspezifische Gesamtkosten eines OWP-Projekts durch die maritime Versorgung aus Sicht des Windparkbetreibers (aus Kundensicht) darzustellen. Anschaffungs- und Entsorgungskosten sowie reiseunabhängige Betriebskosten der Transportmittel (aus Dienstleistersicht) stehen nicht im Fokus der Analyse. Die zu definierenden Service- und Versorgungskonzepte werden unabhängig von einer „make or buy" Analyse hergeleitet, da von einer dienstleisterseitigen Leistungserstellung ausgegangen wird.

Das in dieser Dissertation vorgestellte Effizienz-basierte Analyseverfahren lässt sich durch folgendes Prozessschema in seiner Funktionalität erläutern.

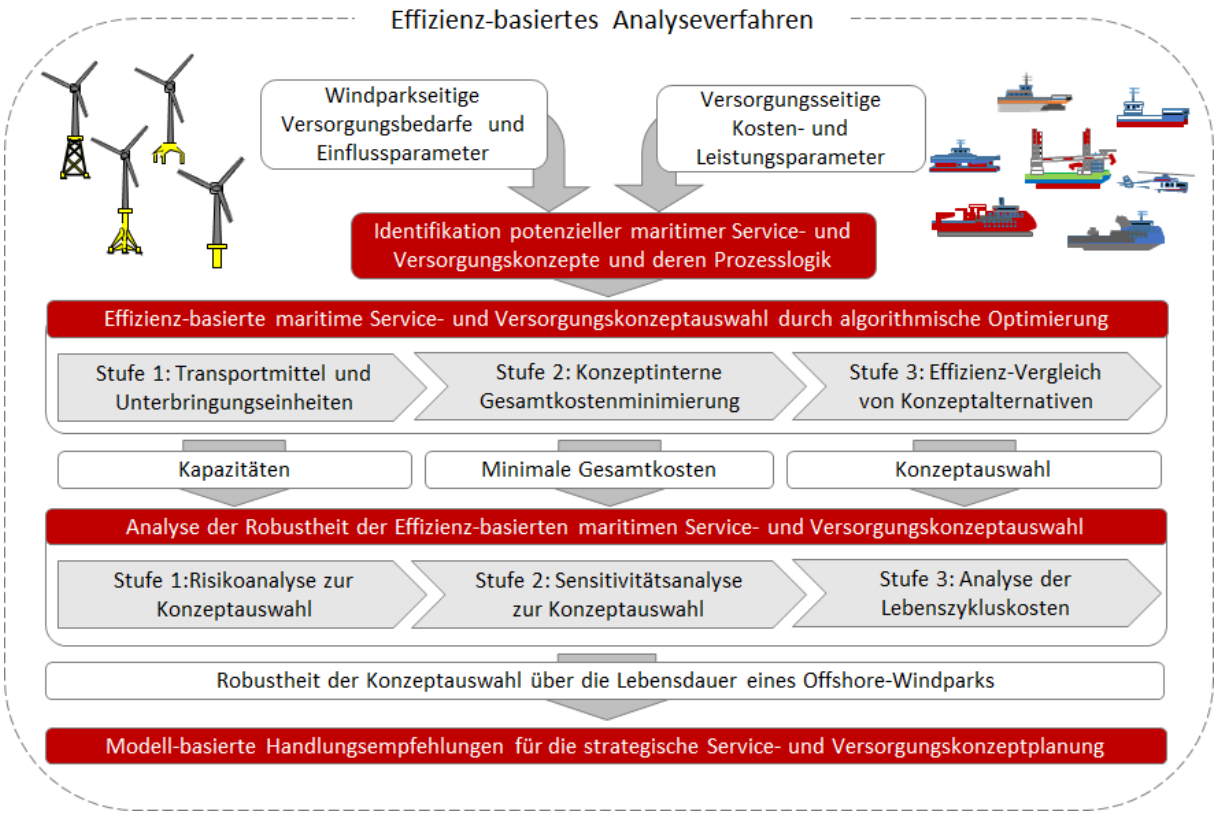


ABB. 1: PROZESSSCHEMA DES EFFIZIENZ-BASIERTEN ANALYSEVERFAHRENS

Zunächst werden die für die maritime Versorgung relevanten Anforderungen seitens des jeweiligen Offshore-Windparks definiert. Die Operationalisierung dieser Anforderungen erfolgt durch **windparkseitige Versorgungsbedarfe und Einflussparameter**. Beispielsweise lassen sich darunter die Anzahl, der Typ und die Leistung der Turbinen in einem Windpark, dessen OWP-Layout und geographische Lage, die potenziellen Wetterdaten für den Windpark (wie Windgeschwindigkeiten und Seegang), die potenziellen Ausfallraten und –zeiten der Turbinenkomponenten als auch die Angabe des potenziellen täglichen Personal- und Materialbedarfs subsummieren [21, S. 99].

Zur Versorgung des Windparks können verschiedene maritime Transportmittel sowie Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten genutzt werden, die unter Berücksichtigung diverser struktureller und prozessualer Eigenschaften, jeweils unterschiedliche **versorgungsseitige Kosten- und Leistungsparameter** aufweisen. Beispiele für Faktoren, die zu unterschiedlichen versorgungsseitigen Kosten- und Leistungsparametern führen, liegen in den Einsatz- und Versorgungskosten der Ressourcen, deren meeres- und wetterbedingten Einsatzfenster, deren Überstiegs- und Transfersysteme, Umschlagtechnik, Kapazitäten oder auch in der Flugplatz- und Servicehafenwahl begründet [21, S. 99].

Über die Verbindung der windparkseitigen Versorgungsbedarfe und Einflussparameter mit den versorgungsseitigen Kosten- und Leistungsparametern, lassen sich **maritime Service- und Versorgungskonzepte und deren Prozesslogik** identifizieren, die eine potenzielle logistische Versorgung des Windparks ermöglichen würden [21, S. 100 ff.]. Für die maritime Versorgung von Offshore-Windparks sind diverse logistische Konzepte im Einsatz maritimer Transportmittel, Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten denkbar. Seitens der Offshore-Windenergiebranche werden die Potenziale dieser Konzepte sehr kontrovers diskutiert. Ungewissheiten bestehen beispielsweise im Einsatz von Helikoptern und Schiffen [22], insbesondere, wie der Transit zwischen Küste und OWP bei weit entfernten Windparks vollzogen werden sollte oder ob und wie die Personenunterbringung im Windpark vorzusehen sei. Das Resultat dieser Ungewissheit mündet in einer geringfügigen Standardisierung in der maritimen Betriebs- und Wartungslogistik für Offshore-Windparks [36]. Daher werden derzeit am Markt mehrere maritime Service- und Versorgungskonzepte vorgeschlagen; die Konkretisierung der windparkspezifischen Anwendungspotenziale jener, ist bisher jedoch noch nicht ausgereift [28, S. 15] [22].

Sowohl die windparkseitigen Versorgungsbedarfe und Einflussparameter als auch die versorgungsseitigen Kosten- und Leistungsparameter, werden in einem nächsten Analyseschritt, zur **Effizienz- basierten maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl durch algorithmische Optimierung** berücksichtigt. Diesem Analyseschritt liegt ein dreistufiger Optimierungsalgorithmus mit der Effizienz aus der Produktionswirtschaft [37, S. 5-6] [38, S. 14-16] als Kernkriterium zugrunde.

Auf der ersten Stufe werden für jedes potenzielle maritime Service- und Versorgungskonzept die **Transport-, Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten (Versorgungskapazitäten)** in Art und Umfang bestimmt. Dabei werden die Randbedingungen der windparkseitigen Versorgungsbedarfe und Einflussparameter, wie auch der versorgungsseitigen Kosten- und Leistungsparameter, zugrundegelegt und die Versorgungskapazitäten ressourcenschonend aber bedarfsdeckend bestimmt.

Auf der zweiten Stufe werden die Gesamtkosten, die sich durch die ermittelten Versorgungskapazitäten aus der ersten Stufe für einen Windpark potenziell ergeben würden, über einen Jahreszeitraum für den jeweiligen OWP modelliert. Das Ziel dieser zweiten Stufe ist es, eine **konzeptinterne Gesamtkostenminimierung** für jedes der maritimen Service- und Versorgungskonzepte zu erzeugen. Es soll weiterhin herausgefunden werden, bis zu welchem Grad eine maritime Versorgung des Windparks im Jahr ermöglicht werden sollte. Über den Grad der maritimen Versorgung (jener Punkt, bis zu dem eine gesamtkostenminimale maritime Versorgung gewährleistet werden würde), werden auch die individuellen jährlichen Einsatz-und Versorgungskosten des jeweiligen maritimen Service- und Versorgungskonzepts bestimmt [25].

Die ermittelten jährlichen **minimalen Gesamtkosten der maritimen Versorgung** des jeweiligen Service- und Versorgungskonzepts dienen nun auf der dritten Stufe als Vergleichswerte für einen **Effizienz-basierten Vergleich von Konzeptalternativen**. Über diesen Vergleich von Konzeptalternativen soll jenes maritime Service- und Versorgungskonzept identifiziert und ausgewählt werden, welches insgesamt die geringsten Gesamtkosten der maritimen Versorgung ermöglichen würde. In diesen Gesamtkosten werden auch die entgangenen Erlöse bei einer Nichtverfügbarkeit der OWEA in Form von Opportunitätskosten berücksichtigt [25]. Die **Konzeptauswahl** würde zunächst als effizient im Alternativvergleich für eine Anwendung in dem jeweiligen Windpark deklariert werden [37, S. 5-6] [38, S. 14-16].

Zur **Analyse der Robustheit der Effizienz-basierten maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl** werden nun die erzeugten Ergebnisse der dreistufigen algorithmischen Optimierung genutzt. Die Analyse der Robustheit erfolgt ebenso dreistufig über eine *Risikoanalyse* [40] [41] [42] [43], eine *Sensitivitätsanalyse* [44, S. 25 ff.] und über eine Analyse der *Lebenszykluskosten* [45] [46] [47] zur Konzeptauswahl im Alternativvergleich.

Über die **Risikoanalyse zur Konzeptauswahl** wird festgelegt, welche Werteausprägungen unsichere Inputfaktoren für die maritime Service- und Versorgungskonzeptauswahl aufweisen können [48, S. 209 ff.]. Beispiele für solche unsicheren Inputfaktoren sind Bunkerpreise, Tagescharterraten für Schiffe oder Transportpreise für Helikopter, für die Preisschwankungen durchaus realistisch sind. Mit Hilfe der Risikoanalyse soll der Anwender dieses Verfahrens identifizieren, welche Szenarien für die Werteausprägung der unsicheren Inputfaktoren in den maritimen Service- und Versorgungskonzepten potenziell denkbar wären. Die Szenarien lassen sich für einen erneuten Vergleich von Konzeptalternativen heranziehen, um zu analysieren, ob eine Änderung der Auswahlentscheidung, aufgrund einer Änderung von Inputfaktoren in Frage käme [49, S. 16] [50, S. 151-154].

Im Rahmen der **Sensitivitätsanalyse zur maritimen Service- und Versorgungskonzept-auswahl** wird nämlich untersucht, wie sensibel die Auswahlentscheidung auf sich ändernde Versorgungskosten unter Unsicherheitsgesichtspunkten reagiert [51]. Die beschriebenen Preisschwankungen der Inputfaktoren können beispielsweise dazu führen, dass sich die ökonomische Vorteilhaftigkeit im Konzeptvergleich ändert. Fragestellungen, welche über die Sensitivitätsanalyse beantwortet werden sollen sind, bis zu welchen Preisschwankungen die Konzeptauswahl unverändert bleiben würde und ab welcher Werteausprägung sich ein Konzeptwechsel als wirtschaftlich vorteilhaft erweisen würde [44, S. 25 ff.] [48, S. 204 ff.] [52, S. 363 ff.].

Eine hohe Sensitivität der maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl auf geänderte Werteausprägungen unsicherer Inputfaktoren und möglicher ökonomischer Vorteilhaftigkeitswechsel bei diesen Ausprägungen, würde im Rahmen eines dritten Analyseschritts dazu führen, dass ebenso in Frage kommende Konzeptalternativen, einer **Lebenszykluskostenrechnung** [53] (Engl. Life Cycle Costing (LCC)) [54] [55] unterzogen werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird für diesen Analyseschritt auf den „LCC Demonstrator“ zurückgegriffen. Der „LCC Demonstrator“ ist ein im Rahmen des Forschungsprojekts *Life Cycle Costing in Schifffahrt und Schiffbau* [56] entwickeltes und in der maritimen Wirtschaft erprobtes Instrument zur Lebenszykluskostenrechnung für maritime Systeme [57]. Bei der LCC Analyse zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl wird ebenso auf die Szenarien hinsichtlich möglicher Einsatz- und Versorgungskostenschwankungen zurückgegriffen, wie sie im Rahmen der Risikoanalyse definiert wurden.

Das Ziel dieser LCC Analyse ist es, einen szenarienbasierten Vergleich der potenziellen Lebenszykluskosten der Konzeptalternativen über eine prognostizierte Mindestlebensdauer der OWEA in Höhe von 20 Jahren [27, S. 14] zu erzeugen. Es gilt herauszufinden, ob das zunächst als effizient deklarierte Konzept sich auch über die gesamte Mindestnutzungsdauer eines Windparks betrachtet, als ökonomisch vorteilhaft erweisen würde und ob es gegebenenfalls einen Wechsel der ökonomischen Vorteilhaftigkeit nach einer gewissen Betriebsdauer im Konzeptvergleich geben könnte [47].

Sämtliche Analyseergebnisse werden am Beispiel eines Referenzwindparks aufgezeigt. Diese dienen schließlich zur Identifikation **von Handlungsempfehlungen für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte** hin zu einem maritimen Versorgungssystem im Offshore-Windparkbetrieb**,** die ebenfalls am Beispiel des ausgewählten Referenzwindparks hergeleitet werden.

1.3 Lösungsweg

Zur Erreichung des beschriebenen übergeordneten Forschungsziels dieser Dissertation werden im Folgenden neun Unterziele definiert. Diese entsprechen in ihrer Systematisierung dem Lösungsweg zur Zielerreichung. Eine technisch-wissenschaftliche Einordnung der Themenschwerpunkte dieser Unterziele erfolgt durch die Angabe von Analysebereichen und Disziplinen.

Unterziel 1: Systematisierung der besonderen Eigenschaften der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland im internationalen Vergleich

Analysebereiche: Nationale Offshore-Windparkprojekte im internationalen Vergleich

Zunächst gilt es in einem ersten Schritt die Offshore-Windenergienutzung in Deutschland im internationalen Vergleich zu analysieren. Es sollen die geplanten Ausbauziele national und international in Art und Umfang aufgezeigt und voneinander abgegrenzt werden. Die besonderen Eigenschaften, welche sich für die deutschen Offshore-Windparks im internationalen Vergleich ergeben, sollen dabei herausgestellt und systematisiert werden.

Unterziel 2: Systemüberblick der Offshore-Windenergie im deutschen Anwendungsbereich

Analysebereiche: Grundlagen und Technik

In einem zweiten Schritt soll ein Systemüberblick der Offshore-Windenergie insgesamt für Deutschland gegeben werden. Zunächst gilt es dafür den strukturellen und funktionalen Aufbau eines Offshore-Windparks und zudem dessen Systemelemente im Rahmen der Energieübertragungskette aufzuzeigen. Das Gesamtsystem und die einzelnen Komponenten einer OWEA müssen dabei vertieft untersucht und voneinander abgegrenzt werden. Weiterhin soll der typische Projektlebenszyklus eines Windparkprojekts aufgezeigt werden, mit Fokus auf die besonderen technischen und ökonomischen Eigenschaften in der Betriebsphase.

Unterziel 3: Ermittlung und Analyse der für die maritime Versorgung relevanten Strukturen und Prozesse während des Betriebs von Offshore-Windparks

Analysebereiche: Maritime Service- und Versorgungsbedarfe

Zur Identifikation der für die maritime Versorgung relevanten Betriebsstrukturen und -prozesse eines Offshore-Windparks, gilt es typische Prozesskategorien und diesen jeweils zuordenbaren Leistungsumfänge in der Betriebsphase innerhalb eines dritten Arbeitsschritts näher zu

untersuchen. Weiterhin soll analysiert werden, welche Instandhaltungsstrategien und –phasen typischerweise im OWP-Betrieb vorhanden sind.

Unterziel 4: Parameteranalyse für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte

Analysebereich: Windparkseitige Versorgungsbedarfe und Einflussparameter sowie versorgungsseitige Kosten- und Leistungsparameter

Basierend auf den im Unterziel 3 definierten Betriebsstrukturen und –prozessen im Offshore-Windparkbetrieb sollen nun die für eine strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte relevanten Bedarfs-, Einfluss-, Kosten- und Leistungsparameter analysiert und des Weiteren deren Ausprägungen, am Beispiel der Offshore-Windenergienutzung im deutschen Anwendungsbereich, aufgezeigt werden.

Unterziel 5: Identifikation von maritimen Service- und Versorgungskonzepten

Disziplinen: Maritime Konzeptentwicklung und Logistik

Die im Unterziel 4 analysierten Parameter bilden die Grundlage für die Entwicklung potenzieller maritimer Service- und Versorgungskonzepte, unter Verwendung geeigneter maritimer Ressourcen und Prozesslogiken. Im Rahmen des fünften Unterziels sollen jene potenziellen Konzeptalternativen identifiziert und voneinander abgegrenzt werden.

Unterziel 6: Effizienz-basierte Modellierung, Bewertung und Auswahl maritimer Service- und Versorgungskonzepte

Disziplinen: Modellentwicklung und exemplarische Anwendung

In Konformität des Ziels, einen möglichst effizienten OWP-Betrieb zu gewährleisten, soll ein Modell vorgestellt werden, mit dem die identifizierten maritimen Service- und Versorgungskonzepte hinsichtlich ihrer Effizienz analysiert werden können. Das entwickelte Modell soll am Beispiel eines deutschen Referenzwindparks angewendet werden. Zur Darstellung der Ursache-/ Wirkungszusammenhänge der identifizierten Service- und Versorgungskonzepte auf die potenziellen Gesamtkosten während des Betriebs eines Windparks, werden die konzeptspezifischen Gesamtkosten der OWP-Versorgung modelliert [25].

Für jedes Service- und Versorgungskonzept soll zunächst eine algorithmische Optimierung der Versorgungskapazitäten (auf erster Stufe) als auch der konzeptinternen Gesamtkosten der OWP-Versorgung durchgeführt werden (auf zweiter Stufe). Damit eine windparkspezifische Auswahl eines ökonomisch vorteilhaften Service- und Versorgungskonzepts getroffen werden kann, besteht der Bedarf an einer geeigneten Bewertungs- und Auswahlmethodik. Das Effizienzkriterium der Produktionswirtschaft soll dabei vordergründig in der Bewertungsmethodik herangezogen werden [37, S. 5-6] [38, S. 14-16]. Das Ziel dieser Methode soll es sein, jenes maritime Versorgungskonzept im konzeptübergreifenden Alternativvergleich für einen Offshore-Windpark auszuwählen, welches einen gesamtkostenminimalen Windparkbetrieb aufweisen würde (auf dritter Stufe). Das Effizienz-basierte Auswahlergebnis wird schließlich exemplarisch am Beispiel eines deutschen Referenzwindparks aufgezeigt.

Unterziel 7: Risiko- und Sensitivitätsanalyse zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl

Disziplin: Robustheitsanalyse der Modellergebnisse hinsichtlich Änderungen von Inputfaktoren

Wie bereits eingangs erläutert, sind insbesondere im Bereich der Tagescharterraten, Bunker- und Transportpreise für die einzusetzenden Schiffs- und Helikoptereinheiten Preisschwankungen und -änderungen durchaus realistisch und vorstellbar. Zur Analyse der Robustheit der Konzeptauswahl sind daher zunächst Risiko- und Sensitivitätsanalysen für die Auswahlentscheidung im Alternativvergleich vorzunehmen.

Unterziel 8: Lebenszykluskostenrechnung zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl

Disziplin: Kostenorientierte Nachhaltigkeit der Modellergebnisse

Wurde ein maritimes Service- und Versorgungskonzept ausgewählt, hat dieses auch eine langfristige ökonomische Vorteilhaftigkeit aus der Kundenperspektive aufzuweisen. Daher ist in diesem neunten Unterziel und als letzter Schritt zur Robustheitsanalyse, eine Analyse der Lebenszykluskosten der entwickelten Service- und Versorgungskonzepte über die Mindestnutzungsdauer eines Offshore-Windparks, aus eben dieser Perspektive durchzuführen.

Unterziel 9: Modell-basierte Handlungsempfehlungen für die strategische Planung maritimer Versorgungskonzepte

Disziplinen: Modellauswertung und Identifikation von Handlungsempfehlungen

Die ermittelten Erkenntnisse aus den beschriebenen Analysebausteinen der aufgeführten Unterziele sollen schließlich für die Formulierung von Handlungsempfehlungen zur strategischen Planung von maritimen Service- und Versorgungskonzepten am Beispiel des ausgewählten deutschen Referenzwindparks ausgewertet werden.

1.4 Stand der Forschung und Entwicklung

Der Kern dieser Dissertation liegt in der Entwicklung und Erprobung eines Effizienz-basierten Analyseverfahrens für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte am Beispiel eines deutschen Referenzwindparks. Zur Darstellung des Stands der Forschung und Entwicklung soll an dieser Stelle auf relevante wissenschaftliche Studien, Vorarbeiten und Erkenntnisse, die das Verfahren betreffen, eingegangen werden. Es wird im Folgenden erläutert, inwiefern das in dieser Dissertation beschriebene Verfahren sich in die herangezogenen wissenschaftlichen Arbeiten einordnet bzw. inwiefern es sich von diesen abgrenzt.

1.4.1 Wissenschaftliche Abgrenzung

Im Forschungsprojekt *Opti-OWECS* [26] wurde schon frühzeitig erkannt, dass die Kosten für Betrieb und Wartung (Engl. Operation & Maintenance (O&M)) von Offshore-Windparks einen beachtlichen Anteil an den Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergienutzung aufweisen [26, S. 10-11] [58]. Nach *Deloitte/Taylor Wessing* [34] soll dieser für Onshore-Windparks bei 10-15% und für Offshore-Windparks sogar bei mind. 25% liegen [34, S. 8]. „OWECS“ steht als Abkürzung für „offshore wind energy conversion system“ [26, S. 7] und umfasst das Gesamtsystem eines Offshore-Windparks inkl. aller über dessen Lebenszyklus und mit diesem in Verbindung stehenden Komponenten und Systeme [26, S. 7-8].

Im Rahmen des Forschungsprojekts *Opti-OWECS* wurde, zur Vorhersage der technischen Verfügbarkeit von Offshore-Windparks und deren potenziellen Betriebs- und Wartungskosten, an der TU Delft durch *Schöntag* und *van Bussel* eine Methode entwickelt, welche diese Vorhersage über eine Monte Carlo Simulation und über die potenzielle Lebensdauer der Windparks von 20 Jahren ermöglicht [33] [15] [58] [26, S. 11]. Nach *van Bussel* werden als Eingabewerte in diesem Simulationstool die maximale Verfügbarkeit der OWEA, die maximal mögliche Stromproduktionsmenge des Offshore-Windparks, die fixen jährlichen O&M Kosten und die variablen Kosten (durch Offshore-Personal und Schiffe) eines Offshore-Windparks, sowie die Küstenentfernung dessen und die durchschnittliche Windgeschwindigkeit für diesen angegeben. Als Ausgabewerte erhält der Nutzer des Simulationstools eine Angabe zur potenziellen jährlichen Verfügbarkeit und der potenziellen jährlichen Stromproduktionsmenge des Offshore-Windparks, die potenziellen Betriebs- und Wartungskosten dessen und ebenso eine Angabe zur potenziellen effektiven Arbeitszeit des Offshore-Personals und zu Sturmwahrscheinlichkeiten [58].

Bereits in dem *Opti-OWECS* Projekt war es das Ziel, über das entwickelte Simulationstool, unter Variation verschiedener Instandhaltungsstrategien [22], eine Entscheidungsunterstützung zur windparkspezifischen Definition jener Instandhaltungsstrategie zu erlangen, die über die Lebensdauer eines OWECS, die geringsten simulierten Stromgestehungskosten, bei möglichst maximaler technischer Verfügbarkeit dessen, aufweist [26, S. 11]. In Anlehnung an das Simulationstool der TU Delft wurde vom *ECN* das *ECN O&M Tool* entwickelt [24] [59], dessen Zielsetzung ebenso in der Identifikation von Betriebs- und Wartungskosten als auch Verfügbarkeitsraten über die Lebensdauer von OWP-Projekten in der Projektplanungsphase liegt [60]. Im *ECN O&M Tool* kann stets eine feste Instandhaltungsstrategie im operativen Windparkbetrieb vorgegeben und diese anschließend analysiert werden; die Optimierung logistischer Aspekte wird jedoch nicht fokussiert [61]. Weder über das beschriebene *Simulationstool* der TU Delft, noch über das *ECN O&M Tool*, wird ein Effizienz-basiertes Analyseverfahren zur Identifikation ökonomisch vorteilhafter Konzeptalterternativen, über einen Vergleich diverser land- und seebasierter Service- und Versorgungskonzepte, für die strategische Betriebsplanung eines Offshore-Windparks [23] [25] [21] [62, S. 20 ff.] [63, S. 435 ff.] angeboten.

Dass die technische Verfügbarkeit eines Offshore-Windparks auf der Verfügbarkeit der OWEA als auch auf der Verfügbarkeit maritimer Transportmittel zur Durchführung von Instandhaltungsarbeiten an den OWEA basiert, die sich wiederum in windparkspezifischen Instandhaltungsstrategien äußern müssen, ist ebenso eine wissenschaftliche Erkenntnis, die von *van Bussel* und *Henderson* aus der Forschungsarbeit an der TU Delft stammt [64]. Mit steigender Küstenentfernung der Offshore-Windparks verringert sich aufgrund von Wettereinflüssen die Zugänglichkeit der maritimen Transportmittel an die OWEA, die aber essentiell für eine Aufrechterhaltung der technischen Verfügbarkeit des Offshore-Windparks ist [64]. Deshalb sollten Offshore-WEA einerseits eine bessere Zuverlässigkeit aufweisen, andererseits aber auch Betriebs- und Wartungsstrategien unter Berücksichtigung der transportmittelspezifischen Einsatzfenster optimal definiert werden [65] [66]. Unter Berücksichtigung dieses wichtigen Zusammenhangs zwischen Zuverlässigkeit und technischer Verfügbarkeit der OWEA für Offshore-Instandhaltungsarbeiten, wurde im Rahmen des Forschungsprojekts *DOWEC* [67] eine Konzeptstudie durch *van Bussel* und *Zaaijer* durchgeführt [20]. In dieser wurde erkannt, dass die Betriebs- und Wartungskosten für Offshore-Arbeiten potenziell sehr viel höher erscheinen, als wie für das „OWECS“ Design im *Opti-OWECS* Projekt zunächst angenommen [68]. Dies sei insbesondere auch auf den teuren Jack-Up Vessel Bedarf für Großkomponentenwechsel während des OWP-Betriebs zurückzuführen [29]. Die Tagescharterraten dieser Schiffe können im zwei- bis dreistelligen Tausender Bereich liegen [20] [22] [69, S. 225].

Mit dem Ziel potenzielle Fehlerraten von Turbinen und Turbinenkomponenten und technische Verfügbarkeitsraten für OWEA zu identifizieren, wurden weiterhin im Rahmen des *DOWEC* Projekts durch ECN und TU Delft, aufgrund nicht vorhandener empirischer Offshore-Daten, Fehlerraten für Onshore-WEA über diverse Studien und Internetquellen, wie *WindStats Newsletter* [70], *WMEP* [71], *Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein* [72] [73] [74] [75] und *EPRI* [76], miteinander verglichen und ausgewertet [77]. Aufgrund der nicht vorhandenen empirischen Offshore-Datenlage, konnten keine stochastischen Prognosen zu Fehlerraten und technischen Verfügbarkeitsraten für OWEA und Turbinenkomponenten gemacht werden. Lediglich auf Annahmen basierende Schätzwerte für die Fehleranfälligkeit der jeweiligen Hauptsysteme der OWEA wurden gebildet, bei denen angenommene technologische Verbesserungen der Hauptsysteme miteinbezogen wurden [77, S. 10].

Auch derzeit erweist sich die Datenlage zu Fehlerraten und Ausfallzeiten für Offshore-WEA als unzureichend. Das Forschungsprojekt *Offshore~WMEP* hat sich daher zum Ziel gesetzt diese zukünftig aufzubessern, indem das bereits zuvor bestehende „Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm (*WMEP*)“ [71] [78] für Onshore-WEA [79, S. 38-39] europaweit auf Offshore-WEA übertragen wird [80]. Erste empirische Erhebungen zu Fehlerraten und Reparaturzeiten ausgewählter in den letzten Jahren in Betrieb genommener Offshore-WEA zeigen auf, dass eine Übertragung der Datenlage von Onshore- auf Offshore-WEA sich für einige Hauptsysteme und -komponenten (beispielsweise für Generatoren) als ungeeignet erweist [81]. Umfassendere Datenerhebungen im Offshore-Bereich sollten zukünftig zu aussagekräftigeren Erkenntnissen führen und spezifischere Instandhaltungsplanungen für Hauptsysteme und –komponenten von Offshore-WEA (vgl. Kapitel 3.2.1) ermöglichen.

Basierend auf den Erkenntnissen aus dem *Opti-OWECS* und dem *DOWEC* Projekt, welche Bedeutung die Betriebs- und Wartungskosten für Offshore-Windenergieprojekte aufweisen, wurde weiterhin vom *ECN,* als Weiterentwicklung des *ECN O&M Tools,* der „*Operations and Maintenance Cost Estimator (OMCE)“* [82] mit dem Ziel entwickelt [83], diese Kosten über die Lebensdauer eines Offshore Windparks vorherzusagen [60]. Über den *ECN OMCE* lassen sich präventive, zustandsbasierte und korrektive Instandhaltungsstrategien aus Betriebskosten- sowie Verfügbarkeitsaspekten optimieren [84]. Das in dieser Dissertation beschriebene Verfahren fokussiert nicht die Auswahl von Instandhaltungsstrategien für den operativen Windparkbetrieb. Vielmehr dient es der ökonomischen Vorteilhaftigkeitsanalyse diverser zur Verfügung stehender land- und seebasierter Service- und Versorgungskonzeptalternativen in der strategischen Betriebsplanung [23] [25] [21] [62, S. 20 ff.] [63, S. 435 ff.]. Somit unterscheidet es sich hinsichtlich dessen Anwendungsziel und -nutzen deutlich von dem *ECN OMCE*.

In dem Forschungsprojekt *SystOp Offshore Wind* [85] wurde das Ziel einer Systemoptimierung des Gesamtsystems der Offshore-Windenergienutzung verfolgt [86, S. 1], in Anlehnung an den Gesamtsystemgedanken im *Opti-OWECS* Projekt [26, S. 7-8]. In diesem Projekt wurden relevante Akteure zur Definition des „Leistungssystems Offshore-Windpark“ eingebunden [86, S. 2-3]. Die *BTC Business Technology Consulting AG* hat im Rahmen dieses Forschungsprojekts das *German Wind Power Plant Model (GWPPM)* [86, S. 1-7] entwickelt, um auch die Aufbauorganisation (Organigramme) und die Ablauforganisation (Prozesse) im Betrieb von Offshore-Windparks zu erfassen und zu modellieren. Weiterhin wurden auch die Planung, der Bau und die Stromvermarktung als Lebenszyklusphasen definiert, deren Prozesse ebenfalls über das *GWPPM* erfasst und modelliert werden können [86, S. 4-6].

Wie bereits aus der beschriebenen Zielsetzung dieses Werkzeugs erkenntlich, liegt der Anwendungsfokus auf der organisatorischen und prozessualen Analyse der Schnittstellen in den unternehmensübergreifen Abläufen über den Lebenszyklus eines Offshore-Windparkprojekts [86, S. 1-7]. Dabei wird auf vordefinierte Instandhaltungsstrategien, Transportbedarfe und Transportkapazitäten zurückgegriffen [86, S. 102-107]. Eine windparkspezifische Modellierung und Auswahl maritimer Service- und Versorgungskonzepte, über welche die Versorgungskapazitäten und -prozesse analysiert und Effizienz-basiert strategisch geplant werden können [23], ist nicht die Zielsetzung des *GWPPM*.

Im Rahmen des Studierendenprojekts „*Transportkonzept zur Versorgung von Windfarmen in der Deutschen Bucht mit Windparktendern und Helikoptern*“ der Jade Hochschule, wurde von Studierenden des Fachbereichs Seefahrt, unter der Leitung von *Brauner* und *Jauernig*, ein Transportkonzept zur Versorgung von Offshore-Windparks, basierend auf Analysen zu Wartungsbedarfen, Wetterdaten, Servicehäfen, Leistungsdaten von Transportmitteln, Finanzierungsfaktoren sowie diversen Markt- und Angebotsdaten über ein *Datenmodell* entworfen [87]. Das Transportkonzept, welches den Einsatz eines SWATH-Mutterschiffs und eines SWATH-Tenders vom Servicehafen Eemshaven aus, als auch eines Helikopters bei starkem Seegang, für die Durchführung sämtlicher Serviceumfänge in fünf Offshore-Windparks umfasst [88], wurde aus Sicht eines fiktiven maritimen Dienstleistungsanbieters ausgewertet und vorgestellt [87]. Zwar würden sich auch die Rahmenbedingungen des entwickelten Datenmodells individuell an die Anforderungen anderer Auftraggeber anpassen lassen [87], jedoch ist eine windparkspezifische Bewertung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit diverser maritimer Service- und Versorgungskonzepte, unter Berücksichtigung multipler Transportmittel-, Personenunterbringungs- und Materialbevorratungsvarianten und den jeweiligen windpark- und versorgungsseitigen Eigenschaften [21], über dieses *Datenmodell* nicht ohne Weiteres möglich und auch nicht das Ziel dessen. Vielmehr dient es zur Vorbereitung der Investitionsentscheidung eines maritimen Versorgungsdienstleisters, für dessen Definition von Transportkapazitäten, bei einem windparkübergreifenden Ressourceneinsatz dieser [88].

Im Rahmen seiner Diplomarbeit hat *Hermann* am Fachgebiet Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme der TU Berlin das Software-Tool *MARSO* („Maritime Solutions for Offshore Wind“) entwickelt [89, S. 88 ff.], mit dem eine „Analyse und Modellierung maritimer Transportkonzepte zur Routen- und Einsatzplanung bei Betrieb und Wartung von Offshore-Windparks“ [89] ermöglicht werden soll. Dieses Software-Tool bietet dem Anwender die Möglichkeit, über eine Festlegung von windpark- und transportspezifischen Eingabeparametern [89, S. 58 ff.], sämtliche denkbaren Möglichkeiten an Transportkonzepten zu modellieren und diese, hinsichtlich ihrer Ausprägungen in fest definierten Bewertungskriterien [89, S. 85 ff.], transparent miteinander zu vergleichen [89, S. 88 ff.]. Basierend auf der transparenten Gegenüberstellung der konzeptspezifischen Ausprägungen der Bewertungskriterien, soll der Anwender jene Transportkonzepte für seine spezifischen Transportaufgaben identifizieren können, welche eine anwenderindividuelle Vorteilhaftigkeit (je nach individueller Gewichtung der Bewertungskriterien) aufweisen würden [89, S. 95-96]. Dieses Simulations-Tool beruht nicht auf einer das Gesamtsystem des Offshore-Windparkbetriebs betrachtenden Datengrundlage und Analysesystematik, die für eine anwenderindividuelle Vorteilhaftigkeitsbewertung heranzuziehen wäre. Beispielsweise werden weder die potenziellen Gesamtkosten der maritimen Versorgung windpark- und versorgungskonzeptspezifisch berücksichtigt, noch werden Informationen zu potenziellen windparkspezifischen jährlichen Einsatzmöglichkeiten und Material- und Personalbedarfen geliefert [25] [14].

Diese Informationen bilden jedoch, neben weiteren Eingangsparametern, die Grundlage zur Identifikation von Handlungsempfehlungen für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Vorfeld des operativen OWP-Betriebs [23]. Weiterhin setzt die strategische Betriebsplanung einen nachhaltigen Charakter der Auswahl maritimer Service- und Versorgungskonzepte voraus, weshalb auch Lebenszykluseigenschaften der maritimen Versorgung eines Offshore-Windparks berücksichtigt werden sollten. Es erscheint eine Anwendung des beschriebenen Software-Tools in der operativen Einsatz- und Routenplanung naheliegender als in der strategischen Betriebsplanung. In der operativen Einsatz- und Routenplanung würden sich, aufgrund der besseren Informationslage, tagesaktuelle Transportaufträge, mit jeweiligen windpark- und transportspezifischen Eingabeparametern, eher definieren und für eine operative Transportmitteldisposition heranziehen lassen [23, S. 226-227].

Schließlich soll noch eine Abgrenzung zu thematisch verwandten neueren Forschungs- und Entwicklungsleistungen an der *University of Strathclyde* in Glasgow vorgenommen werden. An dieser wurde seit Juni 2013 das Modellierungstool *STRATH-OW* entwickelt [90] [91] [92] [93] [94], welches eine Simulation von Betriebs- und Instandhaltungsaktivitäten im Offshore-Windparkbetrieb ermöglichen soll [95, S. 39]. Auch wird mit *STRATH-OW* die Festlegung einer Schiffsflotte ermöglicht, mit denen die Betriebs- und Instandhaltungsaktivitäten durchgeführt werden können [92]. Eine windparkspezifische ökonomische Vorteilhaftigkeitsbewertung diverser Alternativen land- und seebasierter Service- und Versorgungskonzepte, unter Berücksichtigung jeweiliger Ressourcen und Prozesslogiken, im Rahmen der strategischen Betriebsplanung [23] [25] [21] [62, S. 20 ff.] [63, S. 435 ff.], ist nicht das Ziel von *STRATH-OW*.

Dalgic et al. haben zwar im Rahmen einer Fallstudie die resultierenden Betriebs- und Instandhaltungsaktivitäten für seebasierte Betriebskonzepte (mit Wohnplattform und Wohnschiff) mit *STRATH-OW* simuliert [96] [91]. Dabei sind sie jedoch nicht auf sämtliche Möglichkeiten an Material- und Personalversorgungsprozessen (diverser Helikopter-, Schiffs-, Unterbringungs- und Bevorratungsalternativen) eingegangen, wie sie jedoch von *Stanik et al.* [21] sowie *Stanik* und *Holbach* [23] identifiziert und hinsichtlich der jeweils zu verzeichnenden Gesamtkosten modelliert wurden. Somit ist auch eine Effizienz-basierte strategische Ressourcen- und Prozessplanung für die maritime Versorgung, mit Hilfe der Ergebnisse jener Fallstudie, über einen breiten Vergleich von Konzeptalternativen, nicht ohne Weiteres möglich, wie sie jedoch mit Hilfe des in dieser Dissertation beschriebenen Analyseverfahrens ermöglicht werden soll.

Dinwoodie [97] hat in seiner Dissertation ein Simulationsmodell zur Kostenmodellierung und eine Methode zur Entscheidungsunterstützung für die Betriebs- und Wartungsplanung für Offshore-Windparks entwickelt [97, S. 69 ff.]. Der Anwendungsfokus der Dissertationsergebnisse liegt bei den britischen „Nearshore“ Windparks [97, S. 13 ff.]. Im Fokus seiner Arbeit stehen technische und ökonomische Aspekte diverser Betriebs- und Wartungsstrategien, die prozessual betrachtet, auf einer landbasierten Versorgung basieren [97, S. 202 ff.]. Es werden zwar Potenziale für „Farshore“ Windparks in der Nutzung eines „Mutterschiffs“ über dessen Betriebsphase aufgezeigt, um auch bei weit von der Küste entfernten Windparks hohe technische Verfügbarkeitswerte zu ermöglichen [97, S. 194 ff.]. Eine explizite Gesamtkostenanalyse für die Wohnschiffvariante wurde jedoch nicht durchgeführt. Auch bietet die vorgestellte Methode keine gesamtkostenorientierte Entscheidungshilfe, um zwischen diversen land- und seebasierten Service- und Versorgungskonzepten abzuwägen. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse stellt *Dinwoodie* zwar die Auswirkungen einer Variation von Inputparametern auf die Gesamtkosten verschiedener Betriebs- und Wartungsstrategien sowie eine Lebenszykluskostenanalyse für diese dar [97, S. 184 ff.]. Bei diesen Betriebs- und Wartungsstrategien handelt es sich jedoch vordergründig um

Charter- und Instandhaltungsstrategien, bei denen auf einen landbasierten Einsatz von Crew Transfer Vessels (CTV), Jack-Up Vessels, Field Support Vessels und Helikoptern gesetzt wird [97, S. 202 ff.]. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass in seiner Dissertation kein Analyseverfahren für eine Effizienz-basierte strategische Planung von diversen logistischen land- und seebasierten Service- und Versorgungskonzeptalternativen entwickelt wird, wie es im Rahmen der vorliegenden Arbeit erarbeitet und am Beispiel eines weit von der Küste entfernten deutschen Referenzwindparks exemplarisch vorgestellt wird.

Dalgic [95] hat in seiner Dissertation ein Betriebskostenmodell entwickelt, mit welchem die Möglichkeit bestehen soll, eine optimale Schiffsflotte für den Offshore-Windparkbetrieb zu modellieren [95, S. 75 ff.]. Aufgrund des landbasierten Anwendungsfokus seiner Forschungsarbeit wird beispielsweise die CTV-Flotte rein aus einer mengenmäßigen bedarfs- und kostenorientierten Auswahlalgorithmik modelliert, ohne einen Paradigmenwechsel zur seebasierten Versorgung bzw. zur zusätzlichen Nutzung von Schiffs- und Helikoptervarianten für die Personal- und Materialversorgung einfließen zu lassen [95, S. 81 ff.]. Auch beschränkte er sich bei der CTV-Auswahl auf fest definierte Monohull- und Katamaran-CTVs [95, S. 81 ff.], die für die landbasierte Versorgung britischer Offshore-Windparks im Vergleich zur SWATH-Variante, aufgrund ihrer technischen und ökonomischen Eigenschaften, als geeigneter interpretiert wurden [95, S. 47-48]. Diese Auswahlbeschränkung erscheint für die küstennahen britischen Windparks im Rahmen einer landbasierten Versorgung plausibel. Für die weit von der Küste entfernten deutschen Nordsee-Windparks spielen aufgrund der hohen Seegangserscheinungen hingegen jährliche technische Verfügbarkeits- und Zugänglichkeitswerte der eingesetzten CTVs einen übergeordneten Stellenwert [14]. Auf die unterschiedlichen technischen Verfügbarkeitswerte der CTV-Varianten, mit Bezug auf die Zugänglichkeit der OWEA (Engl „Accessibility“) [64] und die jeweiligen CTV-Betriebskosten, wurde zwar hingewiesen [95, S. 41 ff.]. Dieser Zusammenhang müsste jedoch für eine windparkspezifische Abwägung auch im Rahmen einer Modellanwendung berücksichtigt werden [25]. Erst im Zusammenhang einer Schiffstypauswahl, im Rahmen einer ganzheitlichen Betrachtung sämtlicher potenzieller Versorgungskapazitäten, die zur Windparkverfügbarkeit beitragen würden, erweist sich eine Spezifizierung auf einen Transportmittelstamm unter technischen und ökonomischen Aspekten vertretbar [23].

Dalgic [95] hat weiterhin im Rahmen seiner Dissertation die Nutzungspotenziale einer Wohnschiffvariante für weit von der Küste entfernte Windparks modelliert, mit der eine Steigerung der Windparkverfügbarkeit und eine Reduzierung der Gesamtkosten im Windparkbetrieb, aufgrund der Vermeidung von Transitzeiten zwischen Servicehafen und Windpark, ermöglicht werden soll [95, S. 222 ff.]. Zur Validierung seiner Modellierungsergebnisse, hat er diese ebenso wie *Dinwoodie* [97, S. 184 ff.] einer Sensitivitätsanalyse hinsichtlich geänderter Inputfaktoren für die Betriebskosten eines Windparks unterzogen [95, S. 247 ff.]. Als geänderte Inputfaktoren setzte er die Servicehafenentfernung, Fehlerraten, Charterraten, die Windparkgröße, die Turbinenleistung, den Strompreis, Jack-Up Einsatzfenster sowie die Bruttoarbeitszeit des Offshore-Servicepersonals [95, S. 249 ff.]. Aufgrund der starken Gesamtkostenschwankungen konnte er den bereits zwei Jahre vor seiner Dissertation von *Stanik et al.* hingewiesenen Umstand bestätigen, dass für eine Entscheidungsfindung hinsichtlich des Ressourceneinsatzes im Offshore-Windparkbetrieb diverse windpark- und versorgungsseitige Einflusskriterien zu berücksichtigen sind und somit Modellierungsergebnisse nur eine windparkspezifische Aussagekraft aufweisen können [21] [95, S. 247-268].

Dalgic [95] unterscheidet jedoch nicht zwischen maritimen Service- und Versorgungskonzepten, denen eine windparkspezifische Prozesslogik für diverse Varianten an Schiffs- und Helikoptereinheiten sowie Offshore-Stützpunkten zugrundeliegt. Auch stellt er kein Verfahren vor, mit dem eine windparkspezifische ökonomische Vorteilhaftigkeitsbewertung diverser land- und seebasierter Konzeptalternativen durchgeführt werden kann. Für eine strategische Betriebsplanung weit von der Küste entfernter Windparks, bei der technische, prozessuale, ökonomische und rechtliche Faktoren berücksichtigt werden müssen, erweist sich jedoch solch ein Analyseverfahren, mit Fokus auf diverse Konzeptalternativen, als geeignet [25].

1.4.2 Wissenschaftliche Einordnung

Die bisherigen Erfahrungen im europäischen Vergleich zeigen auf, dass Offshore-WEA durchschnittlich weitaus geringere Verfügbarkeitsraten aufweisen, als wie sie in dem zuvor dargestellten *DOWEC* Projekt angenommen wurden und wie sie bei Onshore-WEA vorhanden sind (Onshore: 95-98% [98], Offshore: ~85-87% [99] [100]) [101]. Das erste deutsche OWP-Testfeld „alpha ventus" konnte jedoch bereits im Jahr 2011 eine durchschnittliche technische Verfügbarkeit von 95% bei über 4.400 Volllaststunden aufweisen [102]. Da solch eine hohe technische Verfügbarkeitsrate im Windparkvergleich bisher eher für Onshore-Windparks typisch war [101], wird deutlich, von wie vielen technischen und organisatorischen Parametern das Erreichen einer hohen OWP-Verfügbarkeit eigentlich abhängt. Auch zeigt sich, dass die Datenstreuung hinsichtlich systembezogener Fehlerraten im windparkübergreifenden Vergleich doch sehr hoch erscheint. Windparkspezifische Prognosen, basierend auf Simulationen zu potenziellen Fehlerraten, lassen sich demnach nur mit einer gewissen Unsicherheit durchführen. Ansätze, bei denen Fehlerraten und Instandhaltungsumfänge basierend auf Erfahrungswerten aus dem windparkspezifischen Betrieb identifiziert werden, erscheinen demnach sehr viel genauer, als wie sie durch eine windparkübergreifende generische Verfügbarkeitsvorhersage erzeugt werden würden [103, S. 89].

Aus diesem Grund wird, zur Erprobung des Effizienz-basierten Analyseverfahrens am deutschen Anwendungsbeispiel, vor allem auf publizierte Erfahrungswerte und Marktdaten aus dem OWP-Betrieb zurückgegriffen, welche zum Teil bereits in dem Forschungsprojekt *Offshore-Solutions* genutzt wurden [69]. *Stanik et al.* haben seitens des *Fachgebiets Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme der TU Berlin* in diesem Forschungsprojekt den „*Offshore-Solutions Supply Concept Decision Finder*" [21] entwickelt, mit welchem die beschriebene Modellierung, Bewertung und Auswahl maritimer Service- und Versorgungskonzepte für den Betrieb von Offshore-Windparks erfolgt [23] [25]. Das in dieser Dissertation beschriebene Verfahren greift somit in seinem Kern auf dieses Modellierungstool zurück.

Weiterhin wird in dem hier beschriebenen Verfahren auf den im Forschungsprojekt „*Life Cycle Costing in Schifffahrt und Schiffbau*" [56] und ebenfalls am *Fachgebiet Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme der TU Berlin* entwickelten *LCC Demonstrato*r [57] zurückgegriffen, um die potenziellen Lebenszykluskosten [45] [46] [47] der identifizierten maritimen Service- und Versorgungskonzepte zu analysieren. Die Lebenszykluskostenrechnung, wird im Rahmen dieser Dissertation in Anlehnung an *Zehbold* [53] vorgestellt. Sie bezieht sich auf ein Lebenszyklusmodell, welches allein auf den Marktzyklus im Anlagenlebenszyklus ausgerichtet ist [53, S. 26 ff.]. Ein weiterer Bestandteil des hier beschriebenen Verfahrens ist es, zur Analyse der Robustheit der maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl, auf eine „Sensitivitätsanalyse" zurückzugreifen, bei der zwei Fragestellungen untersucht werden sollen [44, S. 25 ff.] [48, S. 204] [52, S. 363-364].

1. Ab welcher Intensität eine Variation von Inputfaktoren (hier: Tagescharterraten und Treibstoffkosten für Schiffe, Transportpreise für Helikopter, etc.) zu einer Veränderung des Outputs (hier: Einsatz- und Versorgungskosten des jeweiligen maritimen Service- und Versorgungskonzepts) führen würde.

2. Welchen Wert die Inputfaktoren maximal einnehmen dürfen, damit die maritime Service- und Versorgungskonzeptauswahl unverändert bleiben würde.

Nach *Götze* [48] besteht der Vorteil von Sensitivitätsanalysen in der Möglichkeit, über deren Resultate einen Einblick in die Modellstruktur zu erlangen und eine Analyse der Einflüsse unsicherer Modelldaten zu ermöglichen. Auch würden diese zur Auswahl von Konzeptalternativen und zur Steuerung von Planungsaktivitäten beitragen. Jedoch würde die Sensitivitätsanalyse eine Wertekonstanz nicht untersuchter Inputgrößen unterstellen, was in der Regel nicht der Fall sein sollte. Die Annahme sei häufig auch nicht realistisch, dass sich die Werte der Inputgrößen unabhängig voneinander verändern würden [104, S. 345] [105, S. 123]. Aussagen über wahrscheinliche Abweichungen dieser Werte würden weiterhin, als Nachteil der Sensitivitätsanalyse, nicht über diese getroffen werden können [106, S. 2 ff.] [48, S. 208-209].

Zur Vermeidung des letzten Nachteils der Sensitivitätsanalyse, würde sich nach *Götze* auch die Anwendung einer „Risikoanalyse“ [40] [41] [42] [43] empfehlen, bei der mögliche Ausprägungen von unsicheren Inputgrößen, über die Angabe von Eintrittswahrscheinlichkeiten dieser dargestellt werden [48, S. 209]. Die Bestimmung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen, deren Eingangsdaten plus der stochastischen Abhängigkeiten der Eingangsdaten, stellt jedoch in der Unternehmenspraxis ein Problem dar [107, S. 549] [108, S. 121] [48, S. 214]. Ist die Bestimmung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen nur durch subjektive Schätzungen möglich, was in der Regel der Fall sein sollte, stellen neben den unsicheren Inputgrößen auch die Wahrscheinlichkeitsverteilungen selber eine Unsicherheit dar [43, S. 115 ff.] [48, S. 210].

Da diese Unsicherheit einer Festlegung von Eintrittswahrscheinlichkeiten auch die ohnehin unsicheren Inputfaktoren der Einsatz- und Versorgungskosten sämtlicher maritimer Service- und Versorgungskonzepte betrifft und somit nur eine subjektive Einschätzung ermöglicht werden könnte, wird im Rahmen der Risikoanalyse in dieser Dissertation von einer Definition von Eintrittswahrscheinlichkeiten, hinsichtlich Änderungen der unsicheren Inputfaktoren, abgesehen. Würde hingegen eine geeignete Datengrundlage die objektiv nachvollziehbare Festlegung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen zur Risikoanalyse ermöglichen, erscheint eine Weiterentwicklung der aufgezeigten Risikoanalyse um diesen Schritt durchaus sinnvoll. Um zumindest den Vorteil der Risikoanalyse zur Definition möglicher Schwankungsbereiche für die Sensitivitäts- und Lebenszykluskostenanalyse auszunutzen, werden im Rahmen der Robustheitsanalyse dieser Dissertation, in Anlehnung an *Fischer* und *Holbach* [49], sowohl Aspekte der Risikoanalyse [109] [110] als auch der Sensitivitätsanalyse aufgegriffen [50, S. 56 ff.]. Die Robustheitsanalyse verläuft, in Anlehnung an die von *Fischer und Holbach* vorgestellte Herangehensweise zur Risiko- und Sensitivitätsanalyse [49, S. 16-17] [50, S. 91-95, 151-157], jedoch unter Anpassung der Zielfunktion auf die konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb, in Form der folgend beschriebenen Schrittfolge.

1. Schritt: Im Rahmen der Risikoanalyse sollen zunächst für die unsicheren Inputfaktoren, der Einsatz- und Versorgungskosten maritimer Service- und Versorgungskonzepte, Best- und Worst-Case Szenarien festgelegt werden.

2. Schritt: Die im ersten Schritt definierten Schwankungsbreiten werden nun im Rahmen der Sensitivitätsanalyse herangezogen und untersucht, wie sensibel die Einsatz- und Versorgungskosten eines zunächst als ökonomisch vorteilhaft identifizierten maritimen Service- und Versorgungskonzepts, auf geänderte unsichere Inputfaktoren reagieren.

3. Schritt: Gleichzeitig soll diese Sensitivitätsanalyse auch bei potenziellen Konzeptalternativen durchgeführt werden. Es gilt jene Konzeptalternativen aus der Sensitivitätsanalyse zu extrahieren, welche einen potenziellen Wechsel der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit bei der maritimen Versorgungskonzeptauswahl hervorrufen könnten, basierend auf möglichen Inputfaktoränderungen.

4. Schritt: Basierend auf den identifizierten Schwankungsbreiten der unsicheren externen und marktseitig bedingten Inputfaktoren (z.B. Seegangsverhältnisse, Bunkerpreise, Helikopter-transportkosten, Tagescharterraten) werden Best- und Worst Case Szenarien zur Einsatz- und Versorgungskostenentwicklung der potenziellen Konzeptalternativen, über die Lebensdauer eines Offshore-Windparks, gebildet.

5. Schritt: Schließlich werden die über die Windparklebensdauer festgelegten Szenarien einer Lebenszykluskostenanalyse der Einsatz- und Versorgungskosten unterzogen und die konzeptspezifischen Barwerte, der diskontierten kumulierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten, über die OWP-Lebensdauer bestimmt.

Das Resultat der letzten beiden Schritte der Robustheitsanalyse ist, dass mögliche Best- und Worst-Case Szenarien der Einsatz- und Versorgungskostenentwicklung sämtlicher Konzeptalternativen berücksichtigt und zwei vordergründige Erkenntnisse gewonnen werden können [49] [50]:

1. Über den Vergleich der konzeptspezifischen Barwerte der diskontierten kumulierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten, kann das über die Mindestnutzungsdauer eines Windparks, aus wirtschaftlichen Aspekten zu bevorzugende maritime Service- und Versorgungskonzept, szenariospezifisch identifiziert werden.

2. Über Schnittpunkte der diskontierten Einsatz- und Versorgungskosten in der LCC Analyse, können Zeitpunkte über die Mindestnutzungsdauer eines Windparks identifiziert werden, in denen sich ein szenarienspezifischer Konzeptwechsel empfehlen könnte, sofern dieser bei den jeweiligen Konzeptalternativen möglich erscheint.

Über die Auswertung der gewonnen Erkenntnisse aus der Anwendung des vorgestellten Analyseverfahrens werden schließlich Handlungsempfehlungen für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte, am Beispiel der Analyseergebnisse des Referenzwindparks, vorgestellt. Die Anwendung des vorgestellten Verfahrens soll dem Nutzer eine windparkspezifische strategische Service- und Versorgungskonzeptplanung mit Hilfe einer standardisierten Herangehensweise zur Analysedurchführung ermöglichen.

1.5 Wissenschaftlicher Mehrwert

Die Forschungsergebnisse dieser Dissertation weisen sowohl einen wissenschaftlichen Mehrwert als auch einen wirtschaftlichen Nutzen auf. Der wissenschaftliche Mehrwert der Dissertation lässt sich aus ingenieurs- als auch aus wirtschaftswissenschaftlicher Perspektive beschreiben.

Aus *ingenieurswissenschaftlicher Perspektive* wird über das entwickelte und am Beispiel eines deutschen Referenzwindpark erprobte Analyseverfahren ein Vorgehen für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb vorgestellt. Die analytische Verbindung von technischen, prozessualen, rechtlichen und ökonomischen Betriebs-, Kosten- und Leistungsparametern zur Offshore-Windenergienutzung, sowie zur maritimen Betriebs- und Wartungslogistik, liefert die Grundlage für eine techno-ökonomisch orientierte modell-basierte Entscheidungsunterstützung für die strategische maritime Versorgungskonzeptplanung. Es werden sowohl windenergiesystem-, luftfahrt-, schiffs- und meerestechnische als auch meteorologische und ozeanographische Einflussparameter für die Planung analysiert. Solch ein durch die unternehmerische Praxis validiertes Verfahren, mit dem eine Entscheidungsunterstützung für die strategische maritime Service- und Versorgungskonzeptplanung modell-basiert hergeleitet werden kann, war bisher für eine standardisierte Anwendung in deutschen „Farshore“ Offshore-Windparks noch nicht existent.

Aus *wirtschaftswissenschaftlicher Perspektive* bietet das in dieser Dissertation vorgestellte Analyseverfahren einen validen Ansatz für eine optimierte strategische Betriebsplanung zur Offshore-Windenergienutzung. Mit Hilfe der Übertragung des Effizienzkriteriums aus der Produktionswirtschaft auf die maritime Betriebs- und Wartungslogistik von Offshore-Windparks, wird der OWP-Betrieb als ein Produktionssystem betrachtet, in dem sämtliche Produktionsalternativen (hier: maritime Service- und Versorgungskonzepte) hinsichtlich ihrer Effizienz transparent untereinander verglichen und abgewogen werden können [37, S. 5-6] [38, S. 14-16]. Über die techno-ökonomische Optimierung dieses Produktionssystems, in Form der effizienten maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl über diverse Produktionsalternativen, wird somit ein nachvollziehbares Vorgehen beschrieben, welches zur Sicherung einer effizienten Stromerzeugung beitragen kann [13]. Eine Anwendung des Analyseverfahrens bietet die Möglichkeit, sämtliche für eine Entscheidungsfindung zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptwahl relevanten Kosten- und Leistungsparameter des Gesamtsystems des OWP-Betriebs zu berücksichtigen. Somit beschreibt das in dieser Dissertation vorgestellte Analyseverfahren einen Ansatz für ein Standardvorgehen, in dem relevante techno-ökonomischen Einflussfaktoren berücksichtigt werden und sich trotzdem eine Komplexitätsreduktion für die strategische Betriebsplanung, über die Modellierung der Einflussparameter zur Entscheidungsfindung, ergeben kann.

1.6 Betriebswirtschaftlicher Nutzen

Zusätzlich zum wissenschaftlichen Mehrwert weisen die Forschungsergebnisse dieser Dissertation für Offshore-Windparkbetreiber und für maritime Versorgungsdienstleister, wie beispielsweise Reedereien, Helikopterbetreiber oder sonstige maritime Logistikdienstleister, für Werften und Helikopterhersteller als auch für maritime Logistikberatungsunternehmen einen betriebswirtschaftlichen Nutzen auf.

Insbesondere für das Controlling der *Projektierer eines Offshore-Windparkprojekts*, der *Energieerzeuger* und der *Offshore-Windparkbetreiber,* wird über das beschriebene Verfahren ein Vorgehen präsentiert, mit dem eine strategische Auswahl eines effizienten maritimen Service- und Versorgungskonzepts, über die Betriebsphase eines Offshore-Windparks, ermöglicht werden kann, in dem alle zur Entscheidungsfindung relevanten technischen und ökonomischen Parameter berücksichtigt werden.

Maritime Versorgungsdienstleister, wie beispielsweise Reedereien, Helikopterbetreiber und sonstige maritime Logistikdienstleister, können mit Hilfe solch eines Verfahrens die potenziellen Bedarfsmuster der Offshore-Windparks besser einschätzen, um auch zukünftig die Kosten- und Leistungsparameter ihrer maritimen Transportmittel mit den Kundenanforderungen abzugleichen. Dies gilt ebenso für Turbinenhersteller, die im Rahmen ihres Service-Portfolios auch als maritime Logistikdienstleister auftreten können. Auch sie stellen eine Zielgruppe zur Anwendung der Forschungsergebnisse dar.

Für *Werften* und *Helikopterhersteller* bietet das Analyseverfahren weiterhin einen Ansatz zur Ermittlung der technischen und ökonomischen Anforderungen an die im Offshore-Windparkbetrieb eingesetzten Transportmittel. Die Anforderungen an die maritime Versorgungslogistik, sowie die dahinter befindlichen Transportmittel, können für eine marktorientierte Gestaltung des Produktportfolios genutzt werden.

Maritime Logistikberatungsunternehmen können mit dem beschriebenen Analyseverfahren ein standardisiertes Vorgehen anwenden, um ihren Kunden, aus der Offshore-Windenergiebranche und der maritimen Wirtschaft, eine valide Entscheidungsunterstützung zur Optimierung der maritimen Betriebs- und Wartungslogistik von Offshore-Windparks zu geben.

1.7 Aufbau und Struktur der Arbeit

Zur nachvollziehbaren Darstellung der Forschungsergebnisse der Dissertation, unter Bezugnahme zu dem beschriebenen Forschungsziel und dem Lösungsweg zur Zielerreichung, empfehlen sich der Aufbau und die Struktur der Dissertation wie im Folgenden erläutert.

In *Kapitel 2* werden die Analyseergebnisse für das *erste Unterziel* aufgezeigt. Internationale, europäische und nationale Offshore-Windparkprojekte werden vorgestellt und besondere Eigenschaften der deutschen Offshore-Windparks für die maritime Versorgung aufgezeigt.

Kapitel 3 beschreibt die Ergebnisaufbereitung zur Zielsetzung des *zweiten Unterziels*. Zunächst wird der strukturelle und funktionale Aufbau eines Offshore-Windparks vorgestellt. Ein Darstellungsfokus zu den technischen Grundlagen soll dabei auf den OWEA und deren Hauptsystemen liegen. Das Kapitel schließt mit einer Darstellung des typischen Lebenszyklus von Offshore-Windparkprojekten. Der Betriebsphase von Offshore-Windparks wird dabei ein besonderes Augenmerk gewidmet, da diese den Fokus dieser Dissertation darstellt.

In Konformität zum *dritten Unterziel* werden in *Kapitel 4* die Ergebnisse zur Ermittlung und Analyse der für die maritime Versorgung relevanten Strukturen und Prozesse während des Betriebs von Offshore-Windparks aufgezeigt. Neben einer Darstellung und Beschreibung der typischen Betriebsprozesse und potenzieller Dienstleistungsumfänge in diesen, werden die verschiedenen Instandhaltungsstrategien zur Aufrechterhaltung der Stromproduktion aus Offshore-Windparks hervorgehoben. Es werden somit die Grundlagen des Bedarfs an maritimen Service- und Versorgungsleistungen aufgezeigt.

In Konformität zum *vierten Unterziel*, werden in *Kapitel 5* relevante windparkseitige Versorgungsbedarfe und Einflussparameter und versorgungsseitige Kosten- und Leistungsparameter analysiert, welche die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte während des OWP-Betriebs beeinflussen.

Wie zur Zielsetzung des *fünften Unterziels* beschrieben, werden in *Kapitel 6* jene Konzepte vorgestellt, die sich für eine Anwendung im Offshore-Windparkbetrieb, sowohl aus technischer, prozessualer, ökonomischer als auch rechtlicher Perspektive, als geeignet erweisen könnten.

In Konformität zum *sechsten Unterziel* des beschriebenen Lösungswegs, soll nun in *Kapitel 7* ein Verfahren zur Effizienz-basierten Modellierung, Bewertung und Auswahl maritimer Versorgungskonzepte am Beispiel eines deutschen Referenzwindparks aufgezeigt werden. Es wird dabei zunächst die Effizienz als Analysekriterium für die strategische Planung vorgestellt. Nach der Beschreibung der Funktionsweise des Effizienz-basierten Analyse- und Auswahlalgorithmus für die maritime Service- und Versorgungskonzeptauswahl, wird dieser am Beispiel des Referenzwindparks erprobt.

Die Robustheitsanalyse zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl wird ebenfalls in Kapitel 7 am Beispiel des ausgewählten Referenzwindparks aufgezeigt. In Konformität zur Zielsetzung des *siebten Unterziels*, werden die Konzeptauswahl und potenzielle Konzeptalternativen zunächst einer Risiko- und Sensitivitätsanalyse unterzogen. Die Ergebnisse der Risiko- und Sensitivitätsanalyse werden in die vorzunehmende LCC Analyse überführt, mit der die Analyse der Robustheit zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl abschließt. Sie erfolgt in Konformität zur Zielsetzung des *achten Unterziels* der Dissertation.

Basierend auf allen durchgeführten Analysebausteinen und den erzielten Analyseergebnissen, soll schließlich in Konformität zum letzten *neunten Unterziel* der Dissertation, das entwickelte und am Beispiel eines deutschen Referenzwindparks erprobte Verfahren ausgewertet und Modell-basierte Handlungsempfehlungen für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte für diesen vorgeschlagen werden.

Im Fazit (*Kapitel 8*) werden Schlussfolgerungen aus den Erkenntnissen der Dissertationsergebnisse gezogen. Die Ergebnisse werden insgesamt einer kritischen Würdigung unterzogen und die Validität der Analyseergebnisse aufgezeigt, bevor weitere potenzielle Forschungs- und Entwicklungsbedarfe vorgestellt werden, die sich aus den Erkenntnissen der Dissertation erschließen lassen.

2. Systematisierung der deutschen Offshore-Windenergienutzung im internationalen Vergleich

Zu Beginn der Analysen dieser Dissertation wird im Rahmen dieses zweiten Kapitels ein Überblick zu den derzeit installierten und geplanten internationalen, europäischen und nationalen Offshore-Windenergieprojekten gegeben. Ziel dieser Darstellung ist es, die aktuellen und zukünftigen energiewirtschaftlichen und -politischen Trends mit Bezug auf die globale Offshore-Windenergienutzung aufzuzeigen. Darauf basierend sollen relevante Rahmenbedingungen für die maritime Versorgung in dem Anwendungsbeispiel der deutschen Offshore-Windparks herausgearbeitet werden. Schließlich soll über diese Herausarbeitung der Rahmenbedingungen für die maritime Versorgung der deutschen Offshore-Windparks, eine Einschätzung der globalen Einsatzpotentiale des in dieser Dissertation zu erarbeitenden Analyseverfahrens ermöglicht werden.

2.1 Internationale Offshore-Windenergienutzung

Die Offshore-Windenergienutzung wird international von diversen Industrienationen stark forciert [111] [112]. Die folgende Tabelle wurde basierend auf Angaben der *GWEC* [111, S. 55], der *EWEA* [113, S. 7] sowie von *FOWIND* [114] erstellt. Sie liefert einen quantitativen Vergleich zwischen der bereits im Jahr 2013 installierten Offshore-Windenergieleistung der wichtigsten globalen Offshore-Windenergiemärkte und deren geplanter kumulativer Offshore-Windenergieleistung für das Jahr 2020.

Offshore-Windenergiemärkte	Status Quo 2013: Installierte Leistung [MW]	Ausbauziele 2020: Kumulative Leistung [MW]
Großbritannien	3.681	9.500
Dänemark	1.271	2.800
Belgien	572	1.500
Deutschland	520	6.500
VR China	429	5.489
Niederlande	247	1.400
Rest (Schweden, Finnland, Irland, Japan, Korea, Spanien, Norwegen, Portugal, Frankreich)	327	1.931
Gesamt	**7.046**	**29.120**

TAB. 1: INTERNATIONAL INSTALLIERTE OFFSHORE-WINDENERGIELEISTUNG IN 2013 IM VERGLEICH ZUR GEPLANTEN KUMULATIVEN LEISTUNG BIS ZUM JAHR 2020
(Quelle: Eigene Darstellung veröffentlichter Daten von *GWEC* [111, S. 55], *EWEA* [113, S. 7] und *FOWIND* [114, S. 16 ff.])

Insgesamt waren demnach bereits im Jahr 2013 weltweit rund 7 GW an Offshore-Windenergieleistung installiert [111, S. 55], die bis zum Jahr 2020 auf rund 29 GW ausgebaut werden soll [115, S. 13]. Im internationalen Vergleich der installierten Offshore-Windenergieleistung im Jahr 2013, belegte Großbritannien mit ~ 3,7 GW (52,2%) den ersten Platz, gefolgt von Dänemark mit ~1,3 GW (18%), Belgien mit ~0,6 GW (8,1 %), Deutschland mit ~ 0,5 GW (7,4 %), der Volksrepublik China mit ~0,4 GW (6,1 %) und den Niederlanden mit ~0,2 GW (3,5 %). Weitere Industriestaaten wiesen gemeinsam eine installierte Offshore-Windenergieleistung von rund 0,3 GW (4,6%) auf. [111, S. 55] (vgl. Abb. 3).

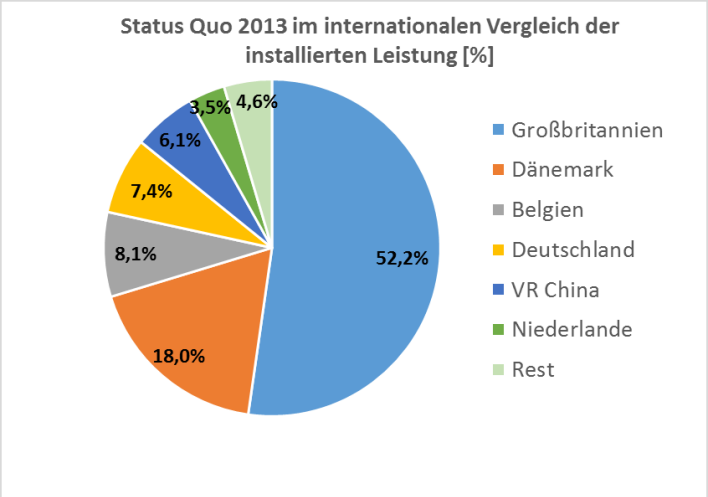


ABB. 2: RELATIVE MARKTANTEILE DER WICHTIGSTEN OFFSHORE-WINDENERGIEMÄRKTE IM VERGLEICH IHRER BEREITS IM JAHR 2013 INSTALLIERTEN OFFSHORE-WINDENERGIELEISTUNG

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung veröffentlichter Daten von *GWEC* [111, S. 55] und *EWEA* [113, S. 7])

Aus diesen Zahlen bezüglich des Status-Quo von 2013 an installierter Offshore-Windenergieleistung wird deutlich, dass mit einem weltweiten Anteil von mehr als 90% [111, S. 54], bisher eine deutliche Konzentration der installierten internationalen Offshore-Windenergieleistung in den west- und nordeuropäischen Seegebieten des Atlantischen Ozeans, der Nordsee und der Ostsee bestand [116, S. 11]. Im Vergleich der internationalen Ausbauziele zur Offshore-Windenergienutzung bis 2020 ist zu erkennen, dass sich diese lokale Konzentration in den west- und nordeuropäischen Seegebieten zukünftig um eine weitere Konzentration in ostasiatischen Seegebieten erweitern könnte (vgl. Abb. 3). Die ambitionierten US-amerikanischen Ziele eines Offshore-Windenergieausbaus, von 10 GW bis 2020 [117] und von 54 GW bis 2030 [114, S. 17], wurden aufgrund der bis dato fast gar nicht vorhandenen Offshore-Windenergieleistung der USA [111, S. 55], in diesen Vergleichen nicht berücksichtigt.

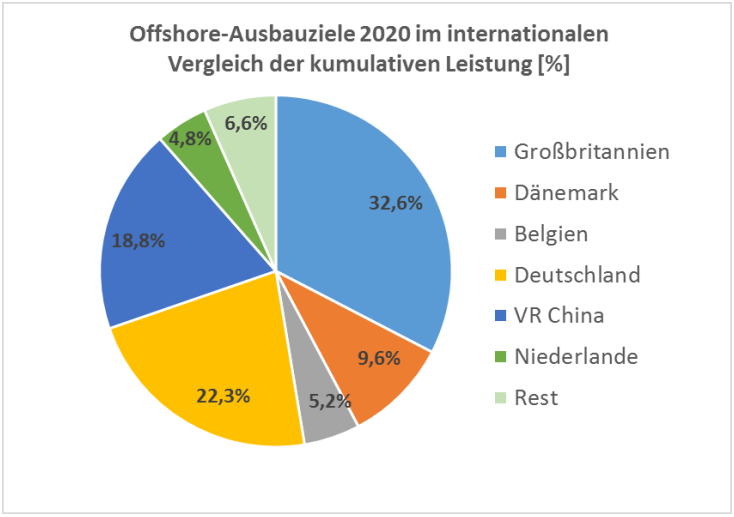


ABB. 3: MARKTANTEILE DER WICHTIGSTEN OFFSHORE-WINDENERGIEMÄRKTE IM VERGLEICH IHRER BIS ZUM JAHR 2020 GEPLANTEN KUMULATIVEN OFFSHORE-WINDENERGIELEISTUNG

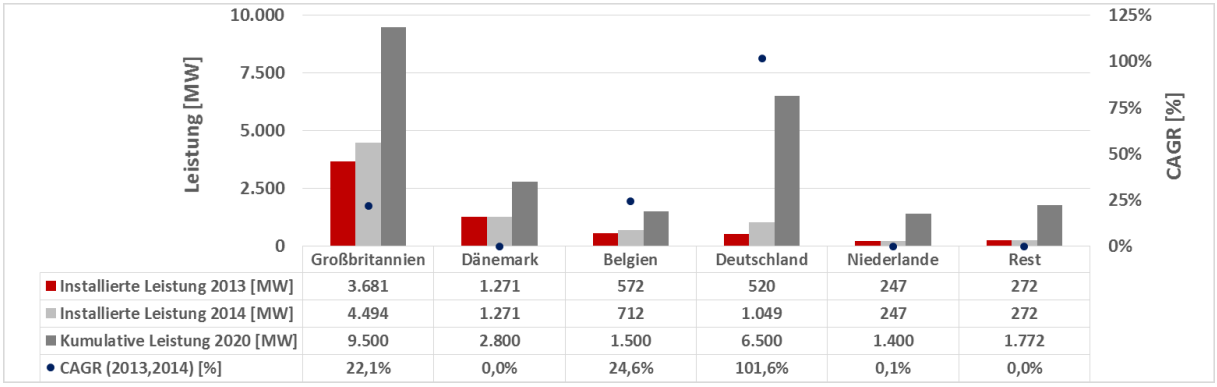
(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung veröffentlichter Daten von *EWEA* [113, S. 7] und *FOWIND* [114, S. 16 ff.])

2.2 Europäische Offshore-Windenergienutzung

Das Ziel der Europäischen Union ist es, dass die erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 einen Anteil von mindestens 20 % am Gesamtenergieverbrauch ausmachen [118, S. 3]. Basierend auf dieser Zielsetzung werden über die *Richtlinie 2009/28/EG* zur „Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ [119], die Mitgliedsstaaten verpflichtet, ihre nationalen Gesamtziele (in Anhang I A. dieser Richtlinie [119]), hinsichtlich ihres individuellen Anteils von erneuerbaren Energien an ihrem Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020, mindestens einzuhalten (gem. Artikel 3 (1) RL 2009/28/EG [119]).

Weiterhin verpflichteten sich die Mitgliedsstaaten *nationale Aktionspläne für erneuerbare Energie* zu verabschieden, in denen auch die Maßnahmen zur Erreichung der nationalen Gesamtziele vermerkt sind (gem. Artikel 4 (1) RL 2009/28/EG [119]), mitunter auch zum Ausbau der Windenergienutzung (gem. Artikel 2 a) RL 2009/28/EG [119]). Die publizierten Ziele zum Ausbau der Offshore-Windenergie in den nationalen Aktionsplänen [120, S. 108] wurden jedoch, in Anbetracht der erkannten Herausforderungen dieser Technologie, von der Mehrheit der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union gedrosselt (vgl. [120, S. 108] mit [113, S. 7]).

Die folgende Darstellung wurde basierend auf der Datenlage der *EWEA* [116] [113] und dem *GWEC* [111, S. 55] erstellt, und ermöglicht einen Vergleich des Status Quo in 2013 mit dem Status-Quo in 2014 hinsichtlich der installierten Offshore-Windenergieleistung der wichtigsten europäischen Offshore-Windenergiemärkte. Auch sind die jeweiligen nationalen Ausbauziele hinsichtlich der geplanten kumulativen Offshore-Windenergieleistung bis zum Jahr 2020 in dieser Darstellung aufgeführt (vgl. Abb. 4). Über die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate (Compound Annual Growth Rate (CAGR)) wird der jeweilige Zubau an Offshore-Windenergieleistung der aufgezeigten Offshore-Windenergiemärkte zwischen den Jahren 2013 und 2014 ausgedrückt.



	Großbritannien	Dänemark	Belgien	Deutschland	Niederlande	Rest
Installierte Leistung 2013 [MW]	3.681	1.271	572	520	247	272
Installierte Leistung 2014 [MW]	4.494	1.271	712	1.049	247	272
Kumulative Leistung 2020 [MW]	9.500	2.800	1.500	6.500	1.400	1.772
CAGR (2013,2014) [%]	22,1%	0,0%	24,6%	101,6%	0,1%	0,0%

Rest: Schweden, Finnland, Irland, Spanien, Norwegen, Portugal, Frankreich

ABB. 4: STATUS-QUO UND AUSBAUZIELE RELEVANTER EUROPÄISCHER OFFSHORE-WIND MÄRKTE

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung veröffentlichter Daten von *EWEA* [116, S. 10] [113, S. 7]und *GWEC* [111, S. 55])

Nach diesen Zahlen wurde ***Deutschland*** bereits im Jahr 2014, aufgrund des hohen Zubaus an Offshore-Windenergieleistung, von mehr als 100% im Vergleich zum Vorjahr, zum drittgrößten Offshore-Windenergiemarkt europa- und weltweit [116]. Dieser deutliche Zubau an Offshore-Windenergieleistung in der deutschen AWZ, konnte im Jahr 2015 sogar verdoppelt werden, sodass Deutschland mittlerweile, mit einer installierten Leistung von rund 3,3 GW, zum weltweit zweitgrößten Offshore-Windenergiemarkt aufsteigen konnte. Dieser Anstieg der installierten

deutschen Offshore-Windenergieleistung innerhalb der Jahre 2014 und 2015, ist auf die Fertigstellung der Windparks „Riffgat“, „Meerwind Süd/Ost“, „Dan Tysk“, „Global Tech 1“, „Nordsee Ost“, „Baltic 2“, „Borkum Riffgrund I“, „Butendiek“ und „Trianel Windpark Borkum“ zurückzuführen (vgl. Kapitel 2.3) [116, S. 4 ff.] [121] [6].

Bereits in Anbetracht der Zahlen von 2014 zeigt sich jedoch, dass ***Großbritannien*** mit einer installierten Leistung von rund 4,5 GW, der größte Offshore-Windenergiemarkt ist [116, S. 10] [122, S. 50]. Bei einer Erreichung der britischen Ausbauziele von 9,5 GW bis zum Jahr 2020, würde Großbritannien dies auch mittel- bis langfristig bleiben [113, S. 7]. Die britischen Windparks zeichnen sich typischer Weise durch eine installationsbezogene Kategorisierung in Windparks der „Development Rounds 1, 2 oder 3“ aus [123], was sich in deren Küstenentfernung und Windparkgröße [124] wiederspiegelt [124] [123]:

- Seit 2001 wurden die ersten britischen Offshore-Windparks der „Round 1“ innerhalb der 12 sm-Zone errichtet und in Betrieb genommen; sie weisen installierte Leistungsumfänge zwischen 4 MW und 194 MW auf.
- Seit 2002 kamen dann die Offshore-Windparks der „Round 2“ hinzu, die sich ebenso in der 12 sm-Zone von Großbritannien befinden bzw. auf der 12-sm Grenze oder in der Nähe dieser liegen, jedoch windparkspezifische Leistungsumfänge zwischen 64,8 MW und 900 MW aufweisen.
- Weiterhin wurden seit 2010 Genehmigungen für „Round 1 and 2 Extension Sites“ erteilt, die eine Ausweitung bestehender Offshore-Windparkgebiete der „Round 1“ und „Round 2“ Windparks darstellen und Leistungsumfänge zwischen 51 MW und 660 MW aufweisen.
- Noch viel größere Windparks sind in den „Scottish Territorial Waters“ seit 2009 genehmigt worden, die Leistungsumfänge zwischen 450 MW und 1.800 MW aufweisen.
- Die geplanten Offshore-Windparks der „Round 3“ zeichnen sich überwiegend als „Megawindparks“ mit Leistungsumfängen zwischen 400 MW und 7.200 MW aus und werden seit 2010 genehmigt. Ihr geplantes Installationsgebiet befindet sich überwiegend innerhalb der britischen AWZ, weshalb sie auch viel höhere Küstenentfernungen als die Windparks der „Round 1 und 2“ aufweisen.
- Zu Test- und Erprobungszecken wurden ab 2010 weiterhin Offshore-Windparks in „demo sites“ errichtet und in Betrieb genommen bzw. genehmigt, die Leistungsumfänge von 7 MW bis zu 100 MW aufweisen und sich innerhalb der 12-sm Zone bzw. in unmittelbarer Nähe dieser befinden.

Die hohe installierte Leistung der Windparks in „Round 2“, in den „Scottish Territorial Waters“ und in „Round 3“ wird einerseits durch eine hohe Turbinenanzahl in diesen Windparks erzeugt und andererseits durch die Größe und der damit verbundenen hohen Turbinenleistung der OWEA [125]. Insbesondere lassen sich durch die „Megawindparks“ der „Round 3“ Skaleneffekte über den gesamten Lebenszyklus der Offshore-Windparks erzielen, die sich vor allem in Form von Kostendegressionen der Stromgestehungskosten verdeutlichen würden. Demzufolge würden je produzierter MWh die Stromgestehungskosten dieser „Megawindparks“ deutlich geringer ausfallen, als wie sie bei kleineren Offshore-Windparks typischerweise auftreten sollten [126, S. 13-16]. Während sich die kleineren Offshore-Windparks der „Round 1“ in Großbritannien innerhalb der 12-sm Zone befinden [123], weisen die größeren Windparks der „Round 2“ in der britischen AWZ zwar vergleichsweise höhere Küstenentfernungen und Wassertiefen auf [124]. Doch erst die „Megawindparks“ der „Round 3“ weisen mit Wassertiefen zwischen 27 und 50 m sowie Küstenentfernungen zwischen 70 km und 240 km [125], ähnliche Standortbedingungen, wie die typischen deutschen Offshore-Windparks auf [127, S. 54-55]. Mit einem frühesten Baubeginn dieser „Megawindparks“ ist jedoch erst ab 2018 zu rechnen (Windparks „Hornsea“ und „Celtic Array“) [125].

Die ersten elf Offshore-Windenergieanlagen der Welt wurden bereits 1991 in ***Dänemark*** zu Testzwecken vor der Küste von Lolland in Betrieb genommen. Sie wiesen Turbinenleistungen von 450 kW, Wassertiefen von durchschnittlich 3 m und durchschnittliche Küstenentfernungen von 1,5 km auf [128, S. 620-621]. Seither wurden Offshore-Windparks in dänischen Gewässern sukzessive ausgebaut. Zur Erreichung der dänischen Ausbauziele (2.800 MW bis zum Jahr 2020) [113, S. 7], müsste die im Jahr 2014 installierte Offshore-Windenergieleistung i.H.v. 1.217 MW innerhalb von sechs Jahren mehr als verdoppelt werden [116, S. 10] [111, S. 55] (vgl. Abb. 4). Der schleppende dänische Ausbau in den letzten Jahren lässt jedoch Zweifel an der Zielerreichung zu.

Im Jahr 2014 wies ***Belgien*** eine installierte Offshore-Windenergieleistung von rund 712 MW auf, was einer Steigerung von 24,6% im Vergleich zum Jahr 2013 mit 571,5 MW entspricht [116, S. 10] [111, S. 55]. Bisher sind nur die Offshore-Windparks „Belwind", „Northwind", „Thornton Bank" (Phase I, II, III) sowie die 6 MW-Demonstrationsanlage „Belwind Alstom Haliade Demonstration" in der Betriebsphase [121]. Bis zum Jahr 2020 wird von der belgischen Regierung geplant, die Offshore-Windenergieleistung auf 1.500 MW zu verdoppeln [113, S. 7], wofür eine Fertigstellung der Offshore-Windparks „Nobelwind", „Norther", „RENTEL" und „Seastar" geplant ist [121].

Nach den ersten Offshore-Testanlagen in Dänemark, gehörten die ***Niederlande*** bereits in den 90er Jahren zu den Pionieren in der Offshore-Windenergieentwicklung. Es wurden 500-600 kW OWEA in Wassertiefen von 5-10 m und durchschnittlichen Entfernungen von 0,2-6 km zur niederländischen Küste installiert [128, S. 620-621]. Nach dem Status Quo in 2014 war die Niederlande mit weitem Abstand zu Großbritannien, Deutschland, Dänemark und Belgien, mit einer installierten Leistung von 247 MW, der fünftgrößte Offshore-Windenergiemarkt in Europa [116, S. 10]. Um die niederländischen Ausbauziele von 1.400 MW bis zum Jahr 2020 zu erreichen [113, S. 7], müsste, neben der Inbetriebnahme des genehmigten Offshore-Windparks „Gemini" mit 600 MW, zumindest auch eines der derzeit geplanten „Borssele" Projekte mit jeweils rund 350 MW fertiggestellt und ans Stromnetz angeschlossen werden [121].

In den ***restlichen europäischen Ländern*** mit vorhandener Offshore-Windenergieleistung (Schweden, Finnland, Irland, Spanien, Norwegen, Portugal), ist mit einem langfristigen Wachstum der kumulativen Leistung mangels politischer Ausbauziele bis 2020 nicht zu rechnen [113, S. 7]. Lediglich in *Frankreich* bestehen politische Ziele eines Ausbaus der Offshore-Windenergieleistung von 1,5 GW bis zum Jahr 2020 [113, S. 7]. *Schweden* war mit einer installierten Offshore-Windenergieleistung von rund 212 MW im Jahr 2014, der sechstgrößte europäische Offshore-Windenergiemarkt [116, S. 10]. Mit der Inbetriebnahme von fünf OWEA im Jahr 1998 mit 500 kW Leistung, die in einer Wassertiefe von 5-6 m und einer durchschnittlichen Küstenentfernung von 4-5 km installiert wurden, gehört Schweden ebenso zu den Pionieren in der Offshore-Windenergieentwicklung [128, S. 620-621]. Neben dem britischen Offshore-Windpark „Blyth", ist der schwedische Offshore-Windpark „Utgrunden" auch einer der ersten kommerziell betriebenen Offshore-Windparks weltweit [128, S. 621-623].

2.3 Nationale Offshore-Windenergienutzung

In dem *nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie der Bundesrepublik Deutschland* [129] wurden sämtliche Strategien und Maßnahmen dargestellt (darunter auch die Verabschiedung des *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG))*, die zu einer Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in Deutschland führen sollen [129, S. 18 ff.]. Weiterhin wurde in diesem nationalen Aktionsplan festgestellt, dass unter der Voraussetzung eines erfolgreichen Einstiegs in die Offshore-Windenergienutzung, diese bis zum Jahr 2020 auf eine installierte Leistung von 10 GW gesteigert werden kann [129, S. 111].

Nach der *Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See* wurde sogar erkannt, dass die Möglichkeit bestünde, Offshore-Windparks im Küstenmeer und in der deutschen AWZ mit einer Gesamtleistung von bis zu 25.000 MW bis zum Jahr 2030 auszubauen [130, S. 7]. Dass aufgrund der Herausforderungen dieser relativ „neuen" Technologie, der Einstieg nicht so erfolgreich verlief wie erwartet, veranlasste die Bundesregierung, den Ausbau der Offshore-Windenergienutzung auf 6.500 MW bis 2020 und auf 15.000 MW bis 2030, als erreichbare Planungsziele zu drosseln, und diese in einem Ausbaupfad im Rahmen des *EEG* festzuschreiben (§ 3 (2) [2]). Tabelle 2 gibt einen Überblick zu derzeit in Betrieb befindlichen deutschen Offshore-Windparks, inkl. deren Betreibern, Anlagenanzahl, Turbinentyp und Gesamtleistung. Derzeit befinden sich insgesamt 791 deutsche Offshore-Windenergieanlagen in Betrieb, die eine kumulative Gesamtleistung von insgesamt rund 3.271 MW umfassen [121] [6].

Deutsche OWP derzeit in Betrieb	Betreiber	Status	Anzahl OWEA	Turbinentyp	Leistung [MW]
alpha ventus	EWE AG	in Betrieb	12	Areva M5000-116/Repower 5M	60
BARD Offshore 1	BARD Service GmbH	in Betrieb	80	BARD 5.0	400
Breitling	WIND-projekt GmbH	in Betrieb	1	Nordex N90/2500 HS Offshore	2,5
EnBW Baltic 1	EnBW Baltic 1 GmbH	in Betrieb	21	Siemens SWT-2.3-93	48,3
ENOVA Ems Emden	EWE AG	in Betrieb	1	Enercon E112/4500	4,5
Meerwind Süd/Ost	WindMW GmbH	in Betrieb	80	Siemens SWT-3.6-120	288
Nordsee Ost	RWE Innogy GmbH	in Betrieb	48	Senvion 6.2M 126	295,2
Riffgat	EWE AG	in Betrieb	30	Siemens SWT-3.6-120	108
Butendiek	wpd Butendiek Beteiligungs GmbH	in Betrieb	80	Siemens SWT-3.6-120	288
DanTysk	Vattenfall AB/ Stadtwerke München	in Betrieb	80	Siemens SWT-3.6-120	288
Global Tech I	Global Tech I Offshore Wind GmbH	in Betrieb	80	Areva M5000-116	400
Trianel Windpark Borkum - Phase 1	Trianel GmbH	in Betrieb	40	Areva M5000-117	200
Amrumbank West	Amrumbank West GmbH	in Betrieb	80	Siemens SWT-3.6-120	288
Borkum Riffgrund I	Borkum Riffgrund I GmbH	in Betrieb	78	Siemens SWT-4.0-120	312
EnBW Baltic 2	EnBW Baltic 2 GmbH	in Betrieb	80	Siemens SWT-3.6-120	288
Gesamt			**791**		**3.270,5**

TAB. 2: OWEA-ANZAHLEN UND INSTALLIERTE LEISTUNG VON IN BETRIEB BEFINDLICHEN DEUTSCHEN OFFSHORE-WINDPARKS
(Stand: 03.11.2015; Quelle: Eigene Darstellung veröffentlichter Daten von *4C Offshore* [121] in Anlehnung an *BSH* [6])

Zu erkennen ist, dass sich 80 OWEA je Offshore-Windpark mit einer Gesamtleistung von 288 bis 400 MW je nach Turbinentyp, als typische Größenordnungen für aktuell in Betrieb befindliche deutsche Offshore-Windparks identifizieren lassen. Eine tabellarische Auflistung sämtlicher derzeit in Betrieb, im Bau, bereits genehmigter sowie im Genehmigungsverfahren befindlicher deutscher Offshore-Windparkprojekte, befindet sich im Anhang A dieser Dissertation.

Es lässt sich feststellen, dass insgesamt 58,3% der in Betrieb genommenen OWEA in Deutschland, *Siemens* Anlagen der Baureihen „SWT-3.6-120“ (47,3%“), „SWT-4.0 120“ (9,5%) und „SWT-2.3-93“ (1,5%) sind. Nach dem Marktführer Siemens sind insgesamt 19,3 % dieser OWEA, *Areva Wind* Anlagen des Typs Areva „M5000-116“. In dem Nordsee-Windpark „BARD Offshore 1“ sind Turbinen des Typs „BARD 5.0“ der Firma *BARD Engineering* verbaut, die insgesamt 12,2% der derzeitigen Marktanteile von den in Betrieb befindlichen OWEA ausmachen. Das Unternehmen *Senvion* (ehemals REpower) kann derzeit insgesamt 9,9% der Marktanteile für Anlagen des Typs „REpower 5M“ (0,9%) im Testfeld „alpha ventus“ sowie des Typs „Senvion 6.2M 126“ (9%) im Windpark „Nordsee Ost“ für sich verzeichnen. Die Unternehmen *Nordex* und *Enercon* haben jeweils nur eine OWEA vor der deutschen Küste als Demonstrationsanlagen „Breitling“ („Nordex N90/2500 HS Offshore“) und „ENOVA Offshore-Project Ems Emden“ („Enercon E112/4500“) verbaut (vgl. Abb. 5) [121]. Der zweitgrößte europäische OWEA-Hersteller *Vestas* [116, S. 12], kann bisher keine Marktanteile in Deutschland für sich verzeichnen [131, S. 6].

OWEA in Betrieb (nach Turbinentyp)	Marktanteile (absolut) [MW]
Siemens SWT-3.6-120	1.548,0
Siemens SWT-4.0-120	312
Siemens SWT-2.3-93	48,3
BARD 5.0 Offshore	400
REpower 5M (Senvion)	30
Senvion 6.2M 126	295,2
Areva Wind M5000-116	630
Sonstige	7
Gesamt	**3.270,5**

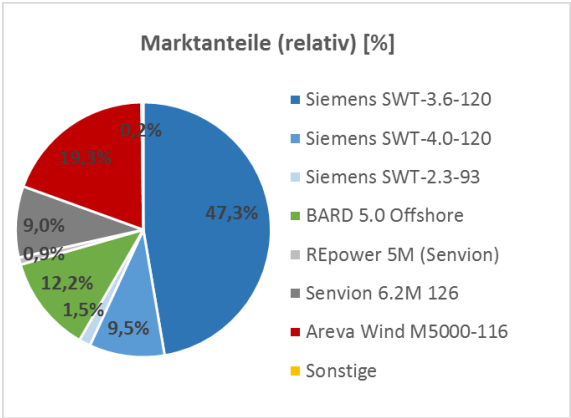


ABB. 5: ABSOLUTE UND RELATIVE MARKTANTEILE VON IN DEUTSCHEN OFFSHORE-WINDPARKS IN BETRIEB BEFINDLICHEN TURBINENTYPEN

(Stand: 03.11.2015, Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung publizierter Daten von *4C Offshore* [121])

Je nach Wassertiefe, in der ein Offshore-Windpark installiert wird, kommen diverse Fundamenttypen in Frage (vgl. Kapitel 3.2.1.4). Bei den aktuell in Betrieb befindlichen deutschen Offshore-Windparks, wurden mit 61,8% überwiegend „Monopiles“ verwendet, in höheren Wassertiefen auch „Tripods“ (15,9%), „Jackets“ (12%) und „Tripiles“ (10,1%) [121] (vgl. Abb. 6).

OWEA-Fundamente in Betrieb (nach Typ)	Marktanteile (absolut) [Stk.]
Monopile	489
Tripod	126
Jacket	95
Tripile	81
Gravity-Base	1
Gesamt	**791**

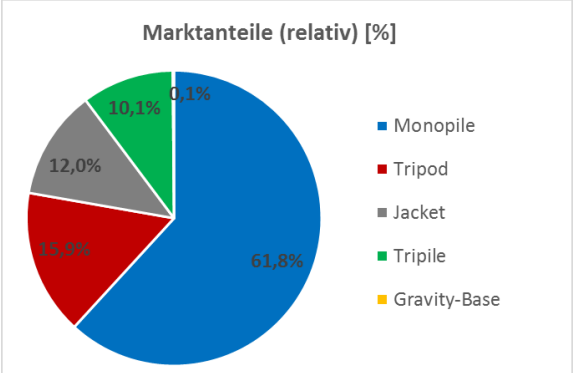


ABB. 6: MARKTANTEILE IN BETRIEB BEFINDLICHER OWEA-FUNDAMENTTYPEN IN ABHÄNGIGKEIT DER INSTALLIERTEN STÜCKZAHL

(Stand: 03.11.2015, Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung publizierter Daten von *4C Offshore* [121])

Außer dem Schwerkraftfundament der Demonstrationsanlage „Breitling“ handelt es sich bei allen anderen Fundamenttypen um Gründungsstrukturen, die derzeit bei der Installation in den Meeresboden gerammt werden. Schwimmende Strukturen, wie dem *GICON-SOF* [132], zu dem derzeit ein Prototyp in der Nordic Yards Werft Stralsund (ehemals Volkswerft) gebaut wird [133], können auch bei sehr hohen Meerestiefen eingesetzt werden, befinden sich derzeit jedoch noch in der Testphase [127, S. 56].

2.4 Identifikation und Systematisierung besonderer Rahmenbedingungen deutscher Offshore-Windparks

Die technologischen und logistischen Herausforderungen der deutschen Offshore-Windparks für die maritime Versorgung sind in Anbetracht der hohen Küstenentfernungen und Wassertiefen dieser Windparks sehr anspruchsvoll [134], beispielsweise auch was die Zugänglichkeit maritimer Transportmittel an die OWEA belangt, die mit steigender Küstenentfernung abnimmt [64]. Um diese besonderen Rahmenbedingungen der deutschen Offshore-Windparks im Vergleich zu den anderen bedeutenden Offshore-Windenergiemärkten zu konkretisieren (vgl. Kapitel 2.1), stellt die folgende Abbildung die derzeit in Betrieb befindlichen internationalen Offshore-Windparkprojekte, in Abhängigkeit ihrer Gesamtleistung (Blasengröße), ihrer durchschnittlichen Küstenentfernung und ihrer Wassertiefe, in Anlehnung an *EWEA* [135, S. 14] dar.

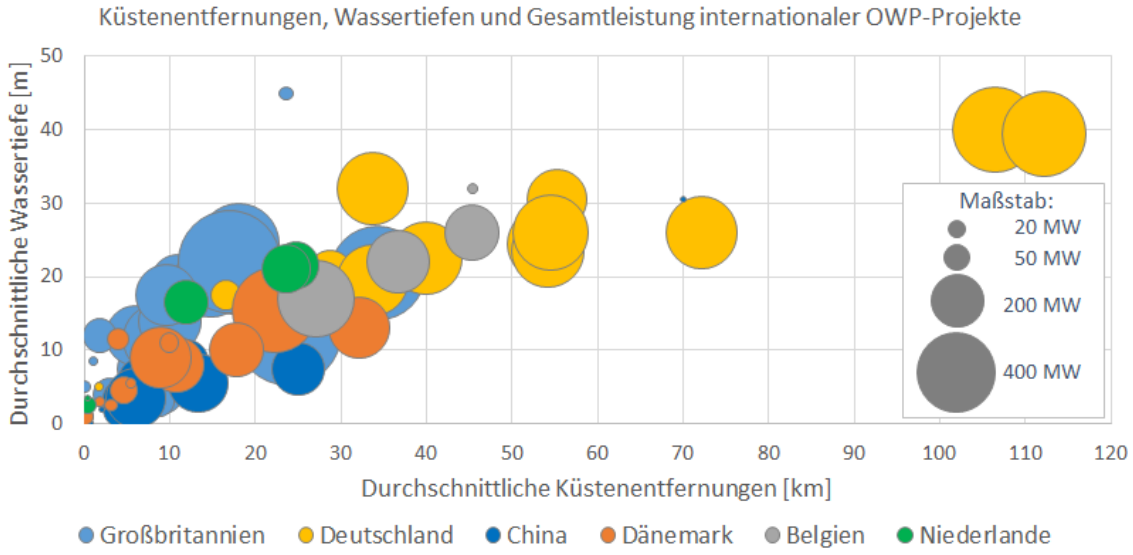


ABB. 7: OFFSHORE-WINDENERGIEPROJEKTE NACH KÜSTENENTFERNUNGEN UND WASSERTIEFEN

(Stand: 10.03.2015, Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *EWEA* [135, S. 14] basierend auf der eigenen Auswertung der Datengrundlage von *4C Offshore* [121])

Basierend auf dieser Darstellung wird deutlich, dass bereits bei den derzeit in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks, die deutschen Offshore-Windenergieprojekte hinsichtlich ihrer hohen Wassertiefen und Küstenentfernungen, eine besondere Stellung im internationalen Vergleich einnehmen. Der Umstand, dass mit steigenden Küstenentfernungen und Wassertiefen auch die Betriebskosten eines Offshore-Windparks tendenziell ansteigen [35], aufgrund einer aufwändigen Betriebs- und Wartungslogistik [136] [36], ist die Ursache, warum insbesondere für die deutschen Offshore-Windparks, der maritimen Service- und Versorgungskonzeptplanung eine besondere Berücksichtigung zu widmen ist [14] [25] [21].

Der Trend steigender Küstenentfernungen für zu installierende und zu betreibende deutsche Nordsee-Windparks setzt sich auch zukünftig weiter fort. Bisher wurden in der deutschen AWZ nur Windparks in den Zonen 1 und 2 der Nordsee genehmigt, die Küstenentfernungen von maximal 100 km aufweisen. Nordsee-Windparks der Zonen 3, 4 und 5, die sich derzeit noch in der Planungs- und Genehmigungsphase befinden, werden jedoch sehr viel höhere Küstenentfernungen aufweisen [137, S. 34-35] (vgl. Zonenfestlegung in Kapitel 3.1.2).

Nur einige wenige Offshore-Windparks der anderen Offshore-Windenergienationen weisen vergleichbare Voraussetzungen wie die küstennäheren deutschen Offshore-Windparks hinsichtlich Küstenentfernungen und Wassertiefen auf (vgl. Abb. 7). Auch bei diesen Windparks sollten Fragen zur maritimen Betriebs- und Wartungslogistik von strategischer Bedeutung sein. Festzustellen ist jedoch, dass in erster Linie die britischen „Megawindparks“ der „Round 3“, mit ihren hohen Küstenentfernungen und Wassertiefen [126], vergleichbare Rahmenbedingungen wie die deutschen Offshore-Windparks im Durchschnitt aufweisen würden [127, S. 54].

3. Systemüberblick zur Offshore-Windenergienutzung in Deutschland

Wie bereits in dem *Opti-OWECS* Projekt herausgestellt, ist die Offshore-Windenergienutzung stets als Gesamtsystem multipler positionsgebundener (baulicher) und positionsvariabler (sich bewegender) Komponenten und Aspekte zu betrachten [26, S. 7-8].

Unter ***positionsgebundenen Komponenten*** dieses Gesamtsystems werden in Anlehnung an den *BSH Standard* zur „Konstruktiven Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen" [27] alle konstruktionsbezogenen baulichen Komponenten eines Offshore-Windparks subsummiert. Hierzu würden in Anlehnung an Kapitel 2.2. dieses BSH Standards [27, S. 5] insbesondere folgende Komponenten zählen:

- „Turbine bestehend aus Gondel und Rotorblättern,
- Tragstruktur bestehend aus Turm und Unterstruktur einschließlich lokal fixierter Einbindung in den Meeresboden (Gründung),
- die parkinterne Verkabelung der Einzelanlagen einschließlich Zusammenführung an der Umspannstation,
- die Umspannstation einschließlich der Plattform,
- das Stromabführungssystem von der Umspannstation bis zur Netzanbindung an Land,
- ggf. weitere bauliche Komponenten des Offshore-Windenergieparks" [27, S. 5], wie beispielsweise einer Wohnplattform.

Unter (sich bewegenden) ***positionsvariablen Komponenten*** werden beispielsweise Wasserfahrzeuge und Helikopter für Offshore-Einsätze an den positionsgebundenen Komponenten zusammengefasst, die zur betrieblichen Gewährleistung der Offshore-Windenergienutzung beitragen.

In diesem Kapitel soll zunächst auf den strukturellen und funktionalen Aufbau eines Offshore-Windparks als Bestandteil der Energieübertragungskette eingegangen werden. Die positionsgebundenen Komponenten der Energieübertragungskette werden dabei herausgestellt und jene eines Offshore-Windparks und dessen Offshore-Windenergieanlagen weiter spezifiziert.

Die besonderen Betriebsparameter der Offshore-Windenergieanlagen, die überwiegend ursächlich für den Bedarf an positionsvariablen Komponenten in der Betriebsphase eines Offshore-Windparks sind, werden anschließend im vierten Kapitel herausgestellt, bevor die diversen Möglichkeiten und Aspekte positionsvariabler Komponenten selbst, im Rahmen des fünften Kapitels, näher untersucht werden.

3.1 Struktureller und funktionaler Aufbau eines Offshore-Windparks als Bestandteil der Energieübertragungskette

Mit dem Ziel einer Liberalisierung der bislang vor Wettbewerb geschützten europäischen Strommärkte, wurde im Jahr 1996 die Richtlinie 96/92/EG für den Elektrizitätsbinnenmarkt verabschiedet [138], nach der die Mitgliedsländer dazu verpflichtet wurden, bis 1999 einer schrittweisen Liberalisierung der Stromwirtschaft nachzukommen (vgl. insbes. (5) i.V.m. Artikel Artikel 27 (1) RL 96/92/EG [138]). Als Bestandteil des Liberalisierungsprozesses und „um Dritten den diskriminierungsfreien Netzzugang zu den Versorgungsnetzen zu ermöglichen", wurde auch die „Entflechtung der Netzbetreiber" in die „Unternehmensbereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung" beschlossen [139, S. 166-167].

Unter dem Begriff der „Entflechtung“ wird in der deutschen Energiewirtschaft, nach Teil 2 des *Energiewirtschaftsgesetzes* [140], eine strikte organisatorische, buchhalterische und gesellschaftsrechtliche Trennung zwischen Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung vorgesehen (§§ 6-10 EnWG [140]). Diese „Entflechtung“ findet sich daher auch im deutschen Offshore-Windenergiemarkt wieder.

3.1.1 Elektrische Energieerzeugung durch Offshore-Windenergie

Der in den OWEA erzeugte Drehstrom befindet sich im Mittelspannungsbereich zwischen 20 und 40 kV [141, S. 738], in der Regel genauer zwischen 33 kV [142] und 36 KV [143]. Er wird zunächst über windparkinterne Unterwasserkabel auf Mittelspannungsebene an ein Offshore-Umspannwerk geleitet, in dem die Mittelspannung auf eine Transportspannung (von ca. 155 kV) hochtransformiert wird [142].

Die OWEA, deren (OWP-interne) Unterwasserverkabelung zum Offshore-Umspannwerk, das Offshore-Umspannwerk (ggf. inkl. Wohnplattform) selbst, gehören als statische Komponenten des Offshore-Windparks, im Rahmen der elektrischen Energieerzeugung, in den organisatorischen, buchhalterischen und gesellschaftsrechtlichen Bereich eines sogenannten „Offshore-Windenergieerzeugers“ [69, S. 24-25].

Mit Bezug auf deren Marktanteile, sind die derzeit größten europäischen Offshore-Windenergieerzeuger (hinsichtlich deren kumulativer Leistung) DONG Energy (mit 24,1%), Vattenfall (mit 10,5%), RWE (mit 8,7%), E.ON (mit 7,3%), Centrica (mit 5,5%), SSE (mit 5,3%) und Ocean Breeze Energy (ehemals BARD) (mit 4,8%) [116, S. 13] [121]. Die meisten deutschen Offshore-Windparks zeichnen sich hinsichtlich ihrer Eignerstrukturen durch Konsortien oder Beteiligungsmodelle aus, um die hohen Investitionskosten der Projektrealisierung und die hohen unternehmerischen Risiken in der Offshore-Windenergieerzeugung auf mehrere Unternehmen zu verteilen [144]. Dadurch ergibt sich eine ebenso breite Marktanteilsstruktur für die Stromerzeugung hinsichtlich der kumulativen Leistung derzeit in Betrieb befindlicher deutscher Offshore-Windparks, wie sie aus folgender Abbildung ersichtlich ist [121].

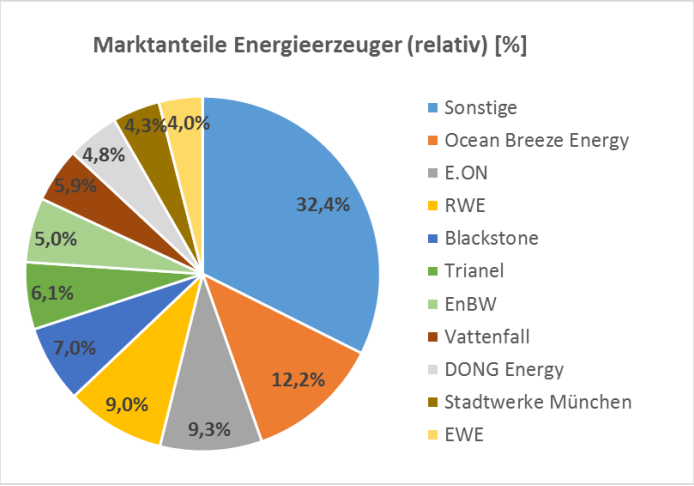


ABB. 8: MARKTANTEILE DER OFFSHORE-WINDENERGIEERZEUGER BEMESSEN AUF DIE INSTALLIERTE LEISTUNG DERZEIT IN BETRIEB BEFINDLICHER DEUTSCHER OFFSHORE-WINDPARKS

(Stand: 19.03.2015, Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung publizierter Daten von *4C Offshore* [121])

Für den Betrieb der Offshore-Windparks, und folglich auch für die Instandhaltung dieser, wird im Auftrag der Energieerzeuger ein *Windparkbetreiber* eingesetzt. Dieser stellt sich häufig auch in Form einer Betreibergesellschaft mehrerer Unternehmen (meist der Energieerzeuger selber) dar. Für die Durchführung der Instandhaltungsarbeiten wird in der Regel auf Anlagenhersteller und externe Dienstleistungsunternehmen zurückgegriffen [144].

3.1.2 Energieübertragung des deutschen Offshore-Windenergiestroms

Im *Bundesfachplan Offshore (BFO)* des BSH (für die deutsche Nordsee AWZ [145] und für die deutsche Ostsee AWZ [146]) werden räumlich zusammenhängende Offshore-Windparks, hinsichtlich ihres Netzanschlusses zur Energieübertragung, in sog. „Cluster" zusammengefasst [145, S. 9 ff.] [146, S. 9 ff.] [137, S. 22-23]. Die Erstellung des BFO seitens des BSH wurde in § 17a des EnWG [140] gesetzlich festgesetzt.

Zur „effizienten Staffelung der Netzanbindungssysteme" [137, S. 34] für diese „Cluster" wurden die Windpark-Cluster festen „Entfernungszonen" im nationalen *Offshore-Netzentwicklungsplan (ONEP)* [137] zugeordnet. Für das gesamte deutsche Ostsee-Gebiet (Küstenmeer und AWZ) wurde nur eine Entfernungszone festgelegt. Aufgrund der weiten Küstenentfernungen, die für Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee AWZ geplant sind, wurden sogar fünf Entfernungszonen gebildet [137, S. 34-35]. Die Erstellung des „Offshore-Netzentwicklungsplans" seitens der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland wurde in § 17b des EnWG [140] gesetzlich festgesetzt.

Für die Übertragung und Einspeisung des produzierten Stroms der Offshore-Windparks in das deutsche Übertragungs- bzw. überregionale Verteilnetz werden grundsätzlich zwei Übertragungsvarianten verwendet, die Hochspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ) und die Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) [147, S. 210-216].

Variante 1: Hochspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ)

Der von jeder *OWEA* erzeugte Drehstrom im Mittelspannungsbereich von ca. 33 kV [142] bis 36 kV [143] wird im *Offshore-Umspannwerk* auf eine Nennspannung von ca. 145 kV [143] bis 155 kV [142] hochtransformiert. Nun kann dieser einerseits direkt über *windparkexterne Unterwasserkabel* mittels Hochspannungs-Drehstromübertragung (kurz: HDÜ) an ein *landseitiges Umspannwerk* transportiert werden. Soll der erzeugte Strom ins deutsche Übertragungsnetz eingespeist werden, wird er in diesem Umspannwerk nochmals auf Höchstspannung (380/220 kV Drehstrom) hochtransformiert; bei einer Einspeisung ins überregionale Verteilnetz erfolgt lediglich eine Transformation (auf 110 kV Drehstrom) innerhalb der HDÜ-Übertragungsebene [147, S. 210-216] [142].

Variante 2: Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ)

Andererseits kann der im Offshore-Windpark erzeugte Drehstrom auch bei weit entfernten Offshore-Windparks über eine *Offshore-Konverterstation* auf (bei langen Transportwegen) verlustärmeren Gleichstrom umkonvertiert und mittels einer *HGÜ-Kabelverbindung,* mit einer Gleichstrom-Nennspannung von ca. 600 kV, zu einer Konverterstation an Land geleitet werden. In dieser *landseitigen Konverterstation* wird der Gleichstrom wieder in Drehstrom umgewandelt und für die Netzeinspeisung ins Übertragungs- bzw. überregionale Verteilnetz entsprechend transformiert. Die Konverterstation an Land fungiert somit gleichzeitig als *Umspannwerk* für den Offshore-Windenergiestrom in das Verteilnetz (110 kV Drehstrom) bzw. Übertragungsnetz (380/220 kV Drehstrom) [147, S. 210-216] [142].

Die Entscheidung für die jeweilige Übertragungsvariante ist von diversen technischen, wirtschaftlichen und umwelttechnischen Faktoren abhängig [69, S. 24]. Insbesondere die Größe und die Küstenentfernung eines Windparks sind vor allem ursächlich für die Abwägung, ob sich der technische Mehraufwand, aufgrund der geringeren Übertragungsverluste der HGÜ-Übertragung gegenüber der HDÜ-Übertragung bei hohen Übertragungsweiten, als ökonomisch vorteilhaft erweist. Es zeigt sich nach *Hau* [141], dass der Übertragungswirkungsgrad mit ca. 0,92 bei beiden Varianten bis zu einer Übertragungsentfernung von ca. 100 km ungefähr gleich bleibt. Ab einer Übertragungsentfernung von ca. 100 km kann die Wirtschaftlichkeit der HDÜ-Übertragung aufgrund des Spannungsabfalls in Frage gestellt werden, da eine HGÜ-Übertragung in viel geringerem Maße entfernungsabhängig ist. Beispielsweise liegt der Übertragungswirkungsgrad der HGÜ-Übertragung bei 150 km noch bei 0,92, während er bei einer HDÜ-Übertragung bereits auf ca. 0,88 sinken würde [141, S. 741-742]. Unter Einbezug der beiden Übertragungsvarianten für die Übertragung und Einspeisung des produzierten Offshore-Windenergiestroms ins deutsche Übertragungs- und Verteilnetz, kann die Energieübertragungskette, über die drei Bereiche Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung, wie folgt schematisch dargestellt werden (vgl. Abb. 9).

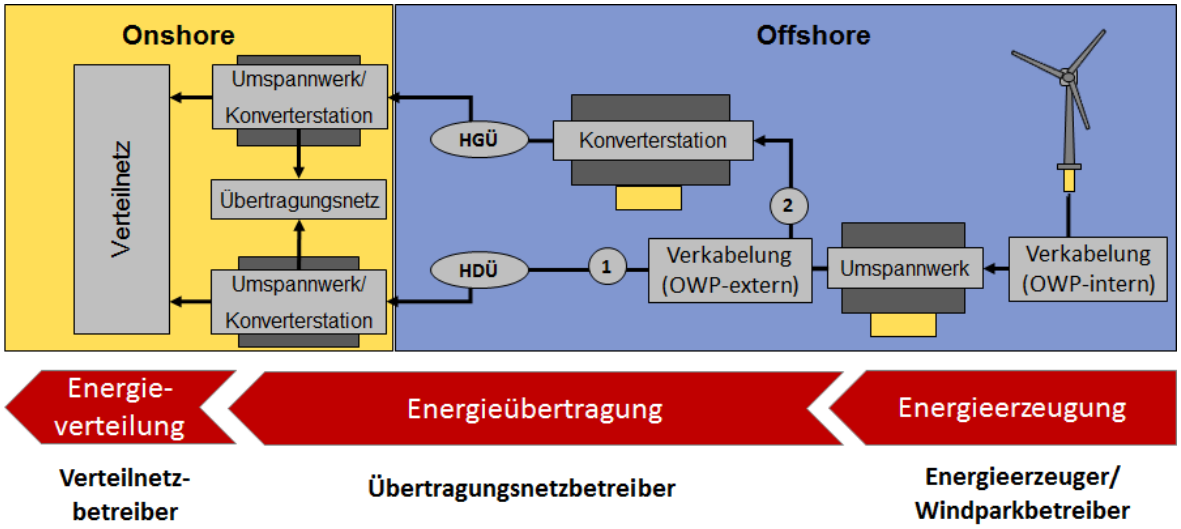


ABB. 9: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES STROMFLUSSES IN DER ENERGIEÜBERTRAGUNGSKETTE

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Holbach et al.* [69, S. 25], *Dimas* [148] und *Vattenfall* [142])

Die gesamte (OWP-externe) Unterwasserverkabelung zum Land ab dem Netzanschluss des Offshore-Umspannwerks, sowie die Offshore-Konverterstation, alle landseitigen Konverterstationen und Umspannwerke für die Übertragung ins deutsche Verteilnetz und das Übertragungsnetz selbst gehören als positionsgebundene Komponenten der Energieübertragung in den organisatorischen, buchhalterischen und gesellschaftsrechtlichen Bereich eines Übertragungsnetzbetreibers (engl. Transmission Net Operator, TSO) [69, S. 24] [148] [142]. Für den Stromtransport von den Offshore-Umspannwerken zum Land und dessen Übertragung ins deutsche Verteilnetz existieren an der deutschen Küste derzeit nur zwei *Übertragungsnetzbetreiber*: Die TenneT TSO GmbH ist ein Tochterunternehmen des niederländischen Staats und für die Energieübertragung in der deutschen Nordseeregion zuständig. Die 50Hertz Transmission GmbH ist ein Tochterunternehmen des belgischen Übertragungsnetzbetreibers ELIA und der australischen Investmentgesellschaft IFM und für die Energieübertragung in der deutschen Ostseeregion zuständig [69, S. 24].

Mit Bezug auf die kumulative Leistung der derzeit in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks, die über diese beiden Übertragungsnetzbetreiber ans deutsche Verteilnetz angeschlossen wurden [121], ergibt sich folgende Marktanteilsstruktur: 89,7 % dieser Offshore-Windparks befinden sich in der Nordsee und wurden von der TenneT TSO GmbH ans Netz angeschlossen, 10,3% dieser Windparks befinden sich in der Ostsee und entfielen hinsichtlich ihres Netzanschlusses und ihrer Energieübertragung auf die 50Hertz Transmission GmbH.

3.2 Systemkomponenten eines Offshore-Windparks im Rahmen der Energieerzeugung

3.2.1 Offshore- Windenergieanlagen und deren Hauptsysteme

Ähnlich wie Flugzeuge, nutzen moderne Windenergieanlagen das Auftriebsprinzip, welches der Wind ermöglicht, der durch unterschiedliche Luftdruckverhältnisse an der Erdoberfläche entsteht. Anstatt dem Wind einen Widerstand entgegen zu setzen, nutzen die Rotorblätter den vorbeiströmenden Wind demnach als Auftrieb zur Rotation [149]. Funktional erfolgt die Wandlung von mechanischer in elektrische Energie zwischen „mechanischem Triebstrang“ und „elektrischem System“ in Anlehnung an *Hau* [141, S. 321 ff.] wie in folgender exemplarischer Wirkungskette grob dargestellt [141, S. 412]:

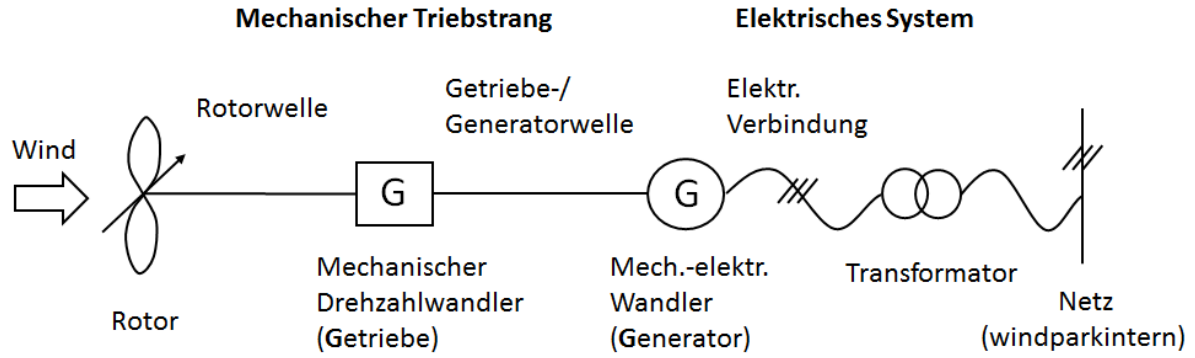


ABB. 10: SCHEMATISCHES SCHALTBILD FÜR DEN „MECHANISCHEN TRIEBSTRANG“ UND DAS „ELEKTRISCHE SYSTEM“ EINER OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGE

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Hau* [141, S. 412])

Auf die Rotorblätter der Windenergieanlage wirkt eine Windströmung ein. Aufgrund der Blattgeometrie der Rotorblätter und deren Blattverstellmechanismus entsprechend der Windrichtung, wird eine kinetische Rotationsenergie am Rotor erzeugt. Das durch den Wind erzeugte Drehmoment des Rotors wird auf die Hauptwelle (Rotorwelle) der Windenergieanlage übertragen. Da sich das Drehzahlniveau der Rotorwelle im Vergleich zur geforderten Generatordrehzahl als völlig unterschiedlich erweist, werden üblicherweise Übersetzungsgetriebe im mechanischen Triebstrang eingesetzt. So überträgt die Hauptwelle der Windenergieanlage das Drehmoment des Rotors zunächst an ein Planetengetriebe, welches das Drehmoment der Getriebe-/Generatorwelle absenkt und deren Drehzahl, entsprechend der frequenzspezifischen Generatoranforderungen, erhöht. Über den Einsatz von frequenzvariabel betriebenen elektrischen Generatoren und nachgeschalteten Frequenzumrichtern, setzen einige Hersteller (wie z.B. Enercon oder Siemens) auch auf die Entwicklung getriebeloser Windenergieanlagen, die zwar deutlich voluminösere Maschinenhäuser und höhere Investitionskosten für die verbaute Technik aufweisen, jedoch bei diesen der Einsatz eines schweren und anfälligen Getriebes erspart bleiben kann [141, S. 322 ff.].

Das Herz des Maschinenhauses (der Gondel) einer OWEA, bildet der elektrische Generator, der die kinetische Rotationsenergie der Getriebe-/Generatorwelle in elektrische Leistung umwandelt [141, S. 411 ff.]. Die Generatoren der Windturbinen erzeugen standardmäßig 690 V, weshalb jede OWEA weiterhin über einen Transformator verfügt, um den erzeugten Windenergiestrom auf Mittelspannungs-Drehstromniveau (ca. 33-36 kV) in das windparkinterne Netz einzuspeisen und an das Offshore-Umspannwerk zu leiten [147, S. 210-216] [142] [143].

Grundsätzlich lassen sich sämtliche technischen Komponenten eines Offshore-Windparks in die Kategorien „Primärtechnik“ und „Sekundärtechnik“ einordnen. Primärtechnische Komponenten stehen direkt mit der Stromerzeugung und –übertragung in Verbindung. Sekundärtechnische Komponenten tragen als indirekte zusätzliche Bestandteile zur Betriebsgewährleistung in der Stromerzeugung und –übertragung bei (z.B. Kommunikationstechnik, Überwachungskameras, Notfallausrüstung, etc.) [86, S. 52-53].

Den Definitionen des Teil B, Kapitel 1, des *BSH Standard „Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlegen“* [27, S. 11] folgend, lassen sich Offshore-Windenergieanlagen, aus einer mechanischen Betrachtung des Gesamtsystems, in die Komponenten „Turbine“ und „Tragstruktur“ unterteilen. Die „Turbine“ setzt sich nach dieser Definition wiederum aus der „Gondel“ und den „Rotorblättern“ und die „Tragstruktur“ aus dem „Turm“ und der „Unterstruktur“ zusammen [27, S. 11]. In Anlehnung an diese Definition des BSH, werden die genannten Komponenten im Folgenden als OWEA-Hauptsysteme „Rotor“, „Gondel“, „Turm“ und „Unterstruktur“ zusammengefasst, die sich wiederum in einzelne Teilsysteme zerlegen und in Form einer detaillierteren mechatronischen Betrachtungsweise erläutern lassen [141, S. 281 ff.].

3.2.1.1 Hauptsystem: Rotor

Das Hauptsystem „Rotor“ lässt sich unter konstruktiven Gesichtspunkten in die sich außerhalb der Gondel drehenden Teilsysteme „Rotorblätter“, „Rotornabe“, und „Blattverstellmechanismus“ unterteilen [141, S. 281-282].

Rotorblätter

Da heutzutage Rotordurchmesser von mehr als 120m erreicht werden [141, S. 282], bewirken die Längen der Rotorblätter für alle Projektphasen eines Offshore-Windparks (von der Entwicklung, der Konstruktion, der Herstellung und Errichtung, bis hin zum Betrieb und dessen Rückbau) [27, S. 6] enorme technische und ökonomische Herausforderungen, vor allem aus Transport- und Montagegesichtspunkten. Rotorblätter, die derzeit für einen Einsatz an OWEA vorgesehen werden [12], weisen eine Länge zwischen 45 und 80 m auf, was in der folgenden Tabelle neben weiteren Angaben, wie Rotordurchmessern und Gewichten von Rotorblättern und Rotornaben, bei diversen ausgewählten Turbinentypen in Anlehnung an *BWE* [150] aufgeführt ist.

Turbinentyp	Nennleistung [MW]	Rotorduch-messer [m]	Rotorgewicht (gesamt) [t]	Rotornaben-gewicht [t]	Rotorblatt-länge [m]	Rotorblatt-gewicht [t]
AREVA Multibrid M5000-116	5	116	112	62	56	16,5
REpower 5M	5	126	130	71	61,5	19,5
REpower 6M	6,15	126	130 -140	71	61,5	20 -23
Siemens SWT-2.3-93	2,3	93	60	k.A.	45	k.A.
Siemens SWT-3.6-107	3,6	107	95	k.A.	52	16
Siemens SWT-3.6-120	3,6	120	100	k.A.	58,5	k.A.
BARD 5.0	5	122	k.A.	k.A.	59,4	28
Vestas V112 - 3.0 MW Offshore	3	112	k.A.	13,5	54,6	11,9
Vestas V164 7.0 MW	7	164	k.A.	k.A.	80	35

TAB. 3: TECHNISCHE ROTORKENNZAHLEN DIVERSER AUSGEWÄHLTER TURBINENTYPEN
(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Angaben von *BWE* [150] sowie Angaben der Turbinenhersteller)

Rotornabe

Über den Blattanschluss werden die Rotorblätter mit der Rotornabe verbunden [141, S. 307 ff.], die wiederum selbst als Verbindelement zum „mechanischen Triebstrang" der Windenergieanlage dient [141, S. 282]. Durch ihre enge technologische und funktionale Verbindung mit dem „mechanischen Triebstrang" der OWEA [141, S. 282] kann die Rotornabe auch als erste Komponente des „mechanischen Triebstrangs" bis hin zum elektrischen Generator der OWEA bezeichnet werden [141, S. 342]. Neben der Rotorblattlagerung [141, S. 349-350] und der mechanischen Verbindung mit der Rotorwelle [141, S. 328 ff.], beinhaltet die Rotornabe bei den heutigen größeren Windenergieanlagen mit Blatteinstellwinkelregelung [141, S. 349] auch die Komponenten des Blattverstellmechanismus [141, S. 342].

Blattverstellmechanismus

Der Blattverstellmechanismus hat einerseits als Hauptfunktion, „die Verstellung des Blatteinstellwinkels" eines jeden Rotorblatts „zur Leistungs- und Drehzahlregelung des Rotors", und andererseits als Nebenfunktion, den „Rotor zum Stillstand zu bringen", zu erfüllen [141, S. 349]. Um die Drehbarkeit der Rotorblätter um ihre Längsachse zu gewährleisten, werden diese „fast ausschließlich über Wälzlager an der Blattwurzel gelagert" [141, S. 349-350]. Der Blattverstellmechanismus basiert insbesondere bei älteren Anlagen auf einer hydraulischen und bei moderneren Anlagen eher auf einer elektromotorischen Antriebstechnik [141, S. 350].

3.2.1.2 Hauptsystem: Gondel

In der Gondel einer WEA, sind sämtliche Komponenten untergebracht, welche die eigentliche „Wandlung der mechanischen in elektrische Energie repräsentieren" [141, S. 321]. Neben den geschlossenen Komponenten des „mechanischen Triebstrangs" und des „elektrischen Systems", sind diesem Maschinenhaus auch die Windrichtungsnachführung und die Turmkopflagerung zuordenbar [141, S. 321 ff.].

Rotorwelle und Rotorlagerung

Grundsätzlich dienen Rotorwellen in einem mechanischen Triebstrang mit Getriebe-Generator-Auslegung, zur Drehmomentübertragung zwischen dem Rotor und einem Getriebe [141, S. 321 ff.]. Die Rotorwellenlagerung ist abhängig von der Triebstrangskonfiguration. Es lassen sich die „aufgelöste Bauweise mit langer Rotorwelle", die „Dreipunktlagerung von Rotorwelle und Getriebe", die „Rotorlagerung am Getriebe" sowie die „mittelschnelllaufende Kombination von Getriebe und Generator" voneinander abgrenzen [141, S. 328 ff.].

Bei der „getriebelosen Bauart“, ist der Rotor über ein „Momentenlager direkt mit dem Läufer des Generators verbunden“ [141, S. 334]. Bei dieser lassen sich grundsätzlich zwei Triebstrangskonfigurationen voneinander abgrenzen, die des „direkt angetriebenen Generators mit elektrischer Erregung“ sowie die des „direktangetriebenen Generators mit Permanentmagnet-Erregung“ [141, S. 328 ff.].

Rotorbremse

Um beispielsweise für gewisse Instandhaltungsaufgaben einen Rotorstillstand zu ermöglichen, werden fast ausschließlich Rotorbremsen in Form von Scheibenbremsen eingesetzt. Die mechanische Rotorbremse kann ebenso das Durchgehen des Rotors im Notfall verhindern [141, S. 373-375]. Da bei der klassischen „Generator-Getriebe-Anordnung“ großer OWEA, die Rotorwelle (zwischen Rotor und Getriebe) mit hohen Drehmomenten agiert und somit die Dimensionierung des benötigten Rotorscheibendurchmessers an der Rotorwelle potenziell zu groß werden würde, wird die Rotorbremse standardgemäß zwischen Getriebe und Generator (auf der „schnell drehenden“ Seite) angeordnet [141, S. 373 ff.].

Getriebe

OWEA mit „Generator-Getriebe-Anordnung“ sind derzeit noch die vorwiegend angewendete Energiewandlungstechnologie [141, S. 322-323]. Bei den Getrieben handelt es sich in der Regel um „mehrstufige Übersetzungsgetriebe mit Planeten- und Stirnradstufen“ für „schnelllaufende Generatoren“ [141, S. 327-328, 376 ff.]. Neue „Fortschritte in der Frequenzumrichtertechnologie“ ermöglichen jedoch heutzutage die Realisierbarkeit einer „kostengünstigen Kombination von frequenzvariabel betriebenen elektrischen Generatoren und nachgeschalteten Frequenzumrichtern“ [141, S. 322].

Elektrischer Generator, Frequenzumrichter und Transformator

In großen OWEA werden in der Regel bereits Drehstromgeneratoren mit Synchron- oder Asynchronläufern und teilweise auch mit Permanentmagneten eingesetzt [141, S. 411 ff.]. Generell sind die Generatorsysteme drehzahlvariabel ausgelegt, weshalb auch ein nachgeschalteter Frequenzumrichter eingebaut wird, um kontinuierlich (und drehzahlunabhängig) eine synchrone Netzfrequenz von 50 Hertz für die windparkinterne Einspeisung zu ermöglichen [141, S. 433 ff.]. Neben der synchronen Netzfrequenz ist auch die Spannungsebene relevant, über die der erzeugte Windenergiestrom zum Umspannwerk des Windparks weitergeleitet werden soll. Die Ausgangsspannung des Generators für OWEA liegt derzeit bei 650 – 3.300 V [150]. Erst über einen Transformator wird diese auf ein Mittelspannungsniveau von beispielsweise 33 kV hochgespannt [142]. Der Transformator befindet sich entweder im hinteren Teil der Gondel oder im Turmfuß [141, S. 452] [151].

Windrichtungsnachführung

Mit Hilfe der „motorischen Windrichtungsnachführung des Maschinenhauses“, soll der „Rotor und das Maschinenhaus automatisch nach der Windrichtung“ [141, S. 404] ausgerichtet werden können. Diese ist funktional betrachtet als „eine selbstständige Baugruppe“ zu sehen, die unter konstruktiven Gesichtspunkten den „Übergang des Maschinenhauses zum Turmkopf“ darstellt [141, S. 404 ff.]. Die Windrichtungsnachführung besteht aus einem Azimutlager (zur Turmkopflagerung), einem (hydraulischen oder elektrischen) Stellantrieb, Haltebremsen, einer Verriegelungseinrichtung sowie einem eigenen Regelungssystem [141, S. 404-408].

3.2.1.3 Hauptsystem: Turm

Die Turmkonstruktion muss bei den modernen Horizontalachsen-Windkraftanlagen grundsätzlich so ausgelegt sein, dass die Turmhöhe mindestens die Hälfte des Rotordurchmessers ergibt, um die freie Rotationsbewegung des Rotors zu ermöglichen [141, S. 323]. Weiterhin muss die Turmkonstruktion hinsichtlich ihrer Festigkeit und Steifigkeit so ausgelegt sein, dass diese die beiden Hauptsysteme „Rotor“ und „Gondel“ tragen kann [141, S. 327] und dies bei diversen möglichen statischen und dynamischen Lastverhältnissen. In der folgenden Tabelle sind Gewichtsangaben von Gondel- und Turmsegmenten sowie Turm-/Nabenhöhen exemplarischer Turbinentypen in Anlehnung an *BWE* [150] gekennzeichnet.

Turbinentyp	Nennleistung [MW]	Gondelgewicht [t] (ohne Rotor & Nabe)	Turm-gewicht [t]	Turm-/ Nabenhöhe [m]
AREVA Multibrid M5000-116	5	233	350	90
REpower 5M	5	315	k.A.	85-95
REpower 6M	6,15	325	k.A.	85-95
Siemens SWT-2.3-93	2,3	82	150-200	67-80
Siemens SWT-3.6-107	3,6	125	253-269	80-90
Siemens SWT-3.6-120	3,6	125	k.A.	90
Vestas V112 - 3.0 MW Offshore	3	119,5	k.A.	84-119

TAB. 4: GONDEL- UND TURMKENNZAHLEN DIVERSER AUSGEWÄHLTER TURBINENTYPEN
(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *BWE* [150])

Für kommerzielle Windenergieanlagen sind „freitragende Stahlrohrtürme“ heutzutage die bevorzugte Bauart, wobei bei größeren Türmen mehrere Turmsegmente als Sektionen gefertigt und am Aufstellort errichtet werden [141, S. 507-508].

In dem Turm werden einerseits die Leistungskabel aus dem Maschinenhaus zum Turmfuß geführt [141, S. 515], andererseits befindet sich auch ein Fahrstuhl im Turm, der einen Personentransfer zwischen Gondel und Arbeitsplattform am Turmfuß ermöglicht. Als Verbindungsstück zwischen den beiden Tragstrukturelementen des Turms und der Unterstruktur wird bei Monopile Unterstrukturen ein Transition Piece eingesetzt [151]. Nach dem *Offshore Standard DNV-OS-J101* [152] wird das Transition Piece als Erweiterung des Turmsegments bei Monopile Unterstrukturen dazu eingesetzt, über eine „pile-to-sleeve“ Grout Verbindung, die Konnektivität zwischen dem Turm und der Unterstruktur zu gewährleisten [152, S. 142 ff.].

Oberhalb des Transition Piece befindet sich eine Arbeitsplattform, die in der Regel mit einem Plattformkran für den Ladungsumschlag zwischen Schiff und OWEA ausgerüstet ist [151]. Auf der Arbeitsplattform befindet sich weiterhin ein Stellplatz für einen 10 Fuß Container, der mit dem plattformeigenen Kran aufgenommen werden kann. Das Transition Piece verfügt weiterhin über einen Anleger mit Aufstiegsleiter (dem sog. „Boatlanding“) [151]. Über das Boatlanding kann ein Personentransfer von und zu der OWEA mit Hilfe eines Crew Transfer Vessels ermöglicht werden. Damit die hohen Abstände zwischen Boatlanding und Arbeitsplattform sicher überwunden werden können, wird häufig auch noch eine kleinere Zwischenplattform vorgesehen [153]. Das Transition Piece wird neben den Monopile Unterstrukturen für gewöhnlich auch bei Jacket oder Lattice Strukturen eingesetzt [154]. Bei allen anderen Strukturvarianten sind die Arbeitsplattform mit Plattformkran, ggf. Zwischenplattform und Boatlanding bereits integrativer Bestandteil der Unterstruktur [153].

3.2.1.4 Hauptsystem: Unterstruktur

In Abhängigkeit zur Wassertiefe eignen sich unterschiedliche Gründungsstrukturen für die Unterstruktur der OWEA. Da die Wassertiefe in der Regel (bis auf einige gebietsspezifische Ausnahmen) mit zunehmender Küstenentfernung ansteigt, lässt sich die Küstenentfernung neben der Wassertiefe, als zweite Bezugsgröße zur Abgrenzung der Einsatzbereiche von Gründungsstrukturen darstellen [127, S. 55-56].

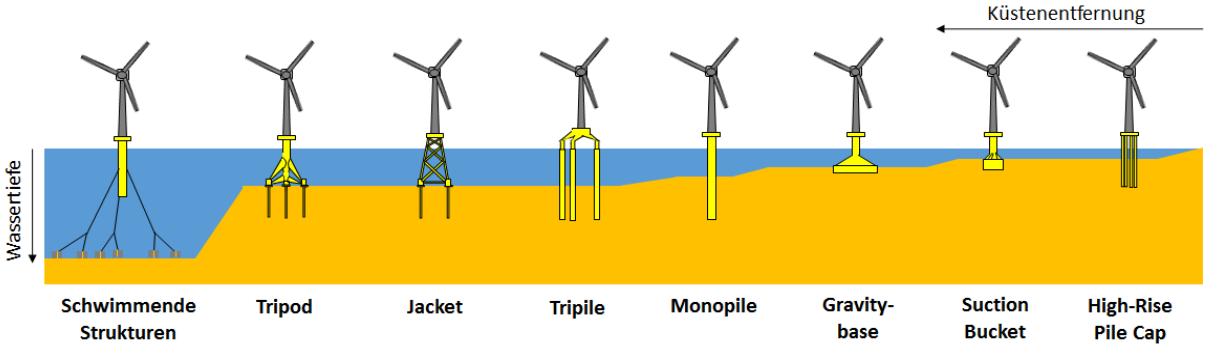


ABB. 11: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DIVERSER GRÜNDUNGSSTRUKTURVARIANTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER WASSERTIEFE UND KÜSTENENTFERNUNG

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE* [155] sowie *Rohrig et al.* [127])

In Gewässern mit geringen bis mittleren Wassertiefen und Küstenentfernungen, wurden in der Vergangenheit „Schwerkraftstrukturen" (sog. „Gravity-base") und „Monopiles" eingesetzt [155]. In einigen asiatischen Gewässern und in Dänemark wurden auch „High-rise pile cap" Strukturen in vergleichsweise sehr geringen Wassertiefen und Küstenentfernungen errichtet. „Monopiles" werden jedoch durchaus auch in höheren Wassertiefen und Küstenentfernungen eingesetzt [127, S. 56]. Mit weiter zunehmendem Anstieg der Wassertiefe und Küstenentfernung, empfehlen sich auch „Jacket", „Tripile" und „Tripod" Strukturen [155]. „Schwimmende Strukturen" (sog. „floating") befinden sich derzeit noch in der Testphase, bieten sich jedoch grundsätzlich für einen Einsatz bei sehr hohen Wassertiefen an [127, S. 55-56]. Eine „Suction Bucket" Struktur wurde zu Testzwecken auch in Dänemark eigesetzt und dessen OWEA ist seit 2002 in Betrieb [121]. Durchgesetzt hat sich diese Gründungsstrukturvariante jedoch nicht [127, S. 55-56]. In der folgenden Tabelle sind die Gründungsstrukturvarianten der derzeit in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks in den bedeutendsten globalen Offshore-Windenergiemärkten, in absoluten Zahlen und in prozentualer Relation zueinander in dem jeweiligen Markt, hinterlegt.

Gründungs-strukturen	Großbritannien		Deutschland		China		Dänemark		Belgien		Niederlande		Gesamt	
	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ
Monopile	1.434	97,8%	489	61,8%	171	48,2%	294	57,0%	127	69,8%	171	100,0%	**2.686**	77,14%
Jacket	33	2,2%	95	12,0%	74	20,8%			49	26,9%			**251**	7,21%
Gravity-Base			1	0,1%	10	2,8%	213	41,3%	6	3,3%			**230**	6,61%
Tripod			126	15,9%									**126**	3,62%
High-Rise Pile Cap					100	28,2%	8	1,6%					**108**	3,10%
Tripile			80	10,1%									**80**	2,30%
Suction Bucket							1	0,2%					**1**	0,03%
Gesamt	**1.467**	**100%**	**791**	**100%**	**355**	**100%**	**516**	**100%**	**182**	**100%**	**171**	**100%**	**3.482**	**100%**

TAB. 5: WELTWEITE MARKTANTEILE VON GRÜNDUNGSSTRUKTUREN FÜR IN BETRIEB BEFINDLICHE OWEA
(Stand: Februar 2015, Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung basierend auf der internationalen Windparkdatenbank von *4 C Offshore* [121])

Mit einem Anteil von mehr als 77% an den weltweit eingesetzten Gründungsstrukturvarianten, erweisen sich „Monopile“ Strukturen als absoluter Technologieführer. In den Niederlanden wurden sogar ausschließlich, und in Großbritannien mit rund 98% fast ausschließlich, „Monopile“ Strukturen eingesetzt. Auch in Deutschland wurden „Monopile“ Strukturen derzeit mehrheitlich eingesetzt. Jedoch weisen „Jacket“, „Tripod“ und „Triple“ Strukturen, mit einem Anteil von insgesamt rund 38% aller deutschen Gründungsstrukturvarianten für OWEA, eine ebenso beachtliche Einsatzhäufigkeit auf. Mit einem weiteren Anstieg des Einsatzpotentials dieser Gründungsstrukturvarianten, ist insbesondere auch bei zukünftig noch weiter geplanten Küstenentfernungen und zunehmenden Wassertiefen, für die deutsche Offshore-Windparkinstallation, durchaus zu rechnen.

3.2.2 Verkabelung im Offshore-Windpark

Der in jeder OWEA erzeugte elektrische Strom wird in ein Mittelspannungs-Drehstromnetz innerhalb des Windparks eingespeist [141, S. 738], welches gewöhnlich auf ein Spannungsniveau zwischen 33 kV [142] und 36 kV [143] ausgelegt ist. Zur Weiterleitung des windparkinternen eingespeisten Drehstroms an das windparkeigene Offshore-Umspannwerk, werden dreiadrige Kabel mit integriertem Glasfaser-Signalleiter eingesetzt. Die Verlegung der Seekabel erfolgt durch speziell für diese Aufgabe ausgerüstete Kabellegerschiffe, mit welchen die Kabel, üblicherweise über einen Wasserstrahl, in den Meeresboden eingespült werden [141, S. 738].

Die Verlegung und der Betrieb von windparkinternen Seekabeln deutscher Offshore-Windparks (auf Mittelspannungsebene) bedürfen, genauso wie andere Offshore-Bauwerke (vgl. § 1 SeeAnlV), einer Planfeststellung (vgl. § 2 SeeAnlV) bzw. Genehmigung (vgl. § 6 SeeAnlV) durch das BSH nach der *SeeAnlV* [9], unter Berücksichtigung der *WSV Richtlinie „Offshore-Anlagen“* [156]. Nach Kapitel 3 dieser Richtlinie, müssen die Seekabel so tief eingespült werden, dass eine dauerhafte Tiefenlage dieser i.H.v. 1,5 m unterhalb der Meeresbodenoberfläche gewährleistet ist (bei einer Kabelquerung von Hauptschifffahrtsrouten sogar i.H.v. mindestens 3m) [156, S. 10].

3.2.3 Offshore-Umspannwerk

Zur Hochtransformation des windparkintern eingespeisten Windenergiestroms von der Mittelspannungs- auf eine Hochspannungsebene, mit einem gewöhnlichen Spannungsniveau von ca. 145 kV [143] bis 155 kV [142], wird stets ein parkeigenes *Offshore-Umspannwerk* eingesetzt. Offshore-Umspannwerke sind feststehende meerestechnische Konstruktionen (vgl. *Clauss et al.* [157, S. 33 ff.]). Sie bestehen stets aus zwei bauwerklichen Bestandteilen, einer mit dem Meeresboden verankerten „Gründungsstruktur“ sowie einer „Topside, welche auf der Gründungsstruktur aufliegt und welche sämtlichen primär- und sekundärtechnischen Komponenten des Umspannwerks beinhaltet [158, S. 9] [86, S. 52-53].

Die Topside kann wiederum auch mehrere Decksebenen umfassen (z.B. beim Offshore-Windpark „Riffgat“ von unten nach oben aufgezählt: „Kabeldeck, Hauptdeck und aufgesetztes Helikopter-Landedeck“ [159]). Auf dem Hauptdeck sind in der Regel sämtliche primärtechnischen Komponenten, die zur Umspannfunktion für den windparkinternen Windenergiestrom beitragen, angeordnet. Sämtliche sekundärtechnischen Einrichtungen befinden sich in der Regel auf dem Helikopter-Landedeck [158, S. 9] [86, S. 52]. Auf dem untersten Kabeldeck werden die windparkinternen Seekabel und jene für den Übertragungsnetzanschluss des Windparks zusammengeführt und entsprechend ihrer Funktionalität geordnet. Die Kabel werden über sogenannte „J-Tubes“ vom Meeresboden zum Kabeldeck geführt [158, S. 9-10].

Das Herzstück der primärtechnischen Komponenten der Topside (in der Regel des Hauptdecks), bilden die Leistungstransformatoren, die für die Hochtransformation des windparkintern eingespeisten Windenergiestroms von Mittel- auf Hochspannungsebene zuständig sind. Weitere primärtechnische Komponenten, welche dieser Umspannfunktion beitragen, sind beispielsweise die gasisolierten Schaltanlagen (GIS) und ggf. Drosseln (Phasenschieber) für die Blindleistungskompensation [158, S. 9-10]. Beispiele für sekundärtechnische Komponenten der Topside (in der Regel des Helikopter-Landedecks) sind beispielsweise Notstromaggregate (wie Diesel-Generatoren), ein Werkstattraum sowie Satellitenkommunikations- und Flugfunksysteme zur Helikopter-Kommunikation [86, S. 52].

3.2.4 Offshore-Wohnplattform

Bei weit von der Küste entfernten Offshore-Windparks wird das Personal, zur Durchführung von Instandhaltungsarbeiten an den einzelnen Offshore-Anlagen, während des Windparkbetriebs windparkintern untergebracht [62, S. 20 ff.] [63] [21, S. 100 ff.]. In der Regel erfolgt die Offshore-Unterbringung entweder auf einem Wohnschiff (bzw. „Hotelschiff“), auf einer feststehenden Wohnplattform [62, S. 22 ff.] oder auch in der sog. „Jahreswartung“ auf einem Reparaturschiff [69, S. 29-30] [21, S. 112-113].

Das Ziel der Offshore-Unterbringung im täglichen Windparkbetrieb besteht darin, hohe Zeitverluste und Betriebskosten, für während des Windparkbetriebs notwendige Versorgungstransporte von Schiffen oder Helikoptern, zwischen Servicehafen bzw. Flugplatz, und weit von der Küste entfernten Windparks, weitestgehend zu verringern [62, S. 24]. Indem das Personal für die Durchführung von Instandhaltungsaufgaben bereits im Windpark untergebracht wird, kann dieses schnell über windparkintern vorgehaltene Transportmittel zu den OWEA transferiert werden (bei einem Hotelschiff auch direkt per Transferbrücke [160, S. 38]), um eine genügende Zeitspanne für deren Arbeitsdurchführung zu ermöglichen [62, S. 22]. Neben der Möglichkeit, planmäßige Instandhaltungsaufgaben somit bei weit entfernten Windparks effizienter durchzuführen, wird insbesondere auch bei unplanmäßigen Ereignissen (wie Turbinenschäden) eine schnellere Reaktionsgeschwindigkeit des Personals ermöglicht, da dieses sich ja bereits „vor Ort“ befindet. Hohe entgangene Erlöse aufgrund von länger andauernden Turbinenausfällen, durch die langen Transitzeiten für das Personal zur Schadensbehebung an den OWEA, lassen sich somit verringern [63] [36].

Die Wohnplattform ist aufgrund ihrer unterschiedlichen Anforderungen und Eigenschaften hinsichtlich Funktionalität, baulich notwendiger Trennungen sowie HSE-Risiken etc. als eigenständiges Offshore-Bauwerk zu bezeichnen und vom Umspannwerk zu unterscheiden [86, S. 38]. Eine bauliche Trennung zwischen Umspannwerk und Wohnplattform kann insofern ermöglicht werden, als dass die Wohnplattform als eigenes Offshore-Bauwerk auch über eine eigene Gründungsstruktur verfügt (wie beispielsweise die „Dan Tysk Offshore Accommodation Platform“ [161]). Es besteht jedoch auch die Möglichkeit, dass Umspannwerk und Wohnplattform eine Topsite bilden und auf eine gemeinsame Gründungsstruktur zurückgegriffen wird [86, S. 52]. In solch einem Fall könnte die notwendige bauliche und funktionale Trennung zwischen Umspannwerk und Wohnquartier beispielsweise über eine Einteilung in verschiedene Geschossebenen erfolgen (wie bei der Umspannstation des Windparks „Global Tech 1“ [162]).

3.3 Projektlebenszyklus von Offshore-Windparkprojekten im deutschen Anwendungsbereich

Nach den zuvor eingeführten strukturellen und funktionalen Systembeschreibungen deutscher Offshore-Windparks, im Rahmen der Energieübertragungskette sowie zu den einzelnen Systemkomponenten eines Offshore-Windparks, soll an dieser Stelle ein Überblick zum Projektlebenszyklus deutscher Offshore-Windparkprojekte als auch zu den jeweils relevanten Akteuren und Aufgaben in und um diesen gegeben werden. Diesbezüglich wird eine Abgrenzung zwischen diversen Lebenszyklusphasen gezogen. Diese reichen von der Planung und Genehmigung über die Herstellung und Errichtung, dem Betrieb und der Instandhaltung bis hin zum Repowering und Rückbau von Offshore-Windparks [69, S. 21-23].

3.3.1 Planung und Genehmigung von Offshore-Windparkprojekten

Zu Beginn eines jeden Offshore-Windparkprojektes erfolgt die Phase der Projektplanung. In erster Linie wird diese Projektphase durch die sog. „Projektierer“ bzw. „Projektentwickler“ eingeleitet, welche auch als Antragsteller zur Genehmigung eines Offshore-Windparkprojektes in Erscheinung treten. Typische „Projektierer“ sind einerseits die Energiekonzerne und Stadtwerksverbände selbst, welche später auch den Windparkbetrieb (häufig über Betreibergesellschaften) übernehmen. Andererseits treten für diese Aufgabe auch „Projektierungsgesellschaften“ in Erscheinung, deren Geschäftsmodell darin besteht, über alle Lebenszyklusphasen vollständig geplante und genehmigte Windparkprojekte zu veräußern. Diese spezialisieren sich daher vielmehr auf das reine Projektentwicklungsgeschäft [86, S. 12].

Sämtliche technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekte über den gesamten Lebenszyklus eines Windparkprojektes sind von dem „Projektierer“ bereits in der Planungsphase ganzheitlich zu berücksichtigen und daher entsprechend diverse Maßnahmen führzeitig zu ergreifen. Für ein vom BSH (für die AWZ) oder der jeweiligen Landesbehörde bzw. dem jeweiligen Gewerbeaufsichtsamt (für das Küstenmeer) als geeignet ausgewähltes Meeresgebiet müssen Windparkprojekte so entwickelt werden, dass einerseits das Projekt aus Ertrags- und Kostengesichtspunkten effizient erscheint und andererseits sämtliche regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen, Umweltauflagen und Meilensteine im Projekt eingehalten werden können [86, S. 12].

Nach dem *GWPPM* gestalten sich bereits die Planungs- und Genehmigungsprozesse eines Offshore-Windparkprojektes in Form von „primären Prozessen“ und „sekundären Prozessen“ [86, S. 15]. Abbildung 12 stellt die primären Prozesse dar, welche die konkreten Planungs- und Genehmigungsabläufe beschreiben [86, S. 15].

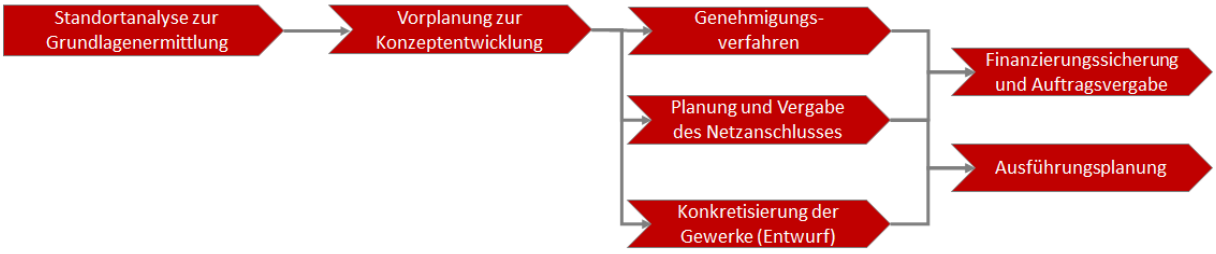


ABB. 12: PRIMÄRE PLANUNGS- UND GENEHMIGUNGSPROZESSE EINES OFFSHORE-WINDPARKPROJEKTS

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an das *GWPPM* von *BTC* [86, S. 15])

Die Planungsphase beginnt zunächst mit einer „Standortanalyse zur Grundlagenermittlung“, in der die Wirtschaftlichkeit eines Baugebietes hinsichtlich des Windpotentials sowie möglicher technischer, baulicher und ökologischer Auflagen und Restriktionen untersucht wird [86, S. 16 ff.]. In der „Vorplanung zur Konzeptentwicklung“ wird ein Rahmenwerk zur Projektplanung über den gesamten Lebenszyklus des Windparkprojektes erstellt, in welchem sämtliche zentralen Projektparameter (wie auch Projektrisiken) erfasst werden, beispielsweise auch das Betriebs- und HSE-Konzept (HSE: Health, Safety and Environment) [86, S. 18].

Um das Genehmigungsverfahren für das Windparkprojekt zu durchlaufen, reicht der Projektierer, basierend auf der gemachten Vorplanung (inkl. positivem Standortbescheid sowie den beschriebenen Informationen und Gutachten), einen Genehmigungsantrag ein (beim BSH für die AWZ, bei der jeweiligen Landesbehörde oder dem jeweiligen Gewerbeaufsichtsamt für das Küstenmeer) [86, S. 20 ff.]. In diesem Genehmigungsantrag ist der gesamte Offshore-Windpark mit Plänen, Zeichnungen und relevanten Erläuterungen (zu Installation, Betrieb, HSE-Konzept, etc.) zu beschreiben [86, S. 20]. Das Genehmigungsverfahren wurde seitens des BSH in Form eines dreistufigen Prozesses standardisiert: „Die Einleitung des Genehmigungsverfahrens, die Gelegenheit zur Stellungnahme und die Bestimmung der Genehmigungsfähigkeit“ [86, S. 20].

Zur „Planung und Vergabe des Netzanschlusses“ [86, S. 20 ff.] reicht der Projektierer das Netzanschlusskonzept des Projektplans bei dem für das jeweilige Meeresgebiet zuständigen Übertragungsnetzbetreiber ein (Nordsee: TenneT TSO, Ostsee: 50 Hertz Transmission GmbH). Basierend auf den Konzeptdetails wird die Netzanbindungsplanung seitens des Übertragungsnetzbetreibers angestoßen. Es werden diesbezüglich seitens des Übertragungsnetzbetreibers auch Verfügbarkeiten an Kabellegerschiffen mit Reedereien abgestimmt. Ähnlich dem Genehmigungsverfahren für den Windpark selbst, muss der Übertragungsnetzbetreiber auch den Netzanschluss beim BSH (für die deutsche AWZ) beantragen und ein Genehmigungsverfahren für den Netzanschluss durchlaufen [86, S. 20].

Basierend auf der Vorplanung des „Projektierers“ und den Genehmigungstexten für das Windparkprojekt und dessen Netzanbindung werden anschließend die einzelnen sog. „Gewerke“ im Rahmen einer „Entwurfsplanung“ konkretisiert. Es werden demnach Entwurfspläne zur Herstellung und Errichtung des Umspannwerks, der OWEA, der Fundamente und Transition Pieces, der windparkinternen Verkabelung sowie für die Leitwarte und das IKT-Konzept des Windparks erstellt [86, S. 30-31].

Bevor mit dem Bau des Windparks begonnen werden kann, muss einerseits die Finanzierung für das Projekt gesichert und andererseits die Aufträge zur Herstellung und Errichtung der einzelnen Windparkkomponenten vergeben werden [86, S. 32-33]. Aufgrund der hohen unternehmerischen Risiken von Offshore-Windparkprojekten handelt es sich in der Regel bei deren Finanzierung um eine „Projektfinanzierung“ [163]. Im Gegensatz zur „Unternehmensfinanzierung“ kennzeichnet sich diese dadurch, dass das Vorhaben inkl. dessen Cash Flow selbst ein eigenständiges Finanzierungsgebilde darstellen (i.d.R. in Form einer zweckgebundenen Projektgesellschaft) und nicht ein bestimmtes Unternehmen als Kreditnehmer auftritt [164, S. 22 ff.] [165, S. 12 ff.] [166, S. 59 ff.]. Das Vorhaben muss sich demnach selbst finanzieren und tragen [166, S. 59].

Um die hohen Investitionskosten für ein Offshore-Windparkprojekt tragen zu können, sind ein hinreichend hohes Eigenkapital von Anteilseignern und Fremdkapital von Kreditgebern wie Banken, Investoren, Leasinggesellschaften oder dergleichen zur Projektfinanzierung essentiell [86, S. 32]. Neben der Investorensuche finden ebenso „Due Diligence-Prozesse“ [167] und „Technische Due Dilligence Prozesse“ [168] mit potenziellen Herstellungs- und

Errichtungsunternehmen für die einzelnen Windparkkomponenten statt [86, S. 32]. Wurde die Finanzierung und die Auftragsvergabe gesichert, wird die „Ausführungsplanung“ durchgeführt und mit allen Beteiligten abgestimmt. Nach Konkretisierung dieser kann mit dem Bau des Windparks begonnen werden [86, S. 34 ff.].

3.3.2 Herstellung und Errichtung von Offshore-Windparks

Die Phase der Herstellung und Errichtung von Offshore-Windparks ist durch komplexe land- und seeseitige Produktions-, Logistik-, Bau- und Montageprozesse multipler Akteure aus der Windenergie- und Logistikbranche sowie der maritimen Wirtschaft gekennzeichnet [169]. Wurden die Aufträge für die einzelnen „Gewerke“ des Windparks vergeben und die Verträge somit geschlossen [86, S. 32], beginnen produzierende Unternehmen, wie Turbinenhersteller und Zulieferer für Windparkkomponenten, mit der Herstellung sämtlicher Systemkomponenten eines Offshore-Windparks. Die Herstellung dieser großen und schweren Systemkomponenten für Offshore-Windparks, die sich in der Regel als Projektladung klassifizieren, findet in unterschiedlichen national und international ansässigen Produktionsstätten statt [169, S. 46 ff.]. Es existieren sowohl räumlich verteilte Produktionsstätten, welche sich jeweils durch eine regionale Systemspezifizierung klassifizieren (bspw. Rotorblattproduktion in Stade oder Produktion von Turmsektionen in Bremen) als auch räumlich gebündelte Produktionsstädten, die gemeinsam einen systemübergreifenden regionalen Produktionsstandort bilden (bspw. Gondel-, Fundament- und Pfahlproduktion in Bremerhaven) [169, S. 48-49].

In der Regel zeichnen sich systemübergreifende Produktionsstandorte für große Systemkomponenten von Offshore-Windparks, aufgrund der logistischen Vorteile, durch eine direkte seeseitige Anbindung aus. Durch die Anlagenproduktion auf dem Hafengelände oder in direkter Nähe zum Hafen werden diese Produktionsstandorte auch als „Produktionshäfen“ bezeichnet [170]. Sämtliche Einzelkomponenten der Systeme werden wiederum von diversen räumlich verteilten Zulieferern im Hinterland der Produktionshäfen hergestellt, zur Systemmontage in diesem zusammengeführt und gruppiert zur gemeinsamen Errichtungslokation (in den Windpark) verschifft [169, S. 47] [171, S. 12 ff.]. In einem Produktionshafen werden somit nicht zwangsläufig ganze OWEA produziert, sondern vielmehr einzelne Systeme dieser [170]. Die eigentliche Vormontage der OWEA (d.h. die Zusammenführung und Montage der einzelnen OWEA-Systeme), vor der Verschiffung und Errichtung dieser im Offshore-Windpark, erfolgt in einem sog. „Installationshafen“ (oder „Basishafen“) [170]. Sofern sie die nötigen Kriterien eines Basishafens erfüllen, übernehmen „Produktionshäfen“ häufig auch die Funktion eines „Installationshafens“ [170].

Diese zentrale Bündelung und Vormontage von Systemkomponenten in einem „Installationshafen“ findet in der Regel bei Projektladungen statt, die sich durch eine Vielzahl von in Serien gefertigten Großkomponenten klassifizieren, wie beispielsweise Rotorblätter, Rotornaben, Gondeln, Turmelemente, Transition Pieces, ggf. auch Monopiles und Gründungspfähle. Größere Gründungsstrukturen (wie Jackets, Tripods und Tripiles) werden in der Regel direkt vom Produktionsstandort (über dessen seeseitiger Anbindung) zur Errichtungslokation verschifft und installiert. Ähnlich gestaltet sich auch der Load-Out Prozess bei den besonders großen Projektladungen, die sich in der Regel als Einzelwerke klassifizieren (wie bspw. Umspannwerke, Konverterplattformen oder Wohnplattformen). Sie werden in der Regel von spezialisierten Werften (wie „Nordic Yards“, „Nobiskrug“ etc.) in Zusammenarbeit mit ihren jeweiligen Systemzulieferern (wie bspw. „Siemens“, „Alstom“ etc.) gefertigt und nach deren Fertigstellung direkt vom Helgen der Werft aus zur Errichtungslokation verschifft und in dieser installiert [158].

Auch die Errichtungsprozesse eines Offshore-Windparkprojekts lassen sich in Form von „primären Prozessen“ beschreiben (wie die OWEA und Umspannwerk Errichtung, die Verlegung der Innerpark-Verkabelung, die Herstellung der Netzanbindung, die Errichtung der Leitwarte und Sekundärtechnik als auch die Testvorbereitung und -durchführung und anschließende Inbetriebnahme des Windparks) [86, S. 41-42].

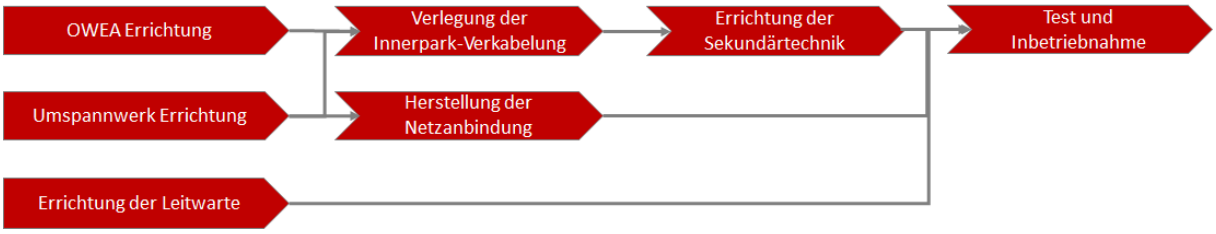


ABB. 13: PRIMÄRE ERRICHTUNGSPROZESSE EINES OFFSHORE-WINDPARKPROJEKTS

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an das *GWPPM* von *BTC* [86, S. 42])

Derzeit werden Monopiles, aber auch die Gründungspfähle der Jacket, Tripod und Tripile Fundamente, standardgemäß mit einem Errichterschiff bzw. einer Hubinsel in den Meeresboden gerammt, wofür schweres Rammgerät erforderlich ist [172, S. 10-12] und wodurch erhebliche Schallemissionen verursacht werden [173] [174] [175]. Vom Umweltbundesamt (UBA) werden für die Errichtung von OWEA Lärmschutz-Vorsorgewerte festgelegt [176], die besagen, dass für jegliche Installationsarbeiten grundsätzlich ein Grenzwert von 160 dB („Einzelereignis-Schallexpositionspegel“, SEL) bzw. von 190 dB („Spitzenschalldruckpegel“, SPL), gemessen in 750 m Entfernung zur Emissionsstelle, nicht überschritten werden dürfen [176, S. 3] [173]. Tatsächliche Messungen während vergangener Pfahlrammungen haben jedoch aufgezeigt, dass die UBA-Vorsorgewerte häufig überschritten wurden [174] [177] [178] [179].

Mit dem sog. „großen Blasenschleier-Verfahren“, bei dem die Emissionsquelle durch einen perforierten Rohrleitungs- oder Schlauchring ummantelt wird [179, S. 12 ff.], besteht die Möglichkeit, eine gemessene Pegelminderung von bis zu 12 dB (bei einfacher Umschleierung) unter günstigen Umständen (z.B. ohne Blasenvertreiben durch Strömung) zu erlangen [174, S. 3]. Bei einer mehrfachen Umschleierung der Emissionsquelle, ließe sich die Schallminderung erhöhen, wobei der Schallminderungseffekt in Abhängigkeit von der Wassertiefe und dem Abstand der verlegten Schläuche zueinander variiert [180, S. 23 ff.] [181] [179, S. 14]. Alternative Schallminderungsmaßnahmen [182, S. 34 ff.] und Installationsmethoden, die direkt an der Quelle der Schallemissionen ansetzen und weit geringere Schalldruckpegel während der Installationsarbeiten ermöglichen, als bei der herkömmlichen Pfahlrammung, wie zum Beispiel über den Einsatz eines Bohr- [183] oder Spülverfahrens [184], haben sich derzeit noch nicht kommerziell durchsetzen können oder befinden sich noch in der Test- und Erprobungsphase [179, S. 51 ff.].

Zur Installation der einzelnen OWEA-Systeme, bei bereits errichteten Fundamenten, existieren unterschiedliche Ansätze, die sich in Form von verschiedenen Montage- und maritimen Logistikkonzepten unterscheiden lassen [171, S. 24 ff.]. Nach dem Forschungsprojekt *Log-OWEA* besteht einerseits eine derzeit angewandte Montagestrategie in der Komplettmontage der OWEA-Systeme im Basishafen und deren anschließender Transport mittels eines Schwimmkrans zur Errichtungslokation, in der die bereits vormontierte OWEA auf die Gründungsstruktur montiert wird [171, S. 24]. Andere Montagestrategien weisen eher einen geteilten Montageprozess aufweisen, bei dem bspw. zunächst die drei Turmsegmente einer OWEA montiert werden und

anschließend nacheinander die Gondel, die Rotornabe und die Rotorblätter befestigt werden [171, S. 24]. Bei der sog. „Sternmontage“ wird der Rotor (bestehend aus der Rotornabe und den drei Rotorblättern) bereits an Land vormontiert, die gesamte Baugruppe (der „Rotorstern“) mit der Gondel in den Windpark transportiert und diese nacheinander auf den bereits installierten Turm befestigt [171, S. 24-25]. Auch besteht die Möglichkeit, dass die Gondel bereits an Land mit der Rotornabe sowie zwei Rotorblättern vormontiert wird und nach der Befestigung der vormontierten Gondel, nur noch ein Rotorblatt befestigt werden muss [171, S. 25].

Hinsichtlich der möglichen Logistikstrategien für die Durchführung der maritimen Errichtungsarbeiten lassen sich zwei Unterscheidungsmöglichkeiten nennen, einerseits die Unterscheidung zwischen Logistikstrategien nach „Sammeltransport“- und „Konsolidierungshafen“-Konzepten und andererseits nach „Pendelverkehr“- und „Feederverkehr“-Konzepten [171, S. 28 ff.]. Bei dem „Konsolidierungshafen“-Konzept wird die erläuterte Funktion eines „Installationshafens“ zur zentralen Bündelung von OWEA-Großkomponenten und deren gruppierter Verschiffung (per Errichterschiff oder per Transportschiff) zur Errichtungslokation beschrieben [171, S. 28] [169, S. 47] (vgl. Abb. 14 i.V.m. Abb. 15). Bei einem „Sammeltransport“-Konzept hingegen würden die einzelnen OWEA-Großkomponenten jeweils in verschiedenen herstellernahen Seehäfen (von einem Transportschiff) eingesammelt und anschließend gemeinsam zu einem stationär im Windpark gehaltenen Errichterschiff transportiert werden [171, S. 28] (vgl. Abb. 14 i.V.m. „Feederverkehr“-Konzept in Abb. 15).

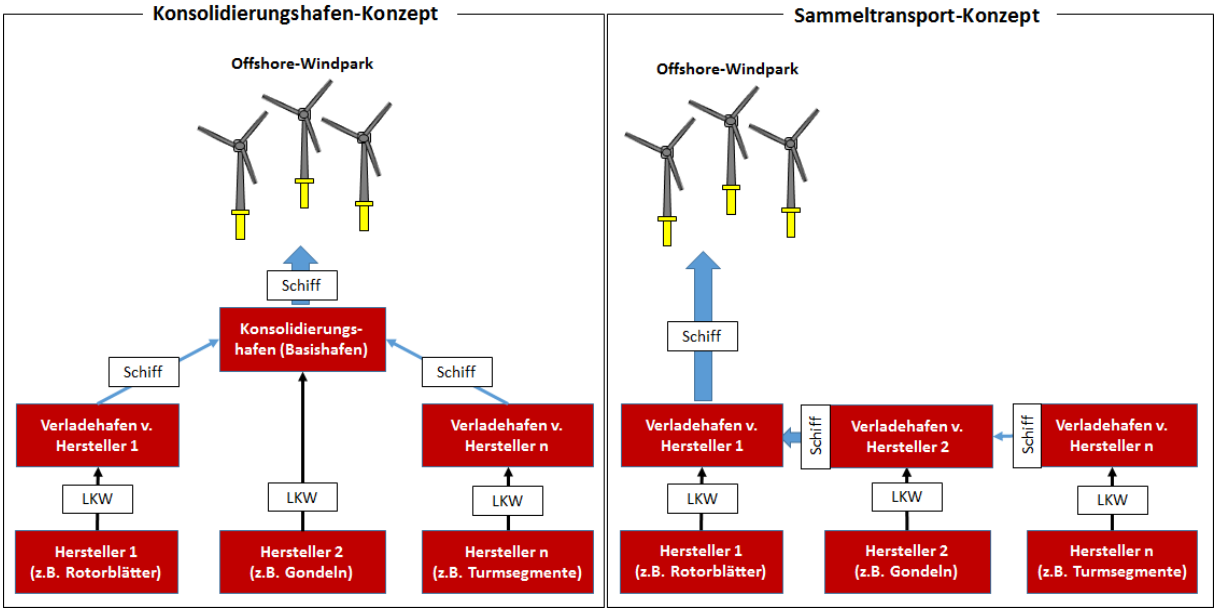


ABB. 14: SCHEMATISCHER VERGLEICH ZWISCHEN „KONSOLIDIERUNGSHAFEN“-KONZEPT UND „SAMMELTRANSPORT“-KONZEPT FÜR DIE OWEA-ERRICHTUNGSLOGISTIK

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Schenk et al.* [171, S. 28])

Während sich das „Konsolidierungshafen“-Konzept sowohl für das „Pendelverkehr“- als auch für das „Feederverkehr“-Konzept eigenen kann, käme für das „Sammeltransport“-Konzept jedoch nur das „Feederverkehr“-Konzept in Frage, da sich „Sammeltransporte“ als sehr zeitaufwändig erweisen. Es würde zeitlich zu einer äußerst starken Bindung von Errichterschiffen führen, weshalb solch eine Variante auch nicht angewendet wird [171, S. 28].

Die weitere Unterscheidungsmöglichkeit zwischen „Pendelverkehr“- und „Feederverkehr“-Konzepten (vgl. Abb. 15) bezieht sich weniger auf die hafenseitigen und küstennahen Konsolidierungsabläufe, sondern eher auf die Transport- und Montageprozesse zum und im Windpark [171, S. 28-29]. Bei dem „Pendelverkehr“-Konzept wird ein Montageschiff (oder Errichterschiff) eingesetzt, welches zyklisch zwischen Hafen und Windpark pendelt, um stets im Hafen die Großkomponenten zu laden und diese wiederum im Windpark zu montieren [171, S. 28-29]. Insbesondere bei weit von der Küste entfernten Windparks bestehen bei diesem Konzept jedoch Zeitverluste für die eigentlichen Montagearbeiten des Errichterschiffes, resultierend aus den langen Transitfahrten zwischen Hafen und Windpark sowie den notwendigen Hafenliegezeiten für die Ladevorgänge [171, S. 28-29]. Um diesem Zeitverlust entgegen zu wirken, würde bei dem „Feederverkehr“-Konzept das Montageschiff im Windpark stationiert und lediglich für die reine Montagedurchführung eingesetzt werden [171, S. 28-29]. Weitere Transportschiffe oder Pontons würden dabei die Versorgung des Montageschiffes in Form von Transferfahrten zwischen Hafen und Windpark übernehmen. Trotz der Vorteile durch potenzielle Zeit- und Kostenersparnisse auf Seiten des Errichterschiffeinsatzes würde diese Beschleunigung des Montageprozesses jedoch mit erhöhten Ressourcenbedarfen an Transport- und Krankapazitäten einhergehen [171, S. 28-29].

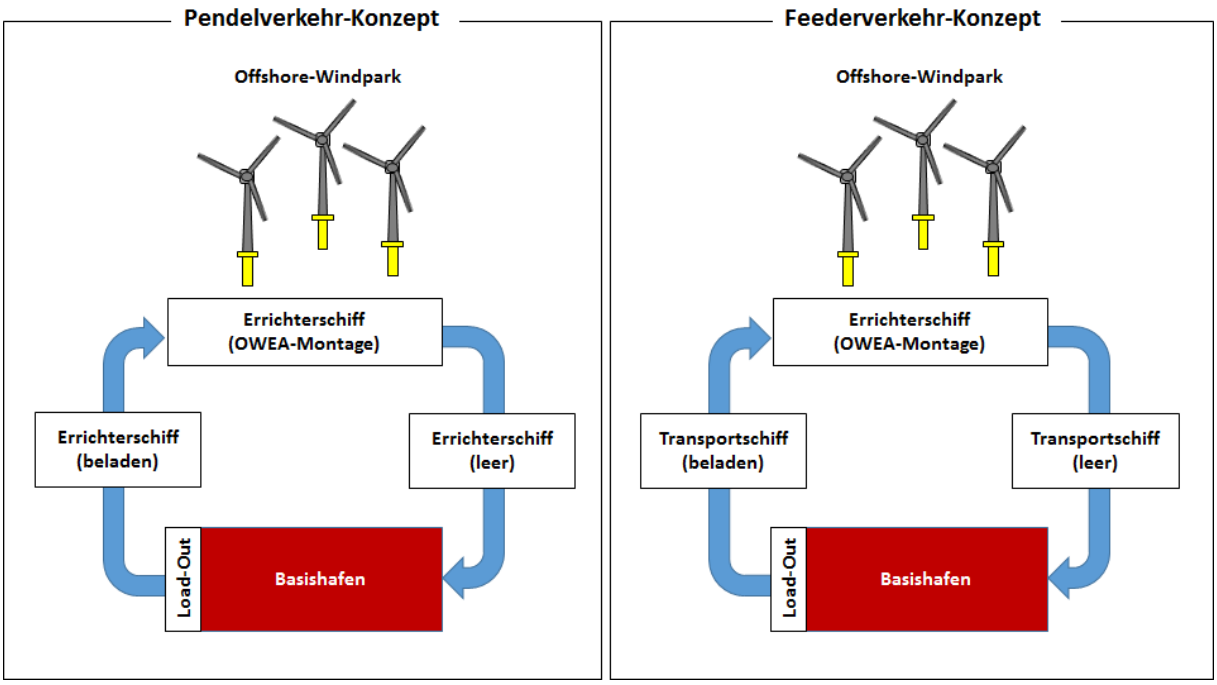


ABB. 15: SCHEMATISCHER VERGLEICH ZWISCHEN „PENDELVERKEHR“-KONZEPT UND „FEEDERVERKEHR“-KONZEPT FÜR DIE OWEA-ERRICHTUNGSLOGISTIK

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Schenk et al.* [171, S. 28])

Welche Logistikstrategien sich für die Errichtungslogistik eines jeweiligen Windparkprojekts als lohnenswert erweisen würden, kann über eine Simulation der jeweiligen Konzepte beantwortet werden [185, S. 69 ff.] [186] [187]. Die letztendlich definierte Logistikstrategie für die Errichtung eines Offshore-Windparks, inkl. der ausgewählten Schiffseinheiten und Hafenstandorte sowie der landseitigen Logistikdienstleistungen, münden in einem gemeinsamen Logistiknetzwerk, bestehend aus diversen Akteuren, die von den Produktionswerken der Komponentenhersteller über landseitige Transport-, Umschlags- und Lagerungsstufen bis zur Kaikante des Hafens als auch den seeseitigen Transport- und Errichtungsvorgängen agieren [188] [189].

Vor allem erweisen sich die für die Strategieumsetzung ausgewählten Schiffseinheiten und deren technischen Einsatzparameter als relevant [185]. Die Auswahl eines geeigneten Errichterschiffes und dessen Technikkonzept weist dabei eine übergeordnete Bedeutung auf. Einerseits ist dies durch die prädestinierte Montagefähigkeit dieser Schiffe zur OWEA-Installation im Vergleich zu anderen Schiffstypen und andererseits aufgrund der hohen Tagescharterraten dieser Schiffe begründet [185, S. 72]. Grundsätzlich lassen sich Errichterschiffe basierend auf ihrem Entwurfskonzept nach Generationen unterscheiden [190] [191] [192].

Die aus der Offshore Öl&Gas Industrie sowie dem Hafenbau bekannten Hubinseln bilden die 1. Generation an Errichterschiffen [192]. Ausgerüstet mit Hubbeinen, Kraneinrichtungen und dynamischen Positionierungssystemen wurden sie in den Anfängen des Offshore-Windenergieausbaus und überwiegend in flachen Gewässern eingesetzt. Als Hubinsel (ohne ein leistungsfähiges eigenes Antriebsystem) erfolgt der Ortswechsel überwiegend mit Schleppschiffen [192].

Mit dem Fortschreiten des Windparkausbaus in immer tiefere Gewässer mit weiten Küstenentfernungen entstanden die ersten Errichterschiffe mit eigenem Vortrieb über den Umbau von Frachtern zu Jack-Up Vessels, die auch als 2. Generation definiert werden können [192]. Über den Umbau dieser Frachter konnten die eingesetzten Kräne jedoch vergleichsweise nur geringe Tragfähigkeiten und Kranauslagen erzielen [192]. Ihr Einsatz kann aufgrund der immer größer und schwerer werdenden OWEA-Großkomponenten [193], v.a. auch was die Aufnahme und das Setzen von OWEA-Fundamenten anbelangt, die Eigengewichte von mehreren Hundert Tonnen aufweisen können, nur als vorübergehende Kompromisslösung bezeichnet werden [192].

Basierend auf den Umbauerfahrungen wurden die Errichterschiffe der 3. Generation entwickelt, welche, aufgrund der weiten Küstenentfernungen und hohen Wassertiefen der geplanten Nordsee-Windparks in der deutschen AWZ, vorwiegend für den deutschen Markt entwickelt wurden. Sie weisen große Decksflächen von bis zu 3.400 qm und Kran-Tragfähigkeiten von bis zu 1.500 t bei einer Maximalauslage von bis zu 31,5 m auf [192] (vgl. Tab. 6).

Generation	Name	Typ	Baujahr: Neubau/ Umbau	Hubbeine (Anzahl x Länge) [m]	Nutzlast [t]	Deckfläche [m²]	Kran: Tragfähigkeit [t] bei Maximalauslage	Maximalgeschwindigkeit
1	„Odin“, heute: „JB119“	Hubinsel	Neubau: 2004 Umbau: 2009	4x 60 m (zylindrisch)	900 t	70 m²	82 t (bei 40 m)	-
2	„Sea Energy“	Errichterschiff	Neubau: 1991 Umbau: 2001	4 x 32 m (quadratisch)	2.386 t	1.020 m²	110 t (bei 20 m)	14 kn
3	„Innovation“		Neubau: 2012	4 x 90 m (lattice legs)	8.000 t	3.400 m²	1.500 t (bei 31,5 m)	12 kn

TAB. 6: AUSGEWÄHLTE BEISPIELE FÜR ERRICHTERSCHIFFE DER 1., 2. UND 3. GENERATION
(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Hochhaus* [192] sowie die verfügbaren technischen Datenblätter zu den drei Errichterschiffen)

Auch hinsichtlich ihrer seegangsbedingten Einsatzfenster erfuhren die Errichterschiffe mit fortschreitender Generation einen deutlichen Aufschwung. Während Hubinseln der 1. Generation im Durchschnitt nur Jacking-Operationen bis zu einer signifikanten Wellenhöhe von bis zu 0,75 m erlaubten, konnten diese bei den Errichterschiffen der 2. Generation auf 1,5 m und bei Errichterschiffen der 3. Generation sogar auf 2,5 m ausgeweitet werden [194, S. 20-21].

Neuere Schiffskonzepte sehen sogar Errichterschiffe der 4. und 5. Generation vor, wobei mit der 4. Generation Installationsschiffe beschrieben werden, die als Halbtaucher konzeptioniert sind und gar kein Jack-Up System vorsehen [195] [196]. Installationsschiffe der 5. Generation (als „Jackable Lighter Aboard Ship", kurz „J-Lack", bezeichnet [196] [197]), orientieren sich an der Logistikstrategie des „Feederverkehr"-Konzepts. Anstatt einer eigenen Ladedecksfläche würde dieses Installationsschiff über ein Ladeschwimmdock verfügen und stationär im Windpark für reine Montagetätigkeiten gehalten werden. Die Großkomponenten würden auf Transportbargen über Schleppschiffe zwischen Hafen und Installationsschiff bewegt werden, womit Kosten- und Zeitersparnisse bei den Errichtungsvorgängen erzielt werden sollen [195] [197] [196].

In den vergangenen Jahren haben die ursprünglich intendierten Ausbauziele der Bundesregierung für die deutsche Offshore-Windenergienutzung [130] sowie die prognostizierten zukünftigen Engpässe auf Seiten der Errichterschiffe [198, S. 40 ff.] zu einem beträchtlichen Ausbau der Errichterschiffkapazitäten geführt, die vorwiegend für deutsche und europäische Offshore-Windparkprojekte eingesetzt werden sollten. Die politische Drosselung der urspünglichen Ausbauziele in Deutschland (vgl. mit neuem „Ausbaupfad" im EEG 2014 [2]), wie auch in anderen europäischen Offshore-Windenergieländern, sind mitunter der Grund für Auftragseinbußen sowie breiten Insolvenzen in der maritimen Wirtschaft und der Offshore-Windenergiebranche, was letztendlich eine Marktkonsolidierung im Offshore-Windenergiemarkt bedeutete [199]. Derzeit werden Errichterschiffe zwar vollbeschäftigt [200], die Nachfrage an Errichterschiffneubauten ist aber weitestgehend gedeckt (zumindest im deutschen Markt). Das zukünftige Potenzial für Errichterschiffneubauten, auch für Schiffe der 4. und 5. Generation, hängt neben der Frage nach deren kundenseitiger Akzeptanz [196, S. 23], ebenso stark von den zukünftigen Ausbautätigkeiten in der Offshore-Windenergiebranche ab, die mitunter durch die zukünftige politische Stoßrichtung bestimmt werden.

3.3.3 Betrieb und Instandhaltung von Offshore-Windparks

Nach erfolgreicher Testphase und Inbetriebnahme am Ende der Errichtungsphase, beginnt die Phase des Betriebs und der Instandhaltung des Offshore-Windparks [86, S. 54-55]. Mit dem Offshore-Windparkbetrieb geht auch die eigentliche Stromvermarktungsphase der Energieerzeuger einher (Phase: „Supply") [86, S. 135 ff.]. Maßnahmen, die während der Betriebs- und Instandhaltungsphase ergriffen werden, zielen daher primär auf die Sicherstellung der laufenden Stromproduktion [69, S. 21]. Diese Zielsetzung bedingt, aufgrund der Fehler- und Schadensanfälligkeit der Offshore-Anlagen und deren Komponenten [101] [201], einer kontinuierlichen Durchführung von Inspektions-, Wartungs- und Reparaturarbeiten an diesen sowie einen bedarfsgerechten Austausch von Großkomponenten [26] [20]. Eine ständige Überwachung der Leistung und Funktionsfähigkeit der einzelnen OWEA ist dafür unerlässlich [69, S. 21].

Die prognostizierte Lebensdauer einer Windenergieanlage liegt bei mindestens 20 Jahren [201]. Mit dieser Mindestlebensdauer der Windenergieanlagen wird auch die Mindestdauer der Betriebsphase eines Offshore-Windparks impliziert, weshalb sie die längste Phase im Lebenszyklus eines Offshore-Windparkprojekts darstellt [202, S. 2].

Die Phase des Betriebs und der Instandhaltung von Offshore-Windparks bildet auch den Untersuchungsschwerpunkt dieser Dissertation. Aufgrund der zur Durchführung von Instandhaltungsaufgaben benötigten maritimen Service- und Versorgungsleistungen müssen Logistikstrategien, ähnlich den beschriebenen Logistikstrategien für die Windpark-Errichtung, auch für die Betriebsphase geplant werden [23]. Die Komplexität dieser Planungsaufgabe wird, in Anbetracht der Vielzahl an windpark- und versorgungsseitigen Einflussfaktoren, die für eine techno-ökonomisch vorteilhafte Entscheidungsfindung berücksichtigt werden müssen [21], umso deutlicher [23]. Die Windpark-Betriebsgesellschaft muss während der Betriebsphase eine Vielzahl an unternehmensübergreifenden land- und seeseitigen Abläufen administrativ und technisch steuern [86, S. 58 ff.]. Typische Akteure, die neben der Betriebsgesellschaft eine übergeordnete Rolle in der Windpark-Betriebsphase übernehmen, sind die OWEA-Hersteller und externe Instandhaltungsunternehmen, Hilfs-, Betriebsstoff und Ersatzteillieferanten, Transportunternehmen (sowie deren Transportmittel und Besatzung), sowie der Zoll und die Bundespolizei [86, S. 58-59].

In der Regel umfasst die Garantiephase die ersten 5 OWEA-Betriebsjahre. Innerhalb dieses Zeitraums übernehmen die *OWEA-Hersteller* (als Generalunternehmen) die Vollwartung der Anlagen, wobei diese auch auf spezialisierte Dienstleistungsunternehmen zurückgreifen, insbesondere für Transport- und Logistikdienstleistungen, aber auch für die Instandhaltung einzelner System- und Nebenkomponenten (bspw. an Rotor, Turm, Unterstruktur oder Nebenkomponenten wie Schaltanlagen oder Signalleuchten etc.) [203, S. 93-95]. Wie auch bei Onshore-Windenergieanlagen bieten OWEA-Hersteller auch nach der Garantiephase ihren Vollwartungsservice an [34, S. 10]. Die Instandhaltungsaufgaben können aber auch von Turbinenhersteller unabhängigen Dienstleistern (Engl. „Independent Service Provider“, kurz: ISP) wahrgenommen werden [203] [34, S. 2].

Für die Durchführung der Wartungs- und Reparaturarbeiten an den OWEA werden diverse Hilfs- und Betriebsstoffe (wie z.B. Schmieröl) und Ersatzteile benötigt, die von *Hilfs-, Betriebsstoff und Ersatzteillieferanten* bezogen werden [86, S. 58-59]. Mit diesen Produzenten und Lieferanten schließen die Betriebsgesellschaften in der Regel Verträge zu potenziellen Liefermengen und –zeiten ab. In Abhängigkeit von der Auswechselhäufigkeit der Ersatzteile, deren Relevanz für die OWEA-Verfügbarkeit sowie den potenziellen Abmessungen und Warenwerten der Ersatzteile [69, S. 82], werden auch Materialbevorratungsstrategien mit den Lieferanten abgestimmt, um bei besonders kritischen Ersatzteilen die Vorhaltung von Lagermengen abzusichern [86, S. 58-59].

Für den Transport des Personals, wie auch des benötigten Materials zur Durchführung der Wartungs- und Reparaturarbeiten an den Offshore-Anlagen, werden in der Regel spezialisierte *Transportunternehmen* beschäftigt. Landseitig wird dabei auf Speditionen, Fuhrunternehmen und sonstige Logistikdienstleister (wie Terminal- und Hafenbetreiber) zurückgegriffen. Seeseitig bieten auf Spezialschiffe spezialisierte Reedereien ihre Schiffseinheiten inklusive Besatzung an [86, S. 58-59]. Auch können die Logistikdienstleister und Errichtungskonzerne aus der Windpark-Errichtungsphase Wartungs- und Reparaturdienstleistungen während des Windparkbetriebs wahrnehmen (z.B. Reparaturschiffeinsätze für Großkomponentenwechsel) [198]. Für den Personen- und Kleinteiltransport bieten auch Helikopterbetreiber ihre Flugdienstleistungen, neben Rettungsflügen, während des Betriebs an [204] [86, S. 58-59].

Aufgrund der Tatsache, dass es sich bei Materialtransporten zu und von Offshore-Windparks, die sich in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone befinden (und somit außerhalb des deutschen Staatsgebiets und auch des EU-Zollgebiets) um Ausfuhren bzw. Einfuhren handelt, müssen sämtliche dieser zu transportierenden Waren beim *Zoll* angemeldet werden [86, S. 59].

Auch bei den Personentransporten handelt es sich bei der Überquerung der deutschen Küstenmeergrenze zur AWZ um einen Grenzübertritt, weshalb sämtliche Personen, die zu Offshore-Windparks in der AWZ und von diesen transportiert werden müssen, bei der *Bundespolizei* anzumelden sind [86, S. 59]. So lässt sich auch für die Betriebsphase eine „Prozesslandkarte" darstellen [86, S. 62]. Die konkreten operativen Prozesse (Primärprozesse), zur Tageseinsatzplanung, -steuerung und –überwachung, für die Durchführung von Instandhaltungsarbeiten, werden nach dieser Prozesslandkarte als Ergebnis der im Vorfeld durchgeführten planerischen Prozesse (Sekundärprozesse) verstanden. Im Rahmen der zyklisch durchzuführenden planerischen Prozesse während der Betriebsphase werden beispielsweise Instandhaltungsmaßnahmen im Windpark geplant, jene an den OWEA mit dem OWEA-Hersteller (bzw. ISP) abgestimmt, Entstörungsmaßnahmen definiert sowie die Ressourcenplanung (Werkzeuge, Material, Personal) und Transportplanung durchgeführt [86, S. 62 ff.] (vgl. Abb. 16).

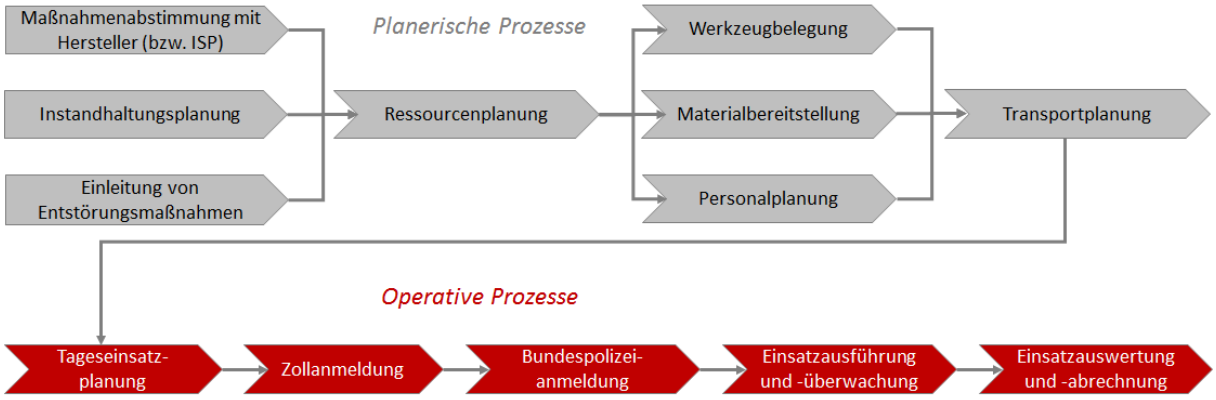


ABB. 16: PRIMÄRE UND SEKUNDÄRE BETRIEBSPROZESSE EINES OFFSHORE-WINDPARKPROJEKTS

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an das *GWPPM* von *BTC* [86, S. 62])

Instandhaltungsmaßnahmen lassen sich grundsätzlich in planmäßige und unplanmäßige, bzw. in regelmäßige und unregelmäßige Maßnahmen unterteilen [86, S. 72]. Instandhaltungsarbeiten an den OWEA werden, basierend auf deren Betriebs- und Wartungsheft, mit dem OWEA-Hersteller (oder ISP) abgestimmt [86, S. 72 ff.]. Neben Instandhaltungsarbeiten an den OWEA selbst, sind jene auch an weiteren Windparkkomponenten (wie bspw. an dem Umspannwerk oder der Innerpark-Verkabelung) durchzuführen, für die es einer separaten Instandhaltungsplanung bedarf (da diese nicht im Garantierahmen des OWEA-Herstellers inbegriffen sind) [86, S. 78 ff.]. Weiterhin werden auch Zustandsdaten über das „Condition Monitoring System" (kurz: CMS) an relevanten Systemkomponenten der Offshore-Anlagen erhoben, um Schäden frühzeitig zu prognostizieren und potenziellen Systemausfällen entgegenzuwirken [205]. Beim Eintreten von Fehlermeldungen dieser Systemkomponenten kann einerseits versucht werden, diese in der Leitwarte vom Land aus zu beheben. Andererseits sind Entstörungsmaßnahmen vor Ort einzuleiten [86, S. 82 ff.].

Sämtliche Bedarfsinformationen zu den Instandhaltungsmaßnahmen münden in einer Ressourcenplanung, in der konkretisiert wird, welche Werkzeuge, Materialien und Personen für den jeweiligen Einsatz nach Art und Umfang vorzusehen sind [86, S. 86 ff.]. Nach der Feststellung, welche Ressourcen eingesetzt als auch wo diese abgeholt und eingesetzt werden sollen, werden den Ressourcen Transportmitteleinsätze im Rahmen der Transportplanung zugewiesen [86, S. 102 ff.].

Die zur Durchführung einer Maßnahme geplanten Transporte münden in einer „Tageseinsatzplanung und -freigabe“ im Rahmen der operativen Betriebsprozesse [86, S. 62]. Es wird die tagesaktuelle Verfügbarkeit an Ressourcen und Transportmitteln mit dem tagesspezifischen Bündel an Maßnahmen abgestimmt und Tageseinsätze freigegeben [86, S. 107 ff.]. Sämtliche in die AWZ auszuführenden Waren werden beim Zoll und die zu transportierenden Personen bei der Bundespolizei angemeldet [86, S. 113 ff.]. Sofern den angemeldeten Transporten nichts zu entgegnen ist, können die Tageseinsätze schließlich ausgeführt und überwacht [86, S. 113 ff.] und anschließend ausgewertet und abgerechnet werden [86, S. 124 ff.].

Über die laufendende Stromproduktion in der Betriebsphase wird der erzeugte Windenergiestrom in das deutsche Verbundnetz eingespeist (vgl. Kapitel 3.1). Im Rahmen des *GWPPM* wurde die Stromvermarktung („Supply“), aufgrund deren finanzieller Relevanz für das Gesamtsystem sowie deren disziplinärer Unterscheidung zu den anderen Lebenszyklusphasen eines Offshore-Windparkprojekts, als eigenständige Phase inkl. ihrer jeweiligen Prozessschritte definiert, obwohl sie sich aus einer rein zeitlichen Phasenbetrachtung, mit der Betriebsphase überschneidet [86, S. 135 ff.]. In Anlehnung an das *EEG* (gem. § 19 (1), EEG [2]) ist zwischen zwei grundsätzlichen Vermarktungsstrategien zu unterscheiden: Zwischen der Inanspruchnahme einer festen EEG-Einspeisevergütung (gem. § 38, EEG [2]) und der Inanspruchnahme einer Marktprämie über die Direktvermarktung des Windenergiestroms (gem. § 34, EEG [2]) [86, S. 135]. Entscheidet sich der Offshore-Windparkbetreiber für die Inanspruchnahme einer festen EEG-Einspeisevergütung (gem. § 38 (1), EEG [2]), kann dieser für die produzierte Strommenge, welche er dem Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung stellt ([2], gem. § 20 (1)), von diesem eine Vergütung basierend auf den im EEG festgeschriebenen Vergütungssätzen für den produzierten Offshore-Windenergiestrom (gem. § 50 i.V.m. § 30, EEG [2]) verlangen [86, S. 136].

Bei der Direktvermarktung ist zwischen der geförderten Direktvermarktung und der sonstigen Direktvermarktung zu unterscheiden (gem. § 20 (1), EEG [2]). Zweitere umfasst alle weiteren Formen der Direktvermarktung, die nicht bereits durch die geförderte Direktvermarktung beschrieben werden, wie z.B. der lokale Verbrauch von produziertem Strom aus EEG-Anlagen [86, S. 137]. Die geförderte Direktvermarktung ist jedoch, neben der Inanspruchnahme der festen EEG-Vergütung, die vordergründige Vermarktungsstrategie für den produzierten Offshore-Windenergiestrom [86, S. 137], weshalb diese im Folgenden näher erläutert wird.

Seit der Novelle des EEG im Jahr 2012 wird die Marktintegration erneuerbarer Energien über eine sog. „Marktprämie“ (gem. § 34, EEG [2]) gefördert. Die geförderte Direktvermarktung zielt somit auf die Förderung von Anlagenbetreibern, die ihren produzierten Strom aus erneuerbaren Energien am Strommarkt (z.B. an der Strombörse) anbieten, was auch als „Marktprämienmodell“ bezeichnet wird [86, S. 136-137]. Nach dem „Marktprämienmodell“ veräußert der Anlagenbetreiber seinen produzierten Offshore-Windenergiestrom direkt an einen (dritten) Stromabnehmer. Für den veräußerten und ins Übertragungsnetz eingespeisten Strom erhält der Anlagenbetreiber von dem Stromabnehmer einen Verkaufserlös. Weiterhin kann er von dem Übertragungsnetzbetreiber (gem. § 34 (1), EEG [2]) für die Differenz zwischen fester EEG-Vergütung und dem jeweiligen Monatsmarktwert des veräußerten und eingespeisten Stroms (Referenzmarktwert ermittelt über den Monatsmittelmarktwert für Offshore-Windenergiestrom am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris (gem. Anlage 1, EEG [2]) eine „Marktprämie“ verlangen [206]. Die Marktprämie soll einen finanziellen Ausgleich gegenüber der Vermarktungsstrategie der Inanspruchnahme einer festen EEG-Einspeisevergütung schaffen, da die Verkaufserlöse über den Strommarkt in der Regel geringer ausfallen (gem. Anlage 1, EEG [2]) [86, S. 136-137].

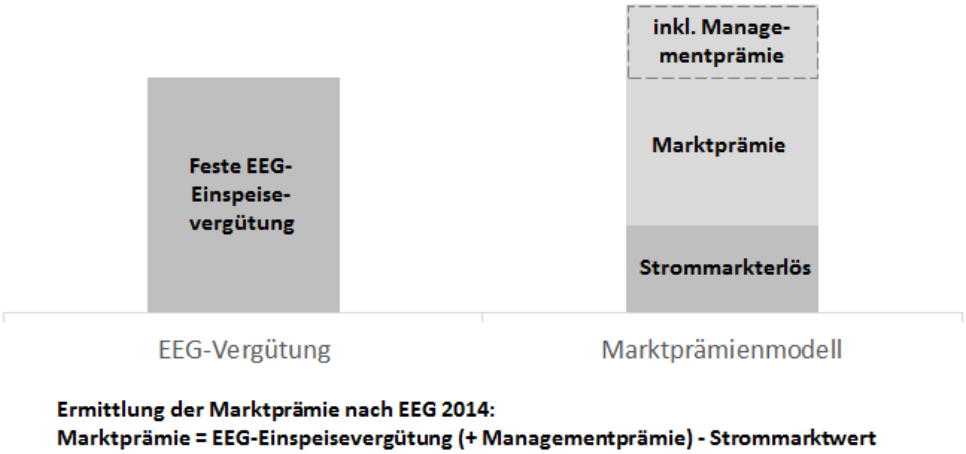


ABB. 17: VERGLEICH ZWISCHEN EEG-VERGÜTUNG UND DEM MARKTPRÄMIENMODELL

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Next Kraftwerke* [206] [207] und *BTC* [86, S. 137] i.V.m. Anlage 1 zu § 34 des EEG 2014 [2])

Wenn ein Anlagenbetreiber in das „Marktprämienmodell“ wechselt, ist er auch verpflichtet Einspeiseprognosen zu erstellen, die insbesondere für nicht-regelbare Anlagen (wie Wind- und Solaranlagen) verhältnismäßig komplex erscheinen [207]. Für diesen Mehraufwand erhielt der Anlagenbetreiber nach dem EEG 2012, zusätzlich zur „Marktprämie“ je erzeugter kWh, eine „Managementprämie“, wodurch die Gesamterlöse durch die Direktvermarktung auch höher als bei der festen EEG-Einspeisevergütung ausfallen können (gilt noch für Bestandsanlagen) [86, S. 136-137]. Nach der EEG 2014 Novelle wird die Managementprämie bereits in der Berechnung der Marktprämie berücksichtigt [206]. Zur Berechnung der Marktprämie bei nicht-regelbaren Neuanlagen, die ab dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, wird von einer um 0,4 ct/kWh höheren EEG-Einspeisevergütung ausgegangen, wodurch sich, über die in Abbildung 17 beschriebene Gleichung, die Höhe der „Marktprämie“ ergibt. Insgesamt haben sich diese Managementprämien aber im Vergleich zwischen EEG 2014 und EEG 2012 für alle erneuerbaren Energieanlagen reduziert [207].

Zur Berechnung der EEG-Einspeisevergütung für den produzierten und eigespeisten Strom aus Offshore-Windenergieanlagen können Windparkbetreiber, die ihre Anlagen vor dem 1. Januar 2020 in Betrieb nehmen, nach dem EEG 2014 zwischen dem sog. „Basismodell“ (gem. § 50 (2), EEG [2]) und dem sog. „Stauchungsmodell“ (gem. § 50 (3), EEG [2]) als Fördermodelle wählen [208]. Für Anlagen, die zu einem späteren Zeitpunkt in Betrieb genommen werden, besteht nur die Möglichkeit das „Basismodell“ (gem. § 50 (2), EEG [2]) in Anspruch zu nehmen. Dieses sieht eine erhöhte Förderung von 15,4 Cent/kWh für die ersten zwölf Betriebsjahre als Anfangswert vor (gem. § 50 (2), Satz 1, EEG [2]). Für Offshore-Windparks, die sich außerhalb der 12sm-Zone in Wassertiefen von mehr als 20 m befinden, kann diese Frist mit jedem zunehmenden vollen Meter Wassertiefe (um 1,7 Monate) und jeder von der Küstenlinie gemessenen zunehmenden vollen Seemeile Küstenentfernung (um 0,5 Monate) verlängert werden (gem. § 50 (2), Satz 2, EEG [2]). Nach dieser Frist wird eine Förderung in Höhe des Grundwerts von 3,9 Cent/kWh gewährt (gem. § 50 (1), EEG [2]) [208] (vgl. Abb. 18).

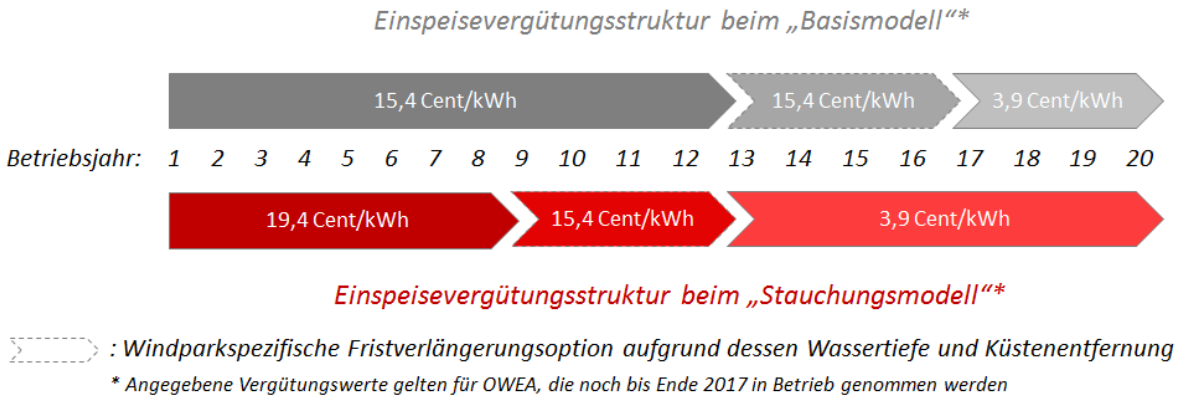


ABB. 18: EINSPEISEVERGÜTUNGSSTRUKTUR NACH DEM „BASISMODELL“ UND DEM „STAUCHUNGSMODELL“ ÜBER DIE POTENZIELLE LEBENSDAUER EINES OFFSHORE-WINDPARKS

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an § 50 des *EEG 2014* [2] sowie *BMWi* [208])

Entscheiden sich Offshore-Windparkbetreiber für das „Stauchungsmodell“, wird ihnen in den ersten acht Betriebsjahren eine erhöhte Förderung von 19,4 Cent/kWh gewährt (gem. § 50 (3), Satz 1, EEG [2]). Auch für das „Stauchungsmodell“ wird die Option zur Fristverlängerung aufgrund höherer Wassertiefen und weiterer Küstenentfernungen gewährt, in diesem Fristverlängerungszeitraum jedoch mit einer Förderung in Höhe von 15,4 Cent/kWh, entsprechend des „Basismodells“ (gem. § 50 (3), Satz 2, EEG [2]). Nach dieser Frist, werden bei dem „Stauchungsmodell“ 3,9 Cent/kWh, ebenso als Fördergrundwert festgelegt (gem. § 50 (1), EEG [2]) [208] (vgl. Abb. 18). Anlagen, die nach dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen werden, unterliegen weiterhin den Degressionsregelungen des EEG (gem. § 30, EEG [2]), womit der fortschreitenden Technologieentwicklung Rechnung getragen werden soll [208]. Werden diese Anlagen bis Ende 2019 in Betrieb genommen, kann für diese noch die Förderung nach dem „Stauchungsmodell“ angewendet werden, wobei diese dann um 1 Cent/kWh zu senken wäre (gem. § 30 (1) Nr. 2, EEG [2]). Bei dem „Basismodell“ sinkt die Förderung für Anlagen, die ab 2018 in Betrieb genommen werden, um 0,5 Cent/kWh, ab 2020 um 1 Cent/kWh und ab 2021 um weitere 0,5 Cent/kWh pro Jahr (gem. § 30 (1) Nr. 1, EEG [2]) [208].

3.3.4 Repowering und Rückbau von Offshore-Windparks

Zur Ermöglichung einer langfristigen und effizienten Energieerzeugung werden bereits während des Betriebs kontinuierliche Überholungen durchgeführt, bevor ein kompletter Rückbau des Offshore-Windparks eingeleitet wird. Vor allem aber mit zunehmenden Alter der Anlagen bis zur Erreichung deren prognostizierter Lebensdauer, ist von einem Ersetzen alter Anlagen, bzw. Anlagenkomponenten, durch neuere und leistungsfähigere Einheiten auszugehen, was auch als „Repowering“ bezeichnet wird [209, S. 5] [69, S. 21].

Für die bestehenden Windenergieanlagen der „ersten Generation“ an Land, mit einem Anlagenalter von mindestens 12 Jahren, wird bereits ein Repowering-Potenzial gesehen, da diese eine durchschnittliche Leistung von 650 kW aufweisen, während neu installierte Onshore-WEA inzwischen eine durchschnittliche Leistung von 2,3 MW verzeichnen können [209, S. 6]. Da es sich bei der Offshore-Windenergiebranche um eine vergleichsweise sehr junge Branche handelt, die auf dem technologischen Fortschritt der landseitigen Windenergieanlagenentwicklung aufbauen konnte, wurden und werden in deutschen Offshore-Windparks bereits technologisch hochwertige OWEA mit einer Anlagenleistung von mindestens 2,3 MW, überwiegend jedoch i.H.v. 3,6 MW bzw. 5 MW und mehr installiert (vgl. Kapitel 2.3).

Im Vergleich zu Onshore-Windparks gestalten sich die Errichtungsprozesse eines Offshore-Windparkprojekts aus technischen und ökonomischen Gesichtspunkten auch viel aufwändiger (vgl. Kapitel 3.3.2). Für einen kompletten Anlagenwechsel müssten neben zusätzlicher Rückbauprozesse alter Anlagen jene Prozesse einer seeseitigen (Neu-)Errichtung durchlaufen werden, was zu einer enormen finanziellen Belastung des Energieerzeugers führt. Aus diesem Grund werden Offshore-Windenergieanlagen bereits im Vorfeld der Errichtung so konzipiert, dass diese eine möglichst lange Lebensdauer von mindesten 20 Jahren aufweisen sollen, ohne dass bereits im Vorfeld mit einem Anlagenkomplettwechsel zu rechnen wäre. Mit dieser Überlegung geht auch das Anliegen der Turbinenhersteller und Energieerzeuger einher, Offshore-Windenergieanlagen weitestgehend zuverlässig und wartungsfreundlich zu gestalten (mit Bezug auf der technischen Konzeptionierung und Ausrüstung dieser) [141, S. 729], was sich aber auch in höheren Investitionskosten für diese Analgen wiederspiegelt, die in der Regel mindestens doppelt so hoch sind, wie an Land [210] [211, S. 12] [69, S. 55]. Um die aufwändigen Rückbau- und Neuerrichtungsprozesse möglichst zu vermeiden, ist während des Betriebs von Offshore-Windenergieanlagen in der Regel von Repowering-Maßnahmen auszugehen, welche weniger die Komplettanlage, sondern vielmehr einzelne Anlagenkomponenten betreffen [69, S. 21]. Für einen Großkomponentenwechsel zur Systemüberholung ist auf ein Reparaturschiff mit Schwerlastkran zurückzugreifen. Die Durchführung dieser aufwändigen Arbeiten ist möglichst während der „Jahreswartung“ des Offshore-Windparks einzuplanen, die in der Regel, aufgrund der besseren Wetterverhältnisse, in den Sommermonaten stattfindet [69, S. 29-30].

In Abhängigkeit vom technologischen Fortschritt in der Windenergieanlagentechnik ist indes nach Ablauf der prognostizierten Lebensdauer der OWEA, neben Komponentenüberholungen auch ein kompletter Anlagenwechsel (Gesamtüberholung) nicht auszuschließen. Fraglich ist dabei, ob für solch eine Gesamtüberholung auf die bereits errichteten Unterstrukturen, die einen erheblichen Anteil an dem gesamten Errichtungsprozess ausmachen, für die neueren und leistungsstärkeren Anlagen noch zurückgegriffen werden kann. Andererseits müssten auch die bestehenden Gründungsstrukturen, wenn deren Tragfähigkeit und struktureller Zustand eine Weiterverwendung nicht erlauben sollte, komplett zurückgebaut und neue errichtet werden. So sind zukünftig diverse Leistungsbreiten und –tiefen hinsichtlich der durchzuführenden Repowering-Maßnahmen für Offshore-Windparks vorstellbar. Derzeit werden bereits unterschiedliche Ansätze zur Durchführung ganzer Rückbauprozesse und Anlagenwechsel konzipiert. Für gegründete fest stehende OWEA müsste zur Durchführung von Rückbau- und Repowering-Maßnahmen auf ein Errichterschiff zurückgegriffen werden. In Anlehnung an *von Wedel und Wibel* [212] können die Rückbau-Prozesse (bzw. Repowering-Prozesse) mit einem Errichterschiff (der 1.-3. Generation), wie in Abbildung 19 dargestellt, beschrieben werden.

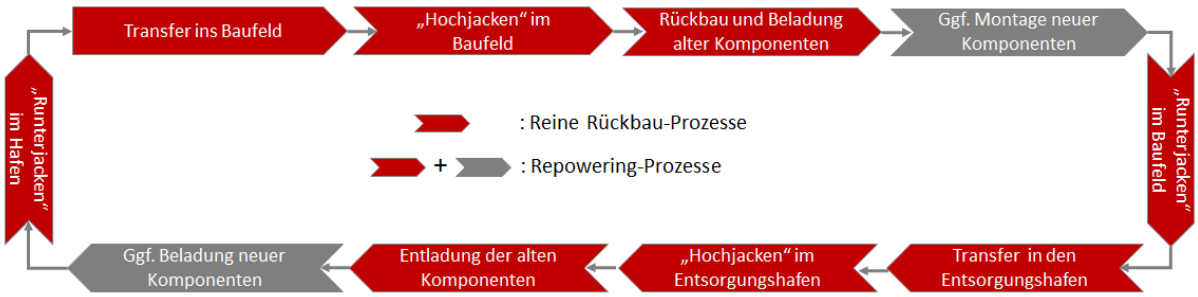


ABB. 19: REPOWERING-/ RÜCKBAU-PROZESSE MIT EINEM ERRICHTERSCHIFF (1.-3. GENERATION)

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *von Wedel und Wibel* [212])

Grundsätzlich sollte eine Unterscheidung zwischen „reinen Rückbau-Prozessen“ und „Repowering-Prozessen“ getroffen werden. Bei den „reinen Rückbau-Prozessen“ würde zunächst ein Transfer des Errichterschiffs ins Baufeld erfolgen, in welchem dieses „hochgejackt“ wird. Mit Hilfe des bordseitigen Schwerlastkrans würden die alten Komponenten zurückgebaut und das Errichterschiff beladen werden. Nach dem „Runterjacken“ im Baufeld würde der Transfer des Errichterschiffs in den Entsorgungshafen erfolgen. Im Entsorgungshafen müsste es wieder „hochgejackt“ werden, um eine sichere Entladung der Komponenten mit dem bordseitigen Schwerlastkran zu ermöglichen. Nach fertiger Komponentenentladung kann dieses wieder „hochgejackt“ und die beschriebenen Rückbau-Prozesse erneut durchlaufen werden [212].

Die „Repowering-Prozesse“ würden auf der gleichen vorgestellten Prozesslogik der „reinen Rückbau-Prozesse“ basieren, hingegen mit dem Unterschied, dass neben dem Rückbau alter Komponenten gleichzeitig neuere und leistungsfähigere Anlagen bzw. Anlagenkomponenten montiert werden würden. So würde zusätzlich vor jeder Hafenabfahrt eine Beladung neuer Komponenten erfolgen, die nach der Demontage alter Komponenten im Baufeld, neu montiert werden könnten. Neben der Einsparung von Leerfahrten des Errichterschiffs kann, über die zusätzlichen Repowering-Maßnahmen, die potenzielle Lebensdauer des Windparks und dessen Betriebsphase nachhaltig verlängert werden. Die „reinen Rückbau-Prozesse“ müssten somit erst dann erfolgen, wenn sich keine Repowering-Maßnahmen mehr durchsetzen ließen [212].

Die beschriebenen Repowering- und Rückbauprozesse (für Errichterschiffe der 1.-3. Generation) könnten auch von den zur Errichtungsphase beschriebenen Errichterschiffen der sog. 4. und 5. Generation wahrgenommen werden (vgl. Kapitel 3.3.2). Bei den Errichterschiffen der 4. Generation, die als Halbtaucher konzeptioniert werden, würden die aufwändigen und seegangsabhängigen „Jacking-Prozesse“ sowohl im Hafen als auch im Baufeld eingespart werden können, um potenzielle Kosten- und Zeitvorteile für das Repowering bzw. den Rückbau des Offshore-Windparks zu erzeugen [195] [196]. Mit Hilfe des Einsatzes von Errichterschiffen der 5. Generation, welche auf dem „Feederverkehr“-Konzept beruhen, werden ebenfalls potenzielle Zeit- und Kostenvorteile, über die Einsparung der „Jacking-Prozesse“ im Hafen intendiert. Die Transitfahrten zwischen Baufeld und Entsorgungshafen könnten von geschleppten Transportbargen übernommen werden [212].

Die Vermeidung aufwändiger Rückbau- und Repoweringmaßnahmen ist auch einer der bemerkenswerten Vorteile von OWEA, die durch „schwimmende Strukturen“ gestützt werden. Sowohl für eine Teil- als auch für eine Gesamtsystemüberholung können diese Anlagen von Schleppschiffen in den jeweiligen Basishafen transportiert werden. Im Hafen kann dann eine weitestgehend wind- und seegangsunabhängige Demontage der alten Systeme und Montage neuer Systeme erfolgen [213]. Jedoch stellt sich auch bei diesen Anlagen die Frage, inwiefern die schwimmenden Unterstrukturen für zukünftige Neuanlagen in ihrer Lebensdauer suffizient skaliert sind.

In jedem Fall ist sicher, unabhängig von der jeweiligen technischen Offshore-Bauwerkslösung, dass der Rückbau von Offshore-Bauwerken, als genehmigungspflichtige Anlagen (gem. § 1, *SeeAnlV* [9]), grundsätzlich nach deren endgültiger Nutzung für deren Eigner verbindlich ist (v.a. gem. § 12 Abs. 1, *SeeAnlV* [9] und nach *BSH-Standards* [214, S. 28] [215, S. 53]). Es ist eine detaillierte Planung rechtzeitig vor Beginn des Rückbaus in geprüfter Form zu erstellen und vom BSH freigeben zu lassen [216]. Sämtliche „wesentlichen Bauteile“ sind vom Genehmigungsinhaber (eines genehmigten OWP-Projekts) rückzubauen und umweltgerecht zu entsorgen [216].

Unter „wesentliche Bauteile“ fallen alle Bauteile der beschriebenen Offshore-Bauwerke eines Offshore-Windparks (der OWEA; des Umspannwerks, der Wohnplattform, deren Unterstrukturen, sowie der windparkinternen Seekabel). Der Übertragungsnetzbetreiber hat für den Rückbau der Übertragungsnetz-Seekabel sowie der Konverterplattformen und deren Unterstrukturen zu sorgen [217]. Rückbau und Entsorgung dieser „wesentlichen Bauteile“ sowie die relevanten Montage-, Demontage-, Transport- und Entsorgungstätigkeiten sind während der Rückbauphase nachzuweisen [216] [215, S. 53]. Weiterhin hat der Genehmigungsinhaber ein Rückbauhandbuch zu erstellen, in welchem sämtliche Rückbauvorgänge mit ihren technischen Randbedingungen plausibel und nachvollziehbar dargestellt werden [216] [215, S. 53].

Aufgrund der Vielzahl und Größe der OWEA je Windpark gestalten sich die Rückbauprozesse der Windenergieanlagen besonders zeitaufwändig, weshalb diverse OWEA-Demontagevarianten denkbar sind, die sich in einer unterschiedlichen Granularität der Komponenten- und Systemdemontage äußern. Je nachdem welche Rückbau-Lösung gewählt wird (Rückbau in Einzelkomponenten, nach Systemen (Rotor, Gondel, Turm) oder der Komplettanlage), unterscheidet sich auch die Anzahl an Hubvorgängen des Schwerlastkrans und somit auch die zeitliche Inanspruchnahme des Errichterschiffs [217].

Je nach Unterstrukturvariante der OWEA kommen ebenso unterschiedliche Rückbaulösungen in Betracht, von selbstschwimmend gemachten (z.B. durch „Buoyancy Tank Assemblies“ (BTA) aus der Offshore-Öl & Gas Industrie) bis zu nicht-selbstschwimmenden [217]. Unabhängig von der jeweiligen Rückbaulösung sind sämtliche Pfahlgründungen soweit zu demontieren, als dass die Pfähle 1-2m unterhalb des Meeresbodens abgeschnitten und die gesamte Gründungsstruktur mit deren Kolkschutz entsorgt werden muss. Der Rest des Pfahls würde im Meeresboden verbleiben können [217].

4. Strukturen und Prozesse im Betrieb von Offshore-Windparks mit Relevanz für die maritime Versorgung

Im Rahmen dieses vierten Kapitels erfolgt eine Vertiefung auf die Betriebs- und Instandhaltungsphase. Es werden charakteristische Betriebsstrukturen und -prozesse eines Offshore-Windparks herausgestellt und systematisiert, die insbesondere für die maritime Versorgung relevant sind bzw. aus denen sich der Bedarf an einer maritimen Versorgung der Windparks schließen lässt. Die typischen Prozesse in und um den Offshore-Windparkbetrieb werden in Anlehnung an *Holbach und Stanik* [14, S. 32] erläutert, deren Fokus auf einer funktionalen (und eher maritime Dienstleistungen betreffenden) Kategorisierung von Betriebsprozessen in die Bereiche „Weiterentwicklung", „Transport und Logistik", „Unterbringung und Bevorratung" sowie „Services (inkl. Instandhaltung)" liegt [69, S. 33 ff.]. Aus der Detailanalyse der maritimen Dienstleistungen innerhalb dieser Prozesskategorien verdeutlichen sich die Strukturen im Offshore-Windparkbetrieb. Fokussiert wird dabei das Themenfeld „Betrieb und Wartung" (Engl. „Operation & Maintenance" (kurz: O&M)) (vgl. Abb. 20).

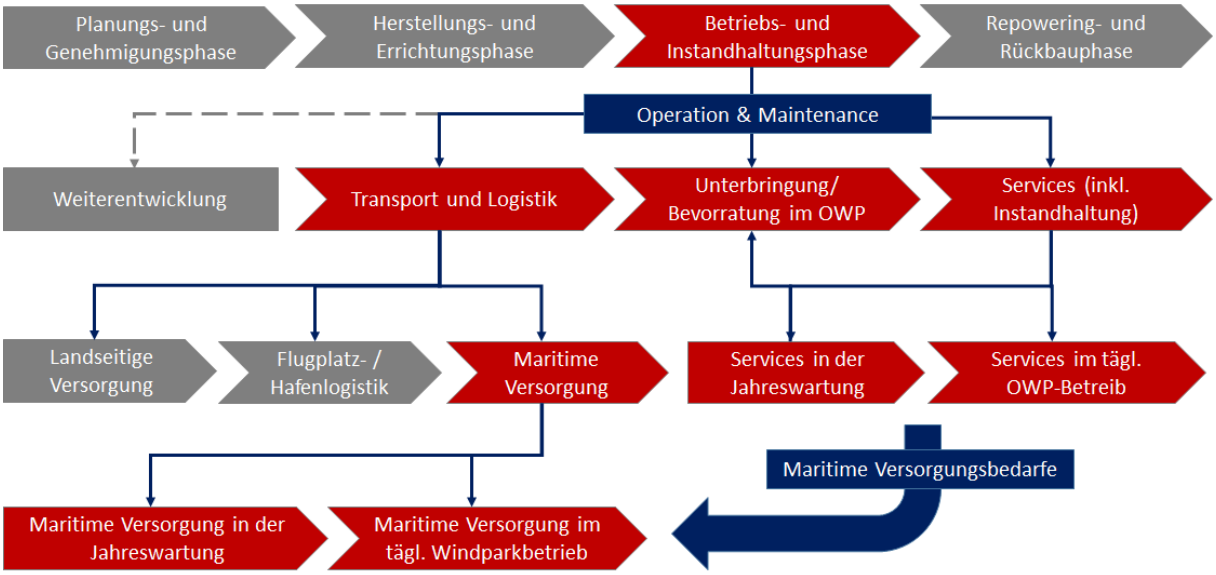


ABB. 20: SCHEMATISCHE EINORDUNG DES BEDARFS AN MARITIMEN SERVICE- UND VERSORGUNGSLEISTUNGEN IN DER OWP-BETRIEBS- UND INSTANDHALTUNGSPHASE

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Holbach und Stanik* [14])

Neben diversen Teilbereichen inkl. ihrer jeweiligen Strukturen und Prozesse, die mit dem O&M Themenfeld verbunden sind [220], ist der Teilbereich der „Wartung & Reparatur" als besonders relevanter Service-Bereich hervorzuheben [19, S. 27 ff.] [218] [221]. Diesem sind auch die konkreten Wartungs- und Reparaturarbeiten an den Offshore-Anlagen zuzuordnen [14] [19, S. 29-31] [69, S. 85 ff.] [202, S. 14-17] [219, S. 14-15], die zur Werterhaltung des Offshore-Windparks beitragen. Bei diesen Arbeiten zu unterscheiden sind einerseits Wartungs- und Reparaturarbeiten während des täglichen Windparkbetriebs von jenen, die während der turnusmäßigen Jahreswartung des Windparks erfolgen [14] [69, S. 28 ff.] (vgl. Abb. 20). Beide jährlichen Instandhaltungsphasen basieren auf Instandhaltungsstrategien eines Offshore-Windparks. Diese Phasen und Strategien werden innerhalb dieses Kapitels konkretisiert.

Um Instandhaltungsarbeiten während des täglichen Windparkbetriebs und der Jahreswartung durchführen zu können, bedarf es einer logistischen Versorgung des Windparks mit Personal (v.a. Servicetechniker) und Material (über Werkzeuge, Schmiermittel, Ersatzteile, etc.) [25] [21] [69, S. 27 ff.] [202, S. 11-13] [219, S. 11-13], weshalb das Themenfeld „Operation & Maintenance“ vor allem auch durch „Transport und Logistik“-Aufgaben geprägt wird [19, S. 27 ff.] [218] [23]. Zur Deckung der maritimen Versorgungsbedarfe müssen in diesem Bereich sowohl landseitige und seeseitige Service- und Versorgungsleistungen [25] als auch Leistungen der Flugplatz- und Servicehafenlogistik erfolgen [220]. Der Schwerpunkt dieser Dissertation liegt auf der maritimen Versorgung in der Jahreswartung und im täglichen Windparkbetrieb (vgl. Abb. 20).

Insbesondere bei Windparks mit besonders weiten Küstenentfernungen gehen für die durchzuführenden Instandhaltungsarbeiten Prozesse und Dienstleistungsumfänge zur Unterbringung von Personal und Bevorratung von Material im Windpark einher [19, S. 35 ff.] [69, S. 78 ff.] [202, S. 13-14] [219, S. 13-14], die ebenso maritime Versorgungsbedarfe während der Jahreswartung und während des täglichen Windparkbetriebs auslösen [14] [25](vgl. Abb. 20). Einerseits muss das im Windpark untergebrachte Personal beispielsweise täglich mit frischen Lebensmitteln und Frischwasser versorgt sowie Abwässer, Müll und Schmutzwäsche entsorgt werden [69, S. 75] [219, S. 11-12]. Andererseits besteht auch ein Bedarf gewisses Material im Windpark (z.B. auf Schiffen oder Offshore-Plattformen) zu bevorraten [19, S. 35 ff.] [69, S. 82-83] [202, S. 14]. Der Bedarf an maritimen Service- und Versorgungsleistungen, basierend auf den beschriebenen Leistungsumfängen, verdeutlicht die Relevanz techno-ökonomischer Analysen zur Service- und Versorgungskonzeptplanung [23]. Welche Bedeutung dabei das Leistungskriterium der Effizienz für die maritime Versorgung einnimmt, wird am Ende dieses Kapitels herausgestellt.

4.1 Maritime Dienstleistungsbedarfe während des Offshore-Windparkbetriebs

Wie in Kapitel 3.3.3. dargestellt, reicht die Prozesslandkarte in der Betriebs- und Instandhaltungsphase nach dem *GWPPM* aus dem Forschungsprojekt *SystOp Offshore-Wind* von „sekundären Betriebsprozessen“ (der Instandhaltungs-, der Ressourcen- und Transportplanung), bis hin zu „primären Betriebsprozessen“, welche die operative Tageseinsatzplanung, -durchführung, -überwachung und –abrechnung betreffen [86, S. 61 ff.]. Diese, aus der Sicht des Windparkbetreibers definierte Prozesslandschaft, beschreibt in erster Linie dessen Betriebsprozesse, welche für das betreiberseitige (operative) Management des zuvor eingeführten O&M Themenfelds anfallen.

In dem Forschungsprojekt *Offshore-Solutions* wurde hingegen zur Definition von Betriebsprozessen eines Offshore-Windparks, eine Betrachtungsweise gewählt, die sich an einer eher funktionalen Kategorisierung von Betriebsprozessen orientiert und vielmehr die maritime Leistungserstellung betrifft. Die definierten Betriebsprozesse wurden als ursächlich für den windparkbetreiberseitigen Bedarf an maritimen Dienstleistungen und diesen jeweils untergeordneten Leistungsbereichen im und um den OWP-Betrieb identifiziert [14] [69, S. 33 ff.] (vgl. Abb. 21). Diese Systematisierung wurde in *Offshore-Solutions* mit Berücksichtigung der Kunden- als auch der Dienstleisterperspektive vorgenommen [18]. Sämtliche maritimen Dienstleistungsbedarfe wurden über Expertengespräche mit ausgewählten Windparkbetreibern, Projektentwicklern und (potenziellen) maritimen Offshore-Dienstleistern ermittelt und gemeinsam im projektbegleitenden Ausschuss von „Offshore-Solutions“ konkretisiert [18] [14]. Diese Konkretisierung erfolgte im Rahmen eines „Dienstleistungskatalogs“ [19] [69, S. 33 ff.].

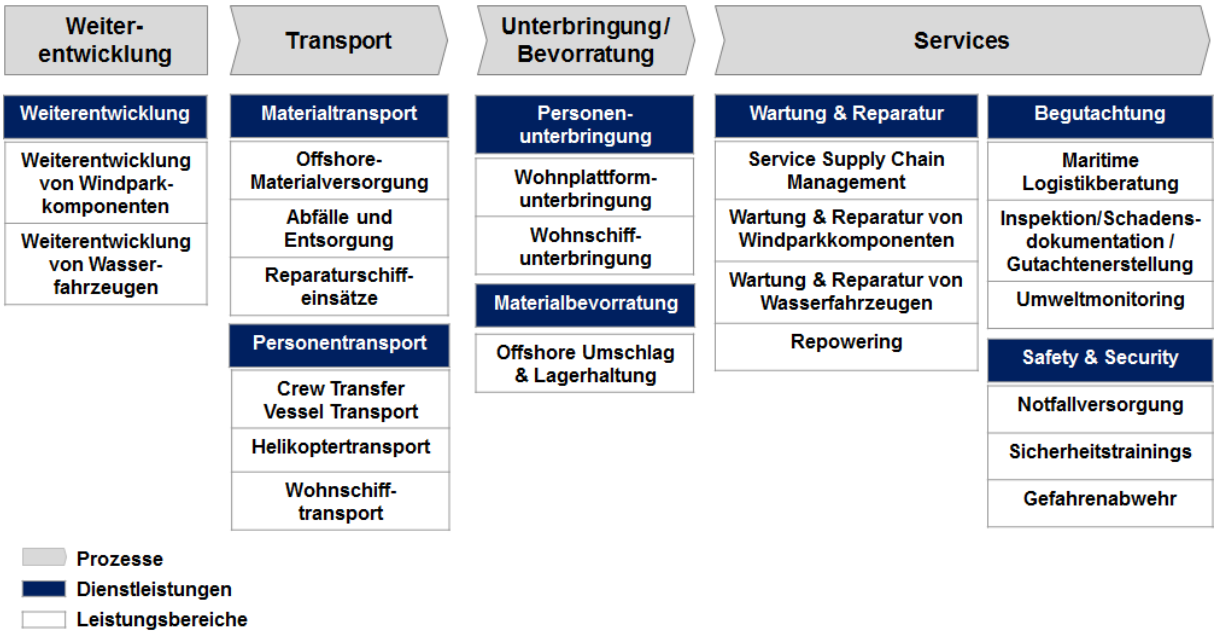


ABB. 21: MARITIME DIENSTLEISTUNGSBEDARFE WÄHREND DES OFFSHORE-WINDPARKBETRIEBS

(Quelle: *Holbach et al.* [69, S. 33] in Anlehnung an *Holbach und Stanik* [14, S. 32])

Die in dem Forschungsprojekt *Offshore-Solutions* ermittelten maritimen Dienstleistungsbedarfe und der sich daraus ergebende Markt für eine arbeitsteilige Leistungserstellung während der Betriebs- und Instandhaltungsphase [14] [69, S. 6] wird auch durch die europäische Wind-Service Marktentwicklung bestätigt [34]. Beispielsweise konnten die Windenergieanlagenhersteller und unabhängigen Dienstleister im Jahr 2011 insgesamt 88-90% der Marktanteile im europäischen O&M-Markt (Onshore und Offshore gemeinsam) für sich verbuchen. Nur 10-12% dieser Marktanteile entfielen auf eine betreiberseitige (interne) Leistungserstellung [34, S. 9].

Für den Offshore-Windenergiemarkt wird der Bedarf an externen Dienstleistungen sogar noch viel höher eingeschätzt als an Land, vor allem da sich O&M-Leistungen in Offshore-Windparks sehr viel aufwändiger und komplexer gestalten [34, S. 8 ff.]. Sie erfordern in der Regel eine Spezialisierung des Dienstleisters auf einzelne maritime Leistungsbereiche [14]. Diese Spezialisierung kann über die angeeigneten Kompetenzen, aber auch über die notwendige Ressourcenausstattung zur Leistungserstellung begründet werden [202, S. 21 ff.] [69, S. 39 ff.]. Die zur Durchführung der anfallenden Arbeiten bedingte Ressourcenausstattung (bspw. an maritimen Fahrzeugen und Werkzeugen [18]) geht mit einer hohen Kapitalintensität und Risikoanfälligkeit einher, die auch als Beispielfaktoren für die Existenz von Eintrittsbarrieren im maritimen Dienstleistungsmarkt gesehen werden können [34, S. 10].

Im Folgenden wird daher in Anlehnung an *Holbach et al.* [69, S. 33 ff.] einerseits die beschriebene funktionale Kategorisierung der maritimen Betriebsprozesse herangezogen und andererseits von einer dienstleiterseitigen Leistungserstellung zu diesen Betriebsprozessen ausgegangen. Die jeweiligen maritimen Dienstleistungen und deren untergeordneten Leistungsbereiche werden ebenfalls näher erläutert. Wie jedoch eingangs in diesem vierten Kapitel erläutert, soll der Fokus der weiteren Ausführungen dieser Dissertation auf dem O&M-Themenfeld liegen, weshalb zur Prozesskategorie „Weiterentwicklung“ nur ein kurzer Einblick gegeben wird.

4.1.1 Dienstleistungen der Prozesskategorie „Weiterentwicklung“

Aufgrund zunehmender Anforderungen an die Leistung und Effizienz von Windparkkomponenten, besteht auch während der Betriebs- und Instandhaltungsphase eines Offshore-Windparks, der Bedarf an Weiterentwicklungsleistungen, welche die Offshore-Anlagen selbst betreffen [19, S. 40-41] [69, S. 32, 108 ff.] [202, S. 10] [219, S. 11]. Die Leistungs- und Effizienzanforderungen betreffen aber auch die im Windpark eingesetzten Wasserfahrzeuge [69, S. 32, 110-111] [202, S. 10-11] [219, S. 11] als Bestandteil des bereits im Forschungsprojekt *Opti-OWECS* beschriebenen Gesamtsystems eines Offshore-Windparks [26, S. 7-8]. Die in *Offshore-Solutions* [69] definierten Dienstleistungen der Prozesskategorie „Weiterentwicklung“ umfassen die Leistungsbereiche „Weiterentwicklung von Windparkkomponenten“ und „Weiterentwicklung von Wasserfahrzeugen“ [14, S. 32] [19, S. 40-41] [69, S. 107 ff.] [202, S. 10-11] [219, S. 11].

Für die in Kapitel 3.2 beschriebenen Systemkomponenten eines Offshore-Windparks, insbesondere aber für die OWEA-Hauptsysteme (vgl. Kapitel 3.2.1), besteht ein Bedarf an betriebsbegleitenden ***Weiterentwicklungen von Windparkkomponenten*** [14, S. 32] [19, S. 40-41] [69, S. 108 ff.] [202, S. 10] [219, S. 11]. Sie werden in unterschiedlicher Granularität auf Anlagensystem-, Komponenten- und Einzelteilebene durchgeführt. Über diese Verbesserungsleistungen können, bei einem System-, Komponenten-, oder Einzelteilwechsel, leistungsfähigere und effizientere Einheiten verbaut werden [69, S. 108-109]. Somit bilden Weiterentwicklungen von Windparkkomponenten die Grundlage für die Durchführung von Repowering-Maßnahmen [69, S. 108-109] [202, S. 10-11] [219, S. 11]. Die Möglichkeit einer effizienteren Energiegewinnung über diese Verbesserungen [69, S. 109, 111] ist auch der Grund, weshalb der betriebsbegleitenden Weiterentwicklung von Anlagenkomponenten, insbesondere im Bereich der Turbinentechnologie, das höchste Kostensenkungspotenzial im Service-Bereich zugesprochen wird [34, S. 13].

Der technologische Fortschritt bedingt, dass auch ***Weiterentwicklungen von Wasserfahrzeugen***, die für maritime Anwendungen von Offshore-Windparks eingesetzt werden, kontinuierlich vorzunehmen sind [14, S. 32] [19, S. 40 ff.] [69, S. 110-111] [202, S. 10-11] [219, S. 11]. Auch diese können auf unterschiedlicher technischer Granularität stattfinden, um Leistungsverbesserungen des gesamten Schiffs oder nur bestimmter Schiffselemente für den Schiffsbetrieb zu erzeugen [19, S. 41] [69, S. 110]. Die zu einer technischen oder ökonomischen Verbesserung der Leistungsfähigkeit beitragenden Veränderungen an in Betrieb befindlichen Wasserfahrzeugen können, je nach deren Umfang, entweder im laufenden Betrieb oder zu gewissen Stillstandzeiten wie beispielsweise zur Klassenerneuerung durchgeführt werden [69, S. 111], zu der das Klassenzertifikat neu ausgestellt wird [222, S. 351] [223, S. 7 ff.].

Zur Klassenerneuerung, muss das gesamte Schiff ohnehin in einem Trockendock eingedockt werden, da bei dieser der gesamte Rumpf als auch bestimmte Schiffselemente (im ausgebauten Zustand, in der Regel alle fünf Jahre) von einer Klassifikationsgesellschaft besichtigt werden [223, S. 9], sodass sich neben einer Vollwartung [19, S. 30] auch umfangreichere Erweiterungen bzw. Umbauten an dem Schiff vornehmen lassen [69, S. 111]. Im projektbegleitenden Ausschuss von *Offshore-Solutions* wurden insbesondere für Materialtransfersysteme, Überstiegssysteme, Antriebssysteme, Kapazitätserweiterungen (z.B. infolge regulatorischer Änderungen) Weiterentwicklungspotenziale für in Betrieb befindliche Wasserfahrzeuge identifiziert [69, S. 110] [202, S. 10-11].

4.1.2 Dienstleistungen der Prozesskategorie „Transport“

Wie bereits erläutert, kennzeichnet sich das O&M-Themenfeld insbesondere durch einen erheblichen Bedarf an Personen- und Materialtransporten in der Jahreswartung als auch im täglichen Betrieb [25] [19, S. 31, ff.] [21] [69, S. 32-34., 69 ff.], welche in der Regel von spezialisierten Transport- und Logistikdienstleistern der maritimen Wirtschaft (Reedereien, Helikopterbetreiber, Offshore Bau- und Logistikdienstleister etc.) angeboten werden [18] [14] [25] [86, S. 58-59]. In *Offshore-Solutions* wurden die Dienstleistungen der Prozesskategorie „Transport“ in jene des „Personentransports“ und jene des „Materialtransports“ unterteilt [14, S. 32] [19, S. 31 ff.] [69, S. 33-34, 69 ff.] [202, S. 10-13] [219, S. 11-13]. Als Leistungsbereiche der „Materialtransportdienstleistungen“ wurden die „Offshore-Materialversorgung“, „Abfälle und Entsorgung“ sowie „Reparaturschiffeinsätze“ definiert [14, S. 32] [19, S. 20 ff.] [69, S. 32, 74 ff.] [202, S. 11-12] [219, S. 11-12]. Als Leistungsbereiche der „Personentransportdienstleistungen“ hingegen wurden der „Crew Transfer Vessel (CTV) Transport“, der „Helikoptertransport“ und der „Wohnschifftransport“ voneinander unterschieden [14, S. 32] [19, S. 20 ff.] [69, S. 32, 69 ff.] [202, S. 12-13] [219, S. 12-13].

Wohnschiffe werden jedoch vornehmlich zur Personenunterbringung im Windpark eingesetzt [19, S. 36] [69, S. 69, 80] [202, S. 13] [219, S. 12-13]. Die Leistungsbereiche „Wohnschifftransport“ und „Wohnschiffunterbringung“ wurden in *Offshore-Solutions* zunächst aus einer prozessualen Betrachtungsweise definiert, sodass Transport- von Unterbringungsaufgaben funktional voneinander getrennt wurden [69, S. 33 ff., 69] [14, S. 32] [19]. Aus einer rein betrieblichen Sichtweise wird das Wohnschiff jedoch von einem Dienstleister (Schiffsbetreiber), in Abhängigkeit der kundenseitigen Einsatzbedarfe, sowohl für Transport- als auch für Unterbringungsaufgaben angeboten [19, S. 36]. Da beide Leistungsprozesse dasselbe Wohnschiff als Schiffseinheit betreffen, für das in der Regel ein kundenspezifisches Gesamtleistungsangebot (über beide Leistungsbereiche) erstellt wird [69, S. 78], werden auch im Rahmen dieser Dissertation diese beiden Leistungsbereiche, in Anlehnung an *Holbach et al.* [69], aus betrieblicher Sichtweise, innerhalb der Prozesskategorie „Unterbringung und Bevorratung“ (im Kapitel 4.1.3), unter „Wohnschiffbetrieb“ [69, S. 69, 78 ff.] zusammengefasst.

4.1.2.1 Materialtransportdienstleistungen

Mit zunehmender Leistung (und damit auch Größe) des Windparks (gemessen über dessen Turbinenanzahl und deren Einzelleistung) steigert sich auch dessen Bedarf an zu transportierenden Material in den Windpark [69, S. 29] [202, S. 11]. Der Gesamtbedarf an für jeden Windpark zu transportierenden und auszuwechselnden technischen Anlagenkomponenten hängt in erster Linie von deren Fehler-, Schadens- und Ausfallraten ab [20] [77] [80].

Je nach Service- und Versorgungskonzept für einen Windpark sind in diesem unterschiedliche Transportmittelkonstellationen diverser Größenordnungen subsummiert, sodass sich auch transportmittel- und konzeptspezifische Unterschiede hinsichtlich potenzieller Transportmengen und –frequenzen für die zu transportierenden Anlagenkomponenten ergeben [21] [23]. Neben anlagentechnischen Ersatzteilen sind im Rahmen einer ***Offshore-Materialversorgung*** auch weitere Materialien wie Werkzeuge, Frischwasser, Lebensmittel, Schmieröle und Kraftstoffe, vom Service-Hafen in den jeweiligen Windpark bzw. windparkintern, zu transportieren [69, S. 28, 75]. Grundsätzlich werden zur Offshore-Materialversorgung für sämtliches Material (außer Großkomponenten, für die ein Reparaturschiff eingesetzt werden muss) in der Regel folgende Transportmittel in Anlehnung an *Holbach et al.* [69] eingesetzt (vgl. weitere Ausführungen zu den Transportmitteln in Kapitel 5).

Geringere Mengen an zu transportierenden Kleinteilen können beispielsweise, als einzelne unverpackte Einheiten oder in 10 Fuß Containern verpackt, mit einem *Crew Transfer Vessel (CTV)* zu den einzelnen Anlagen transportiert werden [69, S. 29, 52 ff.]. In erster Linie werden CTVs auch im Rahmen des Personentransports eingesetzt [21] [23] [69, S. 69 ff.]. Bei einer größeren Anzahl von 10 Fuß Containern für Materialtransporte in küstenferne Offshore-Windparks und bei mittelgroßen Komponenten, die für einen CTV-Einsatz zu groß bzw. zu schwer wären, werden auch *Offshore-Versorgungsschiffe* eingesetzt [69, S. 29, 52 ff.], die ebenso für Personentransporte verwendet werden können [21] [23] [69, S. 69 ff.].

Einzelne Werkzeuge und besonders kleine Teile können Offshore-Servicetechniker auch in *Helikoptern* (z.B. in Rucksäcken) mitnehmen, wobei dessen jeweils maximal zulässiges Helikoptergewicht („Maximum Gross Weight“: Leergewicht plus Zuladung [224, S. 43]) in Abhängigkeit von seinen helikoptertechnischen Einsatzbelastungen und -leistungen streng zu berücksichtigen ist [224, S. 19 ff.]. Die Zuladefähigkeit von Helikoptern ist mit einem Schiff bei weitem nicht vergleichbar. Sie werden vorwiegend für den schnellen und seegangsunabhängigen Personentransport eingesetzt [21] [23] [69, S. 69 ff.].

Die für die Offshore-Materialversorgung eingesetzten Transportmittel können auch für den Abtransport von Verschleißmaterialien, Abfällen, Altölen, Abwässern, Dreckwäsche etc. im Rücklauf der Materialversorgung aus dem Windpark in den Service-Hafen eingesetzt werden, von dem aus die landseitige Entsorgung und das Recycling des abgeführten Materials erfolgen kann [69, S. 75 ff.]. In *Offshore-Solutions* wurden zunächst sämtliche Abtransport- und Entsorgungsleistungen aus prozessualer Sichtweise unter dem Leistungsbereich ***„Abfälle und Entsorgung“*** definiert [14, S. 32] [69, S. 33]. Wie auch zum „Wohnschiffbetrieb“ dargelegt, wurde zunächst diese funktional betrachtete Abgrenzung zur „Offshore-Materialversorgung“ getroffen, da Versorgungsleistungen sich prozessual gesehen von Entsorgungsleistungen unterscheiden. Auch hier galt es die betriebliche Sichtweise (des Schiffsbetriebs, in der sowohl Versorgungs- als auch Entsorgungsleistungen miteinander verbunden werden können) in den Vordergrund der Betrachtungen zu setzen [69, S. 75 ff.].

In Abhängigkeit von Komponentenschäden und -verschleiß (v.a. mit zunehmenden Anlagenalter) [201] kommt es über die Lebensdauer eines Windparks vor, dass zu gewissen Intervallen der Betriebs- und Instandhaltungsphase auch Großkomponenten der Anlagen planmäßig und unplanmäßig ausgewechselt werden müssen [69, S. 76] [198, S. 47]. Infolge der schweren zu bewegenden Massen für diese Demontage- und Montagevorgänge muss, wie auch bei deren Errichtung, auf einen Schwerlastkran zurückgegriffen werden. Diese schweren zu bewegenden Massen beim Austausch von OWEA-Großkomponenten, wie beispielsweise einzelner OWEA-Systemkomponenten (z.B. Rotorblätter, Rotornabe, Getriebe) oder ganzer OWEA-Hauptsysteme (wie dem gesamten Rotorstern oder der Gondel) [69, S. 76] [198, S. 47], sind im Übrigen auch der Grund, warum deren Austauschvorgänge möglichst schnell vollzogen werden müssen, um bauliche Strukturschäden der OWEA aufgrund von Schwerpunktverlagerungen zu vermeiden [69, S. 87].

Um dazu die dafür notwendigen bordseitigen Kranaktivitäten möglichst unabhängig vom vorhandenen Seegang durchführen zu können, muss auf ein Reparaturschiff zurückgegriffen werden [69, S. 76] [198, S. 47], weshalb der Großkomponentenwechsel in *Offshore-Solutions* unter dem Leistungsbereich der ***„Reparaturschiffeinsätze“*** subsummiert worden ist [69, S. 76 ff]. Nach derzeitigem Stand der Technik werden für Reparaturschiffeinsätze in der Regel Jack-Up Vessels oder zumindest Hubinseln eingesetzt [69, S. 76] [198, S. 47].

Im „aufgejackten“ Zustand dieser Reparaturschiffe wird vermieden, dass die Kranbewegungen für diese präzisen Arbeiten zu hohen durch Seegang verursachten Schwankungen unterliegen. Bei geringerem Seegang wäre jedoch auch der Einsatz eines Schwimmkrans denkbar (zumindest, wenn dieser als Halbtaucher konzipiert ist), um die aufwändigen Jacking Vorgänge und vor allem die hohen Tagescharterraten für diese Schiffe zu vermeiden [69, S. 76]. Unplanmäßige Reparaturschiffeinsätze werden ganzjährig bei Schadensfällen eingeleitet, falls diese einen korrektiven Großkomponentenwechsel bedingen sollten. Geplante Reparaturschiffeinsätze finden hingegen anlagenübergreifend vorwiegend im Rahmen der Jahreswartung statt. Aufgrund verhältnismäßig geringerer potenzieller Wellenhöhen in den Sommermonaten, wird die Jahreswartung meist zwischen April und September eingeplant [69, S. 29] (vgl. Kapitel 4.3).

4.1.2.2 Personentransportdienstleistungen

Das vordergründige Ziel des Windparkbetriebs liegt in einer langfristigen Sicherung dessen Stromerzeugung, was vor allem über die Werterhaltung sämtlicher Anlagen in und um den Windpark gewährleistet wird [13]. Zu dieser Zweckerfüllung müssen im täglichen Windparkbetrieb und im Rahmen der Jahreswartung Personen zu und von dem Windpark sowie innerhalb dessen transportiert werden, damit dieses Personal seinen Arbeitsaufgaben nachkommen kann [14].

Neben Fachkräften, wie Servicetechnikern und Ingenieuren, die vorwiegend zur Durchführung von Instandhaltungs- und Begutachtungsarbeiten für die Offshore-Anlagen im Windpark eingesetzt werden [69, S. 103], müssen beispielsweise auch Reinigungskräfte sowie Catering- und Unterbringungspersonal (wie Köche, Hilfsköche und Stewards) transportiert werden, die (wie auch im allgemeinen Dienst der Schifffahrt) zur Personenunterbringung von Passagieren auf Schiffen und Offshore-Plattformen eingesetzt werden [19, S. 37] [202, S. 30].

Mit dem Bedarf an Personentransportdienstleistungen bestehen auch gewisse Anforderungen an dieses Dienstleistungsangebot, welche vor allem die einzusetzenden Transportmittel betreffen [69, S. 71 ff.] [169, S. 54 ff.]. Vordergründig bei diesen Anforderungen an die Transportmittel sind Kriterien der Sicherheit, Verfügbarkeit, Leistung und Kosten, die miteinander in Verbindung stehen und sich auch gegenseitig beeinflussen können.

Beispielsweise können technologisch höherwertige Transfer- und Überstiegssysteme mit potenziell größeren jährlichen Einsatzfenstern und/oder sichereren Transfer-/ Überstiegsprozessen einhergehen, in der Regel erweisen sich diese aber auch als sehr kostenintensiv. Auch aufwändigere Entwurfskonzepte, die beispielsweise für Schiffe höhere jährliche techn. Verfügbarkeiten, ein besseres Seegangsverhalten und einen sicheren Personentransfer auf und von den Offshore-Anlagen versprechen, gehen gemeinhin mit höheren Kosten einher (vgl. Abb. 22).

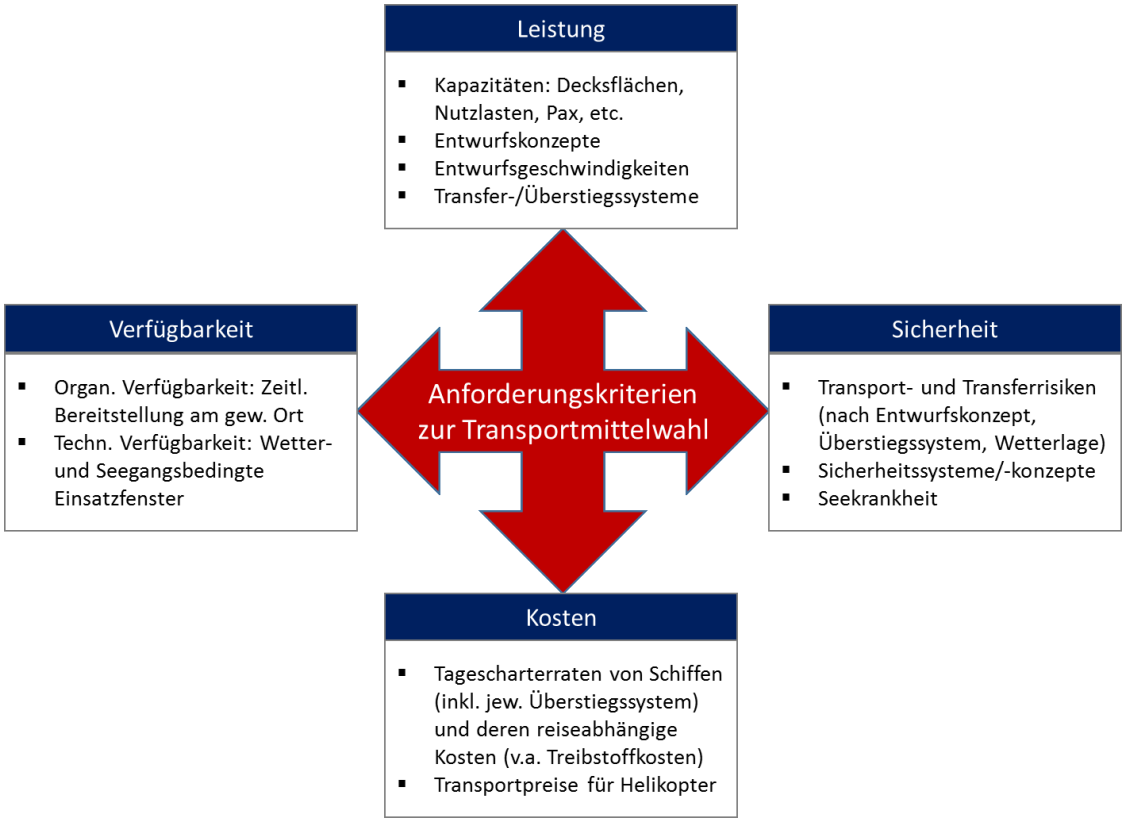


ABB. 22: VORDERGRÜNDIGE ANFORDERUNGSKRITERIEN ZUR TRANSPORTMITTELWAHL FÜR DIE OFFSHORE-PERSONALVERSORGUNG

Insbesondere erweist sich der Personentransfer auf und von den Offshore-Anlagen als besonders riskanter Vorgang beim Schiffs- und Helikoptereinsatz [14] [169, S. 56], den Kriterienbereich der Anforderungen an die *Sicherheit* der Transportmittel dahingehend betrachtet. Während bei Schiffen dieser Überstieg in Abhängigkeit der existierenden Wellenhöhen am Boatlanding der Offshore-Anlagen mit diversen Überstiegssystemen vorgenommen wird [225], können Helikopter entweder auf einem Helideck landen oder das Personal per Winde auf Windenbetriebsflächen von OWEA, Plattformen und Schiffen abwinchen [226] [227], was in Abhängigkeit der aktuellen Wetterverhältnisse sowie der vorhandenen Helikoptertechnik ermöglicht wird [204, S. 65-66] [169, S. 56]. Auch erweist sich das Thema Seekrankheit bei Schiffseinsätzen als besonders relevantes Thema, da im Seekrankheitsfall eines Crewmitglieds dessen sicherer Überstieg zu den Anlagen gefährdet ist [225]. Aus diesem Grund werden auch Anforderungen an die Schiffe gestellt, trotz hoher Wellenhöhen nur vergleichsweise geringe Schiffsbewegungen aufzuweisen [225].

Die *Verfügbarkeit* betrifft neben Anforderungen an die organisatorische Verfügbarkeit der Transportmittel (hinsichtlich der Bereitstellung von Transportmitteln zur richtigen Zeit am richtigen Ort mit der vereinbarten Ausrüstung für den jeweiligen Leistungsumfang) vor allem deren technische (wetter- und seegangsbedingte) Verfügbarkeit [21, S. 106 ff.] [25]. Diese wird über die möglichen Einsatzfenster der Schiffe und Helikopter hinsichtlich der Zugänglichkeit jener zu den Anlagen ausgedrückt [20]. Die Einsatzfenster von Personenbeförderungsschiffen werden hauptsächlich durch die Abhängigkeit dieser von auftretenden Wellenhöhen geprägt [169, S. 56]. Je nach Schiffskonzept und -größe können Schiffe, die für den Personenzugang zu den Anlagen eingesetzt werden, dabei unterschiedliche jährliche Einsatzfenster aufweisen [225] [14].

Der Einsatz von Helikoptern ist zwar seegangsunabhängig, die Einsatzabhängigkeit von Helikoptern besteht aber beispielsweise zu existierenden Windstärken, Temperaturen und Sichtverhältnissen [228, S. 14] [136, S. 49]. Ein Helikoptereinsatz im Windpark ist sogar noch bei Sturmverhältnissen mit Windgeschwindigkeiten von annähernd 20 m/s möglich [63, S. 450] [228, S. 14]. Bei höheren Windgeschwindigkeiten werden Helikopter nur noch für äußert relevante Rettungsflüge eingesetzt [69, S. 103]. Unter der Berücksichtigung, dass das Offshore-Servicepersonal bei Windstäken von 9 Beaufort und mehr, die OWEA ohnehin nicht betreten darf und die meisten Anlagen ab einer Windgeschwindigkeit von mehr als 25 m/s in die Sturmabschaltung gehen, ist ein Helikoptereinsatz bei Bedarf fast immer möglich [228, S. 14]. Einzige Einsatzbeschränkungen wären beispielsweise noch eingeschränkte Sichtverhältnisse (z.B. aufgrund zu starken Nebels) oder Eisansatz an den Flugblättern des Helikopters [228, S. 14]. Bei „Known Icing Conditions“ existieren jedoch spezielle Anti-Icing Systeme für einige Helikoptermodelle, um einen Helikopterflug trotz Frost durchführen zu können [229]. Starker Nebel und schwere Niederschläge, welche die Sichtverhältnisse des Piloten zu sehr beeinträchtigen würden, stellen jedoch eine unvermeidbare Einsatzbarriere für Helikopter dar [69, S. 103]. Insgesamt wird dennoch in Anbetracht der beschriebenen Einschränkungen davon ausgegangen, dass Helikopter zu etwa 96 Prozent im Jahr eingesetzt werden können [228, S. 14].

Die erläuterten Sicherheits- und technischen Verfügbarkeitsanforderungen können auch im Rahmen der *Leistungsanforderungen* an die Transportmittel aufgeführt werden. Vordergründig beziehen sich diese auf das Entwurfskonzept und die technische Ausrüstung des Transportmittels (wie das Transfer-/Überstiegssystem). Neben diesen Leistungsanforderungen, welche sich in Form von technischen Verfügbarkeits- und Sicherheitsparametern ausdrücken, sind aber auch Anforderungen an Geschwindigkeits- und Kapazitätsparameter der Transportmittel hervorzuheben [230, S. 31] [136, S. 47]. Aufgrund der weiten Küstenentfernungen der deutschen Offshore-Windparks sollten die eingesetzten Schiffe möglichst hohe Entwurfsgeschwindigkeiten ermöglichen, damit das Offshore-Personal zügig zu und von den Anlagen transportiert werden kann [230, S. 31]. Da Offshore-Helikopter ohnehin sehr hohe Höchstgeschwindigkeiten von üblicherweise mehr als 250 km/h aufweisen [231], sind auch die Geschwindigkeitsanforderungen an diese geringer als bei Schiffen [230] [136]. Vielmehr sind bei Helikoptern die Kapazitätsanforderungen hinsichtlich der Anzahl der transportierbaren Passagiere zu erwähnen. In der Regel können Offshore-Helikopter zwischen drei bis 15 Personen transportieren [231]. Auch beim Schiff zeigen sich diese Kapazitätsanforderungen an das zu transportierende Personal [136, S. 47], aber auch hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Decksfläche und Zuladungseigenschaften, damit gleichzeitig auch möglichst viel Material in den Windpark transportiert werden kann [230, S. 31].

Schließlich soll noch kurz auf jene Anforderungskriterien eingegangen werden, welche die Perspektive der *Kosten* betreffen. In diesem Punkt zeigen sich ökonomisch betrachtet, die besonders markanten Unterschiede zwischen Schiffs- und Helikoptereinsätzen [228, S. 14]. Die Kosten für einen Helikoptereinsatz erweisen sich pro Tag gerechnet als vielfach so hoch wie bei einem Schiffseinsatz [69, S. 56, 225]. Nach Erfahrungen des Windparks „EnBW Baltic 1“ liegen die Kosten für ein CTV mit 12 Pax pro Stunde gerechnet bei 500 €, während sie für einen Helikopter mit 6 Pax bei 2.400 € liegen würden [232] [14, S. 32]. Während für ein Schiff inkl. Besatzung über Tagescharterraten verhandelt wird, werden Helikopterpreise im Minutentakt verrechnet [69, S. 225]. In Abhängigkeit der windparkspezifischen Transportentfernungen und –vorgänge in den jeweiligen Service- und Versorgungskonzepten für diesen, können so unterschiedliche Transportkosten entstehen [25] [21, S. 106 ff.] [69, S. 54 ff.].

Crew Transfer Vessel Transporte

Crew Transfer Vessels (CTVs) sind maritime Personenbeförderungsfahrzeuge, die vordergründig zum Transport von Offshore-Servicepersonal dienen [69, S. 70]. In der Regel umfasst das Leistungsspektrum im CTV Transport die Bereitstellung der Schiffscrew und des CTVs selbst als Charterobjekt im Rahmen eines Zeitchartervertrags (gem. §§ 557, HGB [233]) [69, S. 70]. Die reiseunabhängigen Kosten des Schiffes (sog. „fixe Kosten des Schiffsbetriebs", insbesondere für Besatzung, Ausrüstung, Unterhalt (Kapital- und Instandhaltungskosten) und Versicherung) würden somit vom Zeitvercharterer getragen werden (gem. § 564 (1), HGB [233]). Die reiseabhängigen Kosten (sog. „variable Kosten des Schiffsbetriebs", insbesondere für Treibstoff, Hafengebühren, Lotsengelder, Schlepperhilfen, reisebedingte weitergehende Versicherungen) sind vom Zeitcharterer zu tragen (gem. § 564 (2), HGB [233]). Die konkrete Kostenverteilung zwischen den Parteien unterliegt aber für gewöhnlich einer individuellen Vertragsausgestaltung.

CTVs können auf diversen Schiffskonzepten (v.a. Entwurfskonzepte für den Schiffsrumpf) basieren und unterschiedliche verbaute technische Systeme (v.a. Überstiegssysteme) aufweisen. Für die Offshore-Windparkversorgung werden CTVs derzeit als Monohull, Katamaran, SWATH („Small Waterplane Area Twin Hull" [234, S. 22]) und auch als SWASH („Small Waterplane Area Single Hull") [235] [234, S. 149] konzeptioniert. Für deutsche Offshore-Windparks sind Monohull CTV jedoch infolge ihres vergleichsweise schlechteren Seegangsverhaltens weniger nachgefragt. Vielmehr wird derzeit auf Katamarane und SWATH-Schiffe zurückgegriffen [14]. Da es sich bei dem SWASH um ein relativ neues Entwurfskonzept handelt, von dem bisher mit der „Explorer" nur ein Schiff für den deutschen Lotsenversatzdienst hergestellt wurde [234, S. 148 ff.], konnten Erfahrungen im Einsatz für die deutschen Offshore-Windparks bisher nicht verzeichnet werden. Zukünftig sind jedoch Einsatzpotenziale dieses Entwurfskonzepts für die Offshore-Personalversorgung nicht auszuschließen und durchaus vorstellbar [235]. Die genannten Entwurfskonzepte unterscheiden sich vor allem in ihrer Wasserlinienfläche, die von ihrem Schiffsrumpf an der Wasseroberfläche eingenommen wird [234, S. 19 ff.] (vgl. Abb. 23).

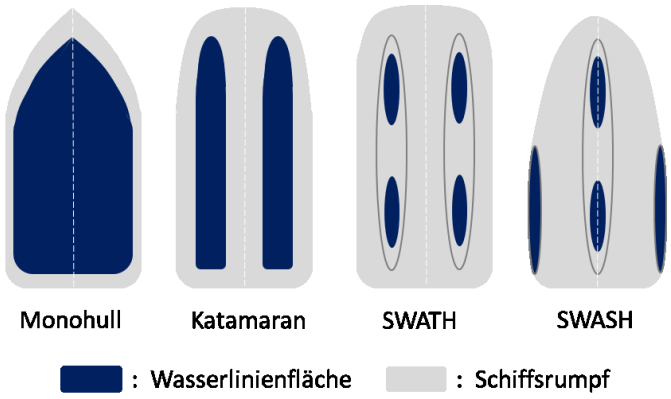


ABB. 23: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER WASSERLINIENFLÄCHEN VON ENTWURFSKONZEPTEN IM QUERSCHNITT AUF WASSERLINIE BEI EINER UNTERANSICHT AUF DEN SCHIFFSRUMPF

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Andryszak* [234, S. 21, 148 ff.])

In Abhängigkeit von der Schiffsgröße, der spezifischen Schiffsgeschwindigkeit und ihrem jeweiligen Entwurfskonzept, unterliegen Schiffe mit einer größeren Wasserlinienfläche tendenziell auch größeren Vertikalkräften im Seegang. Je nach Wellenrichtung zum Schiff bewirkt Seegang bei großen Wasserlinienflächen der Schiffe auch deutlich höhere Stampf- bzw. Rollbewegungen dieser [235].

Die an Bord auftretenden und durch den Seegang verursachten Beschleunigungskräfte bevorzugen einerseits das Auftreten von Seekrankheit, andererseits erschweren sie den Transfer von Material und den Überstieg von Personen auf andere Schiffe, Offshore-Plattformen und -Anlagen [225]. Aufgrund des exponentiell zur Wellenlänge bezogenen dynamischen Druckabfalls mit zunehmender Wassertiefe, sind die dynamischen Kräfte im Seegang an der Wasseroberfläche besonders hoch. Zur Bemessung der Schiffsstabilität ist aber die Wasserlinienvölligkeit zu berücksichtigen, welche stabilitätsbegünstigend wirkt. Schiffe, die zwecks ihres besseren Seegangsverhaltens geringere Wasserlinienflächen aufweisen, müssen daher zur Gewährleistung einer ausreichenden Stabilität entsprechende stabilisierende Momente durch ihre Strukturkomponenten aufweisen [236, S. 380] [157, S. 133 ff.].

Beispielsweise gewährleisten SWATH und SWASH Entwurfskonzepte, die auf dem Halbtaucher-Ansatz basieren und den Vorteil eines besseren Seegangsverhaltens über geringere Wasserlinienflächen ausnutzen [157, S. 53 ff., 133 ff.], deren erforderliche Deplacement und Tragfähigkeit durch eine (Single-Hull) oder zwei (TWIN-Hull) voluminöse Strukturkomponenten (als Auftriebskörper) unterhalb der Wasseroberfläche [235]. Die nötige Stabilität dieser Schiffe wird durch die hohen stabilisierenden Momente der Auftriebskörper (sowie beim SWASH auch durch deren seitlich ausgelegten Kleinschwimmkörper) über deren Abstände zueinander erzeugt (aufgrund des Wasserlinienträgheitsmoments nach Steiner) [234, S. 21 ff., 149] [157, S. 133 ff.]. Katamarane, die ebenfalls den Vorteil einer geringeren Wasserlinienfläche zur Gewährleistung eines besseren Seegangsverhaltens im Vergleich zu Monohull-Schiffen ausnutzen, erzeugen die stabilisierende Momentwirkung ebenfalls über ihre seitlich und parallel zur Fahrtrichtung angeordneten Schwimmkörper (vgl. Abb. 23).

Da insbesondere der Personenüberstieg zwischen Schiff und Offshore-Anlage ein besonders hohes Sicherheitsrisiko verbirgt und dieser maßgeblich von dem verwendeten Entwurfskonzept und Überstiegssystem bei vorhandenem Seegang abhängt, ergeben sich auch unterschiedliche jährliche Einsatzfenster der beschriebenen Schiffskonzepte [14]. Neben den variierenden Leistungsparametern der Schiffskonzepte (v.a. hinsichtlich deren seegangsbedingten Einsatzfenstern), unterliegen diese jedoch auch deutlichen Unterschieden angesichts ihrer Tagescharterraten [25] [69, S. 225]. Um gleichzeitig auch im Windpark benötigtes Material im Rahmen des CTV Transport auf das Schiff zu laden, weist dieses meist auch zusätzlichen Stellplatz an Deck auf. Neben guten Manövriereigenschaften, sollten CTVs, die für den Transfer zwischen Hafen und Windparks mit weiten Küstenentfernungen eingesetzt werden, auch hohe Transportgeschwindigkeit aufweisen [69, S. 71]. Für rein stationär im Windpark eingesetzte Schiffe erweist sich diese Anforderung als nicht derart relevant [21].

Helikoptertransporte

Durch den Einsatz eines Helikopters kann ein schneller, flexibler und weitgehend wetterbeständiger Personentransport von Land aus zum Windpark und innerhalb dessen erfolgen [69, S. 72]. Der Personenversatz erfolgt auf die Windenbetriebsfläche der OWEA per Winde und bei einer Offshore-Plattform über die Landung des Helikopters auf das Helideck der Plattform [204, S. 65-66] [169, S. 56] [237, S. 427-428] [226] [227]. In Gewässern mit potenziell geringen Wellenhöhen, insbesondere im Offshore Öl & Gas Bereich, werden auch Offshore-Spezialschiffe mit Helideck eingesetzt, auf welche auch im schwimmenden Zustand eine Helikopterlandung erfolgen kann [227, S. 69 ff.].

Aufgrund der vergleichsweise hohen Wellenerscheinungen in der deutschen Nordsee AWZ, erweisen sich Helikopterlandungen auf sich bewegende Schiffe in dieser derzeit noch als technische Herausforderung [21, S. 104] [227, S. 69 ff.]. Jack-Up Vessels, bei denen im aufgejackten Zustand ein fester Stand ermöglicht wird, verfügen hingegen standardmäßig über ein Helideck [204, S. 65], zumindest Errichterschiffe der 2. und 3. Generation [191].

Gemeinhin werden Helikopter bei einem Personenversatzbedarf von einem Flugplatz an Land aus eingesetzt, wobei dieser Flugplatz auch am gleichen Standort wie ein Servicehafen gelegen sein kann. Je nach Helikoptermodell befördern ein bis zwei Piloten sowie ein Windenführer (sog. „Hoist Operator“) [204, S. 69] [231] das Offshore-Personal mit dem Helikopter zu den einzelnen OWEA bzw. zu einer Offshore-Plattform im Windpark (Umspann-/ Wohnplattform oder aufgejacktes Jack-Up Vessel) [237, S. 427-428]. In solch einem Fall rechnet der Helikopterbetreiber seine Transportleistung über die Einsatzzeit des Helikopters inkl. dessen Ausrüstung und Besatzung für den jeweiligen Einsatz im Minutentakt ab [69, S. 225]. Die Minuteneinsatzpreise werden dabei so angesetzt, dass sowohl die variablen (reiseabhängigen) als auch die fixen (reiseunabhängigen) Kosten des Helikopterflugbetriebs (in Abhängigkeit von dessen jährlicher Ressourcenauslastung über alle Flüge im Jahr) gedeckt werden können und noch eine Gewinnmarge des Helikopterbetreibers enthalten ist. Die Transportpreise für den Helikoptereinsatz sind vor allem abhängig von der Transportkapazität des Helikopters, dessen Ausrüstung und Leistungsumfang für den Einsatz, dessen Besatzung sowie dessen Einsatzzeiten (in Anhängigkeit von den zu überwindenden Transportentfernungen). Im Gegensatz zur Zeitcharter, wie sie beispielsweise beim CTV Transport in der Regel angewendet wird [69, S. 70] und bei der die reiseabhängigen Kosten vom Charterer und die reiseunabhängigen Kosten von dem Vercharterer getragen werden (gem. § 564, HGB [233]), werden im Helikoptertransport somit alle Betriebskosten des Helikopters vom Helikopterbetreiber getragen, der diese wie erläutert vollumfänglich in seiner Preisgestaltung für den jeweiligen Einsatz berücksichtigt.

Es besteht jedoch ebenso die Möglichkeit, dass ein Helikopter bei weit von der Küste entfernten Windparks auch stationär auf einer Wohnplattform im Windpark eingesetzt werden kann [21, S. 102 ff.]. Das im Windpark untergebrachte Offshore-Personal kann somit noch schneller vor Ort zu den einzelnen OWEA transportiert und längere Transitzeiten zwischen Flugplatz und Windpark vermieden werden. Ein stationärer Helikoptereinsatz setzt jedoch voraus, dass die Offshore-Plattform, auf welcher der Helikopter im Windpark stationiert ist, über einen eigenen Heli-Hangar und zertifiziertes Wartungspersonal für die Helikopterinstandhaltung sowie Personal zur Bedienung des Heli-Funks aufweist. Auch muss gewährleistet werden, dass eine Treibstoffbunkerung und eine Versorgung von Betriebsstoffen für den Helikopter auf der Offshore-Plattform ermöglicht wird [69, S. 72]. Für den Helikopterbetreiber bedeutet der stationäre Einsatz eines Helikopters in einem Windpark eine windparkbetreiberspezifische Offshore-Ressourcenvorhaltung. Im Gegensatz zu dem Einsatz des Helikopters von einem Flugplatz an Land aus, wird dieser somit nur für einen Kunden vorgehalten und betrieben. Um mindestens einen ebenso profitablen Helikoptereinsatz zu ermöglichen, wie ein von Land aus betriebener Helikopter, muss sich die Vertrags- und Preisgestaltung für diesen auch auf die windparkbetreiberspezifische Investition des Helikopterbetreibers anpassen. In solch einem Fall müsste vom Helikopterbetreiber eine stationäre Vorhaltepauschale zu erheben sein [69, S. 225], damit primär dessen hohe reisunabhängige Fixkosten gedeckt werden können, da eine anderweitige Auslastung des Helikopters (über weitere Kunden) für den stationären Einsatzzeitraum im Windpark entfallen würde.

4.1.3 Dienstleistungen der Prozesskategorie „Unterbringung & Bevorratung“

Für die zeitlich hinreichende Durchführung der nötigen Instandhaltungsarbeiten in den Windparks, besteht mit zunehmenden Küstenentfernungen der deutschen Offshore-Windparks, auch ein windparkbetreiberseitiger Bedarf an einer Unterbringung von Personal und einer Bevorratung von Material im Windpark [69, S. 32 ff.].

4.1.3.1 Personenunterbringungsdienstleistungen

Es lassen sich im Rahmen des Dienstleistungsbedarfs zur Offshore-Personenunterbringung, in Anlehnung an *Holbach und Stanik* [14], die Leistungsbereiche der Personenunterbringung auf Wohnschiffen von jenen auf Wohnplattformen unterscheiden [14, S. 31-32] [69, S. 33 ff., 78 ff.] [19].

Wohnschiffbetrieb

Wie in Kapitel 4.1.1 zur Prozesskategorie „Transport“ präzisiert, wird im Rahmen des „Wohnschiffbetriebs“ ein gesamtes Schiff inkl. Besatzung (in der Regel über eine Zeitcharter) angeboten [69, S. 78], welches sowohl stationäre Unterbringungsaufgaben im Windpark, als auch flexible Transportaufgaben für den Windparkbetreiber ermöglichen kann [160, S. 39] [19, S. 36] [69, S. 79 ff.]. Ebenso wie eine Wohnplattform, kann das Wohnschiff zentral im Windpark stationiert sein und das Offshore-Personal in Form eines Hotelschiffs unterbringen. Über Hilfsschiffe kann beispielsweise das Personal vom Servicehafen zum Wohnschiff transportiert oder wieder von diesen abgeholt werden („Crew Change“) [21, S. 102 ff.]. Über Feederverkehre können CTVs die einzelnen Serviceteams vom Wohnschiff auf die jeweiligen Anlagen verteilen und wieder von diesen einsammeln [160] [21, S. 100 ff.].

Die flexible standortunabhängige Einsatzfähigkeit des Wohnschiffs ermöglicht überdies, dass das Wohnschiff auch selbst den Hafen und einzelne Offshore-Bauwerke anfahren kann. Der Personenüberstieg zur OWEA wird in der Regel über eine bordseitige bewegungskompensierte Transferbrücke auf dem Wohnschiff ermöglicht. Auch windparkübergreifende Einsätze sind über die flexiblen Transporteigenschaften des Wohnschiffs möglich. Auch kann das Wohnschiff als schwimmendes Lager Aufgaben der Materialbevorratung wahrnehmen [69, S. 80]. Auch bestehen Konzepte, welche vorsehen, dass das Wohnschiff selbst als Jack-Up Vessel mit bordseitigem Schwerlastkran konzeptioniert wird, damit es gleichzeitig auch als Reparaturschiff, beispielsweise für Großkomponentenwechsel an den einzelnen OWEA, eingesetzt werden kann und auch die Vorteile einer festen Wohnplattform für das untergebrachte Personal aufweist [160]. Die hohen Tagescharterraten für Jack-Up Vessels relativieren jedoch die Potentiale solcher Konzepte [20] [22] [69, S. 225].

Wohnplattformunterbringung

Der Dienstleistungsumfang bei der „Wohnplattformunterbringung“ ist im Vergleich zum „Wohnschiffbetrieb“ von einer unterschiedlichen Tragweite, da sich die Wohnplattform selbst in der Regel im Eigentum des Windparkbetreibers und somit im Eigentum des Kunden selbst befindet, sofern diese als feststehendes Offshore-Bauwerk im Windpark konzeptioniert wurde [69, S. 78]. Der kundenseitige Dienstleistungsbedarf in diesem Leistungsbereich würde daher nicht die Bereitstellung der Plattform selbst, sondern vornehmlich administrative und operative Betriebsdienstleistungen für diese betreffen (z.B. Unterbringungsservice, Catering und ggf. M&R-Leistungen an der Wohnplattform) [69, S. 78 ff.] [19, S. 37].

Hinsichtlich der logistischen maritimen Versorgung des Windparks mit Offshore-Personal ist hervorzuheben, dass die Wohnplattform über ein Helideck verfügen sollte, um den „Crew Change" über die Möglichkeit von Helikopterstarts und -landungen auf der Plattform entsprechend durchführen zu können. Im Gegensatz zu einem schwimmenden Wohnschiff liegt diesbezüglich auch einer der Vorteile eines feststehenden Offshore-Bauwerks, wie einer Wohnplattform, da diese weitestgehend seegangsunabhängig betrieben werden kann [69, S. 79]. Nur bei sehr hohen Windstärken, bei denen ohnehin ein Helikoptereinsatz als zu riskant einzuschätzen wäre, ist von einer Helikopterlandung auf der Plattform abzusehen. Wie zum Helikoptertransport geschildert, sind die potenziellen jährlichen Zeitfenster für den „Crew Change" über das Helideck bei einem schwimmenden Wohnschiff in der deutschen Nordsee AWZ vergleichsweise gering. Wird das Wohnschiff hingegen als Jack-Up Vessel und somit gleichzeitig auch als Reparaturschiff konzipiert, lassen sich im hochgejackten Zustand „Crew Changes" per Helikopter über des bordseitige Helideck ebenso kontinuierlich durchführen, wie bei einer feststehenden Wohnplattform und wie sie auch bei Errichterschiffen durchgeführt werden [204, S. 65].

4.1.3.2 Materialbevorratungsdienstleistungen

Neben der Offshore-Personalunterbringung besteht ebenso ein Bedarf im Offshore-Windparkbetrieb daran, gewisses Material, wie Ersatzteile, Komponenten oder Schmiermittel, „vor Ort" im Windpark zu bevorraten. Dies ist insbesondere bei Ersatzteilen der Fall, die sich durch eine hohe Auswechselhäufigkeit und Relevanz für die technische OWEA-Verfügbarkeit auszeichnen, als auch für Ersatzteile, die eher geringere Abmessungen und potenzielle Warenwerte aufweisen [69, S. 82].

Die Lagerhaltung dieses Materials kann über diverse stationär vorgehaltene Transportmittel oder eine Plattform erfolgen. In der Regel erweisen sich die Wohnplattform als auch das Wohnschiff durch deren vergleichsweise hohen Größendimensionen und deren stationären Einsatz als prädestiniert für diese Aufgaben, sofern sie die nötige Decks-/Lagerfläche aufweisen. Für die Auswechselvorgänge des im Windpark bevorrateten Materials muss auch entsprechendes bordseitiges Umschlagsgeschirr vorhanden sein [69, S. 82-83] [202, S. 14]. Um diesen Aufgabenbereich als Dienstleistungsbereich während des Windparkbetriebs zu verdeutlichen, haben *Holbach und Stanik* daher in *Offshore-Solutions* den Leistungsbereich „Offshore Umschlag & Lagerhaltung" definiert [69, S. 33-34, 82-83].

Offshore Umschlag & Lagerhaltung

Wie auch in der Bestandsplanung von Ersatzteilen für störungsanfällige Anlagen an Land, besteht das Ziel in der Lagerhaltung von Ersatzteilen im Offshore-Windpark darin, eine schnelle Materialversorgung für die Offshore-Anlagen in einem akuten Bedarfsfall zu ermöglichen, um eine gänzlich hohe Anlagenverfügbarkeit aufzuweisen [238].

Dieser akute Bedarfsfall kann sich einerseits planmäßig einstellen, z.B. wenn eine hohe Auswechselhäufigkeit an gewissen Ersatzteilen zu verzeichnen ist, bei denen es sich lohnt, der hohen Rotationshäufigkeit dieser Ersatzteile über eine seeseitige Bevorratung dieser zu begegnen [69, S. 82]. Zu untersuchen wären auch die Abmessungen, Umschlags- und Lagereigenschaften des zu bevorratenden Materials. Anlagenkomponenten mit zu hohen Depotflächenbedarfen, Abmessungen und Gewichten erweisen sich aufgrund der begrenzten Offshore-Lagerflächen und Tragfähigkeiten für Umschlag und Lagerhaltung im Windpark in der Regel eher als ungünstig [69, S. 82-83] [202, S. 14].

Ein typisches Bevorratungsmaterial, welches sich infolge der hohen Einsatzhäufigkeit an diversen Anlagen eignet, ist z.B. das Schmieröl, welches u.a. für die kontinuierliche Schmierung der Komponenten des mechanischen Triebstrangs der OWEA verwendet wird. Auch erweist sich eine Offshore-Materialbevorratung von besonders anfälligen Ersatzteilen der OWEA-Elektrik, -Regelung, -Sensorik und ggf. auch der -Hydraulik als naheliegend. Bereits die bisher an Onshore-WEA gemessenen Schadenshäufigkeiten diverser Anlagenkomponenten zeigen auf, dass insbesondere Komponenten der Bereiche Elektrik, Regelung, Sensorik und Hydraulik mit einer besonders hohen jährlichen Schadenshäufigkeit einhergehen [71] [101, S. 22]. Die Ausfallzeiten (Downtime) dieser Anlagenkomponenten bei einer Schadensbehebung sind auch vergleichsweise gering [101, S. 25], was wiederum eine schnelle Reaktionsfähigkeit über deren Offshore-Materialbevorratung begünstigt.

Anderseits kann sich dieser akute Bedarfsfall, an einer schnellen Materialversorgung mit im Windpark bevorrateten Ersatzteilen und Anlagenkomponenten, auch unplanmäßig ereignen. Diesbezüglich erweisen sich Ersatzteile und Anlagenkomponenten mit einer besonders hohen technischen Verfügbarkeitsrelevanz für die OWEA als besonders geeignet, um unplanmäßige Stillstandszeiten der Anlagen durch die schnelle Materialversorgung über die windparkinterne Ersatzteil- und Komponentenbevorratung möglichst zu minimieren [69, S. 82] [202, S. 14]. Die zuvor beschriebenen Einschränkungen, hinsichtlich Teile- und Komponentenabmessungen und –gewichten, gilt es natürlich auch bei der „Offshore-Umschlag und Lagerhaltung“ für unplanmäßige Bedarfsfälle zu berücksichtigen.

Auch mit dem Fokus auf unplanmäßige Bedarfsereignisse zeigt sich wieder, dass sich hinsichtlich der engen Verzahnung zwischen elektrischem System und mechanischem Triebstrang der OWEA sowie der zur Primärtechnik verbauten Mess- und Regelungstechnik und Hydraulik, auch unter technischen Verfügbarkeitsaspekten, eine Offshore-Bevorratung vor allem für Ersatzteile der Elektrik, Regelung, Sensorik und ggf. auch der Hydraulik als lohnenswert erweisen würde. Insbesondere bei der Bevorratung von Material für unplanmäßige Bedarfsfälle ist jedoch stets zu prüfen, inwiefern die schnelle Reaktionsfähigkeit die höheren Bestandskosten der Ersatzteile und deren Wertverlustrisiko rechtfertigen würde, oder ob sich nicht eher eine Neubeschaffung dieser, bei einem unplanmäßigen akuten Bedarfsfall, als wirtschaftlicher erweisen würde [238].

Die sich aus diesen beiden Perspektiven (hinsichtlich der energetischen Verfügbarkeitsrelevanz der Ersatzteile und deren Auswechselhäufigkeit) ergebenden potenziellen Bevorratungsansätze, entlang der Service Supply Chain im Offshore-Windparkbetrieb, sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Diese schematische Darstellung zeigt auf, dass sich grundsätzlich Bevorratungsansätze eignen, bei denen mit zunehmender energetischer Verfügbarkeitsrelevanz und Ersatzteilauswechselhäufigkeit, geringere Entfernungen zwischen Bedarfs- und Bevorratungsstandort realisiert werden, um über die schnelle Reaktionsfähigkeit durch kürzere Transportwege, eine OWEA-Stillstandsminimierung zu erzeugen (vgl. Abb. 24).

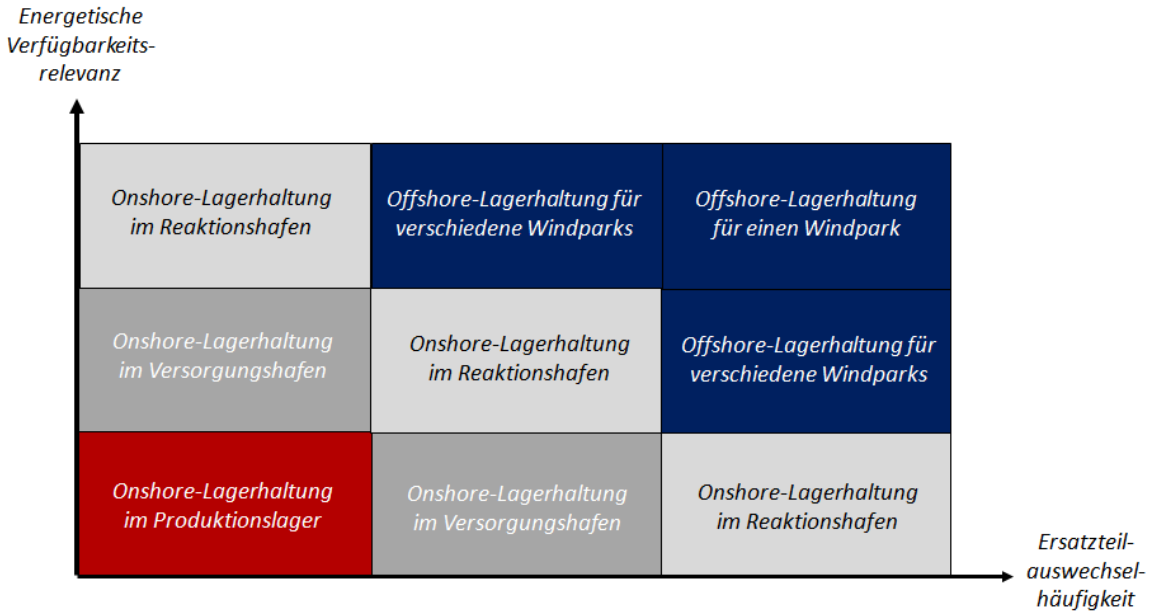


ABB. 24: MATERIALBEVORRATUNGSANSÄTZE IN ABHÄNGIGKEIT VON DER AUSWECHSELHÄUFIGKEIT UND DER ENERGETISCHEN VERFÜGBARKEITSRELEVANZ VON ERSATZTEILEN

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Holbach et al.* [69, S. 82])

Besonders unkritische Ersatzteile würden demnach im Produktionslager des Herstellers bevorratet werden können. Werden Ersatzteile jedoch häufiger oder für die Anlagenverfügbarkeit sehr dringend benötigt, würde sich beispielsweise eine Lagerhaltung im Servicehafen (Versorgungs- und Reaktionshafen) als lohnenswert erweisen. Bei der Offshore-Materialbevorratung ließe sich weiterhin unterscheiden, ob das bevorratete Material lediglich von einem Windpark verwendet werden kann und sollte (windparkspezifische Offshore-Lagerhaltung im Windpark) oder ob es auch für mehrere Windparks bedarfshinreichend Offshore bevorratet werden kann und sollte (windparkübergreifende Offshore-Lagerhaltung). Je nachdem, welcher Materialbevorratungsansatz gewählt wird, kommen für den Umschlag und die Lagerhaltung von Schmiermitteln, Ersatzteilen und Anlagenkomponenten im Offshore-Windpark diverse Schiffs- und Plattformlösungen in Betracht. Denkbare Ansätze bestehen in der Materialbevorratung auf Wohnplattformen, Wohnschiffen, Offshore-Versorgungsschiffen, Reparaturschiffen (Jack-Up Vessels) sowie auf Semi-Jacking Vessels bzw. Semi-Jacking Transport Bargen [69, S. 82-83] [202, S. 14].

Bei sämtlichen seebasierten Konzepten im Rahmen dieser Dissertation liegt der Fokus auf der windparkspezifischen Offshore-Materialbevorratung, die in erster Linie auf Wohnschiffen und Wohnplattformen erfolgt [69, S. 52 ff.] [21, S. 102 ff.]. Die Konzentration auf diese beiden Unterbringungseinheiten wird aus rationellen Gesichtspunkten getroffen, infolge derer Doppelfunktion in der Dienstleistungserbringung (zur Personenunterbringung sowie zur Materialbevorratung). Von einer weiteren Hinzunahme von Schiffseinheiten, die lediglich Offshore-Bevorratungsaufgaben übernehmen würden, wurde zur Ressourcenschonung abgesehen. Die Materialversorgung des Wohnschiffes bzw. der Wohnplattform würden Offshore-Versorgungsschiffe übernehmen können [69, S. 52 ff.] [21, S. 102 ff.].

4.1.4 Dienstleistungen der Prozesskategorie „Services (inkl. Instandhaltung)“

Die Prozesskategorie „Services“ umfasst einerseits die Durchführung von „Wartungs- und Reparaturdienstleistungen“. Andererseits werden in dieser Prozesskategorie auch die kontinuierliche „Begutachtungsdienstleistungen“ sowie Sicherheitsdienstleistungen (Engl. „Safety & Security Dienstleistungen“) umfasst [69, S. 32].

4.1.4.1 Wartungs- und Reparaturdienstleistungen

Im Rahmen des in *Offshore-Solutions* identifizierten maritimen Dienstleistungsbedarfs an „Wartungs- & Reparaturdienstleistungen“ wurden die Leistungsbereiche „Service Supply Chain Management (SSCM)“, „Wartung & Reparatur von Windparkkomponenten“, „Wartung & Reparatur von Wasserfahrzeugen“ sowie betriebsbegleitendes „Repowering“ definiert [69, S. 34]. Wie in Kapitel 3.3.4 zur „Repowering- und Rückbauphase“ beschrieben, werden bereits während der „Betriebs- und Instandhaltungsphase“ ältere Anlagenkomponenten betriebsbegleitend durch neuere und leistungsfähigere ersetzt [209, S. 5], weshalb der „Repowering“ Leistungsbereich an dieser Stelle nochmals aufgegriffen worden ist.

Service Supply Chain Management (SSCM)

Mit der Definition des Leistungsbereichs „Service Supply Chain Management (SCCM)“ wurde dem Leistungsbedarf an einer administrativen Managementfunktion für sämtliche Ver- und Entsorgungsleistungen im Offshore-Windparkbetrieb genüge getragen [69, S. 33 ff.]. Somit umfasst dieser Leistungsbereich sämtliche Planungs-, Steuerungs- und Kontrollaktivitäten, die mit der Versorgung des Offshore-Windparks mit Offshore-Personal und -Material, der Offshore-Personalunterbringung und –Materialbevorratung sowie dem Rücktransport (von Personal und Material aus dem Windpark) und der Entsorgung von Verschleißteilen und Abfällen, über diverse Transportstufen und Verkehrsträger, einhergehen. Vorwiegend fallen unter diesen Leistungsbereich Aufgaben des Ersatzteilmanagements, der Personalkoordinierung sowie der gesamten maritimen Transport-, Unterbringungs- Bevorratungs- und Umschlagsplanung [69, S. 84-85].

Im Rahmen des strategischen SCCM werden langfristige Fragestellungen hinsichtlich der Betriebs- und Wartungslogistik von Offshore-Windparks beantwortet, beispielsweise welche Servicehäfen und Transportmittel mit welchen maritimen Service- und Versorgungskonzepten und somit auch mit welchen Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten genutzt werden. Die tagesaktuelle Planung, Steuerung und Überwachung von Ressourcen und Einsatzprozessen und somit der täglichen Personal-, Material- und Informationsflüsse wird über das operative SSCM gewährleistet [23, S. 226-227] [69, S. 84] [86, S. 62 ff.]. Als administrativer Leistungsbereich im Rahmen der Wartungs- und Reparaturdienstleistungen während des Betriebs von Offshore-Windparks, liefert das SSCM insgesamt die organisatorische Grundlage zur Durchführung von Instandhaltungsarbeiten sowie von betriebsbegleitenden Repoweringleistungen [69, S. 84-85].

Wartung und Reparatur von Windparkkomponenten

Wie in der folgenden schematischen Darstellung gekennzeichnet, lässt sich im Rahmen der Wartungs- und Reparaturarbeiten in und um den Betrieb von Offshore-Windparks zunächst eine Unterscheidung zwischen Wartungs- und Reparaturleistungen für Windparkkomponenten und jenen für Übertragungsnetzkomponenten treffen. In einer weiteren Granularität erweist sich eine Unterscheidung von Wartungs- und Reparaturleistungen auf der Ebene errichteter Offshore-Bauwerke und ggf. deren Hauptsysteme als zweckmäßig, um technisch unterschiedliche Leistungsinhalte funktional voneinander abzugrenzen (vgl. Abb. 25) [69, S. 85 ff.].

Beispielsweise unterscheiden sich Unterwasserarbeiten an Seekabeln rein technisch und prozessual betrachtet von bspw. Kolkschutz- und Korrosionsschutzerneuerungen an Offshore-Fundamenten, vor allem aber von Wartungs- und Reparaturarbeiten an der Primär- und Sekundärtechnik von OWEA oder jenen am Umspannwerk bzw. einer HGÜ-Konvertierungsplattform [69, S. 85 ff.].

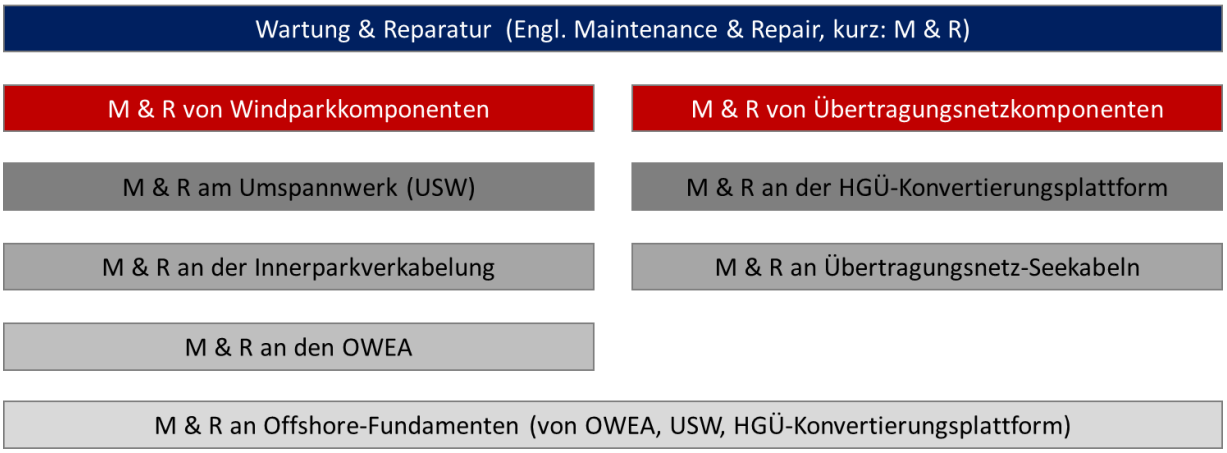


ABB. 25: SYSTEMATISIERUNG DER WARTUNGS- UND REPARATURLEISTUNGEN FÜR WINDPARK- UND ÜBERTRAGUNGSNETZKOMPONENTEN

(Quelle: Eigene Schematisierung und Darstellung in Anlehnung an *Holbach et al.* [69, S. 85 ff.])

Hinsichtlich der Leistungserstellung weisen jedoch Wartungs- und Reparaturarbeiten am USW und der HGÜ-Plattform gewisse Ähnlichkeiten zueinander auf. Bei beiden Plattformen müssen ähnliche primärtechnische und sekundärtechnische Komponenten instandgehalten werden. Diese arbeitsinhaltlichen Analogien ergeben sich ebenso zwischen der Instandhaltung der Innerparkverkabelung und der Übertragungsnetz-Seekabel [69, S. 89-90]. Die Gleichartigkeit von Leistungsinhalten betrifft ebenso die Durchführung von Wartungs- und Reparaturarbeiten an Offshore-Fundamenten, da diese sowohl für OWEA, für das Umspannwerk, ggf. für feststehende Wohnplattformen, als auch für HGÜ- Konvertierungsplattformen anfallen und bei allen Offshore-Fundamenten auf die gleichen technischen Grundlagen zur Leistungserstellung zurückgegriffen werden kann. Wartungs- und Reparaturarbeiten an der Primärtechnik der OWEA-Hauptsysteme umfassen jedoch sehr individuelle Arbeitsinhalte [69, S. 85-86].

Wartungs- und Reparaturleistungen an OWEA fallen planmäßig als auch unplanmäßig sowohl für die Primärtechnik als auch für die Sekundärtechnik der Hauptsysteme des Rotors, der Gondel und des Turms an. Wartungsarbeiten erfolgen in der Regel planmäßig in zyklischen Abständen, in Abhängigkeit von festen Zeitintervallen oder Betriebsstunden von OWEA-Komponenten, im gesamten Kalenderjahr des Windparks [69, S. 85]. Großkomponentenwechsel werden dabei möglichst im Rahmen der turnusmäßigen Jahreswartung durchgeführt, sofern sich ein Auswechselbedarf ergeben hat und die Arbeitsdurchführung planmäßig erfolgen kann [14] [69, S. 28-29]. Unplanmäßige Instandsetzungs- bzw. Reparaturmaßnahmen erfolgen in der Regel zustandsorientiert, entweder reaktiv (nach einem Komponentenausfall) oder präventiv (im Vorfeld eines Komponentenausfalls) [205], sofern die Auswertung von CMS-Zustandsdaten eine präventive Entstörungsleistung vor Ort als hinreichende Maßnahme ergeben hat [86, S. 82 ff.]. Komponentenschäden entstehen beispielsweise durch übermäßigen Verschleiß, Korrosionserscheinungen durch die salzhaltige Luft oder Materialermüdungen als Folge der Anlagenalterung [69, S. 85].

Sämtliche planmäßigen Wartungsleistungen, die an den jeweiligen Systemen durchzuführen sind, werden standardgemäß in Art und Umfang im Betriebs- und Wartungshandbuch des Anlagenherstellers für das jeweilige Anlagenmodell verfasst und dem Anlagenbetreiber übergeben [69, S. 86]. Darunter fallen einerseits primärtechnische Wartungsaktivitäten, wie die zentrale Ölversorgung und Komponentenschmierung (v.a. für die mechanischen Triebstrangkomponenten) und die Wartung von elektrischen Systemelementen (wie des Generators, des Transformators, der Schaltschränke, der Sensorik oder der Steuer- und Regelungstechnik). Andererseits werden daneben notwendige sekundärtechnische Wartungsmaßnahmen beschrieben, wie beispielsweise Reinigungsarbeiten von Innen- und Außenbereichen der Hauptsysteme, Korrosionsbeseitigungen und Korrosionsschutz-erneuerungen, Bewuchsbeseitigungen, Anstrich- und Dichtungserneuerungen sowie diverse mechatronische Einzelwartungsarbeiten (z.B. an den Sicherheitssystemen der OWEA) [69, S. 86]. Um unplanmäßigen Instandsetzungsmaßnahmen vorzubeugen und eine Planungsgrundlage für eine zyklische und präventive Durchführung von Komponentenerneuerungen zu schaffen, werden auch potenzielle Lebensdauerberechnungen für die je nach Anlagenmodell verbauten Systemkomponenten, basierend auf potenziellen Schadensdaten, ermittelt [239] [101] [77].

Wartungs- und Reparaturarbeiten an den Fundamenten der Offshore-Bauwerke erfolgen an deren Gründungsstruktur, der Unterwasserverkabelung an den Fundamenten sowie deren Verankerung im Meeresboden [69, S. 86]. Insbesondere wird bei Bedarf die Bewuchsbildung beseitigt oder der Korrosions- und Kolkschutz erneuert. Die Durchführung dieser Leistungen übernehmen in der Regel spezialisierte Offshore-Taucher- und/oder ROV-Betriebe [69, S. 86]. Erkenntnis über die durchzuführenden Arbeiten erlangen die Dienstleister über die zyklischen Inspektionsleistungen (vgl. Kapitel 4.1.4.1). Zur Ermittlung von Kolkschutz-erneuerungen wird sogar vorgeschrieben, dass bei mindestens zehn Prozent der OWEA eines Windparks der Kolkschutz über das CMS überprüft werden muss [240] [69, S. 86-87].

Auch für die *Wartung & Reparatur an Seekabeln* werden grundsätzlich spezialisierte Dienstleister eingesetzt. Ergeben die betriebsbegleitenden jährlichen Inspektionen der Anschlüsse, Befestigungen sowie der Funktion, Korrosion und Beschmutzung der Seekabel an den Offshore-Fundamenten einen Reinigungs- bzw. Instandsetzungsbedarf, führen Offshore-Taucher und/oder ROV die anfallenden Unterwasserarbeiten durch [69, S. 90]. Im Rahmen der Inspektions-leistungen an den Seekabeln werden diese auch über die gesamte Verlegungstrasse hinweg überprüft, ob diese auch noch unter Last der in der WSV Richtlinie für verlegte Seekabel vorgeschriebenen Mindesttiefenlage entsprechen [156, S. 10] [69, S. 90] (vgl. Kapitel 3.2.2). Für die Kabeltiefenerkundung werden beispielsweise magnetometrische, elektromagnetische und flachseismische Verfahren mit Hilfe des Einsatzes von Forschungsschiffen genutzt [241].

Wurde im Rahmen der Kabeltiefenerkundung eine gravierende Kabelbeschädigung festgestellt, ist ein Kabellegerschiff für die Instandsetzungsarbeiten an der jeweiligen Kabelposition einzusetzen. Dieses ermöglicht ein Herausheben der beschädigten Kabelstelle aus dem Meeresgrund und dessen Abtrennung von der verlegten Kabeltrasse. Eine Fehleranalyse des herausgetrennten Kabelstücks an Bord des Schiffes liefert Aufschluss darüber, wie genau sich der Schaden herausstellt. Ein neu einzusetzendes Kabelstück wird anschließend über Kabelmuffen auf beiden Seiten mit der restlichen Kabeltrasse verbunden, auf den Meeresboden abgesenkt und in die vorgeschriebene Mindesttiefenlage eingespült. Die Funktionalität des reparierten Kabels wird im Rahmen einer Testserie sichergestellt [69, S. 90].

Zwischen den anfallenden *Wartungs- und Reparaturarbeiten am Umspannwerk* und jenen an der HGÜ-Konvertierungsplattform ergeben sich gewisse Analogien [69, S. 89-90]. Die HGÜ-Plattform und deren Netzanschlüsse werden als Elemente der Energieübertragung allein vom Übertragungsnetzbetreiber betrieben (vgl. Kapitel 3.1). Das Umspannwerk eines Offshore-Windparks wird zwar vom OWP-Betreiber betrieben, dessen Übertragungsnetzanschlüsse sind jedoch bereits dem Verantwortungsbereich des Übertragungsnetzbetreibers zuzuordnen, weshalb Wartungs- und Reparaturarbeiten an diesen einer gewissen Verantwortungsabgrenzung beider Parteien erforderlich machen [69, S. 89]. Wie auch bei den Wartungs- und Reparaturleistungen für OWEA lassen sich für beide Plattformvarianten die anfallenden Arbeiten hinsichtlich ihrer funktionalen Einordnung in deren Gesamtsystem unterscheiden, nämlich ob primärtechnische [158, S. 9-10] oder sekundärtechnische Komponenten der Topsite betroffen sind [86, S. 52] [69, S. 89-90]. Neben der Wartung und Reparatur der bereits zum Umspannwerk hervorgehobenen primär- und sekundärtechnischen Komponenten (vgl. Kapitel 3.2.3) sind bei der HGÜ-Konvertierungsplattform diesbezüglich vor allem auch die Hoch- und Höchstspannungsschaltanlagen zu warten und bei Bedarf zu reparieren [69, S. 89-90].

Wartung und Reparatur von Wasserfahrzeugen

Für die Wartung und Reparatur von Spezialschiffen gilt ebenso, wie zu den Weiterentwicklungsleistungen aufgeführt, dass diese je nach Leistungsumfang, entweder im laufenden Betrieb an Bord oder zu gewissen Stillstandzeiten anfallen, wie beispielsweise zur Klassenerneuerung [69, S. 92]. Da mit der Klassenerneuerung durch die Klassifikationsgesellschaft auch notwendige Ausbauten und Rumpfinspektionen am Schiff einhergehen, für die das gesamte Schiff in einem Trockendock eingedockt werden muss [223, S. 9], lassen sich gleichzeitig innerhalb dieses Dockungszeitraums eine Vollwartung, umfangreiche Instandsetzungsmaßnahmen und Umbauten des Schiffes realisieren [19, S. 30]. In der Regel fallen solche Vollwartungsumfänge zur Klassenerneuerung alle fünf Jahre an. Je nach Instandhaltungsstrategie des Schiffseigners können Spezialschiffe für den Offshore-Windparkbetrieb durchaus auch zwischenzeitlichen Dockungszeiträumen unterliegen [69, S. 92].

Betriebsbegleitendes Repowering

Die systematische Abgrenzung zwischen Repoweringleistungen nach dem Erreichen der potenziellen Lebensdauer der OWEA und dem betriebsbegleitenden Repowering wurde in Kapitel 3.3.4 ausführlich erläutert. Auch die grundsätzlichen Bedarfs- und Leistungserbingungs-zusammenhänge für Repowering-Lösungen wurden im Rahmen dieses Kapitels erörtert. Daraus folgend sollen an dieser Stelle nur die techno-ökonomisch relevanten Eckpunkte des betriebsbegleitenden Repowerings im Rahmen des Instandhaltungsangebots herausgestellt werden. Bereits in den „Grundlagen der Instandhaltung“ (DIN 31051) wird die Verbesserung als eine der Kernaufgaben der Instandhaltung neben der Wartung, der Inspektion und der Instandsetzung hervorgehoben [242].

Rein ökonomisch betrachtet, erfährt eine Anlage bei jedem Austauschvorgang, bei dem neue Systeme oder Komponenten an dieser verbaut werden, eine akute Wertsteigerung im Vergleich zu dem vorherigen Zustand, bei dem sie mit einem beanspruchten bzw. von Verschleiß betroffenem System (oder eben solch einer Komponente) ausgestattet war. Mit weiter zunehmender Betriebsdauer relativiert sich jedoch diese akute Wertsteigerung mit Bezug auf den Vermögenswert der Anlage als Folge von der altersbedingten Wertminderung dieser, welche auch ursächlich für die Abschreibung der Anlage ist (vgl. §§ 253 HGB [233]).

Eine technische Verbesserung erfährt die Anlage nicht automatisch, indem eine beanspruchte Komponente durch eine identische neuere ersetzt wird, sofern die beanspruchte noch funktionstüchtig wäre und die gleiche Leistung, wie die neu zu verbauende Komponente aufweist. Ist jedoch eine technische Leistungsschmälerung der bisher verbauten Komponente für die Anlage aufgetreten, wird die Funktionalität dieser Komponente nicht mehr gewährleistet oder ist die neu zu verbauende Komponente einfach leistungsfähiger, sollte die Anlage bei einem Komponentenwechsel (bzw. Systemwechsel) in der Regel auch eine technische Verbesserung erfahren, sofern auch neuere und leistungsfähigere Baureihen als die zuvor verbauten verwendet werden, was auch den Grundgedanken von Repowering-Leistungen tangiert [209, S. 5].

Unter Berücksichtigung von herstellerseitigen Produktverbesserungen infolge des technologischen Fortschritts über die Lebensdauer eines Offshore-Windparkprojekts, ist davon auszugehen, dass Komponenten- bzw. Systemwechsel unter Verwendung neuerer Baureihen stets, wenn auch nur geringfügig, mit einer technischen Verbesserung einhergehen sollten. Wird jene technische Verbesserung bei einem Austauschvorgang für ein defekt gewordenes Element nicht gewährleistet, sondern handelt es sich bei dem einzubauenden Element um exakt die gleiche Baureihe, z.B. aus einer Bevorratung dieser, wäre der Begriff der Instandsetzung für den Austauschvorgang zutreffender [242].

Die betriebsbegleitenden Repowering-Leistungen, welche tatsächlich techno-ökonomische Verbesserungen der Anlagen verursachen sollen [209, S. 5], werden in erster Linie von den jeweiligen Komponenten- und Systemherstellern erbracht, da sie ihre verbesserten Produkte für deren Montage im Offshore-Windpark anbieten. Für die konkrete Montageleistung ist es dabei im Allgemeinen wahrscheinlich, dass diese in Zusammenarbeit mit spezialisierten maritimen Lösungsanbietern durchgeführt wird. Je nach Abmessungen und Gewicht der jeweiligen Komponente bzw. des jeweiligen Systems wird die Verwendung spezieller Schiffs- und Umschlagstechnik vorausgesetzt (vgl. Kapitel 3.3.4), die in der Regel nicht von einem produzierenden Unternehmen selbst, aber von eben jenen Dienstleistern, bereitgestellt und betrieben werden kann [18].

4.1.4.2 Begutachtungsdienstleistungen

Ebenfalls zur Prozesskategorie „Services“ gehörig, wurden in *Offshore-Solutions* Bedarfe an „Begutachtungsdienstleistungen“ identifiziert und die dieser Dienstleistung untergeordneten Leistungsbereiche „Maritime Logistikberatung“, „Inspektion, Schadensdokumentation und Gutachtenerstellung“ sowie „Umweltmonitoring“ definiert und voneinander abgegrenzt [69, S. 33-34, 93 ff.].

Maritime Logistikberatung

Der Bedarf an einer maritimen Logistikberatung kann durch diverse Aspekte begründet werden. Einerseits ist der kundenseitige Bedarf über die Komplexität und Vielseitigkeit für eine effiziente maritime Versorgungsplanung, -steuerung und –überwachung und den jeweils dazu notwendigen Informationen begründet [23] [86, S. 62 ff.]. Insbesondere aber der Umstand, dass die maritime Betriebs- und Wartungslogistik gravierende Kostensenkungspotenziale für den Windparkbetreiber verbirgt [35, S. 95], die zu einer Reduktion der Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergienutzung insgesamt beitragen kann [14] [13], gibt Aufschluss über den im Markt vorhandenen Bedarf an maritimen Logistikberatungsdienstleistungen. Weiterhin können Windparkbetreiber auf die notwendigen Erfahrungen für solch ein Lösungsangebot in der maritimen Industrie zurückgreifen, da diese Branche bereits langjährige Referenzen zu Fragestellungen der maritimen Logistik vorweisen kann [18] [69, S. 33-34, 93 ff.].

Inspektion, Schadensdokumentation und Gutachtenerstellung

Wurden im Bereich der Wartungs- und Reparaturdienstleistungen alle anderen Aufgabenbereiche der Instandhaltung (nach DIN 31051) ausführlich erläutert, soll an dieser Stelle auf den letzten Instandhaltungsbereich, jenen der „Inspektion“ [242], im Rahmen der Leistungsbereichsdefinition der „Inspektion, Schadensdokumentation und Gutachtenerstellung“ [69, S. 33-34, 95 ff.] näher eingegangen werden.

Inspektionen werden betriebsbegleitend und ganzjährig in zyklischen Abständen durchgeführt. Während über das CMS Zustandsinformationen von primärtechnischen Komponenten in Echtzeit von der Fernleitzentrale aus eingesehen werden können [205], werden Inspektionen in der Regel in Form eines „vor Ort Audits“ im Windpark durchgeführt. In Abhängigkeit des jeweils zu inspizierenden Systems unterscheiden sich auch die Inspektionsumfänge. Nach *Holbach et al.* können Inspektionsleistungen an den OWEA nach deren Hauptsystemen unterschieden werden [69, S. 95-96]:

Inspektionen am *Rotor* können nach den beschriebenen Rotorkomponenten in jene an den Rotorblättern, an der Rotornabe sowie an dem Blattverstellmechanismus eingeteilt werden (vgl. Kapitel 3.2.1.1). Da Rotorwelle, Rotorlager und Rotorbremse als geschlossene Komponenten des mechanischen Triebstrangs vornehmlich als dem Maschinenhaus zugehörig definiert wurden [141, S. 321 ff.] (vgl. Kapitel 3.2.1.2), sollen die Inspektionsleistungen für diese Komponenten im Bereich der Gondelinspektionen spezifiziert werden.

Inspektionsleistungen an den Rotorblättern beinhalten beispielsweise Blattkörper- und Blattanschlussüberprüfungen auf Schäden (z.B. Risse, Erosions-/Korrosionsschäden, Blitzschäden) und auf jeweils vorhandenem Erosionsschutz (insbesondere für die Blattkanten [243]) bzw. Korrosionsschutz (insbesondere für die Blattanschlüsse [244]), Zustands- und Positionsprüfungen sämtlicher Strömungselemente, Blattinnenrauminspektionen, Blitzschutzsystemkontrollen oder Inspektionen von Wasserablauföffnungen [245, S. 2] [244]. Inspektionsleistungen an der Rotornabe beinhalten einerseits Nabeninnenraum- und Nabenaußenhautsichtprüfungen auf Schäden (beispielsweise Korrosionsschäden) [246, S. 9]. Andererseits gilt es auch die Blattlagerung in der Rotornabe und sämtliche Elemente des hydraulischen oder des elektromotorischen Blattverstellmechanismus [141, S. 350-360] auf sichtbare Schäden und hinsichtlich Verschleißerscheinungen zu überprüfen [246, S. 9].

Gondelinspektionen beziehen sich in erster Linie auf die geschlossenen Hauptkomponenten des mechanischen Triebstrangs und des elektrischen Systems im Maschinenhaus aber auch auf sonstige sekundärtechnische Nebenkomponenten sowie der gesamten Maschinenhaus-verkleidung. Beispielsweise gilt es die geschlossenen mechanischen Triebstrangkomponenten (wie die Rotorwelle, die Rotorlager, das Getriebe, die Generatorwelle und -lager sowie die Rotorbremse) hinsichtlich deren Schmierung und Verschleiß und das gesamte Ölversorgungssystem auf Funktionsfähigkeit und Dichtigkeit zu überprüfen [246, S. 11] [141, S. 321 ff.]. Vordergündig werden bei Gondelinspektionen jedoch das Getriebe und der Generator, als Herz des elektrischen Systems der OWEA, sowie die Generatorkühlung hinsichtlich Fehlerindikatoren untersucht [247] [246, S. 13-15]. Elektrische Systeminspektionen betreffen aber auch die gesamte elektrische Regelungseinheit sowie sämtliche Schütze, Schalter, Sicherungen und sonstige Elektrik, da diese Systeme und Komponenten üblicherweise mit einer besonders hohen Schadensanfälligkeit behaftet sind [101].

Auch jegliche sekundärtechnischen Komponenten, wie Hilfsaggregate und Sicherheitssysteme, gilt es im Maschinenhaus einer Sichtkontrolle zu unterziehen [141, S. 397-400]. Ebenso wie bei allen anderen Hauptsystemen, muss auch die Gondelverkleidung hinsichtlich Korrosionsschäden untersucht und Korrosionsschutzmaßnahmen bei Bedarf durchgeführt werden [69, S. 96]. Ein besonderes Augenmerk ist auch der Windrichtungsnachführung bei den vorzunehmenden Inspektionsleistungen zu widmen [246, S. 15-17]. Dies beinhaltet eine Kontrolle der gesamten Baugruppe, des Antriebsmotors, inkl. dessen Getriebe und Ritzel, des Zahnkranzes und Azimutlagers, des Bremsrings sowie der Bremsen [248].

Turminspektionen hingegen konzentrieren sich in erster Linie auf Prüfungen der Turmbeschichtungen insgesamt (Korrosionsschutzprüfung), der Luftaufbereitung, des Mittelspannungsumrichters, der Brandmelde- und Löschanlage, der unterbrechungsfreien Stromversorgung, des Notstromaggregats und der Notstrombeleuchtung, des Blitzschutzsystems, sowie des Transition Piece (inkl. Außen-/Zugangsplattform und Boat Landing) der OWEA auf Verschleiß bzw. Schäden [246, S. 22].

Bei *Fundamentinspektionen* werden die Gründungsstrukturen der Offshore-Bauwerke und deren Verankerung im Meeresboden sowie die Unterwasserverkabelung an den Fundamenten untersucht, mit Fokus auf Bewuchsbildung, Korrosions- und Kolkschutz sowie die Grout-Verbindungen an den Fundamenten [69, S. 86]. Die reinen Inspektionsleistungen werden in der Regel durch ROV-Einsätze dargestellt, während bei den manuell aufwändigeren Wartungs- und Reparaturmaßnahmen an den Fundamenten auch Offshore-Taucher eingesetzt werden [69, S. 86].

Umweltmonitoring

Das „Umweltmonitoring“ (im Sinne des betriebsbegleitenden Monitorings [249, S. 10-11]) umfasst eine kontinuierliche Beobachtung von ökologisch relevanten Parametern und Veränderungen im gesamten Untersuchungsgebiet nach Inbetriebnahme des Windparks (im Wasser, am Meeresgrund, an den Fundamenten und in der Luft) über einen Zeitraum von mindestens drei bis fünf Jahren [249, S. 10-11] [69, S. 94]. Es zielt auf eine Umsetzung des *Standarduntersuchungskonzepts* (StUK) zur Erfassung der Umweltauswirkungen der Offshore-Windenergienutzung auf die Meeresumwelt [249] in Form einer speziell für diesen Leitungsumfang zugeschnittenen Inspektionsleistung. Der Untersuchungszeitraum kann auch im Einzelfall nach Vorgabe der Planfeststellungs-/ Genehmigungsbehörde (vgl. Kapitel 3.3.1) erweitert werden, falls dies nach Abschluss des letzten Untersuchungsjahres als notwendig erachtet wurde [249, S. 10-11].

Das betriebsbegleitende Durchführen von Umweltmonitoring Maßnahmen wird in den Genehmigungstexten der Windparks „in Abhängigkeit von standort-, vorhabens- und schutzgutspezifischen Gegebenheiten“ [249, S. 10] konkretisiert, aus denen sich auch der anzuwendende Maßnahmenumfang deuten lässt. Zu den vorgenommenen Untersuchungen sind nachvollziehbare Gutachten zu erstellen und der Planfeststellungs-/ Genehmigungsbehörde als Nachweis entsprechend vorzulegen. Auf Verlangen der Planfeststellungs-/ Genehmigungsbehörde muss auch die Vorlage von Rohdaten und Erhebungsdokumenten „vollständig und im Original in geeigneter Form“ [249, S. 13] seitens des Genehmigungsinhabers des jeweiligen Windparkprojekts gewährleistet werden [249, S. 13].

4.1.4.3 Safety & Security Dienstleistungen

Den letzten Dienstleistungsbereich im Rahmen der Prozesskategorie „Services“ bilden „Safety & Security Dienstleistungen“ [69, S. 33-34] [14, S. 32]. Anders als im deutschen Sprachgebrauch, in dem unter Sicherheitsdienstleistungen sowohl „Safety“-Aspekte („Betriebssicherheit“) als auch „Security“-Aspekte („Angriffssicherheit) umfasst werden können, wird über die englische Wortwahl eine deutlichere Leistungsabgrenzung vorgenommen [250]. Die Dienstleistungskonkretisierung ist jedoch auch über eine deutschsprachige Terminologisierung hinsichtlich untergeordneter Leistungsbereiche im Rahmen dieses Dienstleistungsbedarfs zu ermöglichen. Es werden im Folgenden die Leistungsbereiche der „Notfallversorgung“, der „Sicherheitstrainings“ sowie der „Gefahrenabwehr“ definiert und voneinander abgegrenzt [69, S. 33-34, 99 ff.].

Notfallversorgung

Notfallversorgungsleistungen für Offshore-Windparks umfassen einen sehr breiten, komplexen aber auch in der Vergangenheit kontrovers diskutierten Themenbereich, insbesondere was Notfall- und Rettungskonzepte und jeweilige Zuständigkeiten in denkbaren Sicherheitsszenarien für die Offshore-Windenergienutzung anbelangen [251] [252] [253].

Die Herausforderungen, welche mit der organisatorischen, technischen und medizinischen Notfallversorgung zur Offshore-Windenergienutzung einhergehen [254] [69, S. 100-102], sind auch der Grund, weshalb sich diverse nationale Forschungsvorhaben, wie beispielsweise *„Rettungskette Offshore-Wind“* [255], *SOS: „Sea and Offshore Safety“* [256] oder *OWiSS: „Offshore Windenergie –Schutz und Sicherheit“* [257] und Arbeitskreise, wie der *GDV-Arbeitskreis „Offshore-Windkraft – Herausforderungen für die Sicherheit auf See“* [258] oder der *„Runde Tisch der maritimen Sicherheitspartnerschaft“* [259, S. 11] (in Anlehnung an § 3 SchSV [260]), speziell mit diesem Themenkomplex beschäftigten und aktuell noch beschäftigen. Grundsätzlich ist aber festzustellen, dass der Leistungsbereich der „Notfallversorgung“ in erster Linie den Bedarf an Dienstleistungen bedient, welcher sich aus den Arbeitsschutzauflagen an den Windparkbetreiber für das im Offshore-Windpark eingesetzte Personal ergibt [253] [204, S. 67-69] [69, S. 100 ff.].

Seit 2008 findet das *Arbeitsschutzgesetz* (gem. § 1 (1) *ArbSchG* [261]) im Rahmen des *Seerechtsübereinkommens* [7] auch in der deutschen AWZ seine Anwendung [262]. Nach diesem obliegt der betriebliche Arbeitsschutz im Offshore-Windpark dem Windparkbetreiber als Unternehmer (gem. § 10 *ArbSchG* [261] sowie § 24 *BGV A1* [263]) und keinen staatlichen Organen, wie der „Deutschen Gesellschaft zur Rettung Schiffbrüchiger“ (DGzRS) oder dem „Havariekommando“ [204, S. 67-69]. Deren Aufgaben sind im *Sicherheitskonzept Deutsche Küste* geregelt [69, S. 101]. So begründet sich auch die Anforderung aus der Genehmigung für ein Windparkprojekt nach der *SeeAnlV* [9], nach welcher der Windparkbetreiber bereits vor Inbetriebnahme des Windparks der Genehmigungsbehörde ein „Schutz- und Sicherheitskonzept (SchSiKo)“ mit einer „projektspezifischen Notfallplanung“ vorlegen muss [262] (vgl. Kapitel 3.3.1). Zur Aufgabengewährleistung innerhalb des SchSiKo und dessen „projektspezifischen Notfallplans“ kann der Windparkbetreiber auch auf privatwirtschaftlich agierende Notfallversorgungsdienstleister zurückgreifen, woraus sich auch der regulatorisch begründete Dienstleistungsbedarf im Bereich der „Notfallversorgung“ herleiten lässt [253] [204, S. 67-69] [69, S. 100 ff.].

Die Erfüllung des betrieblichen Notfall- und Rettungsdienstes wird über eine Notrufzentrale und Sanitätseinrichtungen in den Windparks, unter Verwendung diverser technischer, medizinischer und telemedizinischer Verfahren, personeller und materieller Ressourcen sowie Rettungs- und Transportmittel ermöglicht [255] [256].

Dem Rettungshelikopter obliegt für den Transit zwischen Windpark und Krankenhaus, aufgrund seiner schnellen Reisegeschwindigkeit, eine proprietäre Stellung gegenüber Wasserfahrzeugen im Bereich des betrieblichen Arbeitsschutzes [204]. Da in Notfallsituationen jede Minute zählt, wird beispielsweise an Land eine Transitzeit im Rettungshelikoptereinsatz von 75-90 min zum Krankenhaus vorgesehen [264]. Die Einhaltung dieser Transitzeit (inkl. etwaiger Winching-Vorgänge) bei von der Küste besonders weit entfernten Windparks, erscheint sogar für Rettungshelikopter kritisch. Aus diesem Grund ist auch die Entwicklung optimaler Rettungskonzepte unerlässlich, aus denen sich jeweils, in Abhängigkeit der jeweiligen Notfallsituation, ein hinreichender Ressourcen- und Verfahrenseinsatz ableiten lässt [69, S. 100-102] [255].

Nach dem *Sicherheitskonzept Deutsche Küste* [265] der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes ist zur Identifikation der Zuständigkeiten im Bereich der „staatlichen Daseinsfürsorge“ [251] in Abgrenzung zu dem zuvor beschriebenen „betrieblichen Arbeitsschutz“ zwischen unterschiedlichen Sicherheitsszenarien zu unterscheiden: Dem „Seenot Fall zur Rettung von Menschenleben“ und „schweren Seeunfällen mit großem Schadenspotential“ wie dem Szenario einer „komplexen Schadenslage“ [265, S. 20 ff, 28-29].

Für den „Seenot Fall zur Rettung von Menschenleben“ [265, S. 28] nimmt den nach Kapitel V der *SOLAS* [266] von den Vertragsstaaten einzurichtenden „Seenot-, Such- und Rettungsdienst“ (Engl. Search and Rescue (SAR)) die DGzRS in der Bundesrepublik Deutschland wahr [265, S. 28]. Der maritime SAR-Dienst erstreckt sich von der Koordination von SAR-Maßnahmen durch das „Maritime Rescue Coordination Centre“ (MRCC), was in der Bundesrepublik Deutschland durch die „Seenotleitung Bremen“ gewährleistet wird, bis hin zur konkreten SAR-Maßnahmendurchführung, mit Hilfe einer entlang der deutschen Küste vorgehaltenen Flotte an Seenotkreuzern und –rettungsbooten [265, S. 29]. Eine Unterscheidung zwischen „Seenot“ und „betrieblichen Arbeitsschutz“ basiert auf einer jeweils individuellen Abgrenzung des Notfalls. Grundsätzlich lässt sich aber feststellen, dass bei einem betrieblich bedingten Notfall auf einer OWEA zunächst der „betriebliche Arbeitsschutz“ des Windparkbetreibers greift, während die DGzRS für alle „klassischen Seenotfälle“, die über den betrieblichen Arbeitsschutz hinausgehen, für den „Schutz des menschlichen Lebens auf See“ [267, S. 492] zuständig ist [268] [269].

Handelt es sich jedoch um „schwere Seeunfälle mit großem Schadenspotential“ [265, S. 20], wurde speziell für solch ein Szenario das „Havariekommando“ eingerichtet [265, S. 20 ff.]. Es setzt sich aus dem permanent besetzten „Maritimen Lagezentrum“ (MLZ), dem „Kompetenzzentrum“ (Alltagsbetrieb) und dem „Havariestab“ (im Falle einer „komplexen Schadenslage“) zusammen“ [265, S. 20]. Eine komplexe Schadenslage liegt nach dem *Sicherheitskonzept Deutsche Küste* vor, wenn „bei einem Ereignis eine Vielzahl von Menschenleben, Sachgüter von bedeutendem Wert, die Umwelt oder die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs gefährdet sind oder eine Störung dieser Schutzgüter bereits eingetreten ist und zur Beseitigung dieser Gefahrenlage die Mittel und Kräfte des täglichen Dienstes nicht ausreichen oder eine einheitliche Führung mehrerer Aufgabenträger erforderlich ist.“ [265, S. 21].

Sicherheitstrainings

Als präventive und vorgeschriebene Maßnahme, um eine Erhöhung der Arbeitssicherheit durch adäquate menschliche Handlungen in und um den Offshore-Windparkbetrieb zu ermöglichen, werden von diversen zertifizierten Ausbildungszentren Sicherheitstrainings für das Arbeiten im Offshore-Windpark angeboten. Das im Offshore-Windpark eingesetzte Personal soll, neben relevanten Sicherheitstrainings aus der Onshore-Windenergiebranche, auch über zyklisch zu

wiederholende maritime Sicherheitstrainings, auf potenzielle Notfallsituationen im Offshore-Arbeitsumfeld vorbereitet werden. Durch die rauen Arbeitsbedingungen ist das Offshore-Servicepersonal besonderen Risiken ausgesetzt. Daher ist es auch nur entsprechend ausgebildeten und zertifizierten Fachkräften gestattet, die Anlagen auf dem Meer zu betreten. Die Sicherheitstrainings sind in der Regel modular aufgebaut [69, S. 103-104].

Nach *GWO Standard* [270] wird das „Basic Safety Training" als Grundausbildung des Personals für Onshore- und Offshore-Arbeiten auf Windenergieanlagen vorgeschrieben. Für Höhenarbeiten auf Windenergieanlagen ist weiterhin ein PSAgA („Persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz") Training erforderlich (gem. BGR/GUV-R 198/199 [271] [272]) [273]. Aus der Offshore Öl & Gas Industrie stammt das sog. BOSIET („Basic Offshore Safety Induction & Emergency Training") [274], welches auf der deutschen Gesetzes-, Normungs- bzw. Spezifikationslage für Offshore-Windenergiearbeiten beruht (wie ArbSchG [261], DGUV Vorschriften, sowie VDSI Regel 01/2013 [273]). Weiterhin werden im Rahmen dieser Grundausbildung die bestehenden international anerkannten Vorschriften und Standards aus der Seefahrt (STCW) und der Offshore Öl- und Gasindustrie vermittelt [275]. Aufbauend auf dem BOSIET werden aber auch weitere Trainingsmodule angeboten, wie beispielsweise das HUET („Helicopter Underwater Escape Training") oder das FOET („Further Offshore Emergency Training") [274].

Gefahrenabwehr

Während die vorherigen Leistungsbereiche eher mit dem Aspekt der Betriebssicherheit („Safety") verbunden sind, wird in dem Leistungsbereich „Gefahrenabwehr" vornehmlich der Aspekt der Angriffssicherheit („Security") aufgegriffen, wobei auch betriebssicherheitsrelevante Elemente in diesem Bereich thematisiert werden. Das Thema der „Angriffssicherheit" gewinnt mit zunehmendem Ausbau der Offshore-Windenergie an Bedeutung. Sofern Offshore-Windparks nach der *KRITIS-Strategie der Bundesregierung* [276] als kritische „technische Basisinfrastruktur" in der deutschen Energieversorgung eingestuft werden [276, S. 5], haben diese einem besonderen reglementierten Schutz zu unterliegen, da diese wie Kraftwerke zu betrachten wären [204] [69, S. 105]. Grundsätzliches Ziel der „Gefahrenabwehr" ist demnach, „die Anlagen, Mitarbeiter und das Stromerzeugungssystem im Allgemeinen vor Diebstahl, vorsätzlicher Beschädigung, Sabotage, Piraterie, Belästigung oder Terrorismus zu schützen" [69, S. 105].

Neben den für diese Aufgaben notwendigen präventiven und reaktiven Objektschutzmaßnahmen, unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorschriften, muss auch das Kollisionsrisiko zwischen Schiffen und OWEA für die Gefahrenabwehr im Windparkbetrieb berücksichtigt werden [277], womit ein eher die Betriebssicherheit betreffendes Themenfeld aufgegriffen wird. Ein speziell für die Gefahrenabwehr insgesamt ausgearbeitetes Sicherheitsprogramm, welches sämtliche Maßnahmen zum Schutz der Personen, Anlagen und Transportmittel in und um den Windparkbetrieb beinhaltet, ist demnach unerlässlich [69, S. 105]. Dem Ziel gerecht zu werden, solch ein konkretes Sicherheitskonzept für die deutsche Offshore-Windenergie unter Beteiligung sämtlicher relevanter Akteure in dem Marktbereich der maritimen Angriffs- und Betriebssicherheit zu erstellen, widmet sich das Forschungsprojekt *OWiSS: Offshore Windenergie–Schutz und Sicherheit* [257]. Das in *Offshore-Solutions* definierte Leistungsspektrum im Bereich der „Gefahrenabwehr" umfasst neben einer Fernüberwachung der Anlagen des Windparks und dessen See- und Luftraum (z.B. mittels Videoüberwachungs-, Brandmelde-, Radar- und Satellitentechnik) auch „vor Ort" Audits in konkreten Gefahrszenarien (z.B. mittels CTVs und eines speziell für diese Aufgabe einzurichtenden Sicherheitsdienstes) sowie ein prägnanteres „Vessel Tracking" (mit spezieller AIS Infra- und Suprastruktur), für die sich in und um die Windparks bewegenden Wasserfahrzeuge [69, S. 105].

4.2 Instandhaltungsstrategien zur Gewährleistung der Stromerzeugung durch Offshore-Windparks

Basierend auf den zuvor erläuterten maritimen Dienstleistungsbedarfen in und um den Offshore-Windparkbetrieb wird im Folgenden das Instandhaltungsthemenfeld noch weiter vertieft. Die Konkretisierung der Instandhaltungsumfänge im Offshore-Windparkbetrieb erfolgt in Anlehnung an die DIN 31051 [242], nach der die Instandhaltung die zur Prozesskategorie „Services" beschriebenen Inspektions-, Wartungs-, Instandsetzungs- und Verbesserungsleistungen umfasst [242, S. 2 ff.] (vgl. Kapitel 4.1.4). Sie definiert weiterhin den Begriff der „Instandhaltung", in Anlehnung an die DIN EN 13306 [278], als „Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus einer Betrachtungseinheit, zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen, sodass diese die georderte Funktion erfüllen kann" [242, S. 3].

Aus dieser Definition ergeben sich auch die zuvor aufgeführten Instandhaltungsleistungen, da über den gesamten Lebenszyklus eines Windparks, im Rahmen der Instandhaltung von Windparkkomponenten, diverse Maßnahmen zur Erkennung deren Ist-Zustand („Inspektion"), zur Erhaltung deren Funktionsfähigkeit („Wartung"), zur Rückführung in deren funktionsfähigen Zustand („Instandsetzung") sowie zur Steigerung deren Funktionssicherheit („Verbesserung") anfallen [279, S. 5] [242, S. 3-5]. Zur Instandhaltung von Kraftwerken für erneuerbare Energien werden diverse Arten und Strategien der Instandhaltung voneinander abgegrenzt [279, S. 11 ff.] [278, S. S. 22 ff.]. Für Windparks von primärer Relevanz erweisen sich jedoch korrektive, präventive und zustandsorientierte Instandhaltungsstrategien [280, S. 261 ff.].

4.2.1 Korrektive Instandhaltung

Die korrektive (ausfallbasierte) Instandhaltung basiert auf der Intention, dass es erst zu einer Instandsetzung oder einem Bauteilwechsel kommt, wenn das Bauteil bereits ausgefallen ist [280, S. 261]. Es wird bei dieser Strategie somit der maximale Abnutzungsvorrat eines Bauteils ausgenutzt, bevor eine Wechsel- oder Instandsetzungsmaßnahme nach Bauteilausfall erfolgt. Der Vorteil dieser Instandhaltungsstrategie besteht folglich darin, dass mit dem maximalen Abnutzungsvorrat auch die maximal mögliche Lebensdauer eines Bauteils ausgenutzt wird, wodurch die Instandhaltungskosten geringer ausfallen, als beispielsweise bei der präventiven Instandhaltung [281, S. 17-18].

Eine weitere Abgrenzung im Rahmen der korrektiven Instandhaltungsstrategien, die für den Offshore-Windparkbetrieb von Bedeutung sind, lässt sich zwischen der sofortigen Instandhaltung und der aufgeschobenen Instandhaltung treffen. Bei der *sofortigen Instandhaltung* sollen vergleichsweise nur geringere Stillstandszeiten in Kauf genommen werden, sodass Instandsetzungsmaßnahmen sofort nach Fehlererkennung und einer gewissen Reaktionszeit durchgeführt werden. Bei der *aufgeschobenen Instandhaltung* werden diese Maßnahmen erst zu einem späteren Zeitpunkt und somit nicht fast unmittelbar nach der Fehlererkennung durchgeführt (z.B. gemeinsam mit anderen Instandhaltungsmaßnahmen) [282, S. 25].

Die nachfolgende Darstellung veranschaulicht den Zusammenhang zwischen dem Abnutzungsvorrat eines Bauteils und dessen Betriebszeit in Abhängigkeit von der jeweiligen korrektiven Instandhaltungsstrategie (Vgl. Abb. 26). Der Abnutzungsvorrat ist eine technische Kennzahl, welche den betriebsbedingten Abnutzungszustand eines Bauteils zwischen 0 und 100 Prozent darstellt, wobei 100% dem Abnutzungsvorrat bei Inbetriebnahme (bei Herstellung, Instandsetzung oder Schwachstellenbeseitigung) entspricht [242, S. 5-6].

Die DIN 31051 [242] definiert die Begriffe Abnutzung, Abnutzungsvorrat und Abnutzungsgrenze wie folgt: Die *Abnutzung* ist der „Abbau des Abnutzungsvorrates, hervorgerufen durch chemische und/ oder physikalische Vorgänge“ [242, S. 5]. Der *Abnutzungsvorrat* hingegen ist der „Vorrat der möglichen Funktionserfüllungen unter festgelegten Bedingungen, der einer Betrachtungseinheit aufgrund der Herstellung, Instandsetzung oder Verbesserung innewohnt“ [242, S. 5]. Ein Bauteilausfall wird beim Erreichen der *Abnutzungsgrenze* gesehen [242, S. 6], sie ist „der vereinbarte oder festgelegte Mindestwert des Abnutzungsvorrates“ [242, S. 5].

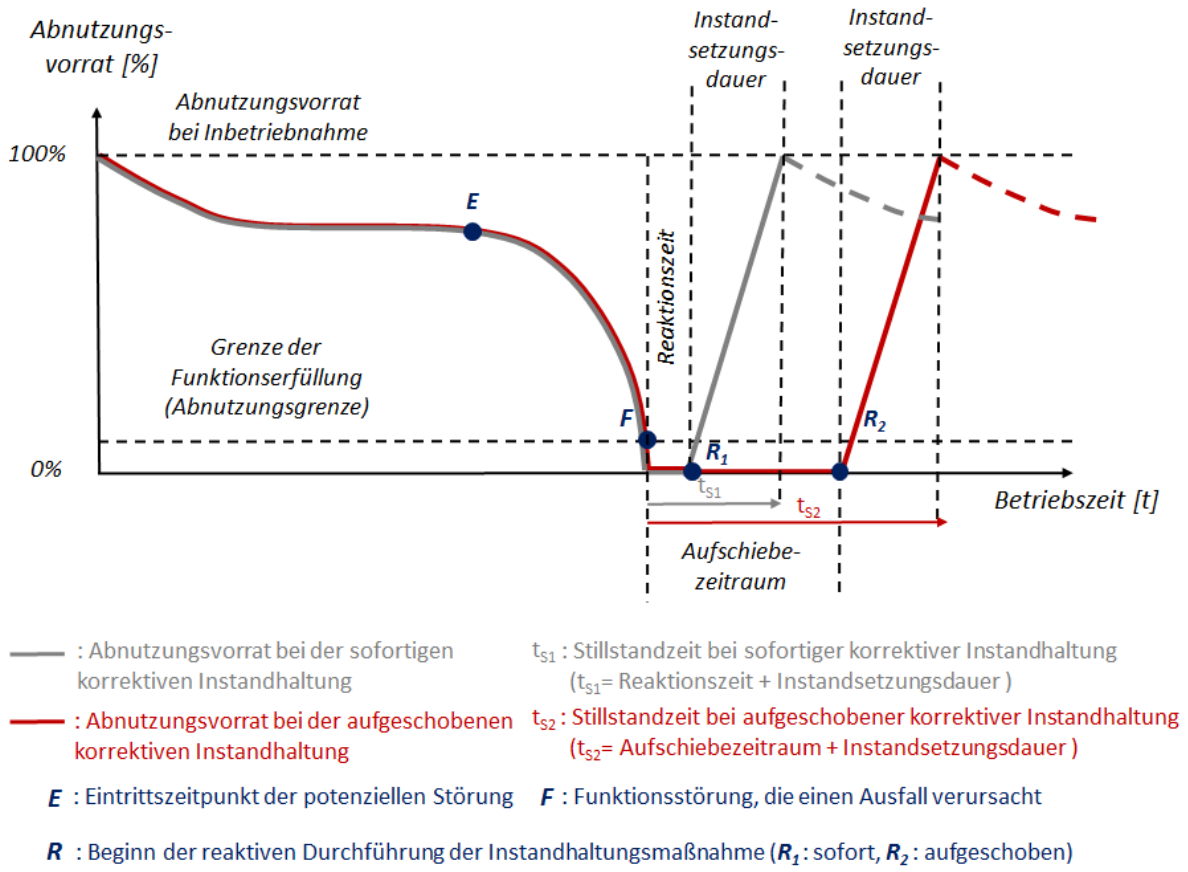


ABB. 26: ABNUTZUNGSVORRAT EINES BAUTEILS IN ABHÄNGIGKEIT DER BETRIEBSZEIT BEI DER SOFORTIGEN UND DER AUFSCHIEBENDEN KORREKTIVEN INSTANDHALTUNG

(Quelle: Eigene Systematisierung und Darstellung in Anlehnung an *DIN 3105* [242, S. 6] sowie jene von *Reichinger* [283], *Weyrich* [284], *Hahn et al.* [281, S. 17] und *Schenk* [282, S. 25])

Aus dieser Abbildung lässt sich der Verlauf des Abnutzungsvorrats über die Betriebszeit wie folgt erläutern: In der Regel weisen technische Systeme nach Inbetriebnahme zunächst eine höhere Abnutzung auf (z.B. Abrieb von Versiegelungen bei Maschinenelementen), bis sich ein gewisser Normalzustand herstellt, bei dem der Abnutzungsvorrat nicht mehr so abrupt abnimmt. Mit steigender Betriebsdauer nimmt die Abnutzung trotzdem weiter zu, aber mit einer geringeren Intensität. Die Abnutzung kann der Theorie entsprechend beispielsweise auch durch präventive Wartungsarbeiten verzögert werden [242, S. 3-6]. Irgendwann ergibt sich jedoch während des Betriebs eine unbemerkte Störung des Bauteils, welche zu einer beschleunigten Abnahme des Abnutzungsvorrats führen kann. Diese Störung würde bei entsprechender Messung darauf hindeuten, dass die Abnutzung des Bauteils demnächst so weit fortschreiten wird, bis dessen Grenze der Funktionserfüllung erreicht ist. Eine Funktionsstörung bei Erreichung der Abnutzungsgrenze bedeutet in der Regel, dass das Bauteil ausfällt [283].

Wird der Bauteilausfall sofort bemerkt (wie es in Abb. 26 für die sofortige korrektive Instandhaltung dargestellt ist), kann nach einer gewissen Reaktionszeit (z.B. für die Beauftragung der Instandsetzungsmaßnahme, die notwendige Ersatzteilbeschaffung, die Anfahrt) mit der jeweils notwendigen Instandsetzungsmaßnahme begonnen werden [284]. Instandsetzungsmaßnahmen sollen eine Rückführung in den ursprünglichen Zustand eines Bauteils bzw. den ursprünglichen Abnutzungsvorrat eines Bauteils bei dessen Inbetriebnahme herbeiführen [242, S. 4-6]. Ab dem Ausfall besteht für das Bauteil, im Zeitraum der Reaktionszeit sowie während der Durchführung der Instandsetzungsmaßnahme, eine Stillstandszeit. Wird der Bauteilausfall nicht sofort bemerkt, verlängert sich die Stillstandszeit um den Zeitraum zwischen Funktionsstörung und deren Identifikation [283]. Nach der Instandsetzungsmaßnahme beginnt der Abnutzungsprozess des Bauteils erneut nach zuvor skizziertem Schema [242, S. 6]. Die *aufgeschobene korrektive Instandhaltung* in dieser Darstellung unterscheidet sich von der *sofortigen korrektiven Instandhaltung* insofern, als dass ein Bauteil nach dessen Ausfall nicht sofort instandgesetzt wird, sondern ein Aufschiebezeitraum bis zur Durchführung der Instandsetzungsmaßnahme eingeplant wird. Somit wird das Bauteil erst zu einem späteren Zeitpunkt instandgesetzt [282, S. 25]. Die Stillstandzeit, welche sich aus dem Aufschiebezeitraum und der Durchführungszeit für die Instandsetzungsmaßnahme des Bauteils zusammensetzt, ist dabei sehr viel höher als bei der sofortigen korrektiven Instandhaltung. Aufgrund des längeren Aufschiebezeitraums ist die Reaktionszeit bereits in diesem enthalten.

Eine solch aufgeschobene korrektive Instandhaltung kann in der Regel nur Bauteile betreffen, welche nicht von Relevanz für die technische Verfügbarkeit einer OWEA sind. Die langen Stillstandzeiten würden sonst mit zu hohen entgangenen Stromeinspeisepotenzialen des OWEA-Betreibers einhergehen. Jedoch ergibt diese Instandhaltungsstrategie durchaus Sinn für marginal relevante Instandsetzungsarbeiten im Windpark und die aufgrund von ökonomischen Mengenvorteilen möglichst gebündelt durchgeführt werden sollten (wie beispielsweise die Erneuerung des gelben Anstrichs aller Unterstrukturen im Windpark). Auffällig bei der korrektiven Instandhaltung insgesamt ist, dass diese in der Regel mit relativ langen Stillstandzeiten bis zur Durchführung von Instandsetzungsmaßnahmen einhergeht [281, S. 18]. Bei besonders kritischen Bauteilen, die direkt mit der Anlagenverfügbarkeit in Verbindung stehen, würde solch eine Strategie, aufgrund zu hoher entgangener Erlöse bei einem Bauteilausfall, nicht zu empfehlen sein. Auch muss berücksichtigt werden, dass ein Bauteilschaden in einigen Fällen zu einem Folgeschaden für andere verbaute Teile (z.B. durch Feuerentwicklung) führen kann [280, S. 262]. Daher fallen kritische und sicherheitsrelevante Bauteile typischerweise in den zyklisch geplanten präventiven oder zustandsorientierten Instandhaltungsbereich.

4.2.2 Präventive Instandhaltung

Im Gegensatz zur korrektiven Instandhaltung umfasst die präventive (vorbeugende) Instandhaltung zyklisch wiederkehrende Maßnahmen in vorgegebenen Intervallen, wie sie beispielsweise bei routinemäßigen Wartungsarbeiten anfallen [280, S. 261]. Hinsichtlich des Wechsels eines Bauteils wird bei einer Anwendung dieser Instandhaltungsstrategie somit nicht gewartet, bis ein Bauteil ausfällt, sondern dieses einem Ausfall oder Schaden vorbeugend gewechselt. Daher zielt diese Strategie darauf, die Grenze des maximalen Abnutzungsvorrats eines Bauteils nie voll auszunutzen [281, S. 18] (vgl. Abb. 27). Die maximal mögliche Lebensdauer des Bauteils kann bei dieser Strategie somit auch meist nicht erreicht werden [281, S. 17-18].

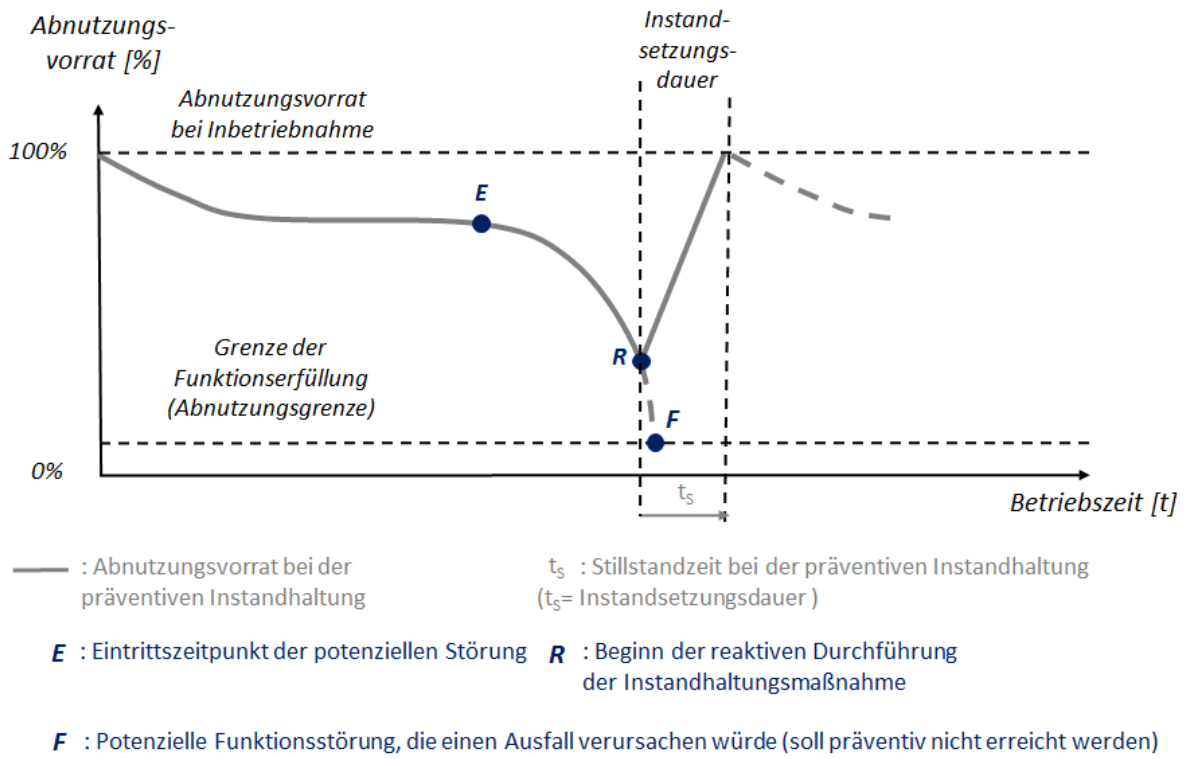


ABB. 27: ABNUTZUNGSVORRAT EINES BAUTEILS IN ABHÄNGIGKEIT DER BETRIEBSZEIT BEI DER PRÄVENTIVEN INSTANDHALTUNG

(Quelle: Eigene Systematisierung und Darstellung in Anlehnung an *DIN 3105* [242, S. 6] sowie jene von *Reichinger* [283], *Weyrich* [284] und *Hahn et al.* [281, S. 17])

Basierend auf Erfahrungswerten und potenziellen Lebensdauerberechnungen für das Bauteil kann aber im Rahmen dieser Strategie im Vorfeld eines Ausfalls versucht werden, einen Bauteilwechsel möglichst nahe an das potentielle Lebensdauerende des Bauteils einzuplanen. Somit würden die Vorteile einer besseren Planbarkeit der Instandhaltungsmaßnahmen, kürzeren Stillstandzeiten (Instandhaltungsmaßnahme ohne Reaktionszeit) bei gleichzeitig geringeren Instandhaltungskosten durch eine weitestgehende Ausnutzung von Bauteillebensdauern greifen [281, S. 17-18]. Von diesen genannten Vorteilen der erfahrungsbasierten präventiven Instandhaltung wird zumindest ansatzweise beim Austausch von Großkomponenten Gebrauch gemacht. Ist beispielsweise aus Erfahrungswerten darauf zu schließen, dass primärtechnisch relevante Großkomponenten ihrer erwarteten Lebensdauer in näherer Zukunft entgegenschreiten, werden diese häufig im Rahmen der Jahreswartung in den Sommermonaten möglichst präventiv gewechselt, um einen Anlagenausfall vorzubeugen.

4.2.3 Zustandsorientierte Instandhaltung

Die zustandsorientierte Instandhaltung kann als Mischvariante der korrektiven und der präventiven Instandhaltung angesehen werden. Bei dieser werden konkrete Instandhaltungsmaßnahmen aufgrund vorliegender Informationen, wie Verschleißerscheinungen an Bauteilen, die auf wahrscheinliche Bauteilausfälle deuten können, bei Bedarf und vorausschauend unternommen [280, S. 261-262]. Sämtliche Zustandsinformationen im Windpark, dessen Leistungsparameter und insbesondere jene von kritischen Anlagenkomponenten mit einer besonderen Instandhaltungsrelevanz, werden durch sogenannte SCADA-Systeme („Supervision, Control and Data Acquisition“) erhoben. Diese SCADA-Systeme bestehen regulär aus einem

Zentralcomputer, der mit den OWEA-Schnittstellen, dem meteorologischen Messsystem und der Netzübergabestation (dem Umspannwerk) verbunden ist. So lassen sich einerseits die Leistungsparameter des Gesamtwindparks überwachen und andererseits auch im Rahmen der übergeordneten Betriebsführung steuern [141, S. 830-832]. Die Erhebung der Zustandsinformationen von kritischen Anlagenkomponenten und deren Auswertung für eine zustandsorientierte Instandhaltung in der Leitwarte des Windparks wird als „Condition Monitoring System“ (kurz: CMS) bezeichnet [141, S. 832-833] [280, S. 261-262].

Im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Instandhaltungsstrategien, wird bei der zustandsorientierten Instandhaltung der Eintritt einer Störung, entweder sofort oder mit einem geringen zeitlichen Versatz, vom CMS erfasst [283]. In der Leitwarte kann nun mit genügender Reaktionszeit die Fehlerbehebung analysiert und geplant werden. Über die SCADA-Steuerungsmöglichkeit kann zunächst auch versucht werden, Fehler von der Leitwarte aus zu beheben [86, S. 82 ff.] und die Abnahme des Abnutzungsvorrats zeitlich zu verzögern [242, S. 3]. Sollte eine weitere Fehlerbehebung nicht mehr möglich sein, kann der Beginn von Instandsetzungsmaßnahmen zeitlich betrachtet möglichst nah an den Zeitpunkt der potenziellen Funktionsstörung gelegt werden, welche einen Bauteilausfall zur Folge haben würde (vgl. Abb. 28). Im Gegensatz zur korrektiven Instandhaltung wird somit versucht, die maximale Lebensdauer eines Bauteils zu erreichen, ohne mit unnötigen Stillstandzeiten bis zum Beginn der Durchführung von Instandsetzungsmaßnahmen rechnen zu müssen [280, S. 261-262].

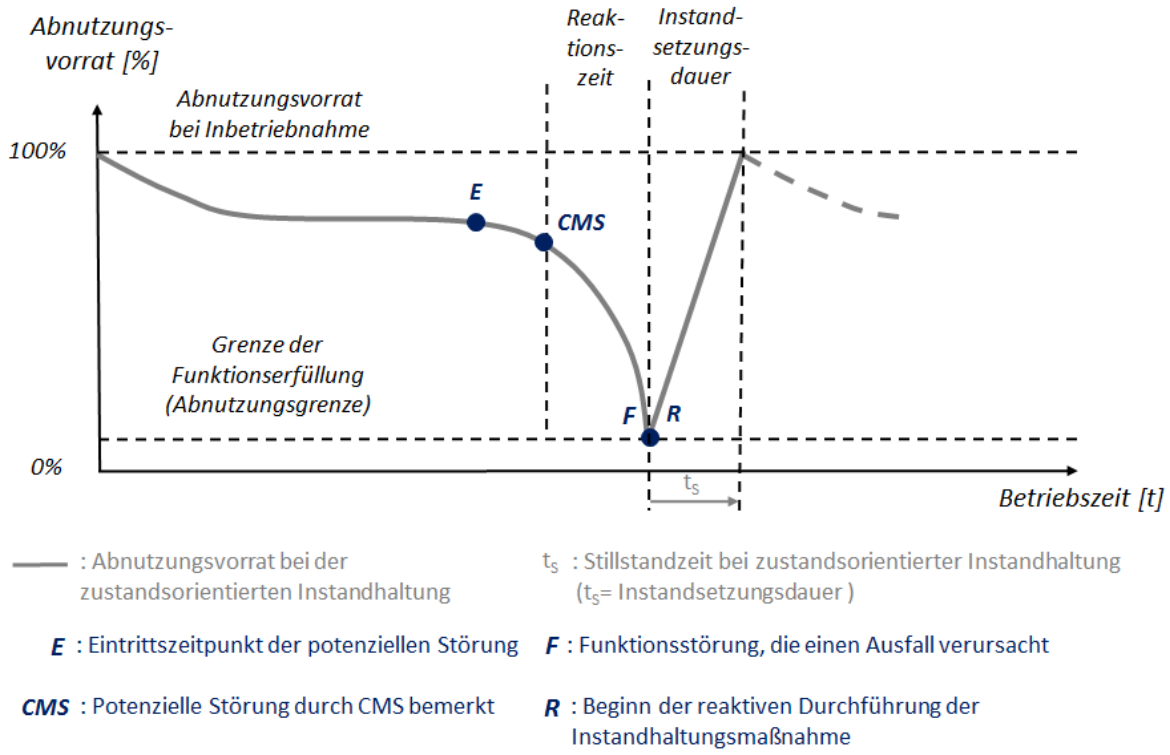


ABB. 28: ABNUTZUNGSVORRAT EINES BAUTEILS IN ABHÄNGIGKEIT DER BETRIEBSZEIT BEI DER ZUSTANDSORIENTIERTEN INSTANDHALTUNG

(Quelle: Eigene Systematisierung und Darstellung in Anlehnung an *DIN 3105* [242, S. 6] sowie jene von *Reichinger* [283], *Weyrich* [284], *Hahn et al.* [281, S. 17] und *Schaffarczyk* [280, S. 261-262])

Die zustandsorientierte Instandhaltung birgt nach *Schaffarczyk* diverse technische und ökonomische Vorteile[280, S. 261-262]: Über die Informationstransparenz können bereits kleinere Verschleißerscheinungen zu einem präventiven Bauteilwechsel führen, bevor kostspieligere Folgeschäden entstehen. Im Vergleich zur präventiven Instandhaltung ergibt sich aber auch eine längere Bauteillebensdauer über die intensivere Ausnutzung des Abnutzungsvorrats des Bauteils im Betrieb [281, S. 17-18]. Gegenüber der korrektiven Instandhaltung besteht der Vorteil, dass Instandsetzungsmaßnahmen planbarer werden [141, S. 832] und somit auch längere Stillstandszeiten vermieden werden können [280, S. 261-262]. Instandhaltungskosten für Windkraftwerke können so optimiert werden [281, S. 17-18].

Insgesamt muss festgestellt werden, dass alle eingeführten Instandhaltungsstrategien für einen Offshore-Windpark in Abhängigkeit der jeweiligen Systeme, Komponenten und Bauteile ihre Anwendung finden, ob als Einzel- oder als Mischvariante. Eine Mischvariantenstrategie zwischen der präventiven und der zustandsorientierten Instandhaltung beschreibt beispielsweise, dass einerseits primärtechnische Großkomponenten einer OWEA (wie beispielsweise das Getriebe oder der Generator), basierend auf Erfahrungswerten zu Fehlerraten gleichzeitig für mehrere Anlagen im Windpark präventiv gewechselt werden können [69, S. 29] [20] [29]. Gleichzeitig würden in diese Wechselentscheidung auch die tatsächlichen Abnutzungsindikatoren dieser Komponenten aus den CMS-Daten einfließen. Fehler würden betriebsbegleitend von der Leitwarte aus und „vor Ort“ soweit behoben werden [86, S. 82 ff.], dass der vorhandene Abnutzungsvorrat der Komponenten bis zur Durchführung der gebündelten Austauschvorgänge ausgenutzt und ein Komponententotalschaden vermieden wird. Somit ließen sich auch mehrere anlagenübergreifende Auswechselvorgänge präventiv zusammen durchführen. Aufgrund von Mengenvorteilen, könnten auch die Gesamtkosten der Instandhaltung reduziert werden. Da den Anlagen meistens die gleichen verbauten Großkomponenten zugrundeliegen, die zu ähnlichen Zeitpunkten installiert und somit vergleichbare Lebensdauererwartungen aufweisen, lassen sich deren Auswechselvorgänge zeitlich zusammenführen, was sich reduzierend auf die spezifischen Beschaffungskosten für die Ersatzkomponenten auswirken sollte [285, S. 177][1]. Infolge des planerischen Ansatzes und dem längeren Charterzeitraum lässt sich das Reparaturschiff weiterhin auch frühzeitiger und kostengünstiger einchartern [29].

Der Reparaturschiffeinsatz kann darüber hinaus im Rahmen der Jahreswartung und somit in den Sommermonaten eines Jahres durchgeführt werden [69, S. 29] [20] [29]. Daraus würden sich potenziell bessere Arbeitsbedingungen und größere Einsatzfenster für den Schiffseinsatz ergeben, resultierend aus tendenziell kleineren Wellenhöhen und geringeren Windgeschwindigkeiten zu dieser Jahreszeit (vgl. Kapitel 5.4.4). In den Sommermonaten ist jedoch, aufgrund einer verstärkten marktseitigen Nachfrage nach Reparaturschiffen, mit erhöhten Tagescharterraten für diese zu rechnen [29]. Meeres- und wetterbedingte Einsatzausfälle eines Reparaturschiffs gehen allerdings mit solch hohen Kosten einher, dass diese die saisonal höheren Charterraten im Sommer gegenüber jener der Wintermonate überkompensieren würden. Infolge dessen werden Sommereinsätze trotz höherer Charterraten von Windparkbetreibern und Turbinenherstellern bevorzugt [29]. Auch ist zu berücksichtigen, dass insbesondere in den Wintermonaten mit einer erhöhten Stromproduktion zu rechnen ist und daher OWEA-Stillstandszeiten, infolge von Großkomponentenwechseln, zu erhöhten entgangenen Erlösen führen würden [29].

[1] Die stückkostenreduzierenden Mengenvorteile („Economies-of-scale“), u.a. bei der Beschaffung gleicher Ersatzteile, werden in Anlehnung an *Teuscher* als „stückkostensenkende Kommunalitäten“ bezeichnet.

Bei diesen gebündelten Auswechselvorgängen in der Jahreswartung ist zwar mit einer hohen finanziellen Belastung innerhalb eines kurzen Betrachtungszeitraums zu rechnen. Langfristig sollte sich diese im Vergleich zu einer zerstückelten Arbeitsverteilung jedoch als günstiger erweisen (aufgrund der Mengenvorteile bei der Komponentenbeschaffung, sowie den längeren Charterzeiträumen für das Reparaturschiff) [29].

4.3 Abgrenzung zwischen „täglichem Windparkbetrieb“ und „Jahreswartung“

Die Instandhaltungsphase der „Jahreswartung“ eines Offshore-Windparks wurde bereits in vorherigen Passagen dieser Dissertation thematisiert. An dieser Stelle soll sie noch weiter konkretisiert und vor allem von dem „täglichen Windparkbetrieb“ abgegrenzt werden. Es gilt beispielsweise die Fragen zu beantworten, welche Aufgaben und welchen Zweck genau die Jahreswartung eines Offshore-Windparks erfüllt, weshalb überhaupt ein Bedarf an einer Jahreswartung besteht und welche Ausprägungen sich für diese ergeben.

Täglicher Windparkbetrieb

Der „tägliche Windparkbetrieb“ ist eine zeitliche Phasendefinition, die im Rahmen von *Offshore-Solutions* getroffen wurde. Diese Zeitphase umfasst das gesamte Jahr und sämtliche Dienstleistungsumfänge, die ganzjährig zur Aufrechterhaltung der täglichen Stromproduktion anfallen [14] [21]. Im Gegensatz zur Jahreswartung, die sich gezielt auf die Sommermonate zur Durchführung von Großkomponentenwechsel und Hauptüberholungen von Anlagenkomponenten beschränkt [69, S. 29-30] [21, S. 112-113] [228, S. 14], wird durch den Ansatz des „täglichen Windparkbetriebs“ die Intention einer ganzjährigen Ausdehnung sonstiger präventiver, korrektiver und zustandsbasierter Instandhaltungsumfänge (Inspektionen, Entstörungstätigkeiten, kleinere Wartungs- und Reparaturarbeiten) verfolgt. Die Informationen aus der Erhebung des Wartungszustands bzw. Abnutzungsvorrats der Anlagenkomponenten während der „vor Ort“ Audits im täglichen Windparkbetrieb werden, neben den Zustandsinformationen aus der CMS-Überwachung, mitunter zur Durchführung von Hauptüberholungen und Großkomponentenwechsel in der Jahreswartung ausgewertet [228, S. 14] (vgl. Abb. 29).

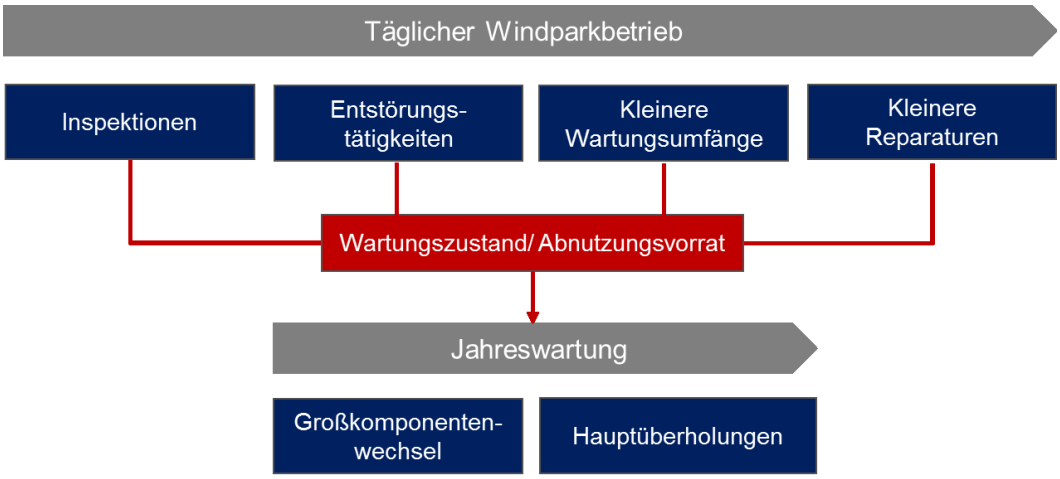


ABB. 29: ABGRENZUNG DER INSTANDHALTUNGSUMFÄNGE IM TÄGLICHEN WINDPARKBETRIEB UND DER JAHRESWARTUNG

(Quelle: Eigene Systematisierung und Darstellung in Anlehnung an die zeitlichen Instandhaltungsphasenbeschreibungen von *Holbach und Stanik* [14], *Holbach et al.* [69, S. 29-30], *Stanik et al.* [21] und *BWE* [228, S. 14], unter Berücksichtigung der Kategorisierung von Instandhaltungsumfängen an OWEA nach *Carroll et al.* [81] und *Wilkinson et al.* [286])

Im Gegensatz zu sporadischen und nur auf Sommermonate beschränkte Instandhaltungsleistungen, besteht durch die ganzjährige Personalauslastung des „täglichen Windparkbetriebs“ einerseits der Vorteil, dem Fachkräftemangel an Offshore-Servicepersonal entgegenzuwirken [63, S. 433-435]. Andererseits ist festzustellen, dass mit zunehmender Windparkgröße, mit einem ebenfalls zunehmenden Instandhaltungsaufwand insgesamt zu rechnen ist. In der Summe erweist sich dieser für große Offshore-Windparks über das gesamte Jahr ermittelt, in solch einer Höhe, dass sich ganzjährige Einsätze empfehlen würden [63, S. 435 ff.].

Über die Zugrundelegung eines Ganzjahreszeitraums im „täglichen Windparkbetrieb“, ermöglicht sich auch eine bessere Planbarkeit für alle Stakeholder. Auch lassen sich längerfristig eingecharterte Personenbeförderungsfahrzeuge günstiger, als ad-hoc zu gewissen jährlichen Spitzenbedarfen, einchartern [92]. Schließlich ergibt sich durch den ganzjährigen „täglichen Windparkbetrieb“ vor allem der Vorteil, dass auch verstärkt vorbeugende Instandhaltungsleistungen ermöglicht werden können, die den Abnutzungsvorgang der Anlagen verringern und somit, langfristig betrachtet, mit geringeren OWEA-Stillstandszeiten durch Bauteilausfälle einhergehen würden.

Auf die Arbeitsinhalte im täglichen Windparkbetrieb wurde ausführlich in der Darstellung der potenziell anfallenden Dienstleistungen in den betriebsbegleitenden Prozesskategorien eingegangen (vgl. Kapitel 4.1). So werden im täglichen Windparkbetrieb anlagenübergreifende Inspektions-, Entstörungs-, Wartungs- und Reparaturaufgaben an sämtlichen Windparkkomponenten durchgeführt. Je nach betreffenden Bauteilen der Systemkomponenten eines Offshore-Windparks (vgl. Kapitel 3.2) ergeben sich diese Tätigkeiten in unterschiedlicher Intensität und Frequenz (vgl. insbesondere Kapitel 4.1.4).

Während beispielsweise die Wartung der Ölversorgung der OWEA, die aufgrund von deren Relevanz für die Funktionsfähigkeit des mechanischen Triebstrangs, sehr häufig durchgeführt wird, werden beispielsweise Wartungsarbeiten an den Rotorblättern auch aus Zugänglichkeitsgründen eher in größeren zeitlichen Abständen zwischen einander durchgeführt. Festhalten lässt sich jedoch für sämtliche Tätigkeiten auf einer OWEA, egal welche Arbeiten dabei konkret anfallen, dass aus arbeitsrechtlichen Sicherheitsgründen ein Serviceteam stets aus mindestens drei Personen bestehen sollte [228, S. 14].

Grundsätzlich wären für die Durchführung von routinemäßigen Anlagenbegehungen nur zwei Personen notwendig. Da die Servicetechniker aber mit tragbaren Kleincomputern ausgestattet sind, kann die dritte Person gleichzeitig den Abnutzungs- und Wartungszustand sämtlicher Bauteile digital festhalten. Die gesammelten Erhebungswerte können dann zur Planung der durchzuführenden Instandhaltungsumfänge in der Jahreswartung herangezogen werden (vgl. Abb. 29). Somit können die durchzuführenden Arbeiten besser beplant und die zeitliche Inanspruchnahme dieser verringert werden [228, S. 14].

Jahreswartung

Wie aus den vorherigen Ausführungen ersichtlich, handelt es sich bei der Jahreswartung um eine Jahresphase im Windparkbetrieb, bei der möglichst sämtliche Großkomponentenwechsel zustandsbasiert in einem Bedarfsfall vollzogen werden sollten [69, S. 29-30] [21, S. 112-113] und Hauptüberholungen von Anlagenkomponenten durchgeführt werden können [228, S. 14]. Großkomponenten werden als solche bezeichnet, da diese solch schwere Massen und großen Volumina aufweisen, dass es für deren Wechsel den Einsatz eines Schwerlastkrans auf einem Reparaturschiff bedarf [69, S. 29-30] [21, S. 112-113].

Die Jahreswartung beläuft sich üblicherweise auf die Sommermonate zwischen April und September, in denen eine deutlich bessere Zugänglichkeit der Anlagen und auch größere potenzielle Einsatzfenster für Jacking-Vorgänge von Reparaturschiffen gewährleistet werden [69, S. 29] [20] [29]. Die für den täglichen Windparkbetrieb und die Jahreswartung spezifischen Kriterienausprägungen, mit Relevanz für die maritime Versorgung, werden in der folgenden Tabelle zusammengefasst dargestellt.

Ausprägungskriterium	Täglicher Windparkbetrieb	Jahreswartung
Zeitraum	Ganzjährige Durchführung von Operation & Maintenance Leistungen, sofern Wetter und Seegang eine Anlagen-zugänglichkeit ermöglichen	Abhängig von der (Groß-) Komponentenabnutzung, vorrangig in den Sommermonaten (vgl. Kapitel 5.4.5)
Arbeitsaufgaben	Operation & Maintenance Leistungen und weitere Dienstleistungsumfänge (vgl. Kapitel 4.1)	Durchführung von Hauptüberholungen der Offshore-Anlagen und Großkomponentenwechsel
Transportmittel-/ Werkzeugbedarfe	CTV, Versorgungsschiff, Helikopter, ggf. Wohnschiff, OWEA Plattform- und Gondelkräne	Reparaturschiff inkl. Schwerlastkran sowie einem weiteren CTV
Maritime Versorgungs-bedarfe	Tägliche Versorgung der OWEA mit Serviceteams per CTV oder Helikopter; Materialversorgung mit kleinen und mittelgroßen Bauteilen; Pendelverkehre zwischen Hafen und OWP	Großkomponententransporte und –wechsel über den Einsatz eines Reparaturschiffs. Erweiterte Versorgung der OWEA und Durchführung von Schichtwechselaufgaben über ein weiteres CTV

TAB. 7: KRITERIENAUSPRÄGUNGEN DES TÄGLICHEN WINDPARKBETRIEBS UND DER JAHRESWARTUNG FÜR DIE MARITIME VERSORGUNG
(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Angaben von *Stanik et al.* [21]; *Holbach et al.* [69, S. 28-30, 57], *Holbach und Stanik* [14, S. 33] sowie *BWE* [228, S. 14])

4.4 Bedarf an effizienten maritimen Service- und Versorgungsleistungen während des Offshore-Windparkbetriebs

Die vorherigen Konkretisierungen der Kriterienausprägungen im täglichen Offshore-Windparkbetrieb und in der Jahreswartung zeigen den Bedarf an betriebsbegleitenden maritimen Service- und Versorgungsleistungen auf. An dieser Stelle soll nun die Relevanz verdeutlicht werden, dass diese für den Windparkbetreiber vor allem auch effizient vollzogen werden sollten. Es gilt sich den Fragen zu widmen, weshalb insbesondere der „Effizienz“ als Leistungskriterium für die maritime Versorgung solch eine bedeutende Bewertungsfunktion zugesprochen wird und wie sich diese in dem Bedarf an die maritime Versorgung konkret ausdrückt.

Bereits in der von *Schöntag* [33] und *van Bussel* [15] an der TU Delft entwickelten Vorhersagemethode im Forschungsprojekt *Opti-OWECS* [26] konnte aufgezeigt werden, dass Änderungen maritimer Service- und Versorgungsleistungen sich deutlich auf die potenziellen Betriebs- und Wartungskosten, die jährliche Stromproduktionsmenge, die technische Verfügbarkeit und somit auch auf die Stromgestehungskosten eines Offshore-Windparks auswirken können [58] [26, S. 11] [22]. Die technische Verfügbarkeit eines Offshore-Windparks hängt somit, neben der Verfügbarkeit der OWEA, vor allem aber auch von der Verfügbarkeit maritimer Transportmittel zur Durchführung von Instandhaltungsarbeiten an den OWEA ab [64].

Da mit steigender Küstenentfernung der Offshore-Windparks die Zugänglichkeit maritimer Transportmittel an die OWEA aufgrund von Wetter- und Seegangseinflüssen tendenziell abnimmt, diese aber notwendig zur Aufrechterhaltung der technischen Verfügbarkeit des Offshore-Windparks ist [64], wird die Relevanz deutlich, dass Betriebs- und Wartungsstrategien, unter Berücksichtigung der transportmittelspezifischen Einsatzfenster, optimal definiert werden müssen [65] [66] [23]. Allein der teure Reparaturschiffbedarf für Schwerlasteinsätze während des OWP-Betriebs (z.B. für Großkomponentenwechsel) verdeutlicht jedoch, welche monetären Auswirkungen maritime Service- und Versorgungsleistungen auf die Betriebs- und Wartungskosten eines Offshore-Windparks ausüben können [29] [20] [22]. Dies gilt gleichermaßen für Service- und Versorgungsleistungen mit Schiffen und Helikoptern im täglichen Windparkbetrieb [21] [23], wobei speziell Helikoptereinsätze erhöhte Betriebskosten bewirken können [63, S. 435 ff.].

Eine aus ökonomischer Perspektive optimale maritime Service- und Versorgungskonzeptplanung umfasst daher sowohl das Ziel, die technische Verfügbarkeit eines Windparks durch kontinuierliche Service- und Versorgungsleistungen aufrecht zu erhalten, als auch möglichst geringe maritime Einsatz- und Versorgungskosten im Betrieb aufzuweisen. Dem Effizienzkriterium, in welchem es sowohl die Ertrags- als auch die Kostenperspektive zu berücksichtigen gilt [63, S. 451] (vgl. Kapitel 7), wird daher eine vordergründige Bedeutung für die maritime Service- und Versorgungskonzeptplanung zugesprochen [21, S. 106 ff.]. Der Bedarf an einer Effizienz-basierten Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte wurde durch *Stanik und Holbach* [23] verdeutlicht.

5. Parameteranalyse für die strategische Planung der maritimen Versorgung deutscher Offshore-Windparks

Die strategische Planung effizienter maritimer Service- und Versorgungsleistungen bedarf einer systematischen Analyse sämtlicher planungsrelevanter Bedarfs- und Einflussparameter, seitens des betreffenden Offshore-Windparks, sowie von Kosten- und Leistungsparametern der potenziell zur Verfügung stehenden Versorgungsmöglichkeiten [21, S. 99 ff.] [23, S. 228]. In diesem Kapitel werden genau diese Bedarfs-, Einfluss-, Kosten- und Leistungsparameter sowie deren konkreten Ausprägungen am Beispiel der deutschen Offshore-Windenergienutzung herausgearbeitet. Dafür werden auch die für die maritime Versorgung potenziell zur Verfügung stehenden Transportmittel vorgestellt. Zunächst gilt es jedoch die strategische maritime Versorgungsplanung von den anderen Planungsebenen abzugrenzen und die besonderen Ziele, Instrumente und Ergebnisse der strategischen Planungsebene herauszuarbeiten.

5.1 Abgrenzung zwischen strategischer, taktischer und operativer Planung der maritimen Versorgung

Das Logistikmanagement bildet die wissenschaftliche und unternehmerische Oberdisziplin der maritimen Versorgungsplanung. Nach *Göpfert* lässt sich das Logistikmanagement in drei hierarchisch abgrenzbare Managementebenen unterteilen: Die operative (untere Hierarchieebene), die strategische (obere Hierarchieebene) sowie die normative Managementebene (übergeordnete Hierarchieebene) [287, S. 103].

Während strategische und operative Managementebenen vordergründig eher mikroperspektivistisch orientierte Zielsetzungen der Unternehmen verfolgen, ist die normative Managementebene durch makroperspektivistisch orientierte Leitbegriffe und Zielvorstellungen des Logistikmanagements geprägt [288, S. 42-43], welche sich auf politische, kulturelle als auch auf visionäre Aspekte beziehen [289, S. 147] [290, S. 103]. Nach *Pfohl* zielt die normative Handlungsebene im Logistikmanagement auch auf die Beantwortung von Wertfragen der Logistik als auch auf Fragen, welchen Beitrag sie für das unternehmerische Handeln im Vergleich zu anderen unternehmerischen Funktionsbereichen und Anspruchsgruppen („Stakeholdern“) leistet [291, S. 24].

Neben der vertikalen hierarchischen Abgrenzung von Managementebenen empfiehlt sich zur Konkretisierung der jeweiligen Aufgabenbereiche des Logistikmanagements weiterhin nach *Pfohl* [291], in Anlehnung an die horizontale Unterscheidung von Managementbereichen von *Ulrich und Fluri* [292], eine funktionale Abgrenzung zwischen den Managementbereichen „Logistikethik und –politik“, „Logistikplanung und -kontrolle“, „Logistikorganisation“ sowie „Personalführung und Personalwirtschaft in der Logistik“ [291, S. 17 ff.].

Somit lässt sich die maritime Versorgungsplanung spezifischer der wissenschaftlichen und unternehmerischen Teildisziplin der „Logistikplanung und –kontrolle“ zuordnen, welche sich eher auf strategische und operative und weniger auf normative Fragestellungen konzentriert [291, S. 17] [293, S. 34 ff.]. In genauerer Betrachtung lässt sich speziell für den Bereich der „Logistikplanung“, in Anlehnung an *Pfohl* und die betriebswirtschaftliche Unterscheidung von Planungsebenen, zwischen der strategischen und operativen Planungsebene auch noch eine taktische Planungsebene definieren [294, S. 22] [63, S. 446-447].

Mit der Übertragung der drei Logistikplanungsebenen nach *Pfohl* auf die maritime Versorgungsplanung für Offshore-Windparks, ergeben sich in Anlehnung an *Stanik und Holbach* [23, S. 226 ff.], *Neulinger et al.* [63, S. 446-447] sowie an die im *GWPPM* beschriebenen operativen Betriebsprozesse [86, S. 62 ff.], folgende Abgrenzungen:

Die *strategische maritime Versorgungsplanung* betrifft Entscheidungen, die sich durch eine langfristige Ergebnisrelevanz beschreiben lassen, wie beispielsweise die Festlegung der Grundstruktur des maritimen Versorgungssystems[2] [294, S. 22]. Diese Grundstrukturfestlegung beruht auf der strategischen Planung eines über mehrere Jahre ausgelegten „Service- und Versorgungskonzepts“[3] eines Windparks, mit dem bestimmt wird, ob es sich um ein seebasiertes oder um ein landbasiertes Versorgungssystem handeln soll [62, S. 20 ff.] [63, S. 435 ff.] und für welches es diverse Konzeptalternativen zu analysieren gilt [21, S. 100 ff.] [23, S. 226 ff.] (vgl. Abb. 30 sowie Kapitel 6 i.V.m. Kapitel 7). Aufgrund der langfristigen Ergebnisrelevanz der strategischen maritimen Service- und Versorgungskonzeptplanung für die Wirtschaftlichkeit eines Windparkprojekts [13] als auch für Entscheidungen zur Investition in Transportmittel, Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten [23, S. 226 ff.], sollte diese bereits frühzeitig in der Projektentwicklungsphase durchgeführt werden [63, S. 446].

Im Rahmen der *taktischen maritimen Versorgungsplanung* wird hingegen das in der strategischen Planungsebene definierte Versorgungssystem konkret ausgestaltet, was bedeutet, dass unter anderem festgelegt wird, welche konkreten Dienstleister für welche Aufgaben beauftragt werden sollen [294, S. 22] (vgl. Abb. 30, Kapitel 4.1 sowie *Holbach et al.* [69]). Im Gegensatz zur strategischen Planungsebene beginnt diese erst vor Inbetriebnahme des Windparks und wird betriebsbegleitend und zyklisch widerkehrend durchgeführt. Sie gliedert sich in die taktische Betriebs- und Instandhaltungsplanung ein, in der beispielsweise jährlich ein „Instandhaltungsplan“ für das Folgejahr definiert wird [63, S. 447]. In diesem wird festgehalten, welche Instandhaltungsmaßnahmen im kommenden Jahr zu welchen Zeitpunkten mit welchen Ressourcen durchgeführt werden sollen und welche Zeitfenster für die maritime Versorgung in Frage kommen [63, S. 447].

Bei der *operativen maritimen Versorgungsplanung* werden kurzfristig einzelne Schritte zur Realisierung des ausgestalteten maritimen Versorgungssystems geplant inkl. jener der in diesem System vorgesehenen Dienstleister und Ressourcen [294, S. 22]. Es werden somit sämtliche tagesaktuellen Ressourcen- und Transporteinsätze festgelegt, wofür es die jeweiligen technischen und organisatorischen Ressourcen- und Transportmittelverfügbarkeiten, basierend auf aktuellen

[2] *Pfohl* verwendet die im Kontext zu verstehenden Begriffe der „Logistikplanung“ sowie des festzulegenden „Logistiksystems“. Bei einem „maritimen Versorgungssystem“, wie es im Rahmen dieser Dissertation definiert werden soll, werden zusätzlich zu den materialbezogenen Transport-, Umschlags- und Lagerungsaspekten auch personenbezogene Transport-, Überstiegs- und Unterbringungsaspekte berücksichtigt.

[3] *Neulinger et al.* als auch *Pistol* verwenden zur Unterscheidung seebasierter („sea-based“) von landbasierten („shore-based“) Service- und Versorgungskonzepten den im Kontext komplementär zu verstehenden Begriff „Servicekonzepte“. Da der Fokus dieser Arbeit sowohl auf maritimen Versorgungsleistungen, als auch auf Personenunterbringungs- und Materialbevorratungsleistungen liegt, wird zur Fokussierung des maritimen Dienstleistungsumfangs der Begriff „maritime Service- und Versorgungskonzepte“ in Anlehnung an *Stanik und Holbach* sowie *Stanik et al.* gewählt. Unter diesen maritimen Service- und Versorgungsleistungen werden somit sämtliche strukturellen und prozessualen Transport-, Unterbringungs- und Bevorratungsaufgaben subsummiert, die ab der Kaikante bis zu den einzelnen OWEA betrachtet werden, sich jedoch von den sonstigen Dienstleistungsbedarfen zur Wartung & Reparatur, Safety & Security, Weiterentwicklung und Begutachtung abgrenzen (vgl. Kapitel 4.1).

Wetter- und Seegangsdaten, zu analysieren gilt [63, S. 447]. Das Ergebnis der operativen maritimen Versorgungsplanung liefert somit die Grundlage zur Definition, Ausführung, Überwachung und Abrechnung planmäßiger als auch unplanmäßiger Tageseinsätze und deren Freigabe [86, S. 62 ff.] [23, S. 226 ff.] (vgl. Abb. 30). Die operative maritime Versorgungsplanung bezieht sich somit auf die beschriebenen planerischen (sekundären) und operativen (primären) Betriebsprozesse im *GWPPM* hinsichtlich Versorgungsleistungen [86, S. 62 ff.] (vgl. Kapitel 3.3.3).

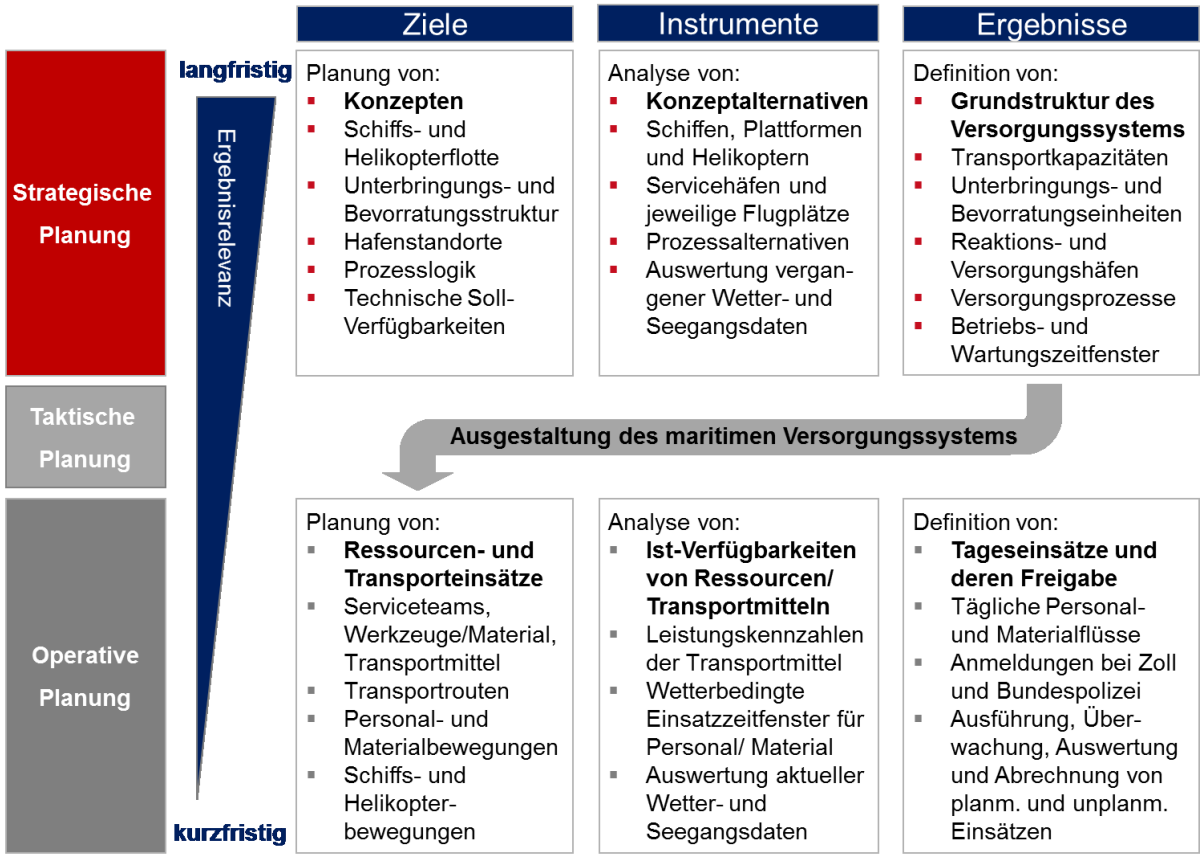


ABB. 30: ABGRENZUNG DER ZIELE, INSTRUMENTE UND ERGEBNISSE ZWISCHEN DEN PLANUNGSEBENEN IN DER MARITIMEN VERSORGUNG

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Stanik und Holbach* [23, S. 226] und *Neulinger et al.* [63, S. 446-447], basierend auf der Definition von Logistikplanungsebenen nach *Pfohl* [294, S. 22] sowie den operativen Betriebsprozessen im *GWPPM* [86, S. 62 ff.])

Während sich bei der taktischen und operativen Planung im späteren Betrieb noch Anpassungen in den festgelegten Transportkapazitäten (der definierten Schiffs- und Helikopterflotte) realisieren lassen (z.B. durch neu zu vereinbarende Charterverträge), kann die getroffene Unterbringungs- und Bevorratungsstrategie eine besonders langfristige Ergebnisrelevanz für den gesamten Lebenszyklus des Windparks aufweisen [23, S. 226 ff.]. Dieser Umstand wird dadurch untermauert, dass die strategischen Planungsergebnisse auch einen baulich relevanten Einfluss auf die zu errichtenden Offshore-Bauwerke nehmen können, beispielsweise wenn sich Service- und Versorgungskonzepte auf das Vorhandensein einer Wohnplattform im Offshore-Windpark beziehen [21, S. 100 ff.] (vgl. Kapitel 6).

Wird beispielsweise eine feststehende Wohnplattform als Offshore-Bauwerk (gem. § 1 *SeeAnlV* [9]) im Windpark vorgesehen, muss diese bereits im Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren (gem. §§ 2 und §§ 6 *SeeAnlV* [9]) für die Windparkerrichtung einbezogen

werden (vgl. Kapitel 3.3.1). Andererseits ist sie auch zur Festlegung der potenziellen Service- und Versorgungskonzepte während des Windparkbetriebs als fixer Eingangsparameter und Knotenpunkt für die betriebsbegleitenden Personal- und Materialflüsse, über die Lebensdauer des Offshore-Windparks, zu identifizieren [21] [23]. Diesbezüglich sollte auch die ökonomische Tragweite dieser strategischen Planungsentscheidungen berücksichtigt werden, da die maritime Versorgung beispielsweise auch signifikant die potenziellen Stromgestehungskosten eines Offshore-Windparkprojekts beeinflusst [26, S. 10-11] [58] [13]. Es erweist sich daher ökonomisch durchaus als Vorteilhaft, dass die maritime Service- und Versorgungskonzeptplanung einen ausreichenden zeitlichen und vertraglichen Spielraum für Planungsänderungen in der Betriebs- und Instandhaltungsphase zulässt [63, S. 446].

5.2 Ziele, Instrumente und Ergebnisse der strategischen Planung der maritimen Versorgung

Die strategische Planung der maritimen Versorgung für die Betriebs- und Instandhaltungsphase von Offshore-Windparks zielt auf eine langfristige ökonomische Vorteilhaftigkeit sämtlicher Planungsergebnisse für das gesamte Offshore-Windparkprojekt und auf die Sicherung der Stromerzeugung ab [13]. Um dies in systematischer Art und Weise zu ermöglichen, bedarf es einer Definition konkreter strategischer Ziele und Instrumente, mit denen aus den identifizierten Zielen entsprechende Ergebnisse erzeugt werden können [23, S. 226 ff.] (vgl. Abb. 30). Mit der vorliegenden Dissertation werden vor allem strategische Zielsetzungen unter ökonomischen Gesichtspunkten, basierend auf technischen und regulatorischen Gegebenheiten, untersucht. Aus einer Nachhaltigkeitsperspektive wären neben den ökonomischen auch ökologische und soziale Zielsetzungen des Logistikmanagements zu berücksichtigen [290]. Diese werden zwar thematisiert, aber nicht im Rahmen des zu erarbeiten Analyseverfahrens operationalisiert. Beispiele für ökonomisch motivierte Ziele, Instrumente und Ergebnisse der strategischen Planung der maritimen Versorgung, basierend auf technischen Grundlagen, lassen sich in Anlehnung an *Stanik und Holbach* [23] wie folgt herausstellen.

Strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte und deren Prozesslogik

Nach vorgenommener Definition verfolgt die strategische Planung der maritimen Versorgung mitunter das Ziel, die Grundstruktur eines maritimen Versorgungssystems für die Betriebs- und Instandhaltungsphase eines Offshore-Windparks festzulegen (vgl. Kapitel 5.1 sowie *Pfohl* [294, S. 22]). Diese Zielstellung bildet auch den Fokus, welchem sich das zu entwickelnde Analyseverfahren dieser Dissertation widmet. Um die Grundstruktur des maritimen Versorgungssystem in geeigneter Art und Weise aufzubauen, bedarf es einer detaillierten Analyse diverser Alternativen an denkbaren Grundstrukturen von Versorgungssystemen, die auch als „maritime Service- und Versorgungskonzepte“ definiert werden können [23] [21] [62, S. 20 ff.] [63, S. 435 ff.].

Den maritimen Service- und Versorgungskonzepten liegt jeweils eine konzeptspezifische Prozesslogik zugrunde. Diese zeigt jeweils modellhaft dargestellte maritime Versorgungsprozesse zur OWEA-Versorgung auf und basiert in erster Linie auf der Personenunterbringungs- und Materialbevorratungsstrategie des Windparks [21, S. 100 ff.]. Eine grundsätzliche Abgrenzung von maritimen Service- und Versorgungskonzepten lässt sich in Form von seebasierten Konzepten (ohne windparkinterne Personenunterbringung und Materialbevorratung) und landbasierten Konzepten (mit windparkinterner Personenunterbringung) vornehmen [62, S. 20-24] [63, S. 435 ff.] [21] [25] (vgl. Kapitel 6).

Mit der Auswahl eines maritimen Service- und Versorgungskonzepts für den Windpark wird eben jene Grundstruktur des maritimen Versorgungssystems als Analyseergebnis des beschriebenen Alternativvergleichs festgelegt. Das Ziel der strategischen maritimen Versorgungsplanung wäre somit erreicht. Für diese Zielerreichung werden sämtliche weiteren strategischen Planungsbereiche zur maritimen Versorgung aufgegriffen (vgl. Abb. 30), die es in den folgenden Ausführungen zu konkretisieren gilt.

Strategische Ressourcenplanung (Planung der Schiffs- und Helikopterflotte sowie der Unterbringungs- und Bevorratungsstruktur)

Das Ziel der strategischen Planung der Schiffs- und Helikopterflotte sowie der Unterbringungs- und Bevorratungsstruktur des Windparks lässt sich über eine Analyse von im Markt verfügbaren Schiffstypen und Helikoptervarianten sowie Unterbringungs- und Bevorratungsmöglichkeiten, in Abhängigkeit von deren Leistungsparametern sowie den potenziellen Transport-, Unterbringungs- und Bevorratungsbedarfen eines Offshore-Windparks, erreichen. Das Ergebnis der strategischen Ressourcenplanung zur Transportdurchführung ist somit eine Bestimmung der zur Betriebsaufrechterhaltung notwendigen Transportkapazitäten sowie Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten in Art und Umfang [23, S. 226 ff.](vgl. Abb. 30).

Um ökonomisch vorteilhafte Ergebnisse aus der strategischen Ressourcenplanung zu erzielen, empfiehlt es sich diese im Rahmen der zuvor eingeführten strategischen maritimen Service- und Versorgungskonzeptplanung durchzuführen und sich für diese Aufgabe dem Effizienzkriterium aus der Produktionswirtschaft zu bedienen [37, S. 5-6] [38, S. 14-16]. Dieses Vorgehen ermöglicht eine rationale Entscheidungsfindung über einen Alternativvergleich unterschiedlicher Service- und Versorgungskonzepte, die sich wiederum aus diversen denkbaren Ressourcen- und Prozessvariationen zusammensetzen [21, S. 100 ff.] [23, S. 226 ff.] (vgl. Kapitel 6).

Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass im Rahmen der ökonomischen Vorteilhaftigkeitsanalyse von Unterbringungsmöglichkeiten, lediglich die potenziellen Kosten von Wohnschiffen und Wohnplattformen als auch deren Leistungsparameter berücksichtigt und miteinander verglichen werden [21] [23]. Die alleinige Anwendung einer Kostenanalyse zur Bestimmung der tatsächlichen Ressourcenausstattung für den Windparkbetrieb, wäre im Rahmen der strategischen Planung jedoch zu eng begriffen. Es gilt beispielsweise auch diverse soziale, arbeitsschutz- und arbeitssicherheitsrelevante Faktoren zu berücksichtigen [204, S. 67 ff.], welche beispielsweise den Komfort und die Einrichtung von Schiffen und Wohnplattformen, das Thema der Seekrankheit des Offshore-Personals oder auch notfalltechnische und –medizinische Versorgungsaspekte betreffen [254] [255]. Diese Faktoren sollten daher insbesondere bei der Unterbringungsstrategieplanung nicht unberücksichtigt bleiben [295] [23, S. 227].

Strategische Planung der Servicehäfen und -flugplätze

Neben der Identifikation der Ressourcenausstattung zur Transportdurchführung wären bei der strategischen Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte eines Windparks auch potenzielle Servicehäfen und -flugplätze für diesen zu analysieren [23], um dem strategischen Ziel der Hafenstandortplanung gerecht zu werden (vgl. Abb. 30). In der Regel sind Servicehäfen und -fluplätze für den Offshore-Einsatz standortkomplementär oder zumindest in geringer räumlicher Entfernung zueinander gelegen [62]. Zur funktionalen Konkretisierung der Aufgaben eines Servicehafens lässt sich, in Anlehnung an den *Offshore-Hafenatlas des Zentralverbands der deutschen Seehafenbetriebe e.V. (ZDS)* [170], eine Abgrenzung zwischen Reaktionshäfen von Versorgungshäfen wie folgt vornehmen (vgl. weitere Ausführungen in Kapitel 5.5.2):

Reaktionshäfen werden vordergründig für spontane und kurzfristige Offshore-Instandhaltungseinsätze genutzt, weshalb diese sich insbesondere durch ihre geringe räumliche Entfernung zu dem Offshore-Windpark auszeichnen. Vordergründig werden in einem Reaktionshafen kleinere Ersatzteile, Betriebsmittel und Werkzeuge vorgehalten [170].

Versorgungshäfen dienen wiederum der regelmäßigen Personal- und Materialversorgung der Reaktionshäfen als auch des Offshore-Windparks selbst. In der Regel befinden sich Versorgungshäfen räumlich betrachtet an der Festlandküste. Im Gegensatz zu typischen Reaktionshäfen können Versorgungshäfen materialübergreifende Bevorratungs- und Verschiffungsmöglichkeiten aufweisen. Neben sämtlichen kleinen Ersatzteilen sollen diese vor allem auch Großkomponenten lagern und umschlagen können [170].

Als vordergründig relevante Parameter für die Servicehafenwahl (insbesondere für die Reaktionshafenwahl), im Rahmen der strategischen Service- und Versorgungskonzeptplanung, sind neben den jeweils technischen und infrastrukturellen Leistungskennzahlen der möglichen Servicehäfen [170], vor allem aber deren Entfernungen zu den Windparks zu berücksichtigen [62, S. 20 ff.] [23, S. 226 ff.]. Kürzere Entfernungen haben neben geringeren reiseabhängigen Transportkosten vor allem den Vorteil einer kürzeren Transitzeit zwischen Servicehafen und Windpark (und somit auch kürzere Transitruhezeiten des Offshore-Servicepersonals) zur Folge. Insbesondere bei landbasierten Service- und Versorgungskonzepten erweist sich der Vorteil kürzerer Transitzeiten als übergeordnetes Anforderungskriterium für die Servicehafenwahl, um die nötige Arbeitszeit zur Durchführung der Instandhaltungsarbeiten im Windpark zu gewährleisten. Da bei seebasierten Konzepten das Offshore-Einsatzpersonal bereits vor Ort im Windpark untergebracht ist, kann dieses ohnehin auch schneller und täglich auch länger für Arbeiten an den OWEA eingesetzt werden. Die Entfernung (und somit auch das Anforderungskriterium kurzer Fahrzeiten an einen Servicehafen) ist für seebasierte Konzepte zwar weiterhin von besonderer Relevanz für die Servicehafenwahl, nur ist diese bei weitem nicht so gravierend, wie für landbasierte Konzepte [62, S. 20-24].

Strategische Planung der technischen Soll-Verfügbarkeiten zur Definition der jährlichen Betriebs- und Wartungszeitfenster

In Abhängigkeit der technischen Soll-Verfügbarkeit der OWEA sowie der wetter- und seegangsbedingten Zugänglichkeit maritimer Transportmittel an die Offshore-Anlagen lassen sich die potenziellen jährlichen Betriebs- und Wartungszeitfenster, im Rahmen der strategischen Service- und Versorgungskonzeptplanung, bestimmen [23, S. 226 ff.] (vgl. Abb. 30). Im Gegensatz zur technischen Ist-Verfügbarkeit eines Windparks, die sich für die operative Planungsebene aus der technischen Verfügbarkeit dessen während des Betriebs pro Jahr ex post ergibt, lässt sich dessen technische Soll-Verfügbarkeit ex ante über Erwartungswerte zu jährlichen Stromproduktionszeiträumen und Ausfallzeiten der OWEA ermitteln [296, S. 3]. Zur Bemessung der Ausfallzeiten sind die Fehlerraten als auch die zur Fehlerbeseitigung notwendigen Tätigkeiten aller relevanter OWEA-Komponenten zu berücksichtigen, die sich aus den Fehlern innerhalb eines Bezugszeitraums ergeben [297] [101] [81] (vgl. Kapitel 5.4.5).

Die Ausfallraten hängen auch weitestgehend von der Beanspruchung der jeweiligen Komponenten ab. Zwar produzieren OWEA bei hohen Windstärken eine besonders große Strommenge, jedoch ist die Beanspruchung sämtlicher primärtechnischer OWEA-Komponenten gleichzeitig ebenso hoch [81]. Wenn nicht von der Leitwarte aus entsprechende Blattverstell- oder Drosselungsmechanismen bedient werden, können hohe Windstärken auch zu Anlagengesamtausfällen führen [81].

Da hohe Windstärken aber auch einen hohen Seegang verursachen, kann dies die Zugänglichkeit maritimer Transportmittel an die OWEA einschränken, die zur Durchführung von Instandsetzungsarbeiten einzusetzen wären [64]. Die transportmittelspezifischen Einsatzfenster gestalten sich aber je nach Entwurfskonzept und Schiffsgröße sehr individuell [225]. Die strategische maritime Versorgungsplanung sollte demnach auch die potenziell möglichen Betriebs- und Wartungszeitfenster in Abhängigkeit der technischen Verfügbarkeit der jeweiligen Transportmittel berücksichtigen [65] [66] [23, S. 226 ff.].

Die transportmittelspezifischen Einsatzfenster bemessen sich über den Vergleich zwischen deren Herstellerangaben hinsichtlich Offshore-Einsatzgrenzen im Vergleich zu konkreten Wetter- und Seegangsausprägungen am jeweiligen Einsatzort. Die Einsatzfähigkeit von Schiffen für den Offshore-Einsatz wird in erster Linie auf deren maximal zulässige signifikante Wellenhöhe ($H_{S, max}$) bemessen (auch in Abhängigkeit der jeweiligen Wellenperioden und Wellenrichtungen), sowie für Kraneinsätze, ebenso auf zulässigen Windstärken [21, S. 113 ff.] [39]. Helikopter weisen hingegen in erster Linie Einsatzbeschränkungen durch zu hohe Windstärken, Temperaturen und beschränkte Sichtverhältnisse auf (z.B. durch Nebel oder Niederschlag) [228, S. 14] [136, S. 49].

Bei Helikoptern ist davon auszugehen, dass diese standortübergreifend fast ganzjährig eingesetzt werden können [228, S. 14]. Wie im Bereich des CTV Transports geschildert, variieren Schiffe in ihren potenziellen Verfügbarkeitsraten mit Bezug auf deren Zugänglichkeit an die OWEA, basierend auf ihrem jeweiligen Entwurfskonzept und ihrer Schiffsgröße [225] [235]. Aufgrund niedrigerer Wellenhöhenerscheinungen in der deutschen Ostsee, weisen Serviceschiffe tendenziell höhere jährliche Einsatzfenster in einem Ostseewindpark, als in einem deutschen Nordseewindpark auf [295] [69, S. 31], wobei auch innerhalb dieser Gewässer in Abhängigkeit der Küstenentfernung des Windparks, unterschiedliche jährliche und jahreszeitabhängige Einsatzfenster für die OWEA-Zugänglichkeit festzustellen sind [64] (vgl. Kapitel 5.4.4 i.V.m. 5.5.5).

Im Gegensatz zur operativen Planungsebene erweist sich im Rahmen der strategischen Planung der maritimer Versorgung eine Aussage zu potenziellen technischen Soll-Verfügbarkeiten der Transportmittel pro Jahr als aussagekräftig, um eine Vergleichbarkeit von Einsatzfenstern maritimer Transportmittel herzustellen. Eine statistische Analyse ausgewerteter Vergangenheitswerte von gemessenen Wetter- und Seegangsdaten auf einer ganzjährigen Betrachtungsebene, erweist sich dafür als sinnvoll. Bei der operativen tagesaktuellen Einsatzplanung müssen hingegen aktuelle Wetter- und Seegangsdaten ausgewertet werden, um auf technische Ist-Verfügbarkeiten der Transportmittel zu schließen. [23, S. 226 ff.](vgl. Abb. 30).

Da das in dieser Dissertation zu erarbeitende Analyseverfahren speziell für die strategische maritime Service- und Versorgungskonzeptplanung ausgelegt ist, wird zu dessen Erprobung, am Beispiel eines deutschen Referenzwindparks, daher auch auf eine Auswertung von in der deutschen Nord- und Ostsee gemessenen Vergangenheitswerten hinsichtlich mittlerer jährlicher Wind- und Seegangserscheinungen zurückgegriffen (vgl. Kapitel 5.4.4). Für kurzfristige operative Planungs-, Kontroll- und Steuerungsanwendungen im OWP-Betrieb wird beispielsweise in dem Forschungsprojekt *IeK* derzeit ein „Informationssystem zur echtzeitnahen Koordination von Wetter- und Seegangsbedingungen“ erarbeitet [298]. Ein Verfahren, wie sich eine Seegangs- und Schiffsbewegungsvorhersage für kurzfristige Offshore Operationen, basierend auf aktuellen radargestützten Seegangsmessungen ermöglichen lässt, wurde beispielsweise in dem Forschungsprojekt *ProWOO* entwickelt [299].

5.3 Transportmittel für die maritime Versorgung von Offshore-Windparks

Die transportmittelspezifischen Einsatzmöglichkeiten, die im Rahmen der strategischen maritimen Versorgungsplanung zu untersuchen wären, gilt es an dieser Stelle zu konkretisieren. Nachdem im vierten Kapitel der Bedarf an maritimen Transportdienstleistungen während der Betriebsphase von Offshore-Windparks aufgezeigt wurde, sollen daher nun sämtliche Transportmittel, die im Rahmen der maritimen Versorgung ihre Verwendung finden können, typologisiert werden. Diese Typologisierung konzentriert sich dabei sowohl auf deren Einsatzmöglichkeiten (für den Personen- und Materialtransport), auf die jeweiligen Transportkapazitäten (wie Abmessungen und Zulademöglichkeiten) als auch auf potenzielle Einsatzbeschränkungen (in Abhängigkeit von Entwurfskonzepten und Wetter- und Seegangserscheinungen).

5.3.1 Crew Transfer Vessel

Im Bereich der maritimen Servicefahrzeuge für den Offshore-Windparkeinsatz lassen sich Crew Transfer Vessels (CTVs) von Offshore-Versorgungsschiffen und Wohnschiffen abgrenzen. CTVs werden vordergründig zur Feinverteilung von Personen, Betriebsmitteln und Kleinteilen auf und von den OWEA eingesetzt. Offshore-Versorgungsschiffe bieten hingegen sehr viel höhere Decksflächen und Transportkapazitäten für gebündelte Material- und Personentransporte auf weiten Distanzen (zwischen Hafen und Windpark) an. Wohnschiffe werden vordergründig für den stationären Einsatz im Windpark zur Personenunterbringung und Materialbevorratung eingesetzt [21, S. 100 ff.] (vgl. Kapitel 4.1.2 i.V.m. 4.1.3). CTVs wurden bisher nach unterschiedlichen Codes klassifiziert. Dies lag unter anderem auch an der Diversität anwendbarer internationaler Klassenvorschriften für Servicefahrzeuge und flaggenstaatlichen Anforderungen für jene unter deutscher Flagge [300].

Für Arbeitsschiffe, die unter einer anderen als der deutschen Flagge fahren, gilt beispielsweise, dass wenn sie eine BRZ (Brutto-Registerzahl, Engl. „Gross Tonnage“ (GT)) von weniger als 500 aufweisen und nach dem *MCA Workboat Code* [301] klassifiziert werden, nur geringere Bau- und Ausrüstungsstandards aufweisen müssen [301, S. 114 ff.], als wie sie nach *SOLAS* [266] für Fracht- und Passagierschiffe mit einer BRZ von mindestens 500 vorgeschrieben werden, die in internationalen Gewässern reisen [302]. Für Schiffe unter deutscher Flagge wird die Anwendung dieses Codes seitens der BG Verkehr jedoch nicht akzeptiert [303, S. 78], weshalb sich in der Vergangenheit internationale Wettbewerbsnachteile für den Schiffbau und den Schiffbetrieb von Offshore-Serviceschiffen unter deutscher Flagge ergaben [304].

Offshore-Servicefahrzeuge unter deutscher Flagge wurden, wenn sie bis zu 12 Personen transportieren sollten, häufig nach dem *Internationalen Code für die Sicherheit von Hochgeschwindigkeitsfahrzeugen (HSC-Code)* [305] zertifiziert, obwohl die in diesem Code beschriebenen Anforderungen an die Schiffe, beispielsweise hinsichtlich deren Entwurfsgeschwindigkeit und deren BRZ, zumindest nicht mit den tatsächlichen Eigenschaften der eingesetzten CTVs übereinstimmten [303, S. 78-79]. Der Code sieht beispielsweise eine Anwendung für Schiffe mit einer BRZ von mindestens 500 vor [306, S. 7], was jedoch für die typischen 12 Pax CTVs nicht zutrifft [303, S. 79]. Der HSC-Code bezieht sich weiterhin auf schnelle Schiffe, die eine Maximalgeschwindigkeit aufweisen, welche in Abhängigkeit von deren Verdrängung auf Entwurfswasserlinie gemessen wird [306, S. 9] [303, S. 78]. Insbesondere SWATH- und SWASH-Schiffe zeichnen sich jedoch durch ihre kleinen Wasserlinienflächen und somit auch durch eine vergleichsweise geringere Verdrängung auf Entwurfswasserlinie aus [235].

Eine andere Möglichkeit der Klassifizierung von Offshore-Servicefahrzeugen, die unter deutscher Flagge fahren sollten, bestand in der Anwendung des *Sicherheits-Code für Spezialfahrzeuge* (Engl. „Special Purpose Ship Code", kurz SPS-Code) [307]. Dieser Code wird auch bei traditionell gebauten Offshore-Versorgungsschiffen (vgl. Kapitel 5.3.3) angewendet, wenn diese als Frachtschiffe mehr als 12 Personen transportieren sollen [300], wobei diese Klassifizierung hinsichtlich Bau- und Ausrüstungsvorschriften wieder unter SOLAS fällt [302]. Die internationalen SOLAS-Vorschriften hinsichtlich Bau- und Ausrüstungsstandards ab dem 13. zu transportierenden Passagier, der nicht der Schiffscrew zuzuordnen ist, beziehen sich jedoch auf sämtliche Fahrgäste in der Schifffahrt. Tatsächlich ist das zu transportierende Offshore-Servicepersonal zwar nicht der Schiffscrew zuzuordnen, es handelt sich bei diesem jedoch um physisch stabile Fachkräfte, die aufwändige maritime Sicherheitstrainings für den Offshore-Einsatz absolvieren und einen Seetauglichkeitsnachweis erbringen müssen. Daher können diese Personen auch nicht mit einem typischen Fahrgast auf einem Passagierschiff verglichen werden [303, S. 81] [304].

Offshore-Serviceschiffe unter deutscher Flagge mussten in der Vergangenheit ab der 13. zu befördernden Person, die internationalen SOLAS-Vorschriften für Passagierschiffe einhalten [304] [302]. Um die Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Anforderungen der deutschen Flagge zu jenen anderer Flaggenstatten für den Einsatz in deutschen Offshore-Windparks zu beseitigen, wurde der nationale *Code für den Bau, die Ausrüstung und den Betrieb von Offshore-Servicefahrzeugen* [308] Ende 2014 verabschiedet. Dieser sieht eine Ausnahmeregelung für Schiffe unter deutscher Flagge vor, die als Offshore-Serviceschiffe für Inlandsfahrten eingesetzt werden sollen [308, S. 884], wobei deren Einsatz auch für die deutsche AWZ vorgesehen werden kann [304]. Werden Frachtschiffe als Offshore-Serviceschiffe nach diesem Code zertifiziert, können sie nun bis zu 60 Personen mitführen, wobei weiterhin maximal 12 Fahrgäste transportiert werden dürfen und der Rest sich aus Schiffsbesatzung und dem neu in diesem Code definierten „Offshore-Servicepersonal" zusammensetzen muss [308, S. 884]. Die Möglichkeit der Anwendung dieses neuen Codes für Offshore-Serviceschiffe gilt somit nicht nur für CTVs, sondern ebenfalls für Offshore-Versorgungsschiffe als auch für Wohnschiffe (5.3.4).

In der folgenden Tabelle sind ausgewählte Bespiele von im Markt vorhandenen CTV-Varianten aufgeführt. Insgesamt lässt sich feststellen, dass diese in der Regel eine Personentransportkapazität von bis zu 12 Pax bzw. 24 Pax sowie sehr hohe Entwurfsgeschwindigkeiten (v_{max}) bei Idealbedingungen aufweisen. Diese beziehen sich dabei auf eine Höchstmaschinendrehzahl bei dauerhaftem Betrieb (100% Maximum Continuous Rating) [309, S. 127]. Unter realistischen Einsatzbedingungen ist jedoch vielmehr von einer Dienstgeschwindigkeit bei einer Maschinendauerdrehzahl von etwa 85% MCR auszugehen [310, S. 51]. Neben dem Entwurfskonzept (SWATH/ Katamaran/ Trimaran) ist eine Abgrenzung insbesondere auch hinsichtlich der aufgewiesenen Zuladeeigenschaften zu erkennen. Während beispielsweise einige CTVs eher kleinere Decksflächen und Cargo-Nutzlasten aufweisen, werden von anderen Servicefahrzeugen sogar Decksflächen von bis zu 110 m^2 und Cargo-Nutzlasten für bis zu 20 t angeboten.

Schiffs-name	Werft	Eigner	Entwurfs-konzept	Überstiegs-konzept	Zugangsgrenze [m] (bzgl. H_S)	Abmessungen (Länge/ Breite/ Tiefgang) [m]	Pax [Anzahl]	Decks-fläche [m^2]	Cargo-Zuladung [t]	Entwurfsgeschwin-digkeit (v_{max}) [kn]
Natalia Bekker	Abeking & Rasmussen	BARD	SWATH	Bug Fender	2,5 m	26,4 m/ 13,0 m/ 2,7 m	12 Pax	für 1 x 10´ Container	3 t	18 kn
Wind Force I	Schiffswerft Diedrich	Frisia Offshore	Katamaran	Bug Fender	1,5 m	22,0 m/ 8,3 m/ 1,85 m	25 Pax	für 2 x 10´ Container	10 t	25 kn
GESA	Maloy Verft	WindMW	Katamaran/ SWATH	Bug Fender	Cat: 1,5 m SWATH: 2,5 m	29,5 m/ 9,9 m/ Cat: 1,6 m, SWATH: 2,2 m	24 Pax	40 m^2	10 t	24,2 kn
Fast Crew Supplier 2610	Damen	z.B. Groen Offshore	Katamaran	Bug Fender	1,5 m	25,75 m/ 10,27 m/2,4 m	12 Pax	50 m^2	15 t	25 kn
Ctruck MPC 22	Ctruck	Cwind 247	Katamaran	Bug Fender	1,5 m	22,0 m/ 7,6 m/ 1,7 m	12 Pax	72 m^2	20 t	30 kn
Windcat MK 3.5	Windcat Workboats	Windcat Workboats	Katamaran	Bug Fender	1,5 m	23,0 m/ 7,8 m/ 2,0 m	24 Pax	51 m^2	10 t	32 kn
Wind-server 25	Fjellstrand	World Marine Offshore	Trimaran	Bug Fender/ Mobimar System	2,5 m	24,0 m/ 9,4 m/ 2,6 m	12 Pax	71 m^2	10 t	20 kn
Wind-server 30	Fjellstrand	World Marine Offshore	Trimaran	Bug Fender/ Mobimar System	3,0 m	30,0 m/ 13,0 m/ 2,8 m	24 Pax	110 m^2	20 t	24 kn

TAB. 8: AUSGEWÄHLTE AM MARKT ETABLIERTE CTV- VARIANTEN
(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Spezifikationen der Werften und Schiffseigner)

Neben den ausgewählten Beispielen existieren am Markt aber auch diverse weitere CTV Mischvarianten hinsichtlich der aufgeführten Entwurfskonzepte und Leistungsparameter dieser Schiffe. Neuere CTV Entwicklungen versuchen beispielsweise die Leistungsparameter dieser Schiffe so weit zu optimieren, dass auch noch bei relativ weit von der Küste entfernten Windparks eine Versorgung von Land aus erfolgen kann. Diese Optimierungen betreffen in erster Linie die Entwurfsgeschwindigkeit der Schiffe. Sie ist der entscheidende Faktor bei einer Versorgung von Land aus, da sie darüber entscheidet, ob die Transitzeiten zwischen Servicehafen und Windpark ggf. zu hoch für die anstehenden Arbeiten im Windpark sind [311].

Die norwegische Werft „Umoe Mandal AS“ spezialisiert sich beispielsweise unter anderem auf die Herstellung von kommerziell genutzten Luftkissenfahrzeugen (Engl. „Surface Effect Ship“ kurz: SES) als CTV für den Windparkbetrieb. Mit Hilfe ihrer SES-Technologie, sollen diese CTVs des Typs „Wavecraft“ Maximalgeschwindigkeiten von bis zu 40 kn ermöglichen (bei 1 m H_S) [311]. Das von dieser Werft hergestellte CTV „Umoe Ventus“, welches auf dem „Wavecraft“-Design basiert, wurde beispielsweise ab März 2015 zur Personen- und Materialversorgung für den deutschen Offshore-Windpark „Borkum Riffgrund 1“ von „Dong Energy“ eingechartert. Es ereignete sich jedoch im Dezember 2015 eine Havarie dieses Schiffs vor der dänischen Küste, aufgrund eines Brands im Maschinenraum, der zur Betriebseinstellung der „Umoe Ventus“ führte [312]. Aufgrund dieser ersten (negativen) Betriebserfahrungen erscheint die Technologiereife dieser Fahrzeuge für einen breitflächigen kommerziellen CTV-Einsatz jedoch fraglich.

Ein weiteres Optimierungsproblem liegt darin, eine möglichst hohe Zugänglichkeit der CTVs (für den Personenüberstieg zwischen Schiff und OWEA) zu ermöglichen und diese gleichzeitig mit ausreichender Zuladefähigkeit für Material zu konzeptionieren. Bei den in Tabelle 9 aufgeführten Modellreihen „Windserver 25“ (für 12 Pax) und „Windserver 30“ (für 24 Pax) handelt es sich beispielsweise um CTVs, die auf einem Trimaran Entwurfskonzept (vergleichbar mit SWASH) basieren, mit welchem die Vorteile der SWATH-Technologie, sowie jene eines Katamarans und eines Monohulls miteinander kombiniert werden sollen [313]. Die Schiffe zielen demnach auf eine hohe Zugänglichkeit, bei gleichzeitig schnellen Entwurfsgeschwindigkeiten, hohen Material-zuladefähigkeiten und geringeren Herstellkosten als herkömmliche SWATH-Schiffe [314] [313].

5.3.2 Offshore-Helikopter

Offshore-Helikopter werden auch als ideale „Arbeitstiere“ für die Betriebsphase eines Offshore-Windparks bezeichnet [228, S. 14], da mit ihnen der Transit zwischen einem Flugplatz an Land und dem Windpark sowie der Personenversatz auf die Offshore-Anlagen sehr schnell und weitestgehend wetterbeständig erfolgen kann [69, S. 72]. Aufgrund der geringen Zuladefähigkeit der Helikopter [231] werden diese vordergründig für Personentransporte und Rettungsflüge eingesetzt [204]. Nachteilig erweisen sich jedoch auch die hohen Transportkosten dieser [228, S. 14] [232](vgl. Kapitel 4.1.2.2).

Aus diesem Grund empfiehlt sich für jedes Service- und Versorgungskonzept im Windparkbetrieb, dass sowohl auf Helikopter als auch auf CTVs zurückgreifen sollte, um die jeweiligen Stärken und Schwächen beider Transportmittel optimal auszunutzen [136] [21] [14]. Das jährliche Anteilsverhältnis zwischen Helikopter- und CTV-Einsätzen innerhalb dieser Konzepte hängt vor allem von der Unterbringungsmöglichkeit im Windpark ab [136, S. 49], aber auch von den wetter- und seegangsbedingten Einsatzgrenzen für den Schiffs- und Helikoptereinsatz [228, S. 14] [295] [21, S. 113-114] [69, S. 31-32]. In der folgenden Tabelle sind ausgewählte Beispiele von im Offshore-Windenergiemarkt vorhandenen Helikoptervarianten in Anlehnung an *BWE* [231] aufgeführt, die um Angaben von *WIKING* [315] ergänzt wurden.

Modell-name	Hersteller	Typ	Abmessungen (Gesamtlänge/ Rotordurchmesser) [m]	Pax [Anzahl]	Leergewicht [kg]	Maximales Start-gewicht [kg]	Max. Zuladung [kg]	Einsatz-radius	Entwurfs-geschwindigkeit (v_{max}) [km/h]
BO-105	Eurocopter	Leichter Mehrzweck-hubschrauber	11,86 m/ 9,84 m	max. 5 Pax	1.320 kg	2.500 kg	1.180 kg	574 km	270 km/h
AW 109	Agusta Westland	Leichter Mehrzweck-hubschrauber	13,04 m/ 11,00 m	max. 6-7 Pax	1.576 kg	2.850 kg	1.274 kg	965 km	285 km/h
EC 135	Eurocopter	Leichter Mehrzweck-hubschrauber	12,19 m/ 10,20 m	max. 7 Pax	1.465 kg	2.910 kg	1.445 kg	635 km	259 km/h
BK 117/ EC 145	Eurocopter	Leichter Mehrzweck-hubschrauber	13,03 m/11,00 m	max. 9 Pax	1.792 kg	3.585 kg	1.793 kg	875 km	268 km/h
S-76	Sikorsky	Mittlerer Mehrzweck-hubschrauber	16,00 m/13,41 m	max. 12 Pax	2.540 kg	4.671 kg	2.131 kg	748 km	287 km/h
AW 139	Agusta Westland	Mittlerer Mehrzweck-hubschrauber	16,65 m/13,80 m	max. 12 Pax* (bei Offshore Einsätzen, sonst 15 Pax)	4.819 kg	6.400 kg	1.581 kg	1.061 km	310 km/h

TAB. 9: AUSGEWÄHLTE AM MARKT ETABLIERTE HELIKOPTERVARIANTEN
(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von *BWE* [231] sowie **WIKING* [315])

5.3.3 Offshore-Versorgungsschiffe

Offshore-Versorgungsschiffe (Engl. Offshore Support Vessel (OSV)) sind Frachtschiffe mit einer BRZ von mindestens 500, die zur Materialversorgung von Offshore-Strukturen und Schiffen eingesetzt werden, aber auch Personen transportieren und unterbringen können [316]. Traditionell wurde dieser Frachtschifftyp zur Versorgung von Offshore Öl & Gas Plattformen konzipiert und in der Regel nach dem *SPS-Code* [307] und somit nach SOLAS klassifiziert. Für die gebündelte Versorgung von weit von der Küste entfernten Offshore-Windparks besteht ein Bedarf an Versorgungsschiffen, die größere Materialtransportkapazitäten als die bereits eingeführten CTVs aufweisen. Die Materialtransportbedarfe eines Offshore-Windparks sind jedoch nicht vergleichbar mit jenen einer Offshore Öl & Gas Plattform.

So müssen für einen Windpark beispielsweise keine Bohrröhre, -köpfe und -schlämme oder dergleichen transportiert werden. Für die Offshore-Windenergie besteht ein Bedarf an Versorgungsschiffen, welche eine spezialisierte Ausrüstung für den Transport und Umschlag der in den Windparks einzusetzenden Materialien, Betriebsmittel und Ladeeinheiten aufweisen. So werden diese auch als „Windpark Supply Vessel (WPSV)“ bezeichnet [69, S. 29, 75].

Wie zu den CTVs erwähnt, besteht auch für diesen Schiffstyp bei einem Einsatz unter deutscher Flagge die Möglichkeit, dass dieser nun auch nach dem neuen *Code für den Bau, die Ausrüstung und den Betrieb von Offshore-Servicefahrzeugen* [308] und somit als „Offshore-Servicefahrzeug“ klassifiziert werden kann. Ungehindert der bemerkten Unterscheidung zu Versorgungsschiffen aus dem Öl & Gas Geschäft, wurden in der Vergangenheit, aufgrund deren bereits am Markt vorhandenen flächendeckenden Verfügbarkeit, einige Offshore-Versorgungsschiffe für einen Einsatz im Windenergiemarkt umfunktioniert. Beispiele dafür sind das Offshore-Tauch- und Versorgungsschiff „Wind Express“ der BALTIC Taucherei- und Bergungsbetrieb Rostock GmbH oder der Offshore-Versorger „M/V Natalie“ der BARD Schiffsbetriebs GmbH & Co. Natalie KG. Aber auch Neubauten von speziell für die gebündelte Materialversorgung der Windparks konzeptionierte Offshore-Versorgungsschiffe sind derzeit zu verzeichnen. Beispielsweise wird derzeit das Mehrzweck Offshore-Versorgungsschiff „RSV 3315“ von Damen für Delta Marine für den Einsatz im Windenergiemarkt gebaut (vgl. Tab. 10).

Während CTVs in der Regel als Katamarane, SWATH oder SWASH Tender entworfen werden, um schnellere Schiffsgeschwindigkeiten und die Vorteile eines besseren Seegangsverhaltens für den Personenversatz auszunutzen [234, S. 19 ff.], werden Offshore-Versorgungsschiffe in der Regel als Monohull Schiffe konzipiert. Aufgrund der Korrelation zwischen Konstruktionsdeplacement und Tragfähigkeit eines Schiffes sowie dem höheren Konstruktionsdeplacement eines Monohull-Schiffs, im Vergleich zu den anderen Rumpfvarianten, weist das Monohull-Schiff nach dem Archimedischen Prinzip eine größere Tragfähigkeit auf. Bei einem höheren Konstruktionsdeplacement steigert sich die Tragfähigkeit in Abhängigkeit der Schiffsleermasse, wodurch auch schwerere Materialzuladungen begünstigt werden, da das Archimedische Prinzip besagt, dass die Auftriebskraft, die ein Körper in einem Medium (wie einer Flüssigkeit) erfährt, der Gewichtskraft der Masse des verdrängten Mediums entspricht [157, S. 134].

Wie an früherer Stelle festgestellt, weisen Monohull-Schiffe jedoch aufgrund ihrer größeren Wasserlinienfläche auch größere Beschleunigungskräfte im Seegang auf [225] [234, S. 19 ff.] (vgl. Kapitel 4.1.2.2). Daher verdeutlicht sich auch die Eigenschaft eines idealtypischen Offshore-Versorgungsschiffs, dass dieses für den direkten Personenüberstieg am Boat Landing einer Offshore-Anlage (ohne ein weiteres Überstiegs- bzw. Transfersystem), aufgrund dessen Abmessungen und Entwurfskonzept, nicht eingesetzt wird. Wird es jedoch mit einem Überstiegs- bzw. Transfersystem ausgerüstet, mit dem auch eine Bewegungskompensation für den Überstiegsvorgang ermöglicht wird (wie beispielsweise auch bei Wohnschiffen), kann es auch für den Personenversatz über eine Transferbrücke zu den Offshore-Anlagen eingesetzt werden.

Offshore-Versorgungsschiffe werden weiterhin standardgemäß mit einem Dynamischen Positionierungssystem (DP-System) ausgerüstet, um das Schiff auch bei starkem Wind und Seegang auf Position zu halten (z.B. für Materialtransferaufgaben) [317]. Mit Hilfe eines DP-Systems soll ein Abdriften des Schiffes durch automatische Manövrierung verhindert und somit eine orts- bzw. relationsbezogene Positionshaltung ermöglicht werden. Somit kann auf sämtliche auf das Schiff durch Wind und Seegang einwirkende Kräfte, die eine transversale Bewegung oder Drehbewegung (um die z-Achse) des Schiffes verursachen würden (Wogen, Schwoien und Gieren), automatisiert reagiert werden. Die anderen rotatorischen und vertikalen durch Seegang

verursachten Schiffsbewegung (Rollen, Stampfen und Tauchen), werden durch ein DP-System jedoch nicht überwunden [318]. Ein zusätzlicher Ausgleich der restlichen Bewegungskomponenten ist nur durch weitere Bewegungskompensationssysteme erreichbar. Aufgrund der Vorteile, welches ein DP-System jedoch für die Positionshaltung eines Schiffes erwirkt, wird dieses auch in den meisten der anderen Schiffstypen verbaut.

In der folgenden Tabelle sind ausgewählte Bespiele von im Markt vorhandenen Offshore-Versorgungsschiffen aufgeführt und nach Schiffsgröße sortiert. Sie weisen durchweg höhere Decksflächen als CTVs für die Materialversorgung und –entsorgung auf. Aufgrund ihrer hohen Kabinenanzahlen können sie neben reinen Transportaufgaben auch über gewisse Zeit für stationäre Einsätze im Windpark genutzt werden.

Schiffs-name	Werft	Eigner	Typ	Abmessungen (Länge/ Breite/ Tiefgang) [m]	Accomodation [Pax]	Decks-fläche [m^2]	Cargo-Zuladung [t]	Deckskran: Tragfähigkeit [t]/ Maximalauslage [m]	Entwurfs-geschwindigkeit (v_{max}) [kn]
Damen RSV 3315	Damen	Delta Marine	Multipurpose Renewables Service Vessel	33,18 m/ 14,5 m/ 2,62 m	k.A.	300 m^2	k.A.	1 x 15 t/20 m sowie 1 x 9 t/21 m	10,5 kn
Wind Express	Scheepsw. Waterhuizen B.V.	Baltic Taucher	Offshore/ Diving Support Vessel	53,15 m/ 11,5 m/ 5,5 m	16-20 Pax + 12-16 Crew	109,80 m^2	ca. 230 t	13 t/ 10 m	10,9 kn
Damen OST 5515	Damen	k.A.	Offshore Support Tug	55,4 m/ 15,0 m/ 5,7 m	16 Kabinen insgesamt	290 m^2	300 t	k.A.	15,3 kn
Damen UV 6514	Damen	k.A.	Offshore Utility Vessel	65, 0 m/ 14,4 m/ 4,0 m	36 Kabinen insgesamt	300 m^2	260 t	k.A.	11,7 kn
M/V Natalie	Singapore Slipway & Eng. Co. Pte.	BARD	Offshore Support Vessel	67,47 m/ 16,8 m/ 6,1 m	12-22 Pax + 12-19 Crew	380-520 m^2	380 t	23 t/ 20 m	11 kn

TAB. 10: AUSGEWÄHLTE AM MARKT ANGEBOTENE OFFSHORE-VERSORGUNGSSCHIFFVARIANTEN
(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Spezifikationen der Werften und Schiffseigner)

Über die hohen Materialzuladefähigkeiten von Offshore-Versorgungsschiffen werden mit deren Schiffseinsatz Bündelungsvorteile in der Materialversorgung und –entsorgung des Offshore-Windparks ausgenutzt. Insbesondere für weit von der Küste entfernte Offshore-Windparks kann es sich unter Kosten- und Zeitaspekten als vorteilhaft erweisen, dass sämtliche Materialtransporte zwischen Servicehafen und Windpark konsolidiert über ein größeres Versorgungsschiff ermöglicht werden, anstatt auf einzelne CTV-Transportvorgänge zu setzen [21, S. 100 ff.].

Noch größere Versorgungsschiffe, als die aufgeführten Beispiele, ließen sich bei einer windparkübergreifenden Versorgung von ganzen Windpark-Clustern einsetzen. Ein idealtypisches Beispiel dafür bildet die „MV Jaguar“, die von der Werft Shipkits BV aus Groningen in den Niederlanden mit einer Decksfläche von rund 1.376 m^2 gebaut wurde und 2012 vom Stapel lief. Seit 2015 bietet das Unternehmen ANTS Offshore solche windparkübergreifenden Shuttle-Versorgungsleistungen mit diesem Schiff für sämtliche in der südlichen Nordsee befindlichen Offshore-Windparks an [319]. Die Materialversorgung von weit von der Küste entfernten Windparks könnte somit entweder von einem Versorgungsschiff oder durch die Anmietung von Decksflächen auf einem windparkübergreifend agierenden größeren Versorgungsschiff wie der „MV Jaguar“ erfolgen. Aufgrund der bisher noch nicht hinreichend gesammelten Erkenntnisse (hinsichtlich windparkbetreiberseitiger Akzeptanz und Servicequalität) des windparkübergreifenden Bündelungsansatzes, soll im Rahmen der Service- und Versorgungskonzeptplanung dieser Dissertation zunächst der windparkspezifische Ansatz weiter vertieft werden (vgl. Kapitel 6). Die Einsparungspotenziale des windparkübergreifenden Ansatzes sollen jedoch nicht unbeachtet bleiben, weshalb dieser Ansatz im letzten Kapitel dieser Dissertation nochmals thematisiert wird.

5.3.4 Wohnschiffe

Eine terminologische Abgrenzung zwischen Offshore-Versorgungsschiffen und Wohnschiffen ist nur schwer möglich. Aus einer reinen Klassifikationssicht werden die typischen im Windpark einzusetzenden Wohnschiffe häufig auch nicht als solche bezeichnet. Sie sind genauso wie Offshore-Versorgungsschiffe Frachtschiffe mit einer BRZ von mindestens 500, die sowohl Materialversorgungs- und Materialbevorratungsleistungen, als auch Personentransport- und Personenunterbringungsleistungen erbringen können [316]. Eine Klassifizierung dieser Schiffe ist demnach ebenso nach dem *SPS-Code* [307] als auch nach dem *Code für den Bau, die Ausrüstung und den Betrieb von Offshore-Servicefahrzeugen* [308] unter deutscher Flagge möglich.

Bei genauerer Betrachtung lassen sich jedoch einige Merkmale aus einer Betriebs-, Einrichtungs- und Ausrüstungssicht herausstellen, die typenspezifisch für Wohnschiffe sind. Im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Versorgungsschiffen, deren Einsatz in Form von Pendelverkehren zwischen Servicehafen und Windpark beschrieben werden kann, werden Wohnschiffe eher stationär im Windpark für einen längeren Zeitraum eingesetzt [21] [63, S. 436 ff.].

Da Wohnschiffe auch für einen Personenversatz an einzelnen Offshore-Anlagen konzipiert werden, offerieren diese bei allen Schiffsmodellen eine Bewegungskompensationsplattform (wie bspw. dem „Ampelmann"-System [320]), mit der über eine Transferbrücke ein Personenüberstieg zwischen Schiff und Offshore-Anlage ermöglicht werden kann [63, S. 436 ff.] [69, S. 80]. Auch verfügen diese standardgemäß über einen leistungsfähigen Deckskran, mit dem ein Materialtransfer von und zu kleineren Versorgungsschiffen als auch zu Offshore-Anlagen erfolgen kann [63, S. 436-437] (vgl. Tab. 11).

Ein weiteres Merkmal der meisten Wohnschiffe ist, dass diese auch neben der reinen Ladeflächenbereitstellung, Werkstattflächen aufweisen, um „vor Ort" Instandsetzungen einzelner Anlagenkomponenten vornehmen zu können [63, S. 437]. Als „Mutterschiffe" für den Windparkbetrieb [160], weisen sie neben Boat Landings für CTVs, in der Regel auch CTV-Bunkersysteme auf, damit stationär im Windpark eingesetzte CTVs, allein aus Bunkerungsgründen, nicht einen Hafen anlaufen müssen [321].

In der Regel zeugen Wohnschiffe auch von größeren Personenunterbringungskapazitäten und Gemeinschaftsräumen für das untergebrachte Personal als traditionelle Offshore-Versorgungsschiffe. Die vergleichsweise größeren Abmessungen dieser Schiffe offerieren, aufgrund ihrer ebenfalls größeren Ladeflächen an Deck, sowie ihrer höheren Tragfähigkeit für Cargo-Zuladungen, auch mehr Stauraum zur Materialbevorratung. Dies erweist sich im Windparkbetrieb als notwendig, um die Materialversorgung von Versorgungsschiffen aufnehmen und das Material wiederum zur Feinverteilung auf die einzelnen Offshore-Anlagen bereitstellen zu können [21, S. 102 ff.] (vgl. Kapitel 6.3). In der folgenden Tabelle sind ausgewählte Beispiele von am Markt vorhandenen sowie konzeptionierten Wohnschiffen für den Windparkeinsatz aufgeführt.

Schiffs-name	Werft	Eigner	Typ	Überstiegs-konzept	Abmessungen (Länge/ Breite/ Tiefgang) [m]	Accomo-dation [Pax]	Decksfläche [m^2]	Cargo-Zuladung [t]	Deckskran: Tragfähigkeit [t]/ Maximalauslage [m]	Entwurfs-geschwin-digkeit (v_{max}) [kn]
Damen OAB 7120	Damen	k.A.	Offshore Accomodation Barge	Bewegungs-kompensations-plattform	71,0 m/ 20,0 m/ 3,5 m	40-80 Pax + 35 Crew	500 m^2 Ladefläche	2.500 t	2 t /20 m	10 kn
Kroonborg	Royal Niestern Sander	Wagen-borg	Maintenance Supoort Vessel	Ampelmann	79,43 m/ 15,85 m/ 5,4 m	40 Pax + 20 Crew	500 m^2	k.A.	5 t/ 20 m	11 kn
Havyard 832 SOV	Havyard Ship Technology	Esvagt	Service Operation Vessel	Ampelmann	83,7/ 17,6 m/ 6,5 m	40 Pax + 20 Crew	450 m^2 Werkstatt/ 450 m^2 Ladefläche	2.500 t	2 t / 12 m	15 kn
Damen W2W 9020	Damen	k.A.	Offshore Wind Support Vessel	Bewegungs-kompensations-plattform	90,25 m/ 20,0 m/ 4,8 m	40-72 Pax + 20 Crew	440 m^2 Werkstatt/ 500 m^2 Ladefläche	1.000 t	5 t /20 m	14 kn
Acta Orion	CIG Shipbuilding	Acta Marine	Offshore Windfarm Support Vessel	Bewegungs-kompensations-plattform	107,95 m/ 16,0 m/ 5,5 m	57 Pax + 23 Crew	545 m^2 Werkstatt/ 402 m^2 Ladefläche	ca. 1360 t + ca. 1.400 t	10 t/ 17,5 m	12 kn

TAB. 11: AUSGEWÄHLTE AM MARKT ETABLIERTE UND ANGEBOTENE WOHNSCHIFFVARIANTEN
(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Spezifikationen der Werften und Schiffseigner)

Der Turbinenhersteller und Service-Systemdienstleiter Siemens hat mit der „Esvagt Froude“ bereits das zweite Wohn- und Wartungsschiff des Modells „Havyard 832 SOV“ über einen Langfristchartervertrag bei dem dänischen Unternehmen Esvagt eingechartert (vgl. Tab. 11), das im Ostseewindpark „EnBW Baltic II“ eingesetzt werden soll. Das erste der beiden „Havyard 832 SOV“ Schiffe, die „Esvagt Faraday“, wurde ebenso bereits mit einem Langfristchartervertrag für die Instandhaltung des Nordseewindparks „Butendiek“ eingechartert [322].

Das erstaunliche an diesen beiden Schiffen ist, dass diese ebenso, wie die bereits am Markt etablierten Schiffe „Kroonborg“ und „Acta Orion“, nicht über ein Helideck zur Deckslandung eines Helikopters auf dem Schiff verfügen. Während sich dieses in anderen Offshore-Märkten durchaus als vorteilig erweist, wurde es auf diesen Schiffen für den Einsatz in deutschen Offshore-Windparks nicht vorgesehen, wofür diverse Gründe anzuführen sind. Beispielsweise ermöglicht sich der Schiffseinsatz in der deutschen Ostsee fast ganzjährig, weshalb das Helikopter-Einsatzpotenzial (aufgrund dessen hohen Transportkosten) ohnehin gering ist [63, S. 450]. Aufgrund der hohen Seegangsspektren in der deutschen Nordsee AWZ ist der Helikoptereinsatz hingegen sehr wohl von übergeordneter Bedeutung. Der Start- und Landevorgang eines Helikopters, auf einem sich bewegenden Schiff, erweist sich jedoch, ohne ein zusätzliches bewegungskompensierendes Helideck, als sehr riskant [21, S. 104].

5.3.5 Reparaturschiffe

Für den Austausch von Großkomponenten während des Betriebs wird auf ein Reparaturschiff zurückzugreifen, was in der Regel als Jack-Up Vessel konzipiert sein sollte. Da für den Wechselvorgang ein Schwerlastkran benötigt wird und nur sehr geringe Kranschwankungen für die Durchführung von Demontage- und Montagetätigkeiten zulässig sind, wird nämlich ein fester Stand des Schiffes vorausgesetzt. Da es derzeit jedoch keine ausschließlich für Reparaturzwecke konzipierte Jack-Up Vessels am Markt gibt, wird für die Demontage- und Montageaufgaben bei Großkomponenten, derzeit auf die zur Errichtungsphase beschriebenen Errichterschiffe zurückgegriffen. Dies obwohl der Materialzuladebedarf für Großkomponentenwechsel in der Betriebsphase eines Windparks grundsätzlich geringer ausfallen sollte, als wie in der Errichtungsphase, weshalb zunächst von einem Bedarf an kleineren Reparaturschiffen ausgegangen werden könnte [198, S. 47].

Als Reparaturschiffe lassen sich sowohl zu verschleppende Hubinseln (1. Generation), zu Jack-Up Vessel umgebaute Frachter (2. Generation) als auch die moderneren Errichterschiffe der 3. Generation verwenden [192]. Letztere weisen jedoch, aufgrund der weiten Küstenentfernungen und hohen Wassertiefen der geplanten Nordsee-Windparks in der deutschen AWZ, das größte Einsatzpotential als Reparaturschiffe auf (vgl. Kapitel 3.3.2, Tab. 6). Es bekräftigt sich das Einsatzpotential von Errichterschiffen der 3. Generation als Reparaturschiffe, da ihre seegangsbedingten jährlichen Einsatzfenster für Jacking-Operationen sehr viel größer sind, als jene von Errichterschiffen der 1. und 2. Generation (1. Generation: max. 0,75 m $H_{s,\,max}$, 2. Generation: max. 1,5 m $H_{s,\,max}$, 3. Generation: max. 2,5 m $H_{s,\,max}$) [194, S. 20-21]. Weiterhin weisen sie ausreichende Hubbeinlängen und Unterbringungskapazitäten auf [192]. Aufgrund dieser Zusammenhänge wird im Rahmen dieser Dissertation der Fokus auf das Einsatzpotenzial von Errichterschiffen der 3. Generation gesetzt. In Anlehnung an die im Kapitel 3.3.2 aufgeführte Kategorisierung von Errichterschiffen nach Generationen, werden in der folgenden Tabelle, neben der vorgestellten „Innovation“, auch weitere Errichterschiffe der 3. Generation aufgeführt.

Schiffs-name	Werft	Eigner	Typ	Abmessungen (Länge/ Breite/ Tiefgang) [m]	Hubbeine [m] (Anzahl x Länge)	Accomo-dation [Pax]	Decks-fläche [m^2]	Jackable Payload [t]	Deckskran: Tragfähigkeit [t] / Maximalauslage [m]	Entwurfs-geschwin-digkeit (v_{max}) [kn]
MPI Adventure	Samsung Heavy Industries	MPI Offshore	Heavy Lift DP2 Construction and Maintenence Jack-Up Vessel	138,55 m/ 40,8 m/ 5,8 m	6 x 72,55 m (quadratisch)	112 Pax	3.600 m	6.000 t	1.000 t/ 25 m sowie 1x 50 t/ 26 m	12,5 kn
Brave Tern/ Bold Tern	Lamprell PLC	Fred. Olsen Windcarrier		132 m/ 39 m/ 5,2 m	4 x 78,4 m (zylindrisch)	80 Pax	3.200 m^2	6.600 t	800 t/ 24 m sowie 2x 20t SWL	10 kn
Innovation	Christ Shipyard	GeoSea		147,5 m/ 42,0 m/ 7,3 m	4 x 90 m (latice legs)	100 Pax	3.400 m^2	8.000 t	1.500 t /31,5 m sowie 1 x 40 t/ 33,8 m	12 kn
Seajacks Scylla	Samsung Heavy Industries	Seajacks UK		139 m/ 50 m/ 7,8 m	4 x 105 m (latice legs)	130 Pax	4.600 m^2	8.000 t	1.500 t / 31.5 m sowie 2x 50 t/ 45 m	12 kn
Swire Pacific Osprey	Samsung Heavy Industries	Swire Blue Ocean		160,9 m/ 49 m/ 6 m	4 x 105 m (latice legs)	111 Pax	4.300 m^2	8.400 t	1.200 t/ 31 m sowie 1x 35 t/ 30 m	13 kn

TAB. 12: AUSGEWÄHLTE AM MARKT ETABLIERTE UND ANGEBOTENE REPARATURSCHIFFVARIANTEN (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Spezifikationen der Werften und Schiffseigner)

Aus den Leistungsparametern der aufgeführten Errichterschiffbeispiele ist erkenntlich, dass diese sich insbesondere durch ihre Schiffsgröße (bei Gesamtlängen von mehr als 130 m), das Vorhandensein langer Hubbeine (von mehr als 70 m) sowie durch hohe Transport- und Jacking-Kapazitäten für Materialzuladungen auszeichnen (Decksflächen von mehr als 3.000 m^2 sowie jackingfähige Nutzlasten (Engl. „Jackable Payloads“) von bis zu 8.400 t). Um genügend Kapazitäten zum Heben und Setzen der schweren Großkomponenten von OWEA aufzuweisen, verfügen diese Schiffe über einen besonders leistungsfähigen Schwerlastkran als Primärkran (der Tragfähigkeiten von bis zu 1.500 t bei Maximalauslagen von bis zu 31,5 m aufweisen kann). Damit beispielsweise aber auch vergleichsweise leichtere Großkomponenten aufgenommen werden können, steht stets auch mindestens ein Sekundärkran zur Verfügung (mit Tragfähigkeiten von bis zu 50 t bei Maximalauslagen von bis zu 45 m). Zur Ermöglichung präziser Jacking-Vorgänge verfügen diese Schiffe standardgemäß mindestens über ein DP2-System. Auch weisen diese Schiffe Unterbringungsmöglichkeiten für bis zu 130 Passagiere auf (vgl. Tab. 12). Die Unterbringung solch hoher Personalaufkommen ist insbesondere im Rahmen der Errichtungsphase notwendig. Aber auch für den Austausch von Großkomponenten und für Hauptüberholungen, im Rahmen der Jahreswartung, ist mit einem erhöhten Personalaufkommen zu rechnen [69, S. 28] [228, S. 14], weshalb sich das Vorhandensein genügend hoher Unterbringungskapazitäten für diese Schiffe ebenso mit Fokus auf die Betriebsphase als hinreichend erweist.

5.3.6 Sonstige maritime Transportmittel

Neben den zuvor beschriebenen Transportmitteln, die im Rahmen der maritimen Versorgung von Offshore-Windparks eine übergeordnete Rolle spielen und deren Nutzung daher auch im Rahmen dieser Dissertation vordergründig untersucht wird, besteht während der Betriebs- und Instandhaltungsphase eines Windparkprojekts aber auch ein Bedarf weitere Transportmittel einzusetzen. Als Beispiele für diese sonstigen maritimen Transportmittel lassen sich vor allem Schleppschiffe, Tonnenleger, Verkehrssicherungsfahrzeuge, Kabelleger sowie Tauch- und Forschungsschiffe nennen.

Schleppschiffe

Insbesondere während der Errichtungsphase von Offshore-Windenergieprojekten erweisen sich Schleppschiffe als besonders wichtige Arbeitsschiffe, sei es beispielsweise für die Verschleppung und das genaue Positionieren von Offshore-Einheiten (wie Umspann-, Wohn- und Konvertierungsplattformen oder schwimmenden OWEA), von Hubinseln (ohne eigenes Antriebssystem) oder zur Unterstützung der Bagger- und Kabelverlegearbeiten (wenn die Materialtransporte bspw. über Transportpontons abgewickelt werden) [323]. Das Einsatzpotenzial von Schleppschiffen ist aber auch während der Betriebs- und Instandhaltungsphase begründet. Beispielsweise wurden in der Vergangenheit bei küstennäheren Windparks auch Großkomponentenwechsel mit Hilfe von Hubinseln durchgeführt, die mangels eigenem Antriebssystem mit Schleppschiffen geschleppt und positioniert werden mussten. Aber auch die Verschleppung ganzer OWEA auf schwimmenden Strukturen in einen Servicehafen, zur seegangsärmeren Instandhaltungsdurchführung, ist durchaus denkbar [213]. Die genannten Einsatzpotenziale von Schleppschiffen lassen sich vor allem dadurch begründen, dass diese über präzise Manövriereigenschaften, große Winden und eine starke Antriebsleistung zur Ermöglichung des nötigen Vorschubs bei der Verschleppung und Positionierung anderer schwimmender Strukturen verfügen [323].

Tonnenleger

Wie auch für die Durchführung von Bauarbeiten in Küsten- und Binnengewässern, ist für die Errichtung von Offshore-Windparks in der AWZ vorgeschrieben, eine geeignete Baufeldkennzeichnung als „allgemeine Gefahrenstelle“ vorzunehmen, damit der übrige Schiffsverkehr entsprechend auf das Baufeld aufmerksam gemacht wird [156, S. 34]. Für die Errichtung von Offshore-Windparks ist das Auslegen von „befeuerten Kardinalleuchttonnen“ gemäß den Anforderungen der *WSV-Richtlinie „Offshore-Anlagen“* [156, S. 34-35] vorzusehen. Zur Auslegung und Einsammlung der Tonnen existieren spezielle Mehrzweckschiffe, die mit einem leistungsfähigen Deckskran und genügend großer Arbeitsfläche ausgestattet sind. Aufgrund ihrer prädestinierten Eigenschaften für diese Aufgaben, werden diese Schiffe daher auch als „Tonnenleger“ bezeichnet [324]. Für bereits bestehende Offshore-Anlagen sind während des Betriebs zwar diverse Kennzeichnungspflichten vorgeschrieben, um vor allem Kollisionen zwischen Schiffen mit diesen zu verhindern [156, S. 38] [325, S. 21 ff.], ein betriebsbegleitender Bedarf an einer Baufeldbetonnung, wie er beispielsweise in der Errichtungsphase vorhanden ist, besteht grundsätzlich nicht. Dieser würde nur bestehen, falls eine Windparkerweiterung vorgenommen werden sollte und somit neue Anlagen zu errichten wären.

Aufgrund der Eigenschaft dieser Schiffe, dass diese als Mehrzweckschiffe für diverse Aufgabenbereiche konzipiert sind, ist aber eine Ertüchtigung dieser, für andere Einsatzbedarfe während des Windparkbetriebs, jedoch durchaus vorstellbar. Da sie in der Regel sowohl eine Unterbringung für bis zu 12 Personen neben der Schiffscrew erlauben und weiterhin über eine

genügend hohe Decksfläche für Materialtransporte verfügen, besteht auch die Möglichkeit diese beispielsweise als Hilfsschiffe zur Offshore-Windparkversorgung einzusetzen [326]. Aber auch deren Umfunktionierung für weitere Einsatzmöglichkeiten, wie beispielsweise für die Verkehrssicherung oder für die Forschungsschifffahrt, wurden bereits in der Vergangenheit vorgenommen [327].

Verkehrssicherungsfahrzeuge

Ebenso wie die Baufeldbetonnung, ist das Vorsehen von Verkehrssicherungsfahrzeugen (Engl. „Guard Vessels") während der Errichtungsphase eines Offshore-Windparkprojektes, gemäß den Anforderungen der *WSV-Richtlinie „Offshore-Anlagen"* [156, S. 32-33], vorgeschrieben. Während des Windparkbetriebs würde wie zuvor beschreiben, nur ein Bedarf an Verkehrssicherungsfahrzeugen bestehen, falls eine Windparkerweiterung vorgenommen und neue Anlagen errichtet werden sollten.

Aus den Anforderungen der *WSV-Richtlinie „Offshore-Anlagen"* [156, S. 32-33] geht hervor, dass es sich bei den beschriebenen Verkehrssicherungsfahrzeugen um speziell ausgerüstete Wasserfahrzeuge mit relativ hohen Geschwindigkeiten handelt. Da diese in der Regel auch eine bestimmte Anzahl an Personen mit sich führen können, werden einige dieser bereits auch für Personentransporte oder für den Hafen- und Objektschutz eingesetzt [328]. Ein Einsatz dieser Wasserfahrzeuge während des Windparkbetriebs lässt sich daher nicht grundsätzlich ausschließen.

Kabellegerschiffe

Wie im Kapitel 3.2.2 beschrieben, erfolgt während der Errichtungsphase die Seekabelverlegung durch speziell für diese Aufgabe ausgerüstete Kabellegerschiffe, welche die Kabel üblicherweise über einen Wasserstrahl in den Meeresboden so weit einspülen [141, S. 738], dass eine dauerhafte Tiefenlage dieser von mindestens 1,5 m unterhalb der Meeresbodenoberfläche gewährleistet ist (bzw. i.H.v. mindestens 3m bei einer Kabelquerung von Hauptschifffahrtsrouten) [156, S. 10]. Kennzeichnend für diese Wasserfahrzeuge sind die riesigen Kabeltrommeln an Deck oder im Innern der Schiffe sowie deren spezifische Verlegeausrüstung (Verlegepflug, Vibrationspflug oder Vibrationsschwert). Alternativ werden aber auch Kabellegerpontons in Kombination mit Versorgungsschiffen und entsprechender Verlegeausrüstung zur Kabelverlegung eingesetzt [329, S. 29 ff.]. Ergibt sich aus der betriebsbegleitenden Kabeltiefenerkundung der Bedarf, eine Kabelinstandsetzung während des Windparkbetriebs durchzuführen, ist für die in Kapitel 4.1.4.1 zur Kabelinstandsetzung beschriebenen Arbeitsumfänge, wieder auf ein Kabellegerschiff zurückzugreifen.

Tauch- und Forschungsschiffe

Der Einsatz von Tauch- und Forschungsschiffen ist projektphasenübergreifend gegeben. Während der Planungs- und Genehmigungsphase eines Windparkprojekts sind beispielsweise Baugrunderkundungen [330] und Meeresumweltuntersuchungen [249] mit Hilfe von Forschungsschiffen im Rahmen der Standortanalyse für den Windpark durchzuführen (vgl. Kapitel 3.3.1). Neben der Basisaufnahme, im Rahmen der Meeresumweltuntersuchungen während der Planungs- und Genehmigungsphase, sind aber auch in den weiteren Projektphasen Meeresumweltuntersuchungen vorgeschrieben, die auch als Bau- und Betriebsphasenmonitoring bezeichnet werden [249, S. 10 ff.] und für die ebenso der Bedarf an einem Forschungsschiffeinsatz besteht (vgl. Kapitel 4.1.4.2).

Für viele Erkundungs- und Inspektionsaufgaben eignet sich der Einsatz von mit ROV und anderen seismischen Verfahren ausgestatteten Forschungsschiffen. Ist jedoch ein menschliches Agieren Unterwasser unerlässlich, besteht auch ein projektphasenübergreifender Bedarf an Tauchschiffen [69, S. 86]. Aufgrund ihrer vielseitigen Einsatzbereiche werden viele Forschungsschiffe als Mehrzweckschiffe mit einer relativ großen Decksfläche und mindestens einem leistungsstarken Arbeitskran für das Heben und Setzen diverser Robotik- und Messinstrumente konzipiert. Tauchschiffe verfügen üblicherweise weiterhin über spezielle Taucheinrichtungen und –ausrüstungen zur Einsatzdurchführung (z.B. Dekompressionskammer, LARS, etc.) [331].

5.4 Windparkseitige Versorgungsbedarfe und Einflussparameter

Wie schon *Stanik et al.* verdeutlicht haben, basiert die maritime Service- und Versorgungskonzeptplanung sowohl auf windparkseitigen Versorgungsbedarfen und Einflussfaktoren als auch auf versorgungsseitigen Kosten- und Leistungsparametern[4] [21, S. 99 ff.] [295]. Die folgende Tabelle konzentriert sich zunächst auf die windparkseitigen Versorgungsbedarfe und Einflussparameter und ist wie folgt zu verstehen: Zur strategischen Planung der maritimen Versorgung müssen windparkseitige Bedarfs- und Einflussfaktoren berücksichtigt werden, deren Ausprägungen als windparkseitige Bedarfs- und Einflussparameter, diverse Auswirkungen auf die Planung ausüben können.

Windparkseitige Versorgungsbedarfe und Einflussparameter		
Windparkseitige Bedarfs- und Einflussfaktoren	**Windparkseitige Bedarfs- und Einflussparameter (am Beispiel deutscher Offshore-Windparks)**	**Auswirkungen auf die strategische Planung der maritimen Versorgung**
Turbinenanzahl	Durchschnittlich 80 OWEA [12]	Änderungen der Transportbedarfe, -kapazitäten und –prozesse
Turbinentyp und Fundamente	Turbinentypen (derzeit in Betrieb): Siemens, Areva Wind, BARD, Senvion Fundamente (derzeit installiert): Monopile, Tripod, Jacket, Tripile [12] [6]	Turbinentypen: Güterstrukturen der Ersatzteile, Personal- und Materialtransportbedarfe Fundamente: Personenversatz- und Materialtransfersysteme
Turbinenleistung	Derzeit am häufigsten verbaute Turbinenleistungen: 3,6 MW und 5 MW [12] [121]	Materialzuladefähigkeit der Schiffe sowie Schwerlastkrankapazitäten
Küstenentfernung und Wassertiefe über geographische Lage	Küstenentfernung (Ø): 76 km [127, S. 54-55]	Transferzeiten, Transportmittel-anforderungen, Unterbringungs-strategien, Treibstoffverbräuche
	Wassertiefe(Ø): 34 m [127, S. 54-55]	Reparaturschiffauswahl (insbesondere bei Jack-Up Vessel)

[4] Windparkseitige Versorgungsbedarfe und Einflussfaktoren werden bei *Stanik et al.* als „windparkspezifische Einflusskriterien“ bezeichnet und versorgungsseitige Kosten- und Leistungsparameter als „versorgungsspezifische Einflusskriterien“.

Layout des Windparks	OWEA-Abstand zueinander (Ø): 700 m [332, S. 27] , mind. 500 m und max. 1.000 m [333, S. 5-6]	Transferzeit für Transporte zwischen den einzelnen OWEA
Seegang (rel. Häufigkeiten an beobachteten signifikanten Wellenhöhen H_S)	Nordsee (NSB 2/3, Ø: 2006-2012): 51% bis 1,5 m, 17,3% bis 2 m, 10,4% bis 2,5 m, 21,3% mehr als 2,5m Ostsee (Arkona, Ø: 2006-2013): 84,3% bis 1,5 m, 9,2% bis 2 m, 3,8% bis 2,5 m, 2,7% mehr als 2,5 m	Seegangsbedingte Einsatzfenster von Schiffen und schwimmenden Plattformen
Windgeschwindigkeiten (gemittelte rel. Häufigkeiten an gemessenen Windgeschwindigkeiten)	Nordsee (FINO 1, Ø: 2006-2012): 58,7% bis 10 m/s, 30,1% bis 15 m/s, 9,6% bis 20 m/s, 1,6% mind. 20 m/s Ostsee (FINO 2, Ø: 2011-2013): 62,2% bis 10 m/s, 29,1% bis 15 m/s, 7,7% bis 20 m/s, 0,9% mind. 20 m/s	Einsatzfenster von Helikoptern und Kranaktivitäten auf Schiffen bzw. Plattformen
Fehlerraten von Großkomponenten (je OWEA pro Jahr, die eine Auswechslung bedingen)	Getriebe: 0,0341, Generator: 0,021, Rotornabe: 0,0002, Rotorblätter: 0,0002, Windrichtungsnachführung: 0,0002 (Anzahl Fehler je OWEA pro Jahr) (vgl. Kapitel 5.4.5)	Durchschn. Reparaturschiffeinsatz für reine Auswechselzeitfenster pro Jahr bei einer OWEA: 0,4 Tage, bei einem Windpark mit 80 OWEA: 32,4 Tage (vgl. Kapitel 5.4.5)
Reparaturzeiten für Großkomponenten	Getriebe: 231 h, Generator: 81 h, Rotornabe: 298 h, Rotorblätter: 288 h, Windrichtungsnachführung: 49 h (je OWEA) [81] (vgl. Kapitel 5.4.5)	
Täglicher Offshore-Materialbedarf	Täglicher Materialtransport von 3 t in den Windpark „alpha ventus“ (12 OWEA) [334], d.h. bei 80 OWEA: 20 t/Tag bzw. 5x10´ Container/Tag [69]	Tägliche Materialtransport- und -bevorratungskapazitäten
Täglicher Offshore-Personalbedarf	Durchschn. täglicher Personalbedarf bei 80 OWEA von 30 Personen/ Tag (vgl. Kapitel 5.4.6); Personalbedarf 2-3 mal so hoch in der Jahreswartung [69]	Tägliche Personentransport- und -unterbringungskapazitäten

TAB. 13: BESONDERE RAHMENBEDINGUNGEN DEUTSCHER OWP FÜR DIE MARITIME VERSORGUNG (Quelle: Eigene Darstellung und Auswertungen in Anlehnung an die Identifikation von windparkspezifischen Einflusskriterien nach *Stanik et al.* [21])

Mit dieser Tabelle soll verdeutlicht werden, dass eine strategische Planung der maritimen Versorgung für den Offshore-Windparkbetrieb, auf einer windparkspezifischen Analyse basieren und für jeden Standort individuell erfolgen sollte [25] [21] [295]. Auf die windparkseitigen Bedarfs- und Einflussfaktoren wird im Folgenden näher eingegangen.

5.4.1 Turbinenanzahl, -typ und –leistung

Es zeigt sich für alle derzeit in Betrieb, im Bau, für alle genehmigten sowie im Genehmigungsverfahren befindlichen deutschen Offshore-Windparks, dass diese Turbinenanzahlen von bis zu 97 OWEA („Borkum Riffgrund II“) aufweisen, wobei ein durchschnittlich großer deutscher Offshore-Windpark in der Regel 80 OWEA verzeichnet [121] [6] (vgl. Anhang A dieser Arbeit). Wie in Kapitel 2.3 dargestellt, handelt es sich bei den derzeit in Betrieb befindlichen Turbinentypen in erster Linie um OWEA der Marken Siemens, Areva Wind, BARD und Senvion, mit Turbinenleistungen zwischen 2,3 MW („Siemens 2.3“) und 6,15 MW („Senvion 6.2M 126“), wobei am häufigsten Turbinenleistungen i.H.v. 3,6 MW und 5 MW verbaut wurden [12] [121]. Als Gründungsstrukturen wurden derzeit überwiegend Monopiles verwendet, aber auch Tripod, Jacket und Tripile Fundamente [121] [6].

Turbinenanzahl, -typ und –leistung bestimmen maßgeblich den Instandhaltungsbedarf eines Windparks in Art und Umfang. Ein Windpark mit einer höheren Turbinenanzahl weist naturgemäß ebenso höhere Instandhaltungsbedarfe auf, die sich auch in einem höheren Personal- und Materialbedarf äußern [69, S. 28 ff.] [21, S. 112 ff.]. Um das höhere Personal- und Materialaufkommen transportieren zu können, müssen entweder die Transportprozesse oder die Transportkapazitäten der Transportmittel angepasst werden. Dies bedeutet, dass entweder mehr bzw. größere Transportmittel eingesetzt oder die bestehenden Transportmittel stärker frequentiert werden müssen.

Der Turbinentyp bestimmt maßgeblich, welche Ersatzteile und somit auch welche Güterstrukturen für Auswechseltätigkeiten benötigt und transportiert werden müssen. Anhand der turbinentypspezifischen Betriebs- und Wartungshandbücher ergeben sich die durchzuführenden Instandhaltungsaktivitäten nach definierten Zyklen und jeweiligen Umfängen [69, S. 86]. Daher beeinflusst der Turbinentyp stets auch die projektphasenspezifischen Personal- und Materialtransportbedarfe zur Instandhaltung.

Für den Materialtransfer und den Personenversatz von und zu den Anlagen ist auch die Gründungsstruktur des jeweiligen Turbinentyps relevant. Die vorgestellten Gründungsstrukturvarianten weisen für den Personenversatz zwischen Schiff und OWEA durchweg „Boat Landing“ Systeme auf. In Abhängigkeit der Strukturform, muss aber für jede Gründungsstrukturvariante individuell beachtet werden, wie die Schiffsanlandung an die Anlage zu erfolgen hat und welche Hindernisse dabei für die Manövrierung gegebenenfalls zu berücksichtigen sind. Dies gilt ebenso für die Aufnahme von Materialien vom Deck der Schiffe mittels OWEA-Plattformkränen.

Die Turbinenleistung bestimmt vor allem die Abmessungen und Gewichte des zu transportierenden Materials. Da eine Steigerung der Turbinenleistung vor allem über den Einsatz größerer OWEA ermöglicht wird, sind bei leistungsstärkeren Anlagen auch deren Komponenten entsprechend größer und schwerer [16]. Die zur Materialversorgung eingesetzten Schiffe, müssen bei leistungsstärkeren OWEA, entsprechend höhere Materialzuladefähigkeiten (mit Bezug auf Tragfähigkeiten und Decksflächen) aufweisen, was mit dem Bedarf eines Einsatzes größerer Schiffseinheiten verbunden ist.

5.4.2 Geographische Lage

Zur Georeferenzierung kann die geographische Lage eines Windparkprojekts über die Angabe von nautischen Geokoordinaten ermittelt werden. Sie bestimmt maßgeblich die Küstenentfernung und die Wassertiefe des jeweiligen Windparks. Bereits in Kapitel 2.4 wurde aufgezeigt, dass sich die derzeit in Betrieb befindlichen deutschen Offshore-Windparks, mit einer durchschnittlichen Küstenentfernung i.H.v. 76 km sowie einer durchschnittlichen Wassertiefe i.H.v. 34 m, insbesondere durch die starke Ausprägung dieser beiden Eigenschaften im internationalen Vergleich auszeichnen [127, S. 54-55]. Bei den zukünftigen Ausbauprojekten in den Zonen 3, 4 und 5 des *ONEP,* ist sogar noch mit einer weiteren Zunahme dieser beiden Faktoren auszugehen [137, S. 34-35]. Die folgende Kartierung des *BSH* [335] zeigt die geographische Lage der bereits in Betrieb befindlichen (pink), im Bau befindlichen (grün), der genehmigten (rot schraffiert) als auch der im Genehmigungsverfahren befindlichen (pink schraffiert) Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee auf. In dieser ist deutlich zu erkennen, dass sich die deutschen Nordsee Windparks im Wesentlichen in der deutschen AWZ und somit außerhalb der 12-Seemeilengrenze des deutschen Küstenmeers (außerhalb der gestrichelten Linie) befinden (vgl. Abb. 31).

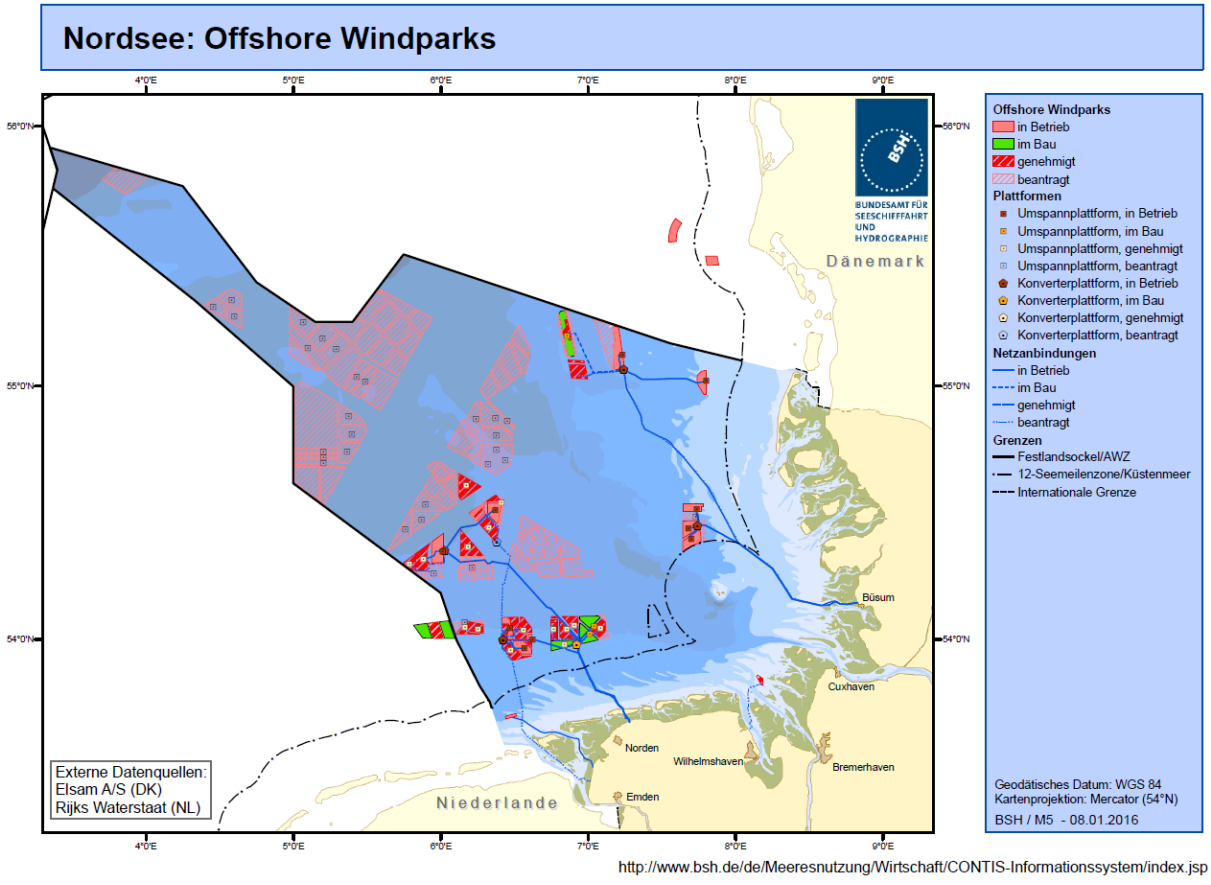


ABB. 31: GEODÄSISCHE KARTIERUNG DER DEUTSCHEN NORDSEE OFFSHORE-WINDPARKS

(Quelle: *BSH* [335], www.bsh.de, Stand: 08.01.2016)

Im Vergleich zur folgenden Abbildung, in welcher die jeweiligen Windparkprojekte in der deutschen Ostsee vom *BSH* [336] kartiert wurden, ist der beschriebene Umstand zu erkennen, dass sich der überwiegende Anteil der deutschen Offshore-Windparks in der Nordsee-AWZ befindet bzw. auch zukünftig befinden wird (vgl. Windparkausbauprojekte im Anhang A dieser Arbeit).

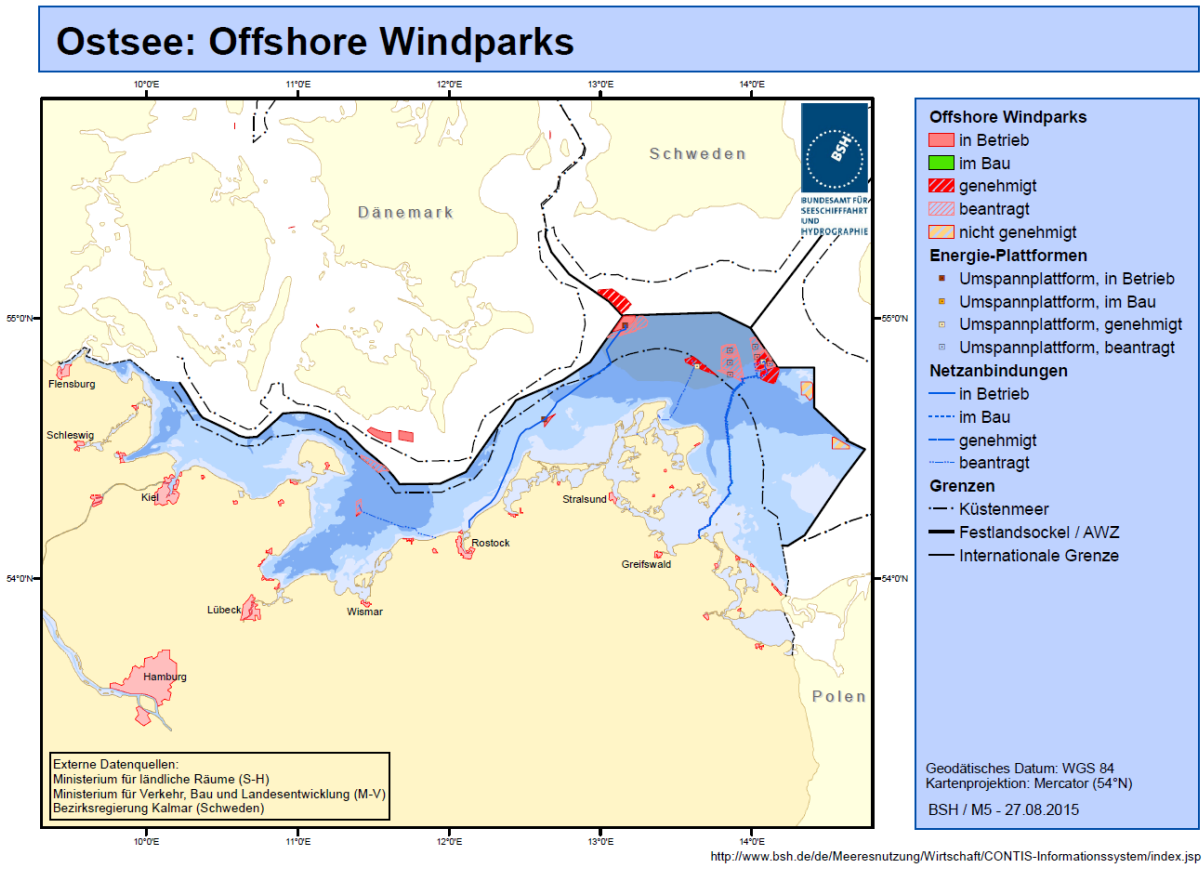


ABB. 32: GEODÄSISCHE KARTIERUNG DER DEUTSCHEN OSTSEEWINDPARKS

(Quelle: *BSH* [336], www.bsh.de, Stand: 27.08.2015)

Mit steigender Küstenentfernung eines Offshore-Windparks erhöhen sich sowohl die Transitzeiten als auch die Treibstoffverbräuche für Transporte zwischen dem Festland und den Windparks. Aufgrund der ökonomischen Notwendigkeit möglichst kurzer Transitzeiten zur Arbeitsdurchführung an den OWEA, weisen die deutschen Nordsee Windparks auch im Vergleich untereinander, in Abhängigkeit ihrer Küstenentfernung, unterschiedliche Transportmittelanforderungen und Unterbringungsstrategien auf [237]. Bis zu einer bestimmten Entfernung lassen sich beispielsweise kürzere Transitzeiten durch Schiffe mit höheren Geschwindigkeiten realisieren. Sind diese Geschwindigkeitsanforderungen sowohl technisch als auch ökonomisch nicht mehr darstellbar, bietet sich eher eine Umstellung der Service- und Versorgungskonzeptauswahl an, und zwar auf ein seebasiertes Konzept, bei dem auf eine windparkinterne Personenunterbringung gesetzt wird [62, S. 20-24] [63, S. 435 ff.].

Die vorhandene Wassertiefe eines Windparks ist für die maritime Transportmittelwahl im täglichen Windparkbetrieb eher von rudimentärer Bedeutung. Sie erweist sich aber für den Reparaturschiffeinsatz als besonders essentiell. Da mit der Hubbeinhöhe eines Jack-Up Vessels auch dessen Einsatzmöglichkeit hinsichtlich vorhandener Wassertiefen begrenzt ist, besteht mit zunehmender Wassertiefe nur eine begrenzte Auswahlmöglichkeit an am Markt zur Verfügung stehenden Reparaturschiffeinheiten, auf die bei sehr hohen Wassertiefen noch zurückgegriffen werden kann [192].

5.4.3 Layout eines Offshore-Windparks

Bereits bei der Planung eines Offshore-Windparkprojekts ist die Bestimmung des Windparklayouts, im Rahmen der „Vorplanung zur Konzeptentwicklung“, einer der wichtigsten Schritte [86, S. 15 ff.]. Das Windparklayout beschreibt die standortspezifische Flächennutzung und somit die räumliche Anordnung der zu errichtenden Offshore-Bauwerke. Es wird mit dem Ziel einer optimalen Windenergienutzung der OWEA, unter Berücksichtigung von Meeresbodenbedingungen und regulatorischen Auflagen, bestimmt [332, S. 27 ff.] [333, S. 5 ff.]. In Anlehnung an die *WSV Richtlinie zur Gestaltung, Kennzeichnung und Betrieb von Windenergieanlagen*, sind „einzelne Windenergieanlagen, die miteinander in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang stehen“…“zu Blöcken zusammenzufassen“ [333, S. 6]. Der durchschnittliche Abstand zwischen zwei benachbarten OWEA eines Windparks in der deutschen AWZ beträgt rund 700 m [332, S. 27]. Innerhalb eines „Blocks“ von Windenergieanlagen kann dieser aber auch zwischen 500 m und 1.000 m betragen [333, S. 5-6]. Das Layout in Form eines „Blocks“, als auch das „Aufstellmuster der Windenergieanlagen“, ist in jedem Fall so zu bestimmen, dass die Wahrscheinlichkeit einer Schiffskollision minimiert wird [333, S. 6].

Mit der Festlegung eines Windparklayouts werden auch die Seekabellängen zwischen den einzelnen OWEA und dieser zum Umspannwerk definiert [337]. Die Abstände der einzelnen Offshore-Bauwerke zueinander bilden ebenso die Grundlage zur Bestimmung der entfernungsabhängigen windparkinternen Transportzeiten für Verteil- und Sammelvorgänge. Die vorgeschriebene Blockbildung hat zur Folge, dass die Anlagenabstände zueinander, über den Standort hinweg, in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Daher lässt sich ein Durchschnittsabstand zwischen den Anlagen eines Windparks durchaus für eine pauschalisierte Berechnung mittlerer Transportzeiten zwischen den einzelnen Anlagen, im Rahmen der strategischen maritimen Versorgungsplanung, heranziehen. In der folgenden Abbildung ist das Windparklayout des Windparks „alpha ventus“ zur exemplarischen Illustration von Anlagenabständen zwischen den einzelnen OWEA schematisiert dargestellt, aus der auch die vorgeschriebene Blockbildung sowie die Abstände zwischen den OWEA ersichtlich werden.

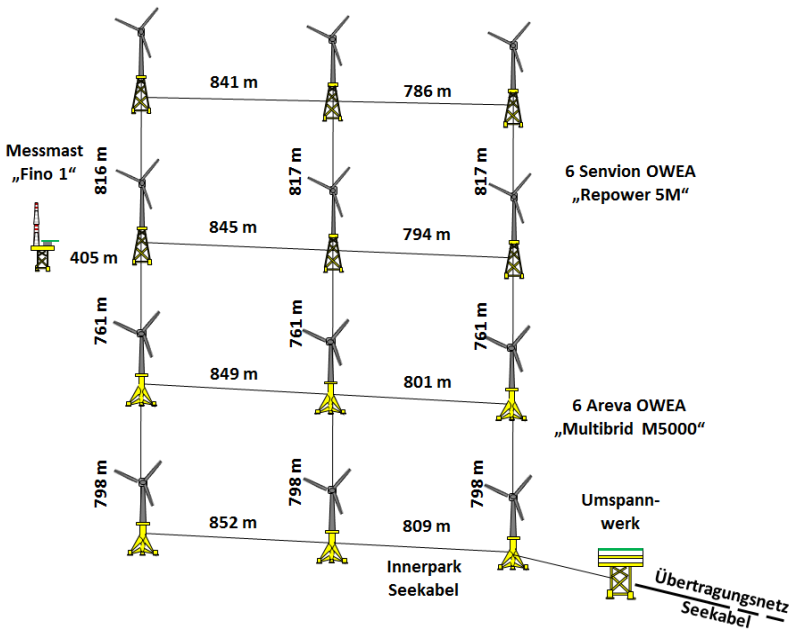


ABB. 33: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES WINDPARKLAYOUTS VON „ALPHA VENTUS“

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an jene von *Härtig* [337])

5.4.4 Meeres- und Wettereinflüsse mit Fokus auf Seegang und Windgeschwindigkeiten

Meeres- und Wettereinflüsse gestalten sich standortabhängig für jeden Windpark sehr unterschiedlich. Sie erweisen sich als relevantes Einflusskriterium zur Bemessung der technischen Verfügbarkeiten der Offshore-Anlagen, aber auch jener der Transportmittel, im Rahmen der maritimen Versorgung [21] [39] [64]. Neben sonstigen meteorologischen Messwerten (wie beispielsweise zu Temperaturen, Niederschlägen oder Nebel) und ozeanographischen Beobachtungswerten (wie beispielsweise zu Wellenperioden, Wellenrichtungen oder Meeresströmungen) [39], erweisen sich Windgeschwindigkeiten und Wellenhöhen als besonders limitierende Faktoren für den Transportmitteleinsatz, weshalb diese Faktoren, im Rahmen der strategischen Versorgungsplanung von Offshore-Windparks, einer vordergründigen Berücksichtigung bedürfen [63] [237] [23]. Im Folgenden werden ausgewertete Messergebnisse zur signifikanten Wellenhöhe und zu Windgeschwindigkeiten vorgestellt, die an verschiedenen in der deutschen Nord- und Ostsee positionierten Messbojen und –stationen in den letzten Jahren standortspezifisch ermittelt wurden. Diese Datenauswertung dient der Bestimmung von Referenzwerten, um Rückschlüsse auf die potenzielle jährliche technische Verfügbarkeit maritimer Transportmittel für die Windparkversorgung zu ziehen.

Signifikante Wellenhöhe

Die sogenannte signifikante (oder kennzeichnende) Wellenhöhe beschreibt das arithmetische Mittel des höchsten Drittels, der im Rahmen einer Simulations- oder Beobachtungsreihe ermittelten Wellenhöhen [157, S. 379]. Sie ist somit von der simulierten bzw. gemessenen Maximalwellenhöhe zu unterscheiden, die sehr viel höhere Werte annehmen kann. In der Regel wird bei einer Zugrundelegung von 100 ermittelten Wellenhöhen, in einer Simulation oder Beobachtung, von einer Maximalwellenhöhe ausgegangen, die um den Faktor 1,86 höher ist, als die signifikante Wellenhöhe [157, S. 380]. Dies ist für den Schiffseinsatz zu berücksichtigen, da die Schiffseinsatzgrenzen in erster Linie, in Abhängigkeit ihres Betriebsmodus bzw. ihres Operationsmusters, auf der signifikanten Wellenhöhe bemessen werden [39, S. 139]. Da die signifikante Wellenhöhe standortabhängig sehr unterschiedlich ausfallen kann, wird im Folgenden auch nur eine exemplarische standortspezifische Auswertung der vom BSH gemessenen Beobachtungsmesswerte dargestellt. Die sonstigen standortspezifischen Auswertungen der Messwerte für die anderen Messstationen, sind im Anhang B beigefügt. Die folgende Abbildung zeigt die geographische Lage der in Nord- und Ostsee positionierten Messstationen zur Seegangsbeobachtung auf.

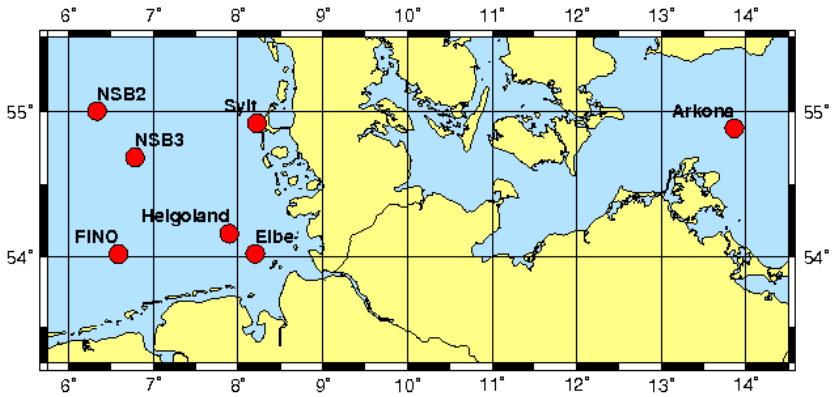


ABB. 34: MESSSTATIONEN ZUR SEEGANGSBEOBACHTUNG IN DER DEUTSCHEN BUCHT UND IN DER WESTLICHEN OSTSEE

(Quelle: *BSH* [338])

Wie in dieser Abbildung erkenntlich, ermöglichen die Beobachtungsmesswerte der Messstation „Arkona“, eine Ermittlung von Referenzwerten für signifikante Wellenhöhen im Arkona Becken der westlichen Ostsee [339]. In der folgenden Tabelle sind die bei dieser Station, zwischen den Jahren 2006-2013, vom *BSH* ermittelten signifikanten Wellenhöhen, in Form von gruppierten relativen Häufigkeiten, hinsichtlich ihres Auftretens in den Sommermonaten (von April bis September) und in den Wintermonaten (von Oktober bis März), in Intervallen aufgeführt. Als Intervalle wurden signifikante Wellenhöhen von bis zu 1,5 m, zwischen 1,5 und 2,0 m, zwischen 2,0 und 2,5 m als auch von mehr als 2,5 m gewählt.

Die Summe der relativen Häufigkeitswerte der Sommer- und Wintermonate eines Intervalls, ergibt die relative Häufigkeit von signifikanten Wellenhöhen innerhalb dieses Intervalls, für ein gesamtes Jahr. Über den gesamten Beobachtungszeitraum, von 2006 bis 2013, sind ebenfalls die jeweiligen arithmetischen Mittel der relativen Häufigkeitswerte für die einzelnen Intervalle abgetragen. Die sich bei der Mittelwertbildung ergebenden Standardabweichungen und –fehler sind ebenfalls in dieser Tabelle gekennzeichnet.

Messstation Arkona	Geogr. Lage: Latidude: 54° 53´N Longitude: 13°52´E											
	rel. Häufigkeiten [%] der signifikanten Wellenhöhe H_S [m] in den jeweiligen Bezugsjahren											
Jahr	$H_S < 1{,}5$ m			$1{,}5\ m \leq H_S < 2{,}0$ m			$2{,}0\ m \leq H_S < 2{,}5$ m			$H_S \geq 2{,}5$ m		
	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter
2006	**89,0%**	59,6%	29,4%	**6,7%**	1,9%	4,8%	**2,8%**	0,6%	2,2%	**1,5%**	0,4%	1,1%
2007	**80,3%**	53,7%	26,6%	**12,0%**	5,3%	6,7%	**4,9%**	1,6%	3,3%	**2,8%**	1,2%	1,6%
2008	**77,3%**	38,1%	39,2%	**12,2%**	3,6%	8,6%	**5,9%**	0,7%	5,2%	**4,6%**	0,1%	4,5%
2009	**82,8%**	45,6%	37,2%	**11,2%**	5,1%	6,1%	**3,3%**	0,7%	2,6%	**2,7%**	0,3%	2,4%
2010	**81,8%**	51,0%	30,8%	**8,4%**	1,2%	7,2%	**4,8%**	0,6%	4,2%	**5,0%**	0,3%	4,7%
2011	**88,1%**	55,7%	32,4%	**7,9%**	3,4%	4,5%	**2,3%**	0,9%	1,4%	**1,7%**	0,3%	1,4%
2012	**94,1%**	70,9%	23,2%	**4,3%**	1,2%	3,1%	**1,0%**	0,5%	0,5%	**0,6%**	0,0%	0,6%
2013	**81,3%**	48,1%	33,2%	**10,9%**	2,7%	8,2%	**5,0%**	0,8%	4,2%	**2,8%**	0,1%	2,7%
Arithmetisches Mittel	**84,3%**	52,8%	31,5%	**9,2%**	3,1%	6,2%	**3,8%**	0,8%	3,0%	**2,7%**	0,3%	2,4%
Standard-abweichung	**5,5%**	9,8%	5,3%	**2,8%**	1,6%	1,9%	**1,7%**	0,3%	1,6%	**1,5%**	0,4%	1,5%
Standard-fehler (+/-)	**2,0%**	3,5%	1,9%	**1,0%**	0,6%	0,7%	**0,6%**	0,1%	0,6%	**0,5%**	0,1%	0,5%

TAB. 14: REL. HÄUFIGKEITEN VON ERMITTELTEN SIGNIFIKANTEN WELLENHÖHEN BEI „ARKONA“
(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Beobachtungsdaten des *BSH*)

Die Auswertungsergebnisse zeigen auf, dass die relativen Häufigkeitswerte in den Intervallen zwischen den einzelnen Jahren, gewissen Schwankungen unterliegen. Diese gewissen Schwankungen lassen sich auch bei den Auswertungsergebnissen zur siginifikanten Wellenhöhe der anderen Messstationen für die Seegangsbeobachtung erkennen (siehe Anhang B). Insgesamt lässt sich jedoch in den einzelnen Bezugsjahren bei „Arkona“ feststellen, dass der Anteil geringerer siginifikanter Wellenhöhen von weniger als 1,5 m, durchweg überwiegt.

Die graphische Darstellung der gebildeten arithmetischen Mittelwerte, zu den ermittelten intervallspezifischen relativen Häufigkeitswerten, über den gesamten Bezugszeitraum von 2006 bis 2013, zeigt die folgende Abbildung. Auch bei dieser wurde, zur Darstellung der gemittelten relativen Häufigkeitswerte, zwischen signifikanten Wellenhöhen in den Sommer- und Wintermonaten unterschieden.

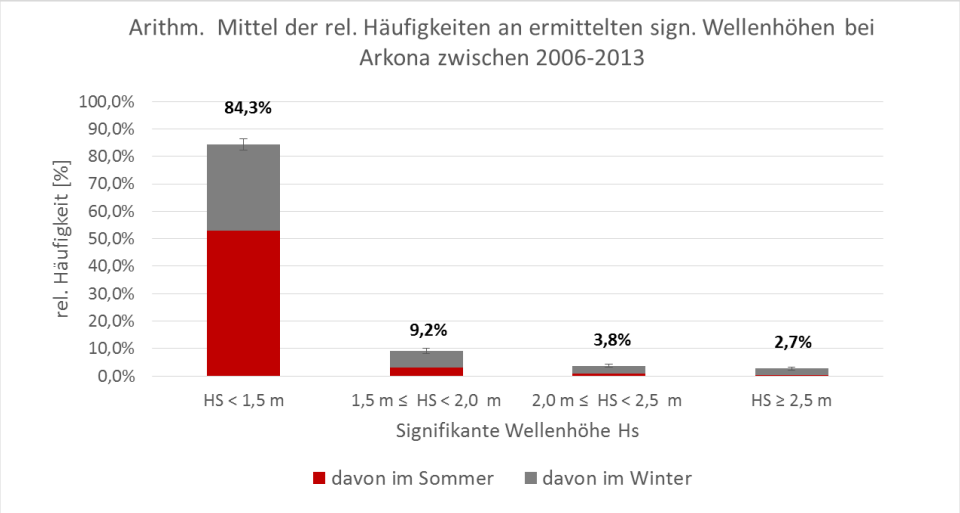


ABB. 35: ARITHM. MITTELWERTE ZUR REL. HÄUFIGKEIT VON ERMITTELTEN SIGN. WELLENHÖHEN BEI „ARKONA“ ZWISCHEN 2006-2013

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Beobachtungsdaten des *BSH*)

Es zeigt sich deutlich, dass bei „Arkona“, mit einem durchschnittlichen Anteil von 84,3%, auch über den gesamten Bezugszeitraum, im Mittel überwiegend niedrigere signifikante Wellenhöhen, von weniger als 1,5 m zu verzeichnen waren. Der geringere Anteil an höheren signifikanten Wellenhöhenerscheinungen, von mindestens 1,5 m, ist überwiegend in den Wintermonaten zu verzeichnen gewesen (vgl. Abb. 35).

In der folgenden Tabelle, sind die anlag zur vorherigen Darstellung zu interpretierenden Auswertungsergebnisse für die Nordseemessstation „FINO 1“ gekennzeichnet.

Messstation Fino 1	Geogr. Lage: Latidude: 54°N Longitude: 6°35´E											
	rel. Häufigkeiten [%] der signifikanten Wellenhöhe H_S [m] in den jeweiligen Bezugsjahren											
Jahr	$H_S < 1,5$ m			$1,5 m \leq H_S < 2,0$ m			$2,0 m \leq H_S < 2,5$ m			$H_S \geq 2,5$ m		
	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter
2006	**60,0%**	32,9%	27,1%	**15,0%**	5,1%	9,9%	**9,9%**	3,0%	6,9%	**15,1%**	2,3%	12,8%
2007	**55,7%**	40,3%	15,4%	**16,3%**	11,4%	4,9%	**11,1%**	6,5%	4,6%	**16,9%**	5,4%	11,5%
2008	**58,5%**	39,8%	18,7%	**17,0%**	6,3%	10,7%	**11,4%**	2,9%	8,5%	**13,1%**	1,5%	11,6%
2009	**69,0%**	40,7%	28,3%	**13,5%**	4,8%	8,7%	**8,1%**	2,2%	5,9%	**9,4%**	6,9%	2,5%
2010	**63,8%**	40,4%	23,4%	**14,7%**	6,9%	7,8%	**8,8%**	4,4%	4,4%	**12,7%**	4,1%	8,6%
2011	**61,1%**	35,3%	25,8%	**14,9%**	6,7%	8,2%	**10,0%**	4,0%	6,0%	**14,0%**	12,8%	1,2%
2012	**54,6%**	36,0%	18,6%	**23,1%**	11,3%	11,8%	**12,1%**	5,6%	6,5%	**10,2%**	3,2%	7,0%
2013	**61,8%**	40,4%	21,4%	**17,7%**	8,4%	9,3%	**10,0%**	3,0%	7,0%	**10,5%**	1,3%	9,2%
Arithmetisches Mittel	**60,6%**	38,2%	22,3%	**16,5%**	7,6%	8,9%	**10,2%**	4,0%	6,2%	**12,7%**	4,7%	8,1%
Standard-abweichung	**4,6%**	3,0%	4,6%	**3,0%**	2,6%	2,1%	**1,3%**	1,5%	1,3%	**2,6%**	3,8%	4,3%
Standard-fehler (+/-)	**1,6%**	1,1%	1,6%	**1,1%**	0,9%	0,7%	**0,5%**	0,5%	0,5%	**0,9%**	1,3%	1,5%

TAB. 15: REL. HÄUFIGKEITEN VON ERMITTELTEN SIGNIFIKANTEN WELLENHÖHEN BEI „FINO 1“
(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Beobachtungsdaten des *BSH*)

Mit einem Durchschnittswert von 60,6%, lagen zwar die meisten ermittelten signifikanten Wellenhöhen bei dieser Messstation unter 1,5 m, jedoch ist ersichtlich, dass der Anteil höherer Wellenerscheinungen deutlich stärker ausgeprägt ist, als wie er durchschnittlich für „Arkona“ im gleichen Bezugszeitraum zu verzeichnen war. Auch diese Auswertung zeigt, dass höhere Wellen deutlich häufiger in den Wintermonaten zu verzeichnen sind (vgl. Abb. 36).

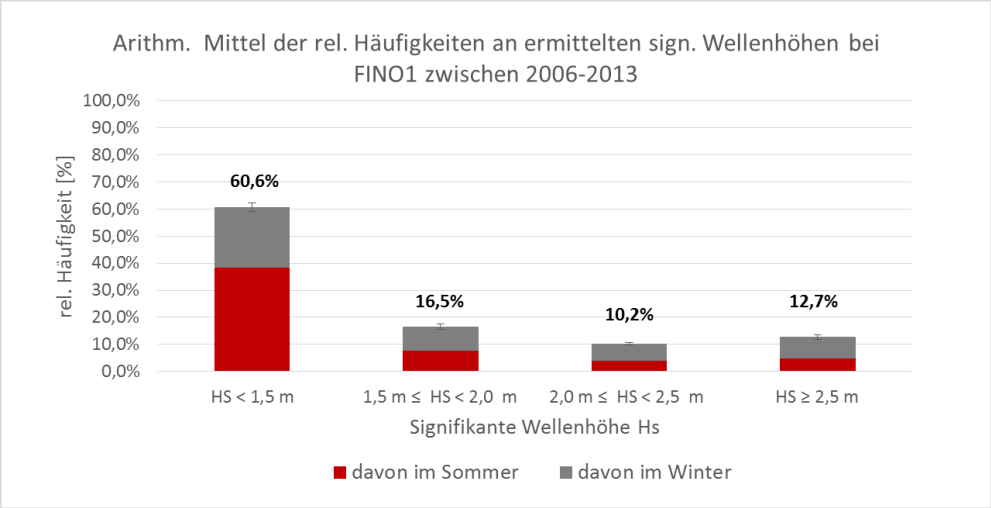


ABB. 36: ARITHM. MITTELWERTE ZUR REL. HÄUFIGKEIT VON ERMITTELTEN SIGN. WELLENHÖHEN BEI „FINO 1“ ZWISCHEN 2006-2013

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Beobachtungsdaten des *BSH*)

Dass jedoch auch zwischen den einzelnen Nordseemessstationen unterschiedliche Messungen in Abhängigkeit der geographischen Lage der jeweiligen Messstation zu verzeichnen sind, wird über den Vergleich der „FINO 1“ Werte mit jenen, der folgenden Tabelle deutlich. In dieser sind die gruppierten relativen Häufigkeitswerte der beobachteten signifikanten Wellenhöhen in den Messbojen „Nordseeboje 2 (NSB 2)“ und „Nordseeboje 3 (NSB 3)“ zwischen den Jahren 2006 und 2012 abgetragen.

Dabei ist anzumerken, dass die Beobachtungswerte vom *BSH* entweder über Messungen bei „NSB 2“ oder bei „NSB 3“ ermittelt wurden. Aus diesem Grund können die Auswertungsergebnisse zur rel. Häufigkeit signifikanter Wellenhöhen, im Bezugszeitraum zwischen 2006 und 2012, auch nur für beide Messbojen miteinander kombiniert dargestellt werden. Standortspezifische Messwertdifferenzen zwischen den beiden Messstationen sind aus der folgenden Tabelle daher nicht ersichtlich.

Messstation NSB 2/3	Geogr. Lagen: NSB 2: Latidude: 55°N Longitude: 6°20´E						NSB 3: Latidude: 54°41´N Longitude: 6°46´E					
	rel. Häufigkeiten [%] der signifikanten Wellenhöhe H_S [m] in den jeweiligen Bezugsjahren											
Jahr	$H_S < 1,5$ m			1,5 m ≤ $H_S < 2,0$ m			2,0 m ≤ $H_S < 2,5$ m			$H_S \geq 2,5$ m		
	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter
2006	**56,4%**	38,9%	17,5%	**16,3%**	7,7%	8,6%	**8,9%**	3,8%	5,1%	**18,4%**	3,5%	14,9%
2007	**43,3%**	19,9%	23,4%	**16,3%**	4,3%	12,0%	**11,1%**	1,5%	9,6%	**29,3%**	1,5%	27,8%
2008	**55,7%**	41,9%	13,8%	**15,1%**	8,2%	6,9%	**9,6%**	3,5%	6,1%	**19,6%**	3,3%	16,3%
2009	**54,3%**	37,9%	16,4%	**18,8%**	0,1%	18,7%	**11,1%**	5,1%	6,0%	**15,8%**	6,1%	9,7%
2010	**56,2%**	27,0%	29,2%	**21,7%**	7,6%	14,1%	**12,1%**	3,2%	8,9%	**10,0%**	1,0%	9,0%
2011	**43,7%**	26,7%	17,0%	**14,4%**	7,0%	7,4%	**8,9%**	3,5%	5,4%	**33,0%**	14,3%	18,7%
2012	**47,3%**	10,8%	36,5%	**18,4%**	3,1%	15,3%	**11,0%**	2,5%	8,5%	**23,3%**	1,2%	22,1%
Arithmetisches Mittel	**51,0%**	29,0%	22,0%	**17,3%**	5,4%	11,9%	**10,4%**	3,3%	7,1%	**21,3%**	4,4%	16,9%
Standard-abweichung	**6,0%**	11,3%	8,2%	**2,5%**	3,0%	4,4%	**1,2%**	1,1%	1,9%	**7,9%**	4,7%	6,7%
Standard-fehler (+/-)	**2,3%**	4,3%	3,1%	**1,0%**	1,1%	1,7%	**0,5%**	0,4%	0,7%	**3,0%**	1,8%	2,5%

TAB. 16: REL. HÄUFIGKEITEN VON ERMITTELTEN SIGNIFIKANTEN WELLENHÖHEN BEI „NSB 2/3“
(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Beobachtungsdaten des *BSH*)

Trotz der potenziellen geringfügigen Schwankungen zwischen den signifikanten Wellenhöhen beider Messstation, bestätigt die Auswertung der Messwerte, im Vergleich zu jenen bei „FINO 1“ (und den im Anhang B befindlichen Seegangsauswertungen), die Erkenntnis von *van Bussel und Henderson*, dass die Schiffszugänglichkeit an Offshore-Anlagen mit steigender Küstenentfernung, aufgrund von höheren signifikanten Wellenhöhen, abnehmen sollte [64] (vgl. Kapitel 5.5.5).

Aus dem Vergleich der ermittelten durchschnittlichen relativen Häufigkeiten von signifikanten Wellenhöhen bei „FINO 1“ mit jenen bei „NSB 2/3“ wird deutlich, dass ein durchschnittlich großes Katamaran-CTV, welches für den Personenüberstieg auf das Bug-Fender System setzt ($H_{s,max}$=1,5 m) [14, S. 32], innerhalb des Bezugszeitraums zwischen 2006 bis 2013, eine OWEA-Zugänglichkeit bei „FINO 1“, zu durchschnittlich 60,6% im Jahr ermöglicht hätte (vgl. Abb. 36). Bei „NSB 2/3“ hätte die OWEA-Zugänglichkeit für diese CTV-Variante, unter Verwendung des gleichen Überstiegsystem, innerhalb des Bezugszeitraums zwischen 2006 bis 2013, gerade noch bei durchschnittlich 51% im Jahr gelegen (vgl. Tab. 15). Ein durchschnittlich großes SWATH-CTV, welches für den Personenüberstieg ebenso auf das Bug-Fender System setzt ($H_{s,max}$=2,5 m) [14, S. 32], hätte hingegen, unter Berücksichtigung der Auswertungsergebnisse für „NSB 2/3“, noch bis zu durchschnittlich 78,7% im Jahr für den OWEA-Personenüberstieg eingesetzt werden können (vgl. Tab. 15), bei „FINO 1“ sogar noch bis zu durchschnittlich 87,3 % im Jahr (vgl. Abb. 36)[5].

Dass der durchschnittliche Anteil höherer signifikanter Wellenhöhen im Jahr bei „NSB 2/3“ deutlich ausgeprägter ist, wird durch die folgende Abbildung ersichtlich. Auch zeigt sich in dieser noch deutlicher die Relation der relativen Häufigkeiten an signifikanten Wellenhöhen zwischen den Sommer- und Wintermonaten.

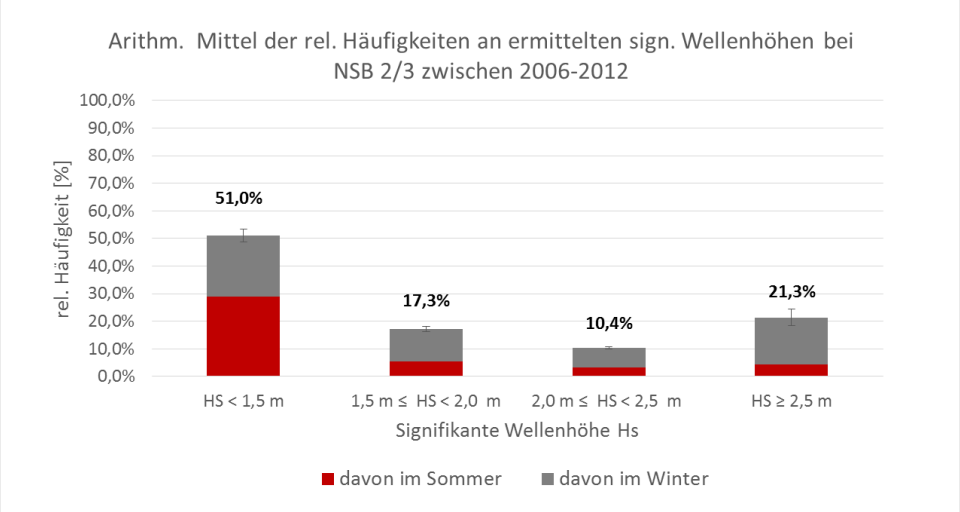


ABB. 37: ARITHM. MITTELWERTE ZUR REL. HÄUFIGKEIT VON ERMITTELTEN SIGN. WELLENHÖHEN BEI „NSB 2/3“ ZWISCHEN 2006-2012

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Beobachtungsdaten des *BSH*)

Zur Bemessung des seegangsbedingten Bewegungsverhaltens von Schiffen sind neben der signifikanten Wellenhöhe auch die in einem Seegebiet zu erwartenden Wellenperioden zu berücksichtigen und diese mit den Eigenperioden der Schiffe, in Abhängigkeit ihrer jeweiligen Bewegungsrichtung, zu vergleichen [39, S. 139-141]. Da sich die Zugänglichkeit von

[5] Vgl. CTV-spezifische Leistungsparameter in Abhängigkeit des Entwurfskonzepts (Katamaran/SWATH) in Kapitel 5.5.3 i.V.m. der Erläuterung des Bug-Fender Systems in Kapitel 5.5.4

Windenergieanlagen, in Abhängigkeit der Wellenperiode, jedoch anlagen-, schiffsbewegungs- und wellenrichtungsspezifisch gestaltet, und somit Häufigkeitsverteilungen gemessener Wellenperioden eine allgemeingültige Aussage zu standortspezifischen jährlichen Schiffseinsatzfenstern nicht erlauben, soll auch die Analyse gemessener Wellenperioden an dieser Stelle nicht weiter vertieft werden. In der operativen Schiffseinsatzplanung, in der sämtliche situationsbezogenen Eingangswerte feststehen, wären diese jedoch gesondert aufzuführen [39, S. 139-141] [23, S. 226 ff.]. Ähnlich verhält es sich mit der Strömung, die durchaus einen relevanten Beitrag zur Bemessung der potenziellen Schiffsgeschwindigkeit über Grund darstellt und somit bei einer tagesaktuellen Einsatzplanung in jedem Fall berücksichtigt werden sollte, um genaue Schiffsgeschwindigkeiten und Transportzeitfenster definieren zu können [39, S. 141-143].

Im Rahmen dieser Dissertation wird jedoch ein Verfahren vorgestellt, welches der strategischen Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte diverser Windparkstandorte dienlich sein soll. Die Berücksichtigung transportroutenabhängiger Strömungseigenschaften würde für die Service- und Versorgungskonzeptauswahl, im Rahmen der strategischen Betriebsplanung, keinen Mehrwert erzeugen [23, S. 226 ff.]. Vielmehr eignet sich auf der strategischen Planungsebene eine Fokussierung durchschnittlicher Transportgeschwindigkeiten von Schiffen (vgl. Kapitel 7.1.1).

Windgeschwindigkeiten

Die Auswertung von gemessenen Windgeschwindigkeiten liefert die Grundlage zur Bemessung potenzieller standortspezifischer Windenergieerträge in Abhängigkeit der Leistungskurven der OWEA [340, S. 410 ff.] (vgl. Kapitel 7.2.2). Andererseits kann die Windgeschwindigkeit aber auch einen limitierenden Faktor darstellen, beispielsweise wenn der Helikopterflugbetrieb aufgrund zu hoher Windgeschwindigkeiten nicht erfolgen kann oder diese eine Abschaltung der OWEA bedingt [340, S. 411 ff.] [63, S. 450]. Um auch für die potenziell in der Deutschen Bucht und der westlichen Ostsee anzutreffenden Windgeschwindigkeiten Referenzwerte zu erzeugen, wurde auf Messwerte zu den gemessenen Windgeschwindigkeiten der Forschungsplattformen FINO 1, 2 und 3 zurückgegriffen. Zur Georeferenzierung dieser drei Forschungsplattformen soll die folgende Kartierung dienlich sein [341] (vgl. Abb. 38).

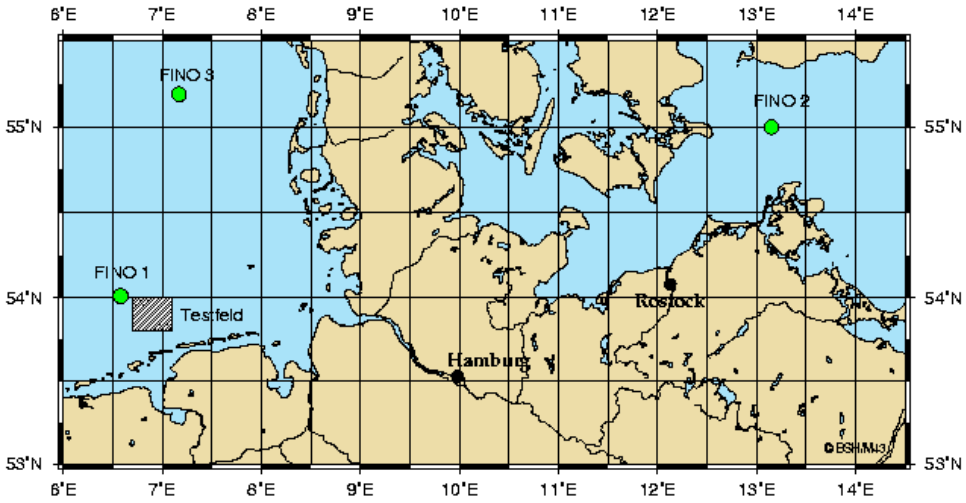


ABB. 38: GEOGRAPHISCHE LAGE DER FORSCHUNGSPLATTFORMEN FINO 1, 2 UND 3

(Quelle: *BSH* [341])

In der folgenden Tabelle sind die erzeugten arithmetischen Mittelwerte zur gruppierten relativen Häufigkeit, von bei „FINO 1“ gemessenen Windgeschwindigkeiten, über die Jahre 2006 bis 2012 dargestellt, jeweils für die Sommer- und Wintermonate sowie in einer Gesamtjahresbetrachtung. Sämtliche zugrunde gelegten Messwerte wurden über eine tägliche Messung der Windgeschwindigkeiten im 10 Minutentakt über die Bezugsjahre hinweg erhoben. Die Messungen erfolgten in einer Höhe von 80 m über der Wasseroberfläche [341].

Messstation FINO 1	Geogr. Lage: Latidude: 54°N Longitude: 6°35´E									Messreihe: Anemometer 80 m		
	rel. Häufigkeiten [%] der Windgeschwindigkeit v [m/s] in den jeweiligen Bezugsjahren											
Jahr	v < 10 m/s			10 m/s ≤ v < 15 m/s			15 m/s ≤ v < 20 m/s			v ≥ 20 m/s		
	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter
2006	**56,5%**	30,5%	25,9%	**30,5%**	12,3%	18,2%	**11,3%**	2,4%	8,9%	**1,7%**	0,1%	1,6%
2007	**54,4%**	31,7%	22,7%	**31,8%**	14,2%	17,6%	**11,7%**	2,7%	9,0%	**2,1%**	0,2%	1,9%
2008	**52,0%**	31,0%	21,1%	**33,5%**	15,1%	18,4%	**12,6%**	3,0%	9,6%	**1,8%**	0,3%	1,5%
2009	**64,4%**	36,2%	28,2%	**27,1%**	10,6%	16,4%	**7,4%**	1,5%	5,8%	**1,2%**	0,5%	0,6%
2010	**68,1%**	40,8%	27,3%	**25,8%**	11,3%	14,5%	**5,2%**	1,2%	4,0%	**0,9%**	0,1%	0,8%
2011	**56,8%**	34,3%	22,5%	**30,1%**	14,3%	15,8%	**10,8%**	3,8%	7,0%	**2,3%**	0,2%	2,0%
2012	**58,7%**	34,0%	24,6%	**31,7%**	14,7%	17,0%	**8,6%**	2,8%	5,8%	**1,1%**	0,2%	1,0%
Arithmetisches Mittel	**58,7%**	34,1%	24,6%	**30,1%**	13,2%	16,8%	**9,6%**	2,5%	7,2%	**1,6%**	0,2%	1,3%
Standard-abweichung	**5,7%**	3,6%	2,7%	**2,7%**	1,8%	1,4%	**2,7%**	0,9%	2,1%	**0,5%**	0,2%	0,6%
Standard-fehler (+/-)	**2,1%**	1,4%	1,0%	**1,0%**	0,7%	0,5%	**1,0%**	0,3%	0,8%	**0,2%**	0,1%	0,2%

TAB. 17: REL. HÄUFIGKEITEN VON GEMESSENEN WINDGESCHWINDIGKEITEN BEI „FINO 1“
(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung der Messdaten des BSH hinsichtlich des Auftretens von Windgeschwindigkeiten bei „FINO 1“ in 80m Höhe)

Mehr als die Hälfte der gemessenen Windgeschwindigkeiten befindet sich in einer Größenordnung von weniger als 10 m/s. Fast ein Drittel der gemessen Windgeschwindigkeiten liegen in einem Bereich von bis zu 15 m/s. Mit durchschnittlich mehr als 10 Prozent wurden aber auch Windgeschwindigkeiten von mehr als 15 m/s gemessen, die sich überwiegend in den Wintermonaten verzeichnen ließen. Die ermittelten arithmetischen Mittelwerte der relativen Häufigkeiten an gemessenen Windgeschwindigkeiten bei „FINO 1“ werden in der folgenden Abbildung graphisch aufgezeigt. In dieser Abbildung sind auch die überwiegenden Anteile höherer Windgeschwindigkeiten in den Wintermonaten erkennbar.

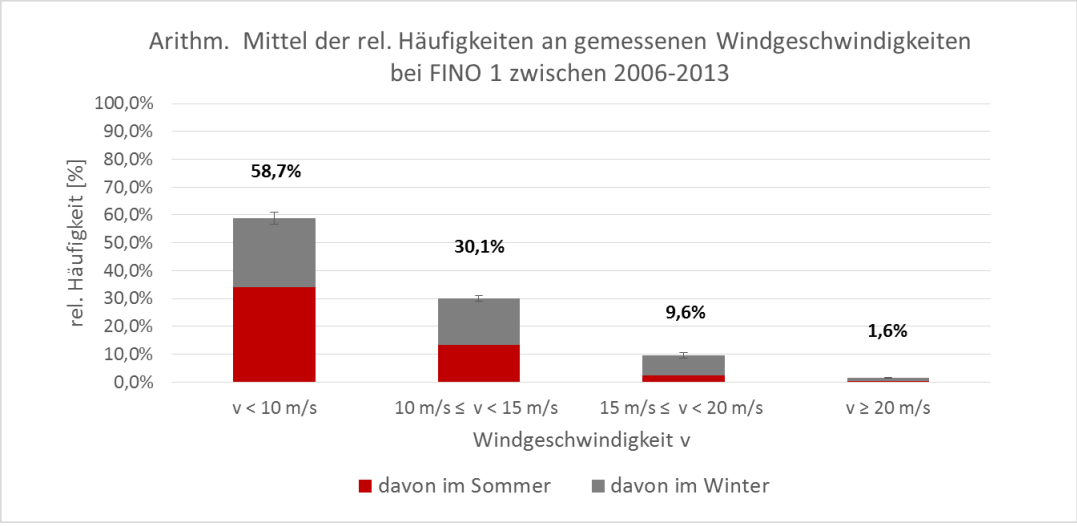


ABB. 39: ARITHM. MITTELWERTE ZUR REL. HÄUFIGKEIT VON GEMESSENEN WINDGESCHWINDIGKEITEN BEI „FINO 1“ ZWISCHEN 2006-2012

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Messwerten des *BSH*)

In der folgenden Tabelle sind die relativen Häufigkeiten an gemessenen Windgeschwindigkeiten bei der Forschungsplattform „FINO 3“ im Bezugszeitraum zwischen 2010 und 2013 dargestellt. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass nicht mehr Bezugsjahre, aufgrund mangelnder Datenlage, für die Auswertung hinzugezogen werden konnten [341].

Messstation FINO 3	Geogr. Lage: Latidude: 55°11,7´N Longitude: 7°9,5´E Messreihe: 80m 345deg											
	rel. Häufigkeiten [%] der Windgeschwindigkeit v [m/s] in den jeweiligen Bezugsjahren											
Jahr	v < 10 m/s			10 m/s ≤ v < 15 m/s			15 m/s ≤ v < 20 m/s			v ≥ 20 m/s		
	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter
2010	**63,5%**	39,6%	23,9%	**28,3%**	11,8%	16,5%	**7,2%**	2,0%	5,3%	**0,9%**	0,5%	0,4%
2011	**57,9%**	35,3%	22,5%	**29,7%**	13,6%	16,1%	**9,8%**	3,6%	6,2%	**2,6%**	0,6%	2,0%
2012	**59,4%**	38,9%	20,5%	**30,4%**	17,3%	13,1%	**8,0%**	2,1%	5,9%	**2,1%**	0,5%	1,6%
2013	**60,7%**	36,5%	24,2%	**28,6%**	13,2%	15,4%	**8,4%**	1,3%	7,2%	**2,4%**	0,4%	1,9%
Arithmetisches Mittel	**60,4%**	37,6%	22,8%	**29,2%**	14,0%	15,3%	**8,4%**	2,2%	6,1%	**2,0%**	0,5%	1,5%
Standard-abweichung	**2,4%**	2,0%	1,6%	**1,0%**	2,3%	1,5%	**1,1%**	1,0%	0,8%	**0,8%**	0,1%	0,8%
Standard-fehler (+/-)	**1,2%**	1,0%	0,8%	**0,5%**	1,2%	0,8%	**0,5%**	0,5%	0,4%	**0,4%**	0,0%	0,4%

TAB. 18: REL. HÄUFIGKEITEN VON GEMESSENEN WINDGESCHWINDIGKEITEN BEI „FINO 3“
(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung der Messdaten des BSH hinsichtlich des Auftretens von Windgeschwindigkeiten bei „FINO 3“ in 80m Höhe)

Im Vergleich der Auswertungsergebnisse zu den gemessenen Windgeschwindigkeiten beider Messstationen, in den Bezugsjahren 2010 bis 2012, verdeutlicht sich, dass sich diese nur marginal unterscheiden. Standortspezifische Unterschiede, lassen sich nicht so eindeutig herausstellen, wie bei der signifikanten Wellenhöhe. Die durchschnittlichen relativen Häufigkeiten an bei „FINO 3“ gemessenen Windgeschwindigkeiten zwischen den Jahren 2010 bis 2013, sind in der folgenden Abbildung graphisch dargestellt.

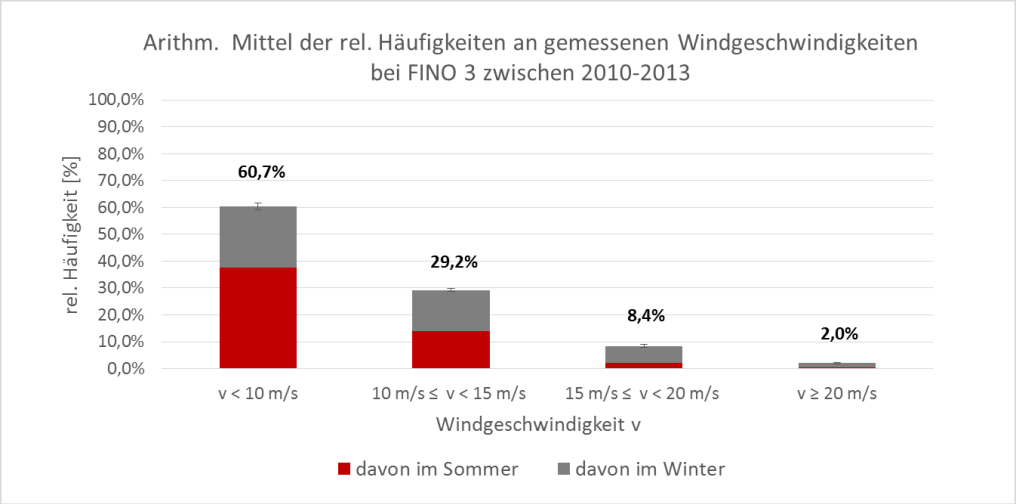


ABB. 40: ARITHM. MITTELWERTE ZUR REL. HÄUFIGKEIT VON GEMESSENEN WINDGESCHWINDIGKEITEN BEI „FINO 3“ ZWISCHEN 2010-2013

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Messwerten des *BSH*)

In der folgenden Tabelle sind die relativen Häufigkeiten an gemessenen Windgeschwindigkeiten bei der Ostsee-Forschungsplattform „FINO 2“ im Bezugszeitraum zwischen 2011 und 2013 dargestellt. Auch bei „FINO 2“ konnten, aufgrund mangelnder Datenlage, nicht mehr Bezugsjahre berücksichtigt werden [341].

Messstation FINO 2	Geogr. Lage: Latidude: 55°42´N Longitude: 13°9,25´E									Messreihe: Anemometer 82 m		
	rel. Häufigkeiten [%] der Windgeschwindigkeit v [m/s] in den jeweiligen Bezugsjahren											
Jahr	v < 10 m/s			10 m/s ≤ v < 15 m/s			15 m/s ≤ v < 20 m/s			v ≥ 20 m/s		
	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter
2011	**59,2%**	38,1%	21,1%	**29,5%**	15,6%	13,9%	**10,2%**	3,6%	6,6%	**1,2%**	0,1%	1,1%
2012	**63,8%**	34,2%	29,6%	**29,8%**	12,8%	17,0%	**6,1%**	1,6%	4,5%	**0,3%**	0,0%	0,3%
2013	**63,7%**	39,9%	23,8%	**28,1%**	12,2%	15,9%	**6,9%**	1,6%	5,3%	**1,3%**	0,0%	1,3%
Arithmetisches Mittel	**62,2%**	37,4%	24,8%	**29,1%**	13,5%	15,6%	**7,7%**	2,2%	5,5%	**0,9%**	0,0%	0,9%
Standard-abweichung	**2,6%**	2,9%	4,3%	**0,9%**	1,8%	1,6%	**2,2%**	1,1%	1,1%	**0,5%**	0,0%	0,5%
Standard-fehler (+/-)	**1,5%**	1,7%	2,5%	**0,5%**	1,0%	0,9%	**1,2%**	0,7%	0,6%	**0,3%**	0,0%	0,3%

TAB. 19: REL. HÄUFIGKEITEN VON GEMESSENEN WINDGESCHWINDIGKEITEN BEI „FINO 2“
(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung der Messdaten des BSH hinsichtlich des Auftretens von Windgeschwindigkeiten bei „FINO 2“ in 82m Höhe)

Im Vergleich der Auswertungsergebnisse zwischen den beiden Nordsee-Messstationen und jenen zu „FINO 2“ für die Vergleichsjahre 2011 und 2012 zeigt sich, dass hinsichtlich der durchschnittlichen relativen Häufigkeit an gemessenen Windgeschwindigkeiten, keine signifikanten Unterschiede bestehen. In der folgenden Abbildung sind die durchschnittlichen relativen Häufigkeiten zur gemessenen Windgeschwindigkeit in den Bezugsjahren zwischen 2011 bis 2013 bei „FINO 2“ dargestellt.

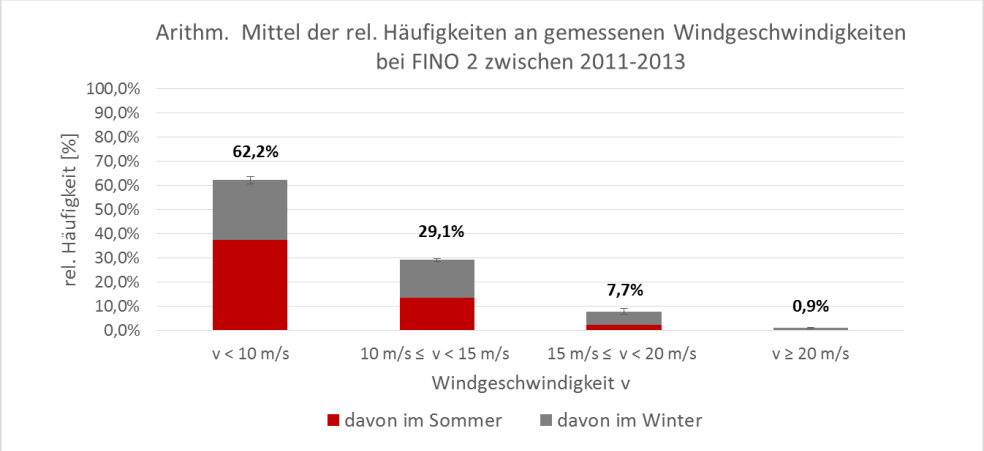


ABB. 41: ARITHM. MITTELWERTE ZUR REL. HÄUFIGKEIT VON GEMESSENEN WINDGESCHWINDIGKEITEN BEI „FINO 2“ ZWISCHEN 2011-2013

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Messwerten des *BSH*)

Ermittlung windparkspezifischer Näherungswerte für Meeres- und Wettereinflüsse

Trotz der standortübergreifenden Ähnlichkeit der relativen Häufigkeit an gemessenen Windgeschwindigkeiten, bietet sich (insbesondere für die ermittelten relativen Häufigkeitswerte zur signifikanten Wellenhöhe) ein Näherungsansatz an, wie die Auswertungsergebnisse auf einen Windparkstandort übertragen werden können. Für Nordseewindparks wird bei diesem Näherungsansatz auf Auswertungsergebnisse von Messstationen in der Nordsee zurückgegriffen, dementsprechend für Ostseewindparks auf jene in der westlichen Ostsee. Sind jedoch standortspezifische Messdaten für ein Windparkprojekt existent, wenn beispielsweise bereits an dem jeweiligen Standort ein Messmast errichtet wurde und auf dessen Daten zurückgegriffen werden kann, sollten eher die standortspezifischen präziseren Messdaten herangezogen werden.

Der Ansatz zur Ermittlung windparkspezifischer Näherungswerte für Meeres- und Wettereinflüsse wurde im Rahmen des Forschungsprojekts *Offshore-Solutions* identifiziert und in dem *„Offshore-Solutions" Supply Concept Decision Finder* implementiert [21]. Eine angenäherte standortspezifische Ergebniszugrundelegung wird bei diesem dadurch erzielt, indem die Auswertungsdaten zu allem Messstationen in dem jeweiligen Seegebiet mittels ihrer individuellen Entfernungen zu dem jeweiligen Windparkprojekt in Relation zueinander berücksichtigt werden. Für jeden Windpark werden zunächst alle Auswertungsergebnisse des jeweiligen Seegebiets herangezogen. Die Gewichtung dieser Auswertungsergebnisse für einen Windpark bestimmt sich wiederum über deren individueller Entfernung r_i zu diesem (vgl. Abb. 42).

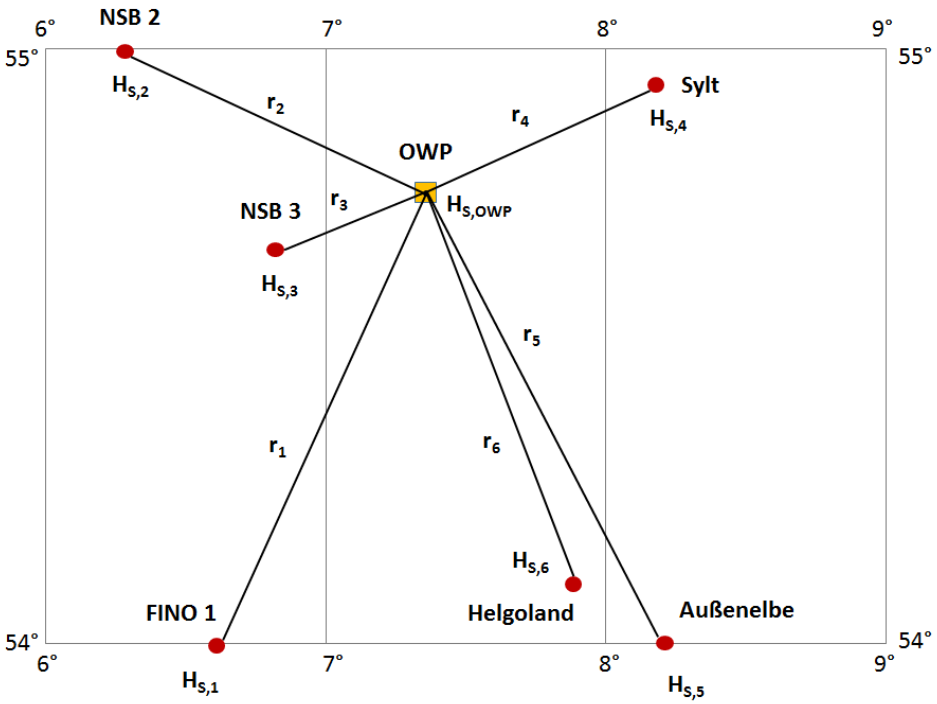


ABB. 42: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER JEWEILIGEN ENTFERNUNGEN ZWISCHEN DEN MESSSTATIONEN UND EINEM EXEMPLARISCHEN WINDPARK

Die einzelnen Auswertungsergebnisse lassen sich für den Windpark mathematisch am Beispiel der signifikanten Wellenhöhe H_S wie folgt darstellen, wobei r_{ges} die Gesamtentfernung aller n Messstationen zum Windpark beschreibt, $H_{S,i}$ die stationsspezifisch ermittelten Auswertungsergebnisse (hier für die signifikante Wellenhöhe) und $H_{S,OWP}$ die basierend auf dem Ansatz angenäherten windparkspezifischen Auswertungsreferenzwerte (hier für die signifikante Wellenhöhe).

$$r_{ges} = \sum_{i=1}^{n} r_i$$

$$H_{S,OWP} \approx \frac{1}{r_{ges}} * \sum_{i=n}^{n} r_i * H_{S,i}$$

Nun besteht im Rahmen dieses Ansatzes noch der Bedarf, die jeweiligen Entfernungen zwischen den einzelnen Messstation und dem jeweiligen Windpark zu bestimmen. Dies geschieht über die Differenzberechnung zwischen deren nautischen Koordinaten, um die Luftlinie zwischen den einzelnen Standorten zu ermitteln (vgl. Abb. 43) [342].

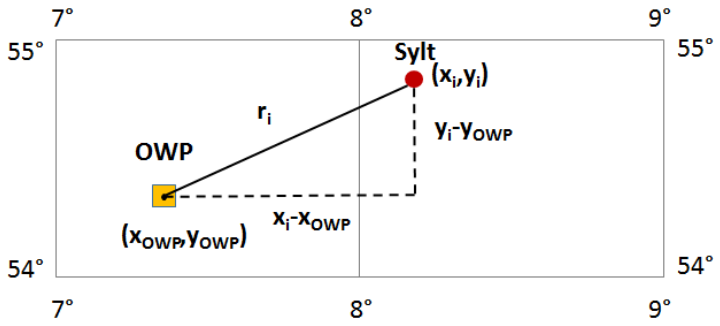


ABB. 43: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG ZUR JEWEILIGEN ENTFERNUNGSBERECHNUNG ZWISCHEN DEN MESSSTATIONEN UND EINEM EXEMPLARISCHEN WINDPARK

Da sowohl die Messstationen als auch die Windparks über die Angabe von Breiten- und Längengradwerten in ihrer geographischen Lage exakt bestimmt werden können und der Einfluss der Erdkrümmung bei diesen noch relativ geringen Entfernungen zwischen den einzelnen Standorten vernachlässigbar erscheint, kann zur Ermittlung der jeweiligen Standortentfernungen auf den *Satz des Pythagoras* zurückgegriffen werden [342]. Der Abstand zwischen zwei Breitengraden ist immer konstant und entspricht rund 111,3 km. In unseren Breiten liegt der Abstand zwischen zwei Längengraden bei rund 71,5 km [342]. Basierend auf diesen Grundlagen ergibt sich die Entfernungsberechnung zwischen einer Messstation und einem Windpark nun wie folgt, wobei (x_{OWP},y_{OWP}) die Koordinaten für den Windpark und (x_i,y_i) die Koordinaten für die Messstation darstellen [342].

$$r_i\ [km] = \sqrt{(71{,}5\ km * (x_i - x_{OWP}))^2 + (111{,}3\ km * (y_i - y_{OWP}))^2}$$

5.4.5 Technische Verfügbarkeit von Offshore-Windenergieanlagen sowie Fehlerraten und Ausfallzeiten von Anlagenkomponenten

Die technische Verfügbarkeit einer Windenergieanlage oder eines Windparks definiert sich als prozentualer Anteil eines Zeitraums, in welchem die Stromproduktion tatsächlich gewährleistet wird, am maximal möglichen Stromproduktionszeitraum [343] [296]. Zu ihrer Bemessung sind die Fehlerraten als auch die Ausfallzeiten sämtlicher produktionsrelevanter Anlagenkomponenten der Windenergieanlagen zu berücksichtigen [297] [101] [81]. Windenergieanlagen als auch deren Anlagenkomponenten stellen komplexe aber reparierbare Systeme dar, sodass Instandsetzungsmaßnahmen zwar in der Regel zu einer Ausfallzeit der Anlage führen, diese Maßnahmen aber zu einer Wiederherstellung der Anlagenfunktionalität beitragen können [297, S. 4] [344, S. 81 ff.] [345, S. 2 ff.].

Die technische Verfügbarkeit TV_j für eine OWEA j, lässt sich nach dem *IEC Standard 61400-26* [346] wie folgt berechnen [296, S. 3], wobei $AZ_{j,ges}$ die gesamte Ausfallzeit der OWEA pro Jahr (Zeit der Nicht-Verfügbarkeit) und ein Jahr 365 Tage (also 8.760 h) umfasst.

$$TV_j\ [\%] = \frac{8.760\ h - AZ_{j,ges}\ [h]}{8.760\ h}$$

Für einen gesamten Windpark mit n Windenergieanlagen ergibt sich die technische Verfügbarkeit (TV_{OWP}) im Durchschnitt somit pro Jahr wie folgt [296, S. 3].

$$TV_{OWP}\ [\%] = \frac{(8.760\ h * n) - \sum_{j=1}^{n} AZ_{j,ges}\ [h]}{8.760\ h * n}$$

Die jährliche fehlerbedingte Ausfallzeit bemisst sich, neben konkreten durchschnittlichen Reparaturzeiten zur Schadensbehebung an einer OWEA ($RZ_{j,ges}$), unter anderem auch über Ausfallzeiten, die sich aus Vorlaufzeiten zur Einsatzdurchführung, Transportdauern sowie Zugangszeiten zu den Anlagen ($AZ_{j,sonstige}$) pro Jahr ergeben [81]. Je nach Instandhaltungsstrategie können diese Zeitfenster unterschiedlich ausfallen. Wird die Ausfallzeit unter der Annahme einer präventiven oder zustandsorientierten Instandhaltung betrachtet, bei der nicht gewartet wird, bis eine Anlagenkomponente ausfällt, sondern Instandsetzungsmaßnahmen präventiv im Vorfeld oder möglichst zum Fehlereintritt durchgeführt werden (vgl. Kapitel 4.2), können beispielsweise Einsatzvorlaufzeiten, Transportdauern und Zugangszeiten, aufgrund der besseren Planbarkeit bei diesen Instandhaltungsstrategien, weitestgehend vernachlässigt werden. Bei der korrektiven Instandhaltung sind diese Reaktionszeiten jedoch zu berücksichtigen.

Eine reine Gleichsetzung von gesamten Reparaturzeiten ($RZ_{j,ges}$) und Ausfallzeiten einer OWEA pro Jahr ($AZ_{j,ges}$) würde jedoch auch bei präventiven und zustandsbasierten Instandhaltungsstrategien relevante Ausfallzeiten, die durch weitere externe Einflussfaktoren hervorgerufen werden, vernachlässigen. Zu nennen wären beispielsweise jährliche Ausfallzeiten, in denen die OWEA, aufgrund zu hoher Windgeschwindigkeiten [340, S. 441 ff.] oder in Folge von Wartungsarbeiten an den Schaltanlagen zur Netzeinspeisung, abgeschaltet werden müssen [63, S. 441 ff.]. In Anbetracht der beschrieben Ausfallzeitkategorien lässt sich die gewichtete durchschnittliche Gesamtausfallzeit einer Windenergieanlage j pro Jahr ($AZ_{j,ges}$) wie folgt berechnen, wobei $AZ_{j,extern}$ sämtliche Ausfallzeiten dieser beschreibt, die durch externe Einflussfaktoren verursacht werden, $RZ_{j,k}$ die jährliche Reparaturzeit und $\lambda_{j,k}$ die jährliche Fehlerrate von Komponente k aller K produktionsrelevanter Komponenten der Windenergieanlage j [297].

$$AZ_{j,ges}\,[h] = AZ_{sonstige} + AZ_{j,extern} + \sum_{k=1}^{K} RZ_{j,k}[h] * \lambda_{j,k}$$

Grundsätzlich definiert sich die jährliche Fehlerrate $\lambda_{j,k}$ einer Anlagenkomponente k als Quotient, der über ein Jahr hinweg erhobenen Fehleranzahl ($n_{j,k}$) dieser Komponente k, im Rahmen einer Stichprobe von mehreren Windenergieanlagen (N_j) des gleichen Anlagenalters, des Turbinentyps von Windenergieanlage j [297, S. 5-6].

$$\lambda_{j,k} = \frac{n_{j,k}}{N_j}$$

Die jährliche Fehlerrate für eine gesamte Windenergieanlage (λ_j) ergibt sich aus der Summe der Fehlerraten ihrer K Anlagenkomponenten ($\lambda_{j,k}$) [297, S. 5-6].

$$\lambda_j = \sum_{k=1}^{K} \lambda_{j,k}$$

Wie eingangs in dieser Dissertation beschrieben, stellt sich die öffentlich verfügbare Datenlage an Fehlerraten und Ausfallzeiten für produktionsrelevante Anlagenkomponenten und technische Verfügbarkeitswerte von OWEA bisher noch sehr vage dar, im Vergleich zu jener für Onshore-WEA [81] [347]. Wurde noch vor einiger Zeit versucht, die verfügbaren Daten von Onshore-WEA heranzuziehen, um diese auf OWEA zu übertragen [77], zeigen neuere Erkenntnisse auf, dass sich die Fehlerraten diverser Anlagenkomponenten teilweise erheblich unterscheiden [81].

Carroll et al. haben erstmals die Fehlerraten und Reparaturzeiten sämtlicher Anlagenkomponenten von rund 350 OWEA, mit einem Anlagenalter zwischen 3 bis 10 Jahren, diverser europaweit positionierter Offshore-Windparks ausgewertet [81]. Da *Carroll et al.* die Fehlerraten und Reparaturzeiten auch dahingehend gruppiert haben, ob diese kennzeichnend für eine Reparatur- oder Auswechselmaßnahme sind [81], besteht die Möglichkeit, basierend auf den veröffentlichen Stichprobenergebnissen, zu erwartende Reparaturschiffeinsätze für Auswechselvorgänge an Großkomponenten zu konkretisieren.

In der folgenden Tabelle sind Komponentenfehlerraten und –reparaturzeiten aufgeführt, die sich für Auswechseltätigkeiten bei den Großkomponenten Generator, Getriebe, Rotornabe und –blättern sowie der Windrichtungsnachführung ergeben. Diese wurden in Anlehnung an die Datengrundlage nach *Carroll et al.* für den Zeitraum nach den ersten fünf Betriebsjahren der Referenzturbinen ermittelt [81]. Weiterhin wurden in dieser Tabelle gewichtete Reparaturzeiten auf Komponentenebene, durchschnittliche Reparaturzeiten auf OWEA-Ebene sowie potenzielle zeitliche Reparaturschiffbedarfe für einen gesamten 80 OWEA Windpark pro Jahr berechnet. Eine Verteilung der Reparaturzeiten auf volle Tageswerte ist unter Zugrundelegung eines 24/7 Schichtdienstes möglich [63, S. 437].

Durchschnittliche Parameterausprägungen nach Fehlerbeseitigungen der ersten 5 Betriebsjahre*	Symbol/ Formel	Einheit	Generator	Rotornabe	Rotorblätter	Getriebe	Windrichtungs-nachführung
Komponetenfehlerrate (die zu einer Komponetenauswechslung führt)	$\lambda_{j,k}$	[Anzahl/Jahr]	0,0210	0,0002	0,0002	0,0341	0,0002
Reparaturzeit (für eine Komponetenauswechslung)	$RZ_{j,k}$	[h]	81	298	288	231	49
Gew. Komponetenreparaturzeit (gewichtete Komponentenauswechselzeit pro Jahr)	$\lambda_{j,k}*RZ_{j,k}$	[h/Jahr]	1,7	0,1	0,1	7,9	0,0
Durchschn. OWEA Reparaturzeit (Summe der gew. Komponetenauswechselzeiten pro Jahr)	$RZ_{j,ges}=\Sigma\lambda_{j,k}*RZ_{j,k}$	[h/Jahr]	9,7				
Durchschn. OWEA Reparaturzeit (Summe der gew. Komponetenauswechselzeiten pro Jahr)	$RZ_{j,ges}$/ 24 h	[Tage/Jahr]	0,4				
Durchschn. Reparaturschiffbedarf je Windpark pro Jahr bei 80 OWEA (für Reparaturzeitfenster)	($RZ_{j,ges}$ /24h) * 80	[Tage/Jahr]	**32,4**				
*Berechnungen basieren auf der Senkung der gewichteten durchschnittlichen Fehlerraten, die zu Großkompontenwechseln führen, nach den ersten 5 Betriebsjahren, der von *Carroll et al.* erhobenen Fehlerratenausprägungen bei 350 Offshore-Windenergieanlagen							

TAB. 20: EXEMPLARISCHE FEHLERRATEN, REPARATURZEITEN UND REPARATURSCHIFFBEDARFE FÜR GROßKOMPONENTENWECHSEL AM BEISPIEL EINES 80 OWEA WINDPARKS
(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung der Datengrundlage von *Carroll et al.* [81] zu Fehlerraten und Reparaturzeiten für die angegebenen Großkomponenten)

Die zeitlichen Reparaturschiffbedarfe wurden dabei rein auf die ermittelten durchschnittlichen jährlichen Reparaturzeitfenster bemessen. Weitere Zeitfenster, wie beispielsweise für die jeweiligen An- und Abfahrten zu den einzelnen OWEA sowie für die notwendigen Jacking-Vorgänge der Reparaturschiffe, wurden in dieser Bedarfskalkulation nicht berücksichtigt. In *Offshore-Solutions* wurden als Großkomponenten jene Anlagenkomponenten definiert, für deren Wechsel, aufgrund von Tragfähigkeitsgrenzen, nicht mehr auf einen OWEA-Gondelkran zurückgegriffen werden kann, sondern ein Schwerlastkran auf einem Reparaturschiff eingesetzt werden muss [21, S. 112-113] [69, S. 28 ff.]. Auch bei den in der obigen Tabelle aufgeführten Anlagenkomponenten wäre dies der Fall, da die Tragfähigkeiten von Gondelkränen, in Abhängigkeit ihrer Auslage, begrenzt (vgl. z.B. *Palfinger PK 40002 M* [348, S. 11]), die aufgeführten Großkomponenten jedoch deutlich schwerer sind (vgl. Kapitel 3.2.1 sowie [349] [150]).

Bei genauer Betrachtung der Komponentenfehlerraten in dieser Tabelle fällt auf, dass insbesondere das Getriebe und der Generator besonders hohen Fehlerraten unterliegen, die zu Auswechseltätigkeiten führen würden. Im Vergleich aller auswechslungsrelevanter Komponentenfehlerraten machen jene des Getriebes und des Generators rund 95% aus [81]. Dies bedeutet, dass bei den meisten Reparaturschiffeinsätzen mit Getriebe- und Generatorwechseln über die Lebensdauer eines Offshore-Windparks zu rechnen wäre. Aus den Referenzdaten wird weiterhin ersichtlich, dass unter Zugrundelegung einer Gleichverteilung der ermittelten Fehlerraten und Ausfallzeiten über alle in einem Windpark befindlichen OWEA, davon ausgegangen werden kann, dass allein für Austauschvorgänge der aufgeführten Großkomponenten, mit einem durchschnittlichen jährlichen Reparaturschiffbedarf i.H.v. rund 33 Tagen pro Jahr, bei einem Windpark mit 80 OWEA zu rechnen wäre. Je OWEA wäre demnach durchschnittlich mit einem Reparaturschiffeinsatz in Höhe von rund 0,4 Tagen pro Jahr zu rechnen (vgl. Tab. 20).

Die Fehlerratenermittlung wurde unter genauer Betrachtung der Studienergebnisse von *Carroll et al.* vorgenommen. Die in dieser Studie dargestellten hohen Fehlerraten in den ersten fünf Betriebsjahren der untersuchten 350 OWEA [81] lassen sich durch die technischen Anfangsprobleme der Offshore-Windenergietechnologie der ersten Inbetriebnahmen vergangener Jahre begründen [35] [134]. Diese Erkenntnis wird beispielsweise auch von dem ersten deutschen OWP-Testfeld „alpha ventus“ geteilt, in welchem bereits kurz nach Inbetriebnahme, aufgrund von Getriebeschäden, sämtliche Gondeln der AREVA-Wind Anlagen inkl. neuerer Getriebe ausgetauscht wurden [350]. *Carroll et al.* haben jedoch in ihrer Arbeit ebenso aufgezeigt, dass nach den erhöhten Austauschvorgängen innerhalb der ersten Betriebsjahre, eine deutliche Fehlerratensenkung zu verzeichnen ist [81]. Dies bestätigt die Vermutung, dass auch bei den untersuchten OWEA, sogenannte anfängliche „Kinderkrankheiten“ der verbauten Großkomponenten, über technologische Erfahrungsgewinne, erfolgreich beseitigt werden konnten, die auch für zukünftige OWEA genutzt werden sollten.

Bei den ermittelten jährlichen Reparaturschiffbedarfen handelt es sich jedoch lediglich um über mehrere Jahre ermittelte Durchschnittswerte. Im operativen Betrieb ist vielmehr von einer erheblichen jährlichen Schwankung des Reparaturschiffbedarfs, basierend auf absoluten Reparaturzeiten und tatsächlichen Fehlererscheinungen auszugehen, da Großkomponenten-wechsel zustandsorientiert aus den individuellen Verschleißindikatoren zu definieren sind (vgl. Kapitel 4.2.3). Die erhobenen und technologiebereinigten Fehlerraten und Reparaturzeiten für sämtliche produktionsrelevante OWEA-Komponenten von *Carroll et al.* [81] erlauben nun auch eine Berechnung der durchschnittlichen technischen Verfügbarkeit einer OWEA und, unter Zugrundelegung einer Gleichverteilung der Fehlerraten und Ausfallzeiten über alle in einem Windpark befindlichen OWEA, auch eines gesamten Offshore-Windparks.

Carroll et al. haben die Fehlerraten sämtlicher produktionsrelevanter Anlagenkomponenten für die ersten acht Betriebsjahre ihrer analysierten OWEA ermittelt und diese, in Anlehnung an das *Reliawind-Projekt* [286], in Fehlerkategorien gruppiert. Die Fehler erstrecken sich demnach über jene, die zu kleineren und größeren Reparaturen führen, sowie in Fehler, die ursächlich für Auswechselvorgänge oder sonstige Instandhaltungsmaßnahmen sind [81]. In Verbindung mit den gewichteten durchschnittlichen OWEA Reparaturzeiten für jede Reparaturgruppe (RZ_j, für die keine zeitliche Veränderung über die Betriebsjahre vorausgesetzt wurde), würden sich gewichtete mittlere OWEA Reparaturzeiten pro Jahr ($RZ_{j,ges}$) für die ersten acht Betriebsjahre dieser wie folgt bestimmen lassen (vgl. Tab. 21), wobei die austauschrelevanten Fehlerraten für Großkomponenten entsprechend der zuvor genannten Anmerkungen angepasst wurden.

Parameter		Symbol/ Formel	Einheit	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8
Durchschn. OWEA Fehlerrate pro Jahr (nach Reparatur-gruppe)	für Austausch-vorgänge	λ_j	[Anzahl/Jahr]	0,09	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	für größere Reparaturen			2,13	2,02	1,7	0,62	0,56	1,43	1,07	0,32
	für kleinere Reparaturen			8,34	7,6	8,89	6,5	5,24	11,8	8,76	2,45
	für sonstige Instandhaltung			0	0	0,03	1,95	1,33	0	0,03	5,14
Durchschnittliche OWEA Fehlerrate pro Jahr (insgesamt)		$\lambda_{j,ges}=\Sigma\,\lambda_j$	[Anzahl/Jahr]	**10,56**	**9,67**	**10,65**	**9,10**	**7,16**	**13,26**	**9,89**	**7,94**
Gew. mittlere OWEA-Reparaturzeit für die jeweiligen Reparatur-gruppen	für Austausch-vorgänge	$RZ_j = (\Sigma\, RZ_{j,k} * \lambda_{i,k})/\Sigma\,\lambda_{j,k}$	[h/Jahr]	151,35							
	für größere Reparaturen			18,04							
	für kleinere Reparaturen			6,35							
	für sonstige Instandhaltung			10,37							
Gew. mittlere OWEA Reparaturzeit pro Jahr (insgesamt)		$RZ_{j,ges}= (\Sigma\, RZ_j * \lambda_j)/24$ h	[Tage/Jahr]	**4,4**	**3,8**	**3,8**	**3,2**	**2,6**	**4,4**	**3,3**	**3,3**

TAB. 21: FORTSCHRITTSBEREINIGTE GEWICHTETE FEHLERRATEN UND REPARATURZEITEN FÜR EINE OWEA IM JAHRESDURCHSCHNITT INNERHALB DER ERSTEN ACHT BETRIEBSJAHRE
(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung basierend auf der Datengrundlage von *Carroll et al.* [81] zu jährlichen OWEA Fehlerraten und Reparaturzeiten, unter Zugrundelegung reduzierter Fehlerraten, die ursächlich für Großkomponentenwechsel sind, aufgrund fortschrittsbedingter technologischer Systemverbesserungen)

Wie auch bei den identifizierten durchschnittlichen jährlichen Reparaturschiffeinsätzen gilt, dass es sich bei sämtlichen berechneten gewichteten mittleren Reparaturzeiten lediglich um statistische Durchschnittswerte handelt. Diese Durchschnittswerte entsprechen nicht den eigentlichen Reparaturzeiten bei einem Fehlereintritt für eine jeweilige Anlagenkomponente, sondern stellen nur gewichtete Mittelwerte je OWEA pro Jahr dar, basierend auf zugrundegelegten Fehlerhäufigkeiten einer Grundgesamtheit an untersuchten Referenzturbinen.

Mit Hilfe dieser Berechnungen lassen sich die über die ersten acht Betriebsjahre durchschnittlichen fehlerbasierten technischen Verfügbarkeitswerte für OWEA, unter reiner Verwendung von Reparaturzeiten bilden, sofern davon ausgegangen wird, dass mit einer Reparaturdurchführung, OWEA-Stillstandszeiten einhergehen (vgl. Abb. 44). Bei dieser Bestimmung würden jedoch sonstige OWEA-Stillstandszeiten, beispielsweise aufgrund von wetterbedingten Wartezeiten bzw. organisatorischen Reaktionszeiten, unberücksichtigt bleiben [81]. Um insbesondere sämtliche organisatorisch zu begründenden OWEA-Stillstandszeiten zu vermeiden, wird ein erhöhter Instandhaltungsaufwand vorausgesetzt, damit auch bei weit von der Küste entfernten Offshore-Windparks mit technischen Verfügbarkeitswerten von weit über 90% gerechnet werden kann [351].

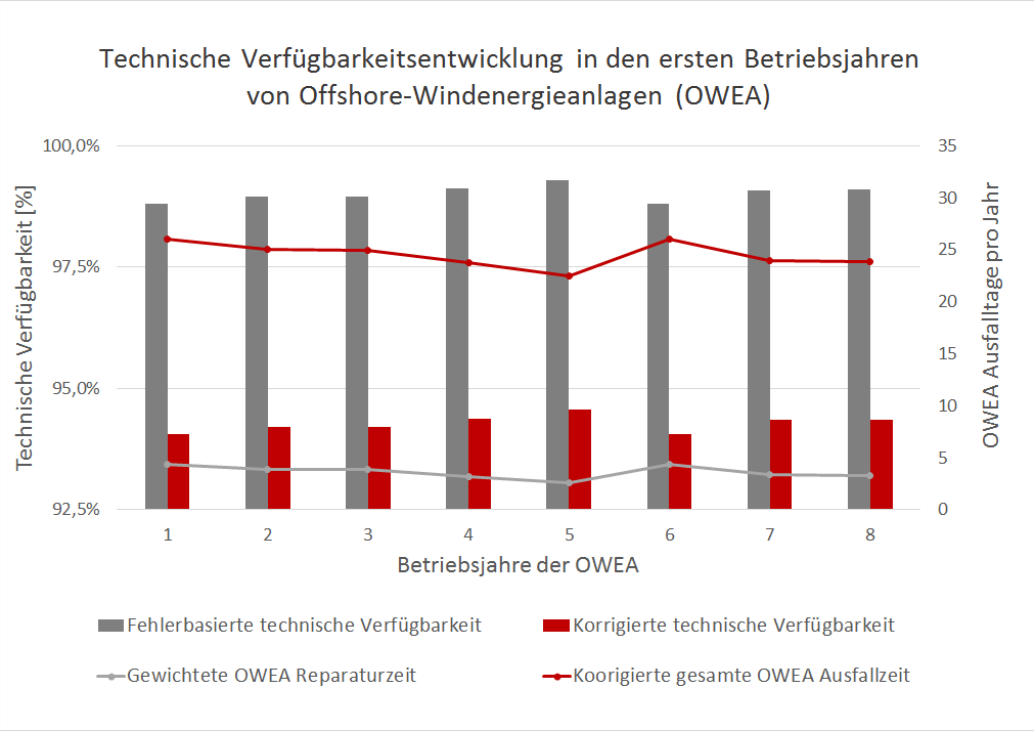


ABB. 44: FORTSCHRITTSBEREINIGTE AUSFALLTAGE UND TECHNISCHE VERFÜGBARKEIT EINER OWEA IN DEN ERSTEN ACHT BETRIEBSJAHREN

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung basierend auf der Datengrundlage von *Carroll et al.* [81] zu jährlichen OWEA Fehlerraten und Reparaturzeiten unter Zugrundlegung reduzierter Fehlerraten, die ursächlich für Großkomponentenwechsel sind, aufgrund fortschrittsbedingter technologischer Systemverbesserungen)

Trotz des erhöhten Instandhaltungsaufwands und der Vermeidung sämtlicher organisatorisch begründeter OWEA-Stillstandszeiten würde sich die tatsächliche Ausfallzeit einer OWEA pro Jahr jedoch sehr viel höher gestalten, weshalb in dieser Abbildung die berechneten Reparaturzeiten um jährliche Korrekturwerte ergänzt und korrigierte gesamte OWEA Ausfallzeiten gebildet wurden. Diese Korrekturwerte ergeben sich einerseits aus der Notwendigkeit, die potenziellen Windgeschwindigkeiten zu berücksichtigen, da die meisten OWEA in der Regel ab einer Windgeschwindigkeit von 25 m/s in den Abschaltbetrieb gehen [340, S. 441 ff.] [63, S. 442].

Weiterhin wurde die beschränkte wetterbedingte Zugänglichkeit zu den OWEA berücksichtigt. Es ist davon auszugehen, dass Helikopter für Entstörungstätigkeiten an der OWEA, diese annähernd bis zu einer Windgeschwindigkeit von 20 m/s die OWEA sicher anfliegen können [63, S. 450]. Die in FINO 1 und FINO 3 gemessenen Windgeschwindigkeiten zeigen auf, dass zu durchschnittlich rund 2% im Jahr, dieser Wert in der Nordsee überschritten wird, in der Ostsee (bei FINO 2) zu durchschnittlich rund 1% (vgl. Kapitel 5.4.4). Sollten Anlagensystemfehler in der Leitwarte bei solchen Sturmverhältnissen erkannt werden, ist aus Sicherheitsgründen von Entstörungsmaßnahmen an der OWEA abzusehen. Weiterhin wurde berücksichtigt, dass in der Regel bis zu 10 Tage benötigt werden, um Wartungsarbeiten im Bereich der Netzeinspeisung durchzuführen, für die eine Abschaltung der OWEA erforderlich ist [63, S. 442-443].

Nach dieser Darstellung ist damit zu rechnen, dass mit zunehmenden Anlagenalter tendenziell mit geringfügig steigenden technischen Verfügbarkeiten zu rechnen ist, sofern sämtliche „Kinderkrankheiten“ der verbauten Systeme behoben worden sind. Trotz der angepassten Fortschrittsbereinigung der Datenlage begründen sich die hohen gewichteten Reparaturzeiten pro Jahr mitunter durch aufwändige Getriebe- und Generatorauswechselvorgänge [81]. Weiterhin verdeutlicht sich, dass im sechsten Betriebsjahr ein Peak in der gewichteten jährlichen Reparaturzeiten auftritt, der sich aufgrund erhöhter verschleißbedingter kleinerer Reparaturbedarfe am Blattverstellmechanismus bzw. der Hydraulik ergibt [81].

Aus Erkenntnissen zu Onshore-Windenergieanlagen gleichen die jährlich aufgetretenen Fehlerraten insgesamt über die Anlagenlebensdauer in ihrer Werteausprägung der Form einer „Badewannenkurve“ [352] [297] [353]. Dieses idealtypische Fehlerverteilungsmodell für technische Systeme geht von der Idee aus, dass nach anfänglich höheren Fehlerhäufigkeiten eines technischen Systems (frühe Fehler), dieses, nach einer Durchführung aufwändiger Fehlerbehebungen, nur noch geringere (zufällige) Fehler aufweist, bevor durch das Eintreten eines zunehmenden Systemalters, wieder mit erhöhten Fehlererscheinungen, aufgrund von alterungsbedingtem Verschleiß, zu rechnen ist (Verschleißfehler), die entsprechend wieder aufwändig zu beheben wären [354, S. 10 ff.] [353]. Basierend auf den Onshore-Erfahrungen ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend auch für OWEA insgesamt annehmen lässt [201] [95, S. 106-108], wobei einige OWEA-Komponenten (wie bspw. der Blattverstellmechanismus bzw. die Hydraulik), nach ersten Erkenntnissen, nicht zwangsläufig diesem Trend folgen [81].

Um nun die potenzielle technische Verfügbarkeitsentwicklung einer OWEA über deren prognostizierte Mindestnutzungsdauer i.H.v. 20 Jahren darzustellen, wurde in der folgenden Abbildung auf das Szenario einer „badewannenförmigen“ Fehlerratenentwicklung zurückgegriffen. Die Reparaturzeiten für die Einzelkomponenten wurden über die Betriebsjahre als konstant bleibend vorausgesetzt. Die Veränderungen der jährlichen technischen Verfügbarkeit ergeben sich somit lediglich aufgrund der über die Anlagenlebensdauer zu erwartenden Fehlerratenänderungen. Als Datengrundlage wurden die fortschrittsbereinigten Analyseergebnisse von *Carroll et al.* [81] für die ersten acht Betriebsjahre herangezogen und diese unter der Annahme einer „badewannenförmigen“ Fehlerratenentwicklung nach *Svoboda* [201] und *Dalgic* [95, S. 106-108] über die gesamte Lebensdauer einer OWEA fortgeschrieben. Aufgrund der annahmenbasierten Fortschreibung der Analyseergebnisse, wurden diese, mangels konkreter Referenzwerte ab dem neunten Lebensjahr, nur schraffiert dargestellt.

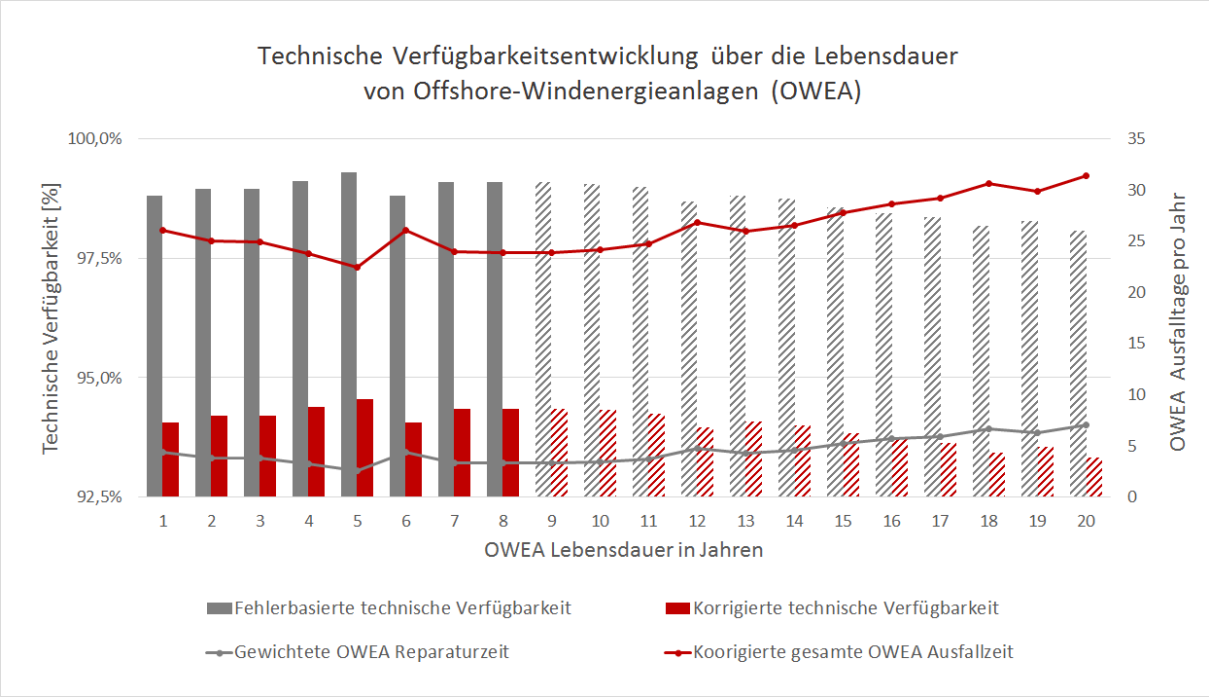


ABB. 45: FORTSCHRITTSBEREINIGTE AUSFALLTAGE UND TECHNISCHE VERFÜGBARKEIT EINER OWEA ÜBER DEREN POTENZIELLE LEBENSDAUER

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung basierend auf der Datengrundlage zu Fehlerraten und Reparaturzeiten von *Carroll et al.* [81], unter Zugrundelegung einer fortschrittsbereinigten „badewannenförmigen" Fehlerratenentwicklung bei OWEA in Anlehnung an *Svoboda* [201] und *Dalgic* [95, S. 106-108])

Auch bei der Trendfortschreibung wurden erhöhte Reparaturbedarfe alle sechs Jahre für den Blattverstellmechanismus bzw. die Hydraulik angenommen, basierend auf den Erfahrungswerten der ersten Betriebsjahre [81]. Nach dem zehnten Betriebslebensjahr wird von einem allmählichen Anstieg der Auswechsel- und Reparaturtätigkeiten für sämtliche verbaute Systeme ausgegangen [352]. In Anlehnung an die ersten Betriebserfahrungen kann, trotz des technologischen Fortschritts der verbauten Systeme, davon ausgegangen werden, dass mit steigendem Anlagenalter, zunehmend mit verschleißbedingten Generator- und Getriebeauswechselvorgängen, aufgrund höherer Systembelastungen durch das Offshore-Umfeld, zu rechnen ist [81].

Es ist jedoch an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass es sich bei dem dargestellten Entwicklungstrend, sowohl für die Reparatur- und Ausfallzeiten, als auch für die technischen Verfügbarkeitswerte, nur um ein annahmenbasiertes Szenario handeln kann, welches basierend auf ersten Betriebserfahrungen erzeugt wurde. Es wurde lediglich für eine Zugrundelegung von exemplarischen Referenzwerten, zur technischen Verfügbarkeitsentwicklung von OWEA, über deren potenzieller Lebensdauer erarbeitet.

5.4.6 Art und Umfang des Offshore-Personalbedarfs

Für den maritimen Transportmittelbedarf im Rahmen der Offshore-Windparkversorgung sind das Offshore-Servicepersonalaufkommen und das Materialaufkommen im täglichen Windparkbetrieb als auch in der Jahreswartung relevant [21, S. 110 ff.].

Unter dem „Offshore-Servicepersonal“ für den Betrieb von Offshore-Windparks wird, in Anlehnung an den „*Code für den Bau, die Ausrüstung und den Betrieb von Offshore-Servicefahrzeugen*“ [308], jenes Personal definiert, welches in Offshore-Windparks und anderen Offshore-Bauwerken tätig ist, entsprechende Sicherheitsschulungen absolviert hat und nicht der Schiffscrew zuzuordnen ist [308, S. 884-885]. Darunter fallen diverse Servicetechniker, Projektingenieure, Gutachter, aber auch Personen, die beispielsweise für den Betrieb, das Catering und die Unterbringung des restlichen Offshore-Servicepersonals auf Wohnplattformen eingesetzt werden [19, S. 35-37] [69, S. 78-80].

Da sich die Aufgabenbereiche des Offshore-Servicepersonals sehr vielseitig gestalten, würde eine reine Berücksichtigung von zugrundegelegten OWEA-Reparaturzeiten und jeweiligen Personalbedarfen für diese Tätigkeiten nicht den tatsächlichen Offshore-Servicepersonalbedarf allumfänglich darstellen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass der Anteil der Offshore-Servicetechniker (also jenes Personal, welches zur Durchführung der konkreten Instandhaltungsmaßnahmen an den OWEA eingesetzt wird [81]) am gesamten Offshore-Servicepersonal, deutlich überwiegt. Im Rahmen dieser Dissertation wird der Offshore-Servicepersonalbedarf in Anlehnung an das Forschungsprojekt *Offshore-Solutions* insgesamt über sämtliche Tätigkeitsbereiche angegeben, welcher auf Ist- und Plandaten für spezifische Windparkprojekte diverser Offshore-Windparkbetreiber, Projektierer und Versorgungsdienstleister beruht [69, S. 27 ff., 224] (vgl. Tab. 22).

Offshore-Windpark	Turbinentyp	Turbinen-anzahl	Turbinen-leistung	Windpark-leistung	Tägl. Offshore-Service-personalbedarf
Alpha Ventus	AREVA Multibrid 5000 und Senvion 5M	12	5 MW	60 MW	17
Nordsee Ost	Senvion 6.2M126	48	6,15 MW	295 MW	20
Nysted Havmøllepark	Siemens SWT 2.3-93	72	2,3 MW	166 MW	20
Baltic 1	Siemens SWT 2.3-93	21	2,3 MW	48,3 MW	22
Horns Rev II	Siemens SWP 2.3-93	91	2,3 MW	209 MW	24
BARD Offshore	BARD 5.0	80	5 MW	400 MW	24
Baltic 2	Siemens SWT-3.6-120	80	3,6 MW	288 MW	28
Global Tech I	Adwen AD 5-116 (ehem. AREVA Multibrid 5000)	80	5 MW	400 MW	37

TAB. 22: IST- UND PLANDATEN HINSICHTLICH DES OFFSHORE-SERVICEPERSONALBEDARFS IM TÄGLICHEN OFFSHORE-WINDPARKBETRIEB
(Quelle: Eigene Darstellung unter Aktualisierung jener von *Holbach et al.* [69, S. 224], basierend auf Angaben von *Global Tech I* [355])

Ergänzt wurde diese tabellarische Darstellung um Betreiberangaben des Windparks „Global Tech I“, für den insgesamt 37 Personen als Offshore-Servicepersonal im täglichen Windparkbetrieb vorgesehen werden [355]. Sämtliche in dieser Tabelle erfassten Personen erfüllen Tätigkeiten des „täglichen Windparkbetriebs“. Für die bezeichnete „Jahreswartung“, in der es des Einsatzes eines Reparaturschiffs bedarf (vgl. Kapitel 4.3), wird nach Expertenaussagen ein doppelt bis dreifach so hohes Personalaufkommen angenommen, wie es im täglichen Windparkbetrieb zu verzeichnen ist [21, S. 111] [69, S. 28]. Nun würden grundsätzlich zwei Ansätze bestehen, um basierend auf den zugrundegelegten Ist- und Plandaten, Referenzwerte für den täglichen Offshore-Servicepersonalbedarf im Windparkbetrieb für sämtliche Windparkprojekte zu erzeugen: Es ließe sich entweder eine Darstellung des täglichen Offshore-Servicepersonalbedarfs in Abhängigkeit der installierten Windparkleistung bzw. in Abhängigkeit der installierten Turbinenanzahl in Anlehnung an *Stanik et al.* [21, S. 110 ff.] vornehmen.

Da aus arbeitsrechtlichen Gründen vorgeschrieben ist, dass unabhängig von den durchzuführenden Arbeiten und unabhängig von der jeweiligen Turbinenleistung, sich stets mindestens drei Personen auf einer OWEA befinden müssen, um Instandhaltungsmaßnahmen auf dieser durchzuführen [228, S. 14], wird im Rahmen dieser Dissertation die Darstellung des täglichen Offshore-Servicepersonalbedarfs in Abhängigkeit der Turbinenanzahl je Windpark bevorzugt [21, S. 110 ff.], zu der degressiv verlaufende Regressionskurven, basierend auf den zuvor aufgeführten Ist- und Plandaten erstellt wurden (vgl. Abb. 46 i.V.m. Tab. 22).

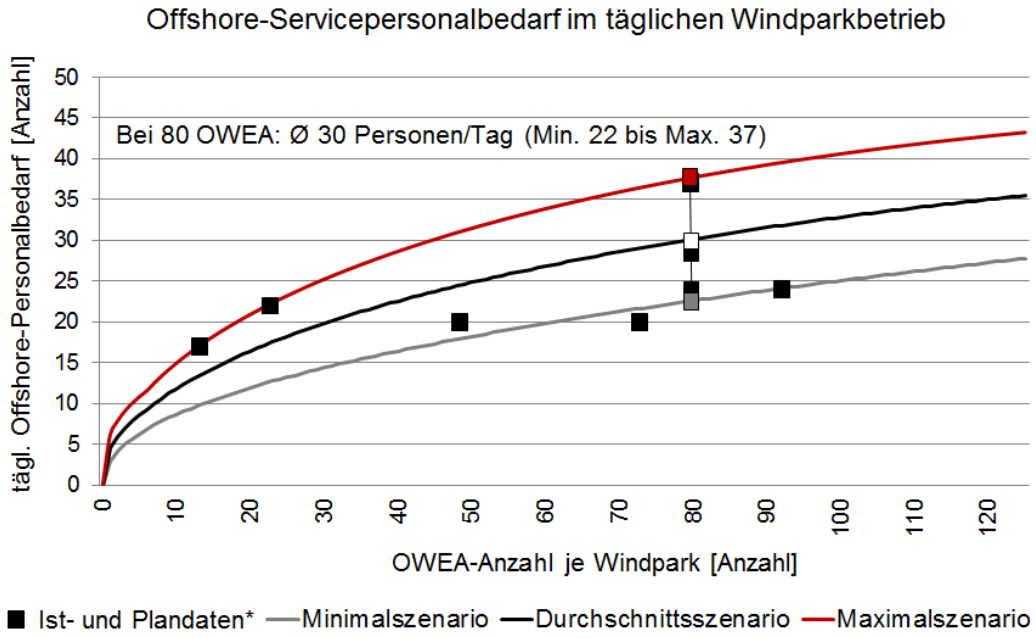


ABB. 46: OFFSHORE-SERVICEPERSONALBEDARF IM TÄGLICHEN WINDPARKBETRIEB IN ABHÄNGIGKEIT DER OWEA-ANZAHL EINES WINDPARKS

(Quelle: Eigene Darstellung unter Aktualisierung jener von *Stanik et al.* [21, S. 111])

Die drei erzeugten Regressionsfunktionen repräsentieren ein Minimal-, ein Maximal- sowie ein Durchschnittsszenario für den täglichen Offshore-Servicepersonalbedarf, um mögliche Entwicklungstrends dessen, in Abhängigkeit der OWEA-Anzahl je Windpark, darzustellen. Den Regressionskurven wurde trotz der Zugrundelegung einer konstanten Serviceteamgröße je OWEA, kein linearer sondern ein degressiver Trend unterstellt, da basierend auf den in Bezug genommenen Ist- und Plandaten davon auszugehen ist, dass mit steigender Turbinenanzahl eines Windparks, das spezifische Personalaufkommen je OWEA insgesamt abnimmt (vgl. Abb. 46).

Wie zuvor beschrieben, gilt dies für den Personalbedarf an Offshore-Servicetechnikern aufgrund der konstanten Serviceteamgröße je OWEA nicht zwangsläufig. Für die restlichen Tätigkeitsbereiche des Offshore-Servicepersonals (Gutachter, Projektingenieure, Catering- und Unterbringungspersonal etc.) lässt sich dieser degressive Trend jedoch annehmen, was auch die zugrundegelegten Ist- und Plandaten zu den jeweiligen Windparkprojekten aufzeigen. Da diese jedoch auch gewissen Abweichungen zueinander unterliegen, wurden die drei Entwicklungstrends ermittelt, um möglichst ein breites Spektrum an realistischen Ausprägungswerten abzudecken. Für einen durchschnittlich großen deutschen Offshore-Windpark mit 80 OWEA wurde ein mittlerer Offshore-Servicepersonalbedarf i.H.v. 30 Personen pro Tag ermittelt, der jedoch durchaus auch 22 bis 37 Personen umfassen könnte.

5.4.7 Art und Umfang des Offshore-Materialbedarfs

Auch für den Offshore-Materialbedarf bestehen unterschiedliche Ansätze ein Mengengerüst für in den Windpark zu transportierende Ersatzteile, Schmiermittel, Werkzeuge, Lebensmittel, Frischwasser, Schmutzwäsche oder dergleichen aufzustellen. Aus der beschriebenen Diversität des zu transportierenden Materials verdeutlicht sich, dass eine alleinige Bestimmung des Materialaufkommens basierend auf Anlagenfehlerraten, eine allgemeingültige Aussage zum Gesamtaufkommen an zu transportierendem Material nicht erlauben würde. Vielmehr erweist es sich an dieser Stelle als praktikabel, eine Unterscheidung zwischen Materialien zu treffen, welche im „täglichen Windparkbetrieb“ und welche in der „Jahreswartung“ zu transportieren sind (vgl. Kapitel 4.3). So lässt sich eine Abgrenzung der Materialbedarfe insofern ziehen, als dass Großkomponenten vorzugsweise in der „Jahreswartung“ planmäßig für Austauschvorgänge benötigt werden, während das beschriebene restliche Material planmäßig im Rahmen des „täglichen Windparkbetriebs“ benötigt wird [69, S. 28 ff.] [21, S. 112 ff.].

Da es sich in Anlehnung an die Definition der „Jahreswartung“ um jenen Zeitraum handelt, in welchem Großkomponentenwechsel eingeplant werden und zu welcher ein Reparaturschiffbedarf besteht, erweist sich eine Bemessung des Materialaufkommens basierend auf Fehlerraten von Großkomponenten, die zu Auswechseltätigkeiten führen, als zielführend [69, S. 28 ff.] [21, S. 112 ff.]. Wie in Kapitel 5.4.5 dargestellt, ist basierend auf diesem Ansatz mit einem durchschnittlichen Reparaturschiffbedarf i.H.v. 0,4 Tagen je OWEA eines Windpark pro Jahr für reine Auswechseltätigkeiten zu rechnen. Für einen Offshore-Windpark mit 80 OWEA würde somit ein durchschnittlicher Reparaturschiffbedarf i.H.v. 33 Tagen pro Jahr über die Betriebsjahre hinweg einhergehen. Der Einsatz großer Errichterschiffe als Reparaturschiffe ermöglicht es, dass diese zu Beginn der Jahreswartung voll beladen mit neuen Großkomponenten den Windpark anfahren und zum Ende der Jahreswartung wieder voll beladen mit beschädigten alten Großkomponenten den Basishafen des Windparks anlaufen können, ohne dass diese zwischenzeitlich durch Großkomponententransporte über Hilfsschiffe versorgt werden müssten.

Der überwiegende Anteil der jährlichen Materialtransporte umfasst jedoch sämtliche materialbezogenen Versorgungsleistungen im „täglichen Windparkbetrieb“, worunter auch der Transport von kleinen und mittelgroßen Komponenten fällt. Sämtliche kleineren Ersatzteile lassen sich in standardisierten Ladungseinheiten, wie 10 Fuß Containern transportieren und von OWEA-Plattformkränen aufnehmen. Mittelgroße Bauteile zeichnen sich dadurch aus, dass sie zwar noch von einem OWEA-Plattformkran aufgenommen werden können, aber zu voluminös oder zu schwer für deren Verpackung in einem 10 Fuß Container erscheinen [69, S. 29-30] [21, S. 112-113]. Zur Bemessung des Materialaufkommens im „täglichen Windparkbetrieb“ wird auf Betriebserfahrungen aus der Versorgung des Offshore-Windparks „alpha ventus“ zurückgegriffen. Diese zeigen auf, dass bei 12 OWEA täglich rund 3 t an Material in den Windpark transportiert werden müssen [334]. Dieses Material, welches sich überwiegend aus Werkzeugen, Schmiermitteln und Ersatzteilen zusammensetzt, wird in der Regel in standardisierte Ladeeinheiten (wie 10 Fuß Container und sog. „Big Packs“) verpackt und gemeinsam mit dem Einsatzpersonal per Crew Transfer Vessel zu den einzelnen OWEA im Windpark befördert [334].

Bei einem Windpark mit einer höheren Anlagenanzahl ist mit einem annähernd gleichbleibend hohen Materialbedarf je Anlage zur Instandhaltungsdurchführung zu rechnen. Ein Offshore-Windpark mit 80 OWEA würde dementsprechend einen Materialtransportbedarf von rund 20t/Tag aufweisen, was einem Tonnagebedarf von rund fünf 10 Fuß Containern pro Tag entsprechen würde. Wird von einer wöchentlichen Materialversorgung ausgegangen, so würden nach einer Überschlagsrechnung insgesamt 35 solcher Container pro Woche zwischen

Servicehafen und Windpark zu transportieren sein. Ungestapelt würde dies einen Decksflächenbedarf von rund 260 m² pro Woche für ein Offshore-Versorgungsschiff bedeuten [69, S. 29], welches die Materialversorgung in Form von wöchentlichen Pendelverkehren zwischen Servicehafen und Windpark durchführen könnte [21].

5.5 Versorgungsseitige Kosten- und Leistungsparameter

Entsprechend der in Kapitel 5.4. herausgearbeiteten windparkseitigen Versorgungsbedarfe und Einflussparameter, werden an dieser Stelle die versorgungsseitigen Kosten- und Leistungsparamater herausgestellt. Die folgende in Anlehnung an *Stanik et al.* [21] erstellte Tabelle ist wie folgt zu interpretieren: Für die strategische Planung der maritimen Versorgung müssen auch versorgungsseitige Kosten- und Leistungsfaktoren berücksichtigt werden, deren Ausprägungen, in Form von Kosten- und Leistungsparametern, die strategischen Planungsergebnisse beeinflussen.

Versorgungsseitige Kosten- und Leistungsparameter		
Versorgungsseitige Kosten- und Leistungsfaktoren	**Versorgungsseitige Kosten- und Leistungsparameter**	**Auswirkungen auf die strategische Planung der maritimen Versorgung**
Unterbringungs- und Bevorratungsstrategien	Service- und Versorgungskonzepte mit und ohne windparkinterne Personenunterbringung und Materialbevorratung	Transportmittel-, Unterbringungs- und Bevorratungskapazitäten basierend auf konzeptspezifischen Versorgungsprozessen
Offshore-Servicehäfen	Hafenentfernungen zum Windpark	Transitzeiten und Transportkosten zwischen Hafen und Windpark
Transport-, Unterbringungs- und Bevorratungs-kapazitäten	Personentransportkapazitäten (Pax), Personenunterbringungskapazitäten (Kabinen), Decksflächen	Transportmittel- und Plattformbedarfe sowie Versorgungsprozesse
Überstiegs- und Transfersysteme sowie Umschlagstechnik	Überstiegskonzepte und Wellenkompensationssysteme	Seegangsbedingte Einsatzfenster maritimer Transportmittel
	Umschlagstechnik auf Versorgungs-, Wohn- und Reparaturschiffen	Einsatzpotenziale auf Versorgungs-, Wohn- und Reparaturschiffen
Meeres- und Wetterbedingte Einsatzfenster der Transportmittel	Meeres- und wetterbedingte Einsatzfenster von Katamaran-CTVs, SWATH/Trimaran-CTVs, OSVs, Wohn- und Reparaturschiffen und Helikoptern in Nord- und Ostsee	Meeres- und wetterbedingte Verbindung von Transportmittel-alternativen, Berechnung der jährlichen technischen Verfügbarkeit maritimer Transportmitteleinsätze
Transport- und Einsatzkosten	Helikoptertransportpreise und –einsatzkosten, Tagescharterraten und Treibstoffverbräuche für Schiffe, Einsatzkosten für Wohnplattformen	Anpassung der Transport- und Unterbringungseinheiten als auch des gesamten Versorgungssystems aus ökonomischen Gesichtspunkten

TAB. 23: BESONDERE VERSORGUNGSSEITIGE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STRATEGISCHE PLANUNG DER MARITIMEN VERSORGUNG
(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an die Identifikation von versorgungsspezifischen Einflusskriterien nach *Stanik et al.* [21])

Mit dieser Tabelle soll verdeutlicht werden, dass eine strategische Planung der maritimen Versorgung für den Offshore-Windparkbetrieb diverse versorgungsseitige Kosten- und Leistungsparameter berücksichtigen sollte, welche die Planungsentscheidung unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten beeinflussen [25]. Wie deren Auswirkungen sich auf die maritime Service- und Versorgungskonzeptplanung konkret darstellen, wird in den folgenden Unterkapiteln näher erläutert.

5.5.1 Personalunterbringung und Materialbevorratung im Windpark

Indbesondere während des Betriebs großer und weit von der Küste entfernter Offshore-Windparks besteht ein Bedarf an windparkinternen Personenunterbringungs- und Materialbevorratungsleistungen. Dieser Bedarf liefert die Grundlage zur Definition von seebasierten Service- und Versorgungskonzepten, welche auf den Einsatz einer windpark-internen Wohnplattform oder eines Wohnschiffes setzen [62, S. 20-24] [63, S. 435 ff.] [23]. Sowohl Personenunterbringungs- als auch Materialbevorratungsleistungen lassen sich von Wohnschiffen oder Wohnplattformen wahrnehmen [21]. Neben einer Hotelfunktion, erweisen sich diese somit auch als Lagerungs-, Umschlags- und Reparatureinheiten einsetzbar (vgl. Kapitel 4.1.3).

Die Definition einer Personenunterbringungs- und Materialbevorratungsstrategie hängt neben der Küstenentfernung auch von der Anzahl und Leistung der im Windpark befindlichen OWEA ab, da mit einer steigenden Turbinenanzahl und -leistung eines Windparks auch der potenzielle Arbeitsaufwand entsprechend ansteigt (vgl. Kapitel 5.4.6 und 5.4.7). Die Unterbringungs- und Bevorratungsstrategie ist somit in Abhängigkeit der Küstenentfernung als auch der Windparkgröße zu definieren [63, S. 437] [21, S. 100 ff.]. Sie sollte aus ökonomischen Aspekten hergeleitet werden, wobei auch arbeitsrechtliche und soziale Faktoren für das Offshore-Servicepersonal nicht unberücksichtigt bleiben dürfen [21].

Aus arbeitsrechtlichen Gesichtspunkten sind vor allem die für Offshore-Windparks spezifischen Regelungen der *Offshore-Arbeitszeitverordnung* [356] zu berücksichtigen. Nach dieser Verordnung wird vorgeschrieben, dass dem Personal, nach einer zweiwöchigen Unterbringung im Windpark, anschließend entsprechende Ruhezeiten an Land ermöglicht werden müssen [356]. So können in zyklischen Abständen Personalrotationen im Rahmen eines On- und Off-Schichtdienstes durchgeführt werden, was auch als „Crew Change“ bezeichnet wird [21, S. 102] [204, S. 66-67].

Soziale Faktoren betreffen beispielsweise den Komfort und die Arbeitsbedingungen für das im Windpark untergebrachte Personal [161]. Dabei ist auch das Risiko der Seekrankheit für das Offshore-Servicepersonal zu berücksichtigen [69, S. 82]. Eine feststehende Wohnplattform bietet im Vergleich zu einem Wohnschiff den Vorteil, dass ein schwankender Untergrund nach der täglichen Arbeitserfüllung vermieden wird [161].

Unter ökonomischen Gesichtspunkten ist zu berücksichtigen, dass es sich bei einer Wohnplattform um ein feststehendes Offshore-Bauwerk im Eigentum des Windparkeigners handelt. Für den Windparkeigner würden sich vor allem die hohen Investitionskosten für die Wohnplattform als nachteilig erweisen. Beim Wohnschiff würden hingegen die laufenden Betriebskosten für den Windparkeigner umso kostenintensiver wirken, da die Investitionskosten für ein Wohnschiff vom Schiffseigner getragen werden, der die Kapitalkosten für das Investitionsobjekt in den Tagescharterraten bepreist [169, S. 58].

Ein Vorteil der Wohnplattform liegt in dem Umstand begründet, dass diese eine ganzjährige Verfügbarkeit ermöglichen würde, während Wohnschiffe zur Klassenerneuerung bzw. zu größeren Überholungsarbeiten dem täglichen Windparkbetrieb entzogen werden müssten [169, S. 58]. Das Wohnschiff bietet jedoch den Vorteil, dass es selbst OWEA anfahren und Personentransfers ermöglichen kann, wodurch CTV-Einsätze reduziert werden können [63, S. 436 ff.] [69, S. 80]. Nachteilig an der Wohnplattformvariante ist weiterhin die bedingte Flexibilität aufzuführen, da Anpassungen von Service- und Versorgungskonzepten im laufenden Betrieb, nur unter Verwendung der Wohnplattform als feststehende Eingangsgröße erfolgen können. Langzeitcharterverträge im Wohnschiffbereich erweisen sich dabei deutlich flexibler, sodass zu einem späteren Betriebszeitpunkt auch Änderungen in der Betriebsplanung vorgenommen werden können [63, S. 435 ff.].

5.5.2 Offshore-Servicehäfen

Im *Offshore-Hafenatlas* [170] des Zentralverbands der deutschen Seehafenbetriebe e.V. (ZDS) werden sämtliche deutschen Seehäfen aufgeführt, die sich für einen Einsatz im Offshore-Windenergiemarkt eignen würden. Basierend auf jeglichen marktseitigen Anforderungen, die an Offshore-Häfen zu stellen wären, werden in diesem Hafenfunktionen definiert, die von den deutschen Offshore-Seehäfen unterschiedlichst erfüllt werden könnten. Die Hafenfunktionen werden weiterhin kategorisiert in die Bereiche Großkomponentenhäfen, Servicehäfen sowie in Seehäfen, die sich auch als Forschungs-, Entwicklungs-, Test-, Trainings- und Schulungsstandort eignen (vgl. Abb. 47) [170, S. 3].

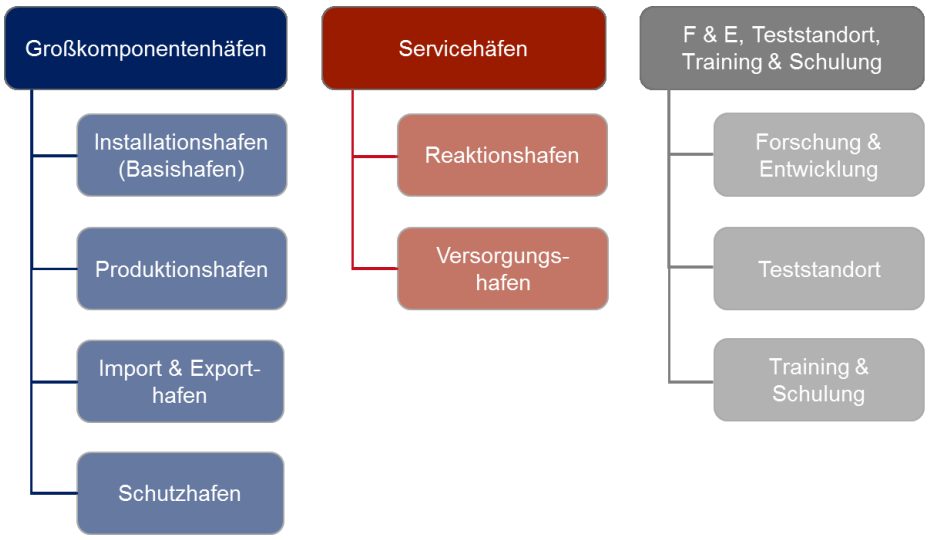


ABB. 47: KATEGORISIERUNG DER UNTERSCHIEDLICHEN HAFENFUNKTIONEN

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an jene von *ZDS* [170, S. 3])

Großkomponentenhäfen

Als Großkomponentenhäfen werden nach dem *Offshore-Hafenatlas* sämtliche Seehäfen bezeichnet, welche die Hafenfunktionen eines Installationshafens, eines Produktionshafens, eines Import & Exporthafens oder eines Schutzhafens wahrnehmen können (vgl. Abb. 47) [170, S. 3 ff.].

In einem *Installations- oder Basishafen* werden sämtliche Großkomponenten einer OWEA, die von diversen Zulieferern gefertigt wurden, zusammengeführt und vormontiert. Die vormontierten Großkomponenten werden vom Installationshafen zum Baufeld verschifft, um in diesem errichtet zu werden [170, S. 4].

Bei einem *Produktionshafen* werden auf dem Hafengelände bzw. in unmittelbarer Hafennähe, OWEA Großkomponenten von Zulieferern gefertigt. Da die Anlagenkomponenten von verschiedenen Zulieferern gefertigt werden, die sich häufig nicht in unmittelbarerer Nähe zueinander befinden, sondern sich auf diverse Produktionshäfen bzw. Produktionsstätten im Hinterland verteilen, findet die Komponentenzusammenführung und -vormontage auch nicht zwangsläufig in einem Produktionshafen statt [170, S. 4]. Vielmehr können die Anlagenkomponenten von den einzelnen Produktionshäfen sowie aus den Produktionsstätten im Hinterland eingesammelt und in einem Installationshafen zusammengeführt und vormontiert werden (vgl. Kapitel 3.3.2) [171, S. 28 ff.].

Import- und Exporthäfen bilden die Schnittstelle für den Import bzw. den Export von Anlagenkomponenten. In diesen können sowohl Zulieferungen auf ein Seeschiff (für deren Export) geladen oder Zulieferungen eines anlaufenden Seeschiffs (für deren Import) gelöscht werden [170, S. 5]. Sobald Materialtransporte zu und von Offshore-Windparks in der deutschen AWZ über einen Seehafen abgewickelt werden, handelt es sich bei diesem auch um einen Import- und Exporthafen. Diese Materialtransporte stellen Ausfuhren bzw. Einfuhren dar, die beim Zoll angemeldet werden müssen [86, S. 59].

Schließlich ist im Rahmen der Großkomponentenhäfen auch die Hafenfunktion eines *Schutzhafens* aufzuführen, die es erlauben soll, Schutz suchenden Schiffen, beispielsweise bei schwierigen Wetterverhältnissen, ein Anlaufen des Hafens zu gewähren. Ein Schutzhafen hat für diese Funktion ausreichend viele Notliegeplätze und geschützte große wasserseitige Pufferflächen anzubieten [170, S. 5].

Servicehäfen

Als Servicehäfen werden nach dem *Offshore-Hafenatlas* [170] sämtliche Häfen bezeichnet, welche die Hafenfunktionen eines Reaktionshafens und/oder eines Versorgungshafens wahrnehmen können (vgl. Abb. 47) [170, S. 3 ff.]. Sie dienen einer dauerhaften maritimen Versorgung des Windparks mit Offshore-Servicepersonal sowie deren Werkzeugen, Betriebsmitteln, Ersatzteilen und diversen Anlagenkomponenten. Servicehäfen stellen somit das Bindeglied zwischen landseitiger und seeseitiger Versorgung in der Lieferkette während des Windparkbetriebs dar [170, S. 6].

Reaktionshäfen sind, neben ihrer Funktion für routinemäßige Serviceeinsätze im täglichen Windparkbetrieb, auch Ausgangspunkt für kurzfristige und spontane Einsätze im Windpark. Um eine schnelle Reaktionsfähigkeit zu ermöglichen, weisen diese Seehäfen vor allem möglichst geringe Entfernungen zu dem jeweiligen Windpark auf. Sie verfügen weiterhin über Lager- und Umschlagskapazitäten für Betriebsmittel, Werkzeuge und mindestens kleinere Komponenten bzw. Ersatzteile [170, S. 6].

Versorgungshäfen liegen vordergründig an der Festlandküste und können sowohl zur Versorgung der Reaktionshäfen als auch zur direkten Versorgung des Windparks eingesetzt werden. Neben Betriebsmitteln, Werkzeugen, kleineren und mittelgroßen Komponenten, sollte bei einem Versorgungshafen auch die Möglichkeit bestehen, Großkomponenten zu verschiffen [170, S. 6]. In der Regel wird daher der Basishafen eines Windparks auch als Versorgungshafen während der Betriebsphase verwendet. Weist dieser auch verhältnismäßig geringe Entfernungen zum Windpark auf, erweist sich auch eine Verwendung dessen als Reaktionshafen als naheliegend.

Häfen als Forschungs-, Entwicklungs-, Test-, Trainings- und Schulungsstandorte

Als Forschungs-, Entwicklungs-, Test-, Trainings- und Schulungsstandort werden nach dem *Offshore-Hafenatlas* [170] sämtliche Seehäfen bezeichnet, welche mindestens eine dieser bezeichneten Hafenfunktionen wahrnehmen können (vgl. Abb. 47) [170, S. 3 ff.]. An den *Forschungs- und Entwicklungsstandorten* werden Anlagenkomponenten zur Windenergienutzung von diversen Forschungs- und Entwicklungszentren und -instituten weiterentwickelt (vgl. Kapitel 4.1.1). Zur Erprobung der Weiterentwicklungen werden Pilot- und Demonstrationsanlagen zunächst an *Teststandorten* installiert, um erste Erkenntnisse zu deren potenzieller Betriebsleistung zu erlangen, bevor etwaige Serienproduktionen für diese gestartet werden. *Trainings- und Schulungsstandorte* zeichnen sich hingegen dadurch aus, dass an diesen Weiter- und Ausbildungsleistungen für den Einsatz des Offshore-Servicepersonals im Windpark angeboten werden, insbesondere maritime Sicherheitstrainings (vgl. Kapitel 4.1.4.3) [170, S. 7].

Basierend auf den beschriebenen Hafenfunktionen verdeutlicht sich, dass es sich bei den meisten Offshore-Seehäfen in der Regel um solche handelt, die sich nicht nur auf eine einzige Hafenfunktion beschränken, sondern eine standortspezifische Kombination diverser Hafenfunktionen anbieten. Es existieren aber auch einige wenige Seehäfen, die sich gezielt auf eine oder wenige Hafenfunktionen konzentrieren. In Anlehnung an den *Offshore-Hafenatlas* [170] lassen sich die deutschen Offshore-Seehäfen hinsichtlich der vorgestellten Hafenfunktionen wie folgt zuordnen. Es wurden gezielt jene Seehäfen aufgeführt, die sich als *Servicehafen* für eine direkte Versorgung der deutschen Offshore-Windparks eignen. Ergänzt wurden diese um die bereits im Offshore-Windenergiemarkt etablierten Servicehäfen Eemshaven, Norddeich, Esbjerg und Barhöft, die sich ebenso für einen Einsatz als Servicehafen für deutsche Offshore-Windparks empfehlen (vgl.Tab. 24).

Kategorie	Hafenname	geogr. Lage (in Dezimalgrad-Koordinaten)		Großkomponentenhäfen				Servicehäfen		F&E, Test-, Trainings- und Schulungs-standort
		Lat [° N]	Lon [° E]	Installa-tions-hafen	Produk-tions-hafen	Import-/ Export-hafen	Schutz-hafen	Reak-tions-hafen	Versor-gungs-hafen	
Nordsee-Servicehäfen	Eemshaven	53,44	6,85	x	x	x		x	x	x
	Borkum	53,59	6,67				x	x	x	
	Emden	53,34	7,20	x	x	x		x	x	x
	Norddeich	53,62	7,16					x		
	Wilhelmshaven	53,53	8,16	x		x			x	x
	Nordenham	53,52	8,55		x	x			x	x
	Bremerhaven	53,55	8,56	x	x	x		x	x	x
	Cuxhaven	53,87	8,71	x	x	x	x	x	x	x
	Brunsbüttel	53,90	9,15	x	x	x			x	x
	Büsum	54,13	8,87					x	x	
	Husum	54,47	9,03					x	x	x
	Helgoland	54,28	7,88				x	x		
	Dagebüll	54,73	8,70						x	
	Wyk auf Föhr	54,69	8,57					x		
	Sylt-Hörnum	54,76	8,29					x		
	Esbjerg	55,47	8,42	x	x	x		x	x	x
Ostsee-Servicehäfen	Kiel	54,32	10,14	x	x	x	x	x	x	x
	Lübeck	53,94	10,86	x	x	x	x		x	x
	Wismar	53,90	11,45		x	x		x	x	
	Rostock	54,15	12,11	x	x	x	x	x	x	x
	Barhöft	54,43	13,03					x	x	
	Stralsund	54,31	13,10		x	x		x	x	x
	Sassnitz	54,51	13,60	x		x		x	x	

TAB. 24: MÖGLICHE SERVICEHÄFEN WÄHREND DES BETRIEBS DEUTSCHER OFFSHORE-WINDPARKS (Quelle: Eigene Darstellung und Ergänzung von Seehäfen in Anlehnung an den *Offshore-Hafenatlas* des *ZDS* [170] sowie Angaben der jeweiligen Hafenstandorte)

In Verbindung mit den Dezimalgrad-Koordinaten dieser Servicehäfen und jenen der deutschen Offshore-Windparks lassen sich nun, über den in Kapital 5.4.4 vorgeschlagenen Näherungsansatz, Luftliniendistanzen zwischen den jeweiligen Standorten bilden, um pauschale Transitentfernungen zu identifizieren. Dabei ist jedoch zu beachten, dass für eine Distanzberechnung bei den Ostsee-Windparks auch nur Ostsee-Servicehäfen in Frage kommen, für Nordsee-Windparks entsprechend nur Nordsee-Servicehäfen. Bei einer Anwendung des beschriebenen Näherungsansatzes ist weiterhin zu berücksichtigen, dass es sich bei der Distanzberechnung nur um pauschalisierte Angaben handeln kann. Weder werden konkrete Fahrtrouten, Tidenverhältnisse oder Landumfahrungen berücksichtigt. Für eine pauschalisierte Entfernungsberechnung im Hafenvergleich genügt jedoch dieser Ansatz.

In der folgenden Tabelle wurde diese Distanzberechnung für Windpark-Cluster mit in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks der deutschen Nordseebucht vorgenommen (vgl. Tab. 25). Die Farbgebung zeigt auf, welche Servicehäfen für den jeweiligen Windpark potenziell in Betracht kommen würden, falls rein auf einer Distanzberechnung eine Auswahlentscheidung getroffen werden sollte. Jene Reaktions- und Versorgungshäfen, die bereits für die Betriebsphase des jeweiligen Windparks ausgewählt wurden, sind in dieser Tabelle in Rot hervorgehoben. Bei fehlenden Informationen, wurde davon ausgegangen, dass auf den Basishafen des Windparks als Versorgungshafen zur Großkomponentenversorgung auch während des Betriebs zurückgegriffen werden kann.

Windpark-Cluster (mit in Betrieb befinlichen Windparks)	geogr. Lage in Dezimalgrad-Koord.		Distanzen zwischen Windpark-Clustern bzw. Windparks und möglichen Servicehäfen [km]															
	Lat [° N]	Lon [° E]	Eems-haven	Bor-kum	Em-den	Nord-deich	Will-helms-haven	Nor-den-ham	Bre-mer-haven	Cux-haven	Bruns-büttel	Bü-sum	Hu-sum	Hel-go-land	Dage-büll	Wyk auf Föhr	Sylt-Hör-num	Es-bjerg
Nördlich Borkum	**54,00**	**6,49**	**67**	**47**	**89**	**64**	**130**	**157**	**156**	**159**	**190**	**171**	**189**	**104**	**178**	**167**	**154**	**214**
alpha ventus	54,00	6,57	65	46	86	60	125	151	151	153	185	165	183	98	172	162	149	210
Borkum Riffgrund 1	53,99	6,49	67	47	89	63	130	156	156	159	190	171	189	104	178	168	154	214
Trianel Borkum West	54,00	6,41	70	49	93	68	136	162	162	165	196	177	195	110	183	173	159	218
Östlich Austerngrund	**54,44**	**6,20**	**120**	**100**	**141**	**114**	**173**	**196**	**195**	**190**	**219**	**194**	**202**	**121**	**181**	**171**	**153**	**196**
BARD Offshore 1	54,42	6,02	125	104	147	121	183	207	206	202	231	206	215	134	195	185	167	207
Global Tech 1	54,45	6,39	118	98	137	108	163	186	185	178	207	181	189	108	168	158	140	184
Südlich Amrumbank	**54,47**	**7,64**	**128**	**120**	**130**	**101**	**111**	**124**	**122**	**101**	**125**	**96**	**99**	**27**	**81**	**71**	**57**	**125**
Amrumbank West	54,54	7,64	134	126	137	108	118	131	128	107	129	99	100	33	79	69	53	118
Meerwind	54,40	7,65	121	114	122	94	104	117	115	96	121	92	99	21	84	73	61	131
Nordsee Ost	54,47	7,64	128	120	130	101	111	124	122	102	125	96	99	27	81	71	56	124
Sylter Außenriff	**55,10**	**7,48**	**190**	**178**	**197**	**166**	**181**	**191**	**189**	**162**	**179**	**146**	**131**	**95**	**96**	**90**	**69**	**79**
Butendiek	54,97	7,80	183	173	186	157	162	170	167	138	153	121	104	77	70	63	42	71
DanTysk	55,23	7,17	200	186	210	179	202	214	212	187	205	173	158	117	123	117	96	94
Reaktionshafen			x	x	x	x			x	x		x	x	x		x	x	x
Versorgungshafen			x	x	x		x	x	x	x	x	x	x		x			x

TAB. 25: DISTANZBERECHNUNG ZWISCHEN WINDPARK-CLUSTERN UND NORDSEE-SERVICEHÄFEN (Quelle: Eigene Darstellung und Distanzberechnung. Die Servicehafenkategorisierung erfolgte in Anlehnung an den *Offshore-Hafenatlas* des *ZDS* [170] bzw. basierend auf Internetangaben zu den Häfen. Die tatsächlichen Reaktions- und Versorgungshäfen der Windparks wurden anhand von Internetangaben der Windparkbetreiber ermittelt)

Es ist überwiegend zu erkennen, dass auch bei der tatsächlichen Servicehafenwahl der ausgewählten Windparks, auf möglichst geringe Distanzen zwischen den Seehäfen und den Windparks gesetzt wurde. Dabei ist stets der jeweils dichtere in Rot markierte Servicehafen, der Reaktionshafen eines Windparks, während von dem weiter entfernten und ebenfalls in rot markierten Servicehafen, die beschriebenen Aufgaben des Versorgungshafens wahrgenommen werden. Auch wird von einigen Windparkbetreibern nur auf einen Servicehäfen zurückgegriffen,

der sowohl die Hafenfunktionen eines Reaktions- als auch jene eines Versorgungshafens anbietet. Die Distanz zwischen einem Servicehafen und dem jeweiligen Offshore-Windpark stellt zwar das relevanteste Kriterium, jedoch nicht das einzige dar, welches für die Servicehafenauswahl heranzuziehen wäre. Weitere relevante Hafeneigenschaften sind beispielsweise dessen land- und seeseitige Anbindung, dessen Tiefgangsbeschränkungen, Belastungsgrenzen des Hafenbeckens, Liegeplatzanzahlen, Schiffslängenbeschränkungen, Lager- und Montageflächen, Krankapazitäten oder sonstige infrastrukturelle Ausstattungen, wie Büro- und Aufenthaltsräume, Trainings- und Schulungszentren oder dergleichen [170].

Entsprechend den zuvor aufgeführten potenziellen Distanzen zwischen Windpark-Clustern und Servicehäfen für die Nordsee-Windparks, sind in der folgenden Tabelle Distanzberechnungen, zwischen den derzeit in Betrieb befindlichen Ostsee-Windparks und möglichen Ostsee-Servicehäfen, aufgeführt. Auch bei dieser Tabelle wurde eine mögliche Auswahlentscheidung auf der Grundlage der Distanzberechnung zwischen den jeweiligen Servicehäfen und den Offshore-Windparks durch die farbliche Kennzeichnung hervorgehoben und die tatsächlich getroffene Auswahlentscheidung der jeweiligen Windparks in Rot hervorgehoben (vgl. Tab. 26).

Offshore-Windparks (in Betrieb/ im Bau)	geogr. Lage in Dezimal-grad-Koordinaten		Distanzen zwischen den Windparks und möglichen Servicehäfen [km]						
	Lat [° N]	Lon [° E]	Kiel	Lübeck	Wismar	Rostock	Barhöft	Stralsund	Sassnitz
Baltic 1	54,61	12,65	182	148	117	64	34	46	69
Baltic 2	55,01	13,15	229	202	173	121	65	78	64
Wikinger	55,01	14,13	295	262	228	173	102	107	67
Arkona Becken Südost	54,80	14,06	285	248	212	157	84	88	46
Reaktionshafen			x		x	x	x	x	x
Versorgungshafen			x	x	x	x	x	x	x

TAB. 26: DISTANZBERECHNUNG ZWISCHEN OFFSHORE-WINDPARKS UND OSTSEE-SERVICEHÄFEN (Quelle: Eigene Darstellung und Distanzberechnung. Die Servicehafenkategorisierung erfolgte in Anlehnung an den *Offshore-Hafenatlas* des *ZDS* [170] bzw. basierend auf Internetangaben zu den Häfen. Die tatsächlichen Reaktions- und Versorgungshäfen der Windparks wurden anhand von Internetangaben der Windparkbetreiber ermittelt)

Auch zeigt sich wieder das zuvor beschriebene Bild, wie bei den Nordsee-Windparks, dass Servicehäfen sich vor allem durch vergleichsweise geringe Distanzen zu den jeweiligen Windparks auszeichnen. Aufgrund seiner prädestinierten geographischen Lage, ist daher auch davon auszugehen, dass insbesondere der Seehafen Sassnitz von dem zukünftig geplanten Ausbau der Ostsee-Windparks vor der Insel Rügen profitieren sollte. Das Potenzial dieses Seehafens verdeutlicht sich auch dadurch, dass dieser bereits als Basishafen für die ersten deutschen Ostseewindparks eingesetzt wird.

5.5.3 Transportmittelspezifische Leistungsparameter

Basierend auf den in Kapitel 5.3 vorgestellten Transportmitteln werden an dieser Stelle Kategorisierungen von jeweiligen Transportmittelvarianten, über eine Verdichtung deren Leistungsparameter, vorgenommen. Der Fokus liegt dabei auf Transport-, Unterbringungs- bzw. Bevorratungskapazitäten, Entwurfsgeschwindigkeiten und OWEA-Zugänglichkeitsgrenzen. Die Kategorisierungen werden in Anlehnung an jene von *Holbach und Stanik* [25] sowie *Holbach et al.* [69, S. 61] vorgenommen. Ziel dieser Kategorisierungen ist es realitätsnahe marktseitige Referenzwerte für die exemplarische Modellanwendung des in dieser Dissertation beschriebenen Verfahrens zu erzeugen.

Dabei zu berücksichtigen ist, dass sich aufgrund der Vielzahl an möglichen Transportmittelvarianten, Kategorien basierend auf konkreten Leistungsparameterausprägungen nur pauschal bestimmen lassen. Dies bedeutet, dass mit den im Folgenden vorzunehmenden Kategorisierungen keineswegs der Anspruch einer vollständigen Abgrenzung von im Markt befindlichen Transportmittelvarianten erhoben wird. Vielmehr ist davon auszugehen, dass sich transportmittelspezifische Ausprägungen an Leistungsparametern, der im Markt befindlichen Transportmittel, zwar in einigen, jedoch nicht in allen Bereichen, als Deckungsgleich zu den Kategorisierungen erweisen.

Nichtsdestotrotz bilden diese Kategorisierungen eine Grundlage zur modellhaften Identifikation maritimer Service- und Versorgungskonzepte (vgl. Kapitel 6). Basierend auf den definierten Leistungsparametern der Transportmittelkategorien lassen sich die jeweiligen Einsatzmöglichkeiten und –grenzen der Transportmittel verdeutlichen. Sie ermöglichen die Identifikation einer potenziellen windparkspezifischen Ressourcenausstattung an maritimen Transportmitteln und deren Versorgungsprozesse, basierend auf konkreten Bedarfsparametern des Windparks. Eine unternehmensindividuelle und windparkspezifische Optimierung der Transportmittelkonfiguration, bei der auch Mischvarianten entstehen können, lässt sich nach den getroffenen Kategorisierungen und deren Anwendung, im Rahmen einer modellhaften strategischen Service- und Versorgungskonzeptauswahl, noch konkreter vornehmen, da aus der Modellanwendung erst genauere Erkenntnisse zu den jeweiligen Einsatzbedingungen für die Transportmittel gewonnen werden können.

Crew Transfer Vessel (CTV)

Die in Kapitel 5.3.1 ausgewählten CTV Varianten zeichnen sich durch diverse gemeinsame Leistungsparameter aus. Bei den CTV Varianten handelt es sich um Katamarane, SWATH-Schiffe bzw. Trimarane (ähnlich dem SWASH) mit 22-30 m Länge, die neben der Schiffscrew überwiegend bis zu 12 oder 24 Personen transportieren können. Wird bei diesen Schiffen als System für den Personenüberstieg von und zu den OWEA auf das „Bug Fender System“ gesetzt, erweist sich für den Katamaran eine signifikante Wellenhöhe i.H.v. 1,5 m als Zugänglichkeitsgrenze. Für die SWATH Variante würde diese hingegen bei 2,5 m liegen [14, S. 32]. Um eine vergleichbar hohe Zugänglichkeitsgrenze wie SWATH Tender zu erreichen und trotzdem die Tragfähigkeitsvorteile eines Katamarans auszunutzen, existieren auch Katamarane, die für den Personenüberstieg über ein Transfersystem mit aktiver Bewegungskompensationstechnik verfügen [357]. Der Trimaran „Windserver 30“ (für 24 Pax) soll sogar bis zu einer signifikanten Wellenhöhe i.H.v. 3,0 m eingesetzt werden können, wobei bei diesem ein zusätzliches Überstiegsystem nach dem „Mobimar System“ [6] zum Einsatz kommt [313](vgl. Kapitel 5.5.4).

In der folgenden Abbildung sind die OWEA-Zugänglichkeitsgrenzen ($H_{s,max}$) für die CTV Varianten SWATH und Katamaran (für 12 Pax) in den Auswertungsdiagrammen des *BSH*, zur signifikanten Wellenhöhe bei den Nordseebojen (NSB 2/3) und Arkona (Ostsee) aus dem Jahr 2011 [338], aufgeführt, falls für den Personenüberstieg auf das „Bug Fender System“ gesetzt wird. Jene Peaks der signifikanten Wellenhöhe, die über die jeweilige Zugänglichkeitsgrenze reichen, sind als jährliche Zeitfenster zu werten, in denen die Schiffe für den OWEA-Personenüberstieg nicht eingesetzt werden können [14, S. 32] [63, S. 438].

[6] Nach Herstellerangaben des „Mobimar Systems“ ermöglicht dieses bei einem Trimaran jedoch eher einen sicheren Personenüberstieg bis zu einer signifikanten Wellenhöhe von 2,5 m (vgl. Kapitel 5.5.4)

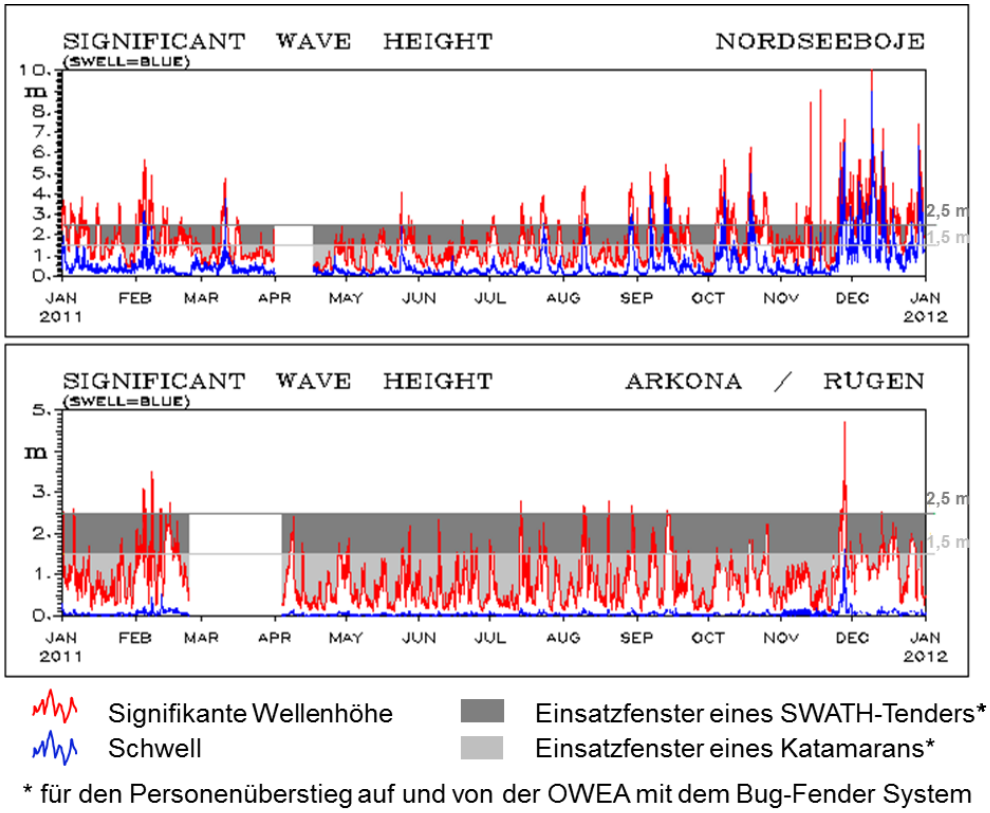


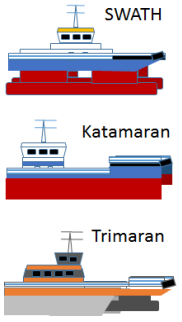
ABB. 48: EINSATZGRENZEN VON CTV-ENTWURFSKONZEPTEN HINSICHTLICH DER IN NSB 2/3 UND ARKONA ERMITTELTEN SIGNIFIKANTEN WELLENHÖHEN IM JAHR 2011

(Quelle: Geänderte Darstellung von *Holbach und Stanik* [14, S. 32] der Datenquelle des *BSH* [338])

In einem Vergleich der angegebenen Zugänglichkeitsgrenzen der beiden CTV Varianten mit den ermittelten signifikanten Wellenhöhen bei Arkona und NSB 2/3 für das gesamte Jahr 2011 hätte sich für einen Katamaran ergeben, dass dieser für einen Personenüberstieg in der Ostsee (bei Arkona) bis zu 88% und in der Nordsee (bei NSB 2/3) nur zu 44% im Jahr einsetzbar gewesen wäre. Ein SWATH wäre hingegen für diesen Überstieg in der Ostsee (bei Arkona) fast ganzjährig (bis zu 96%) und in der deutschen Nordsee (bei NSB 2/3) bis zu 67% im Jahr einsetzbar gewesen (vgl. Kapitel 5.4.4).

Neben den unterschiedlichen Zugänglichkeitsgrenzen für den Personenüberstieg zwischen Schiff und OWEA, weisen die in Kapitel 5.3.1 vorgestellten CTV-Varianten vor allem auch unterschiedliche Entwurfsgeschwindigkeiten (v_{max}) und Decksflächen auf. Die genannten Ausprägungen an Leistungsparametern, zur Kategorisierung der jeweiligen CTV Varianten, sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst dargestellt[7].

[7] Als Zugangsgrenze für den Personenüberstieg eines Trimarans (für 24 Pax) wurde nach einem konservativen Ansatz die gleiche wie bei einem SWATH Tender zugrundegelegt

Kategorie	Entwurfskonzept (Überstieg: Bug Fender)	Zugangsgrenze [m] (bzgl. H_S)	Pax [Anzahl]	Decksfläche [m^2]	v_{max} [kn]	Beispielschiffe	CTV-Skizzen
CTV (12 Pax)	Katamaran	1,5 m	bis 12 Pax	bis 72 m^2	bis 30 kn	Ctruck MPC 22, Fast Crew Supplier 260	
	SWATH/ Trimaran	2,5 m			bis 20 kn	Windserver 25, Natalia Bekker	
CTV (24 Pax)	Katamaran	1,5 m	bis 24 Pax	bis 110 m^2	bis 32 kn	Wind Force I, Windcat MK 3.5, GESA	
	Trimaran/ SWATH	2,5 m			bis 24 kn	Windserver 30, GESA	

TAB. 27: AUSPRÄGUNGEN DER EXEMPLARISCHEN KATEGORISIERUNG VON CTV-VARIANTEN
(Quelle: Eigene Darstellung und Kategorisierung der CTV-Varianten aus Kapitel 5.3.1 in Anlehnung an jene von *Holbach und Stanik* [25] sowie *Holbach et al.* [69, S. 61])

Offshore-Helikopter

Bei den in Kapitel 5.3.2 ausgewählten Offshore-Helikoptervarianten handelt es sich um leichte bis mittlere Mehrzweck-Hubschrauber, die bis zu 12 Passagiere bei Offshore-Einsätzen transportieren, hohe Maximalgeschwindigkeiten von mehr als 250 km/h, sowie geringe Zulademöglichkeiten für Material aufweisen können [231]. Wird von einem aufgerundeten durchschnittlichen Körpergewicht von 100 kg (inkl. Schutzausrüstung) sowie einer personellen Maximalbeladung der Helikopter ausgegangen, würden Materialtransporte nur bis zu einer Zuladung von rund 0,3-1 t ermöglicht werden können. Die genannten Ausprägungen an Leistungsparametern zur Kategorisierung der jeweiligen Offshore- Helikoptervarianten sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Kategorie	Pax [Anzahl]	v_{max} [km/h]	Einsatzradius	Zuladung für Material [t]	Beispielhelikopter	Heli-Skizze
Heli (7 Pax)	bis 7 Pax	min. 250 km/h	min. 550 km	0,3- 1 t	AW109, EC 135	
Heli (9 Pax)	bis 9 Pax				BK 117/EC 145	
Heli (12 Pax)	bis 12 Pax				S-76, AW 139	

TAB. 28: AUSPRÄGUNGEN DER EXEMPLARISCHEN KATEGORISIERUNG VON HELIKOPTERVARIANTEN
(Quelle: Eigene Darstellung und Kategorisierung der Helikoptervarianten aus Kapitel 5.3.2 in Anlehnung an jene von *Holbach und Stanik* [25] sowie *Holbach et al.* [69, S. 61])

Offshore-Versorgungsschiffe

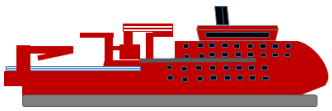
Auch bei den in Kapitel 5.3.3 vorgestellten Offshore-Versorgungsschiffen bestehen gewisse Leistungsparameter, die sich in ihrer Ausprägung für eine Kategorisierung von Versorgungsschiffvarianten heranziehen lassen. So weisen diese vergleichsweise hohe Decksflächen von bis zu 350 m^2 oder sogar bis 500 m^2 auf. In Konformität zu der von *Holbach und Stanik* [25] sowie *Holbach et al.* [69, S. 61] vorgenommen Kategorisierung, lässt sich ebenso eine Abgrenzung insofern vornehmen, dass diese bis zu 24 oder sogar bis zu 36 Passagiere transportieren können. Hinsichtlich der Entwurfsgeschwindigkeiten dieser als Monohull konzipierten Schiffe, liegen diese bei mindestens 10,5 kn und sind somit sehr viel langsamer als die zuvor beschriebenen CTV-Varianten (vgl. Tab. 29).

Kategorie	Pax [Anzahl]	Decksfläche [m^2]	v_{max} [kn]	Beispielschiffe	OSV-Skizze
OSV (24 Pax)	bis 24 Pax	bis 350 m^2	min. 10,5 kn	Damen OST 5515, Damen RSV 3315	
OSV (36 Pax)	bis 36 Pax	bis 500 m^2		Damen UV 6514, M/V Natalie	

TAB. 29: AUSPRÄGUNGEN DER EXEMPLARISCHEN KATEGORISIERUNG VON OSV-VARIANTEN
(Quelle: Eigene Darstellung und Kategorisierung der OSV-Varianten aus Kapitel 5.3.3 in Anlehnung an jene von *Holbach und Stanik* [25] sowie *Holbach et al.* [69, S. 61])

Wohnschiffe

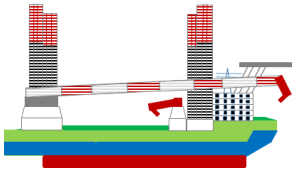
Die in Kapitel 5.3.4 aufgeführten Wohnschiffbeispiele zeigen auf, dass mit einer Personenunterbringung auf diesen Schiffen für bis zu 40 bzw. 80 Passagieren zu rechnen ist. Sie weisen durchweg hohe Decksflächen von bis zu 550 m^2 zur Materialzuladung auf. Als bordseitige Bewegungskompensationsplattform auf Wohnschiffen hat sich das sogenannte „Ampelmann"-System bewährt, welches einen sicheren Personenüberstieg bis zu einer signifikanten Wellenhöhe i.H.v. 2,5 m erlaubt [320, S. 49 ff.]. Die Entwurfsgeschwindigkeiten dieser Schiffe liegen bei mindestens 10 kn und somit in einem vergleichbaren Bereich, wie jene der Offshore-Versorgungsschiffe (vgl. Tab. 30).

Kategorie	Überstiegs-konzept	Zugangsgrenze [m] (bzgl. H_S)	Pax [Anzahl]	Deckslade-fläche [m^2]	v_{max} [kn]	Beispielschiffe	Wohnschiff Skizze
Wohnschiff (40 Pax)	Bewegungs-kompensations-plattform (z.B. Ampelmann)	bis 2,5 m	bis 40 Pax	bis 550 m^2	min. 10 kn	Kroonborg, Havyard 832 SOV	
Wohnschiff (60 Pax)			bis 80 Pax			Acta Orian, Damen OAB 7120/ W2W 9020	

TAB. 30: AUSPRÄGUNGEN DER EXEMPLARISCHEN KATEGORISIERUNG VON WOHNSCHIFFVARIANTEN
(Quelle: Eigene Darstellung und Kategorisierung der Wohnschiffvarianten aus Kapitel 5.3.4 in Anlehnung an jene von *Holbach und Stanik* [25] sowie *Holbach et al.* [69, S. 61])

Reparaturschiffe

Bei allen in Kapitel 5.3.5 ausgewählten Reparaturschiffen handelt es sich um sehr große Errichterschiffe der 3. Generation, die in der Regel Jacking-Vorgänge bis zu einer signifikanten Wellenhöhe von 2,5 m ermöglichen können [194, S. 20-21]. Als Errichterschiffe für Windparks mit hohen Wassertiefen, weisen diese auch sehr lange Hubbeine mit einer Beinlänge von mehr als 70 m auf. Diese riesigen Errichterschiffe ermöglichen eine Bevorratung von Großkomponenten an Deck, mit zur Verfügung gestellten Decksflächen von bis zu 4.600 m^2, bei einer Jackable Payload von bis zu 8.400 t. Aufgrund der vielseitigen Arbeitsbereiche während der Windparkerrichtung, bieten diese Schiffe Unterbringungsmöglichkeiten für bis zu 130 Personen. Durchweg weisen diese Schiffe Entwurfsgeschwindigkeiten von mindestens 10 kn auf (vgl. Tab. 31).

Kategorie	Einsatz-grenze [m] (bzgl. H_s)	Hubbein-länge [m]	Jackable Payload [t]	Deckslade-fläche [m^2]	Pax [Anzahl]	v_{max} [kn]	Beispielschiffe	Reparaturschiff Skizze
Reparatur-schiff	bis 2,5 m	min. 70 m	bis 8.400 t	bis 4.600 m^2	bis 130 Pax	min. 10 kn	MPI Adventure, Brave Tern/ Bold Tern, Innovation, Seajacks Scylla, Swire Pacific Osprey	

TAB. 31: AUSPRÄGUNGEN DER EXEMPLARISCHEN KATEGORISIERUNG VON REPARATURSCHIFFVARIANTEN (Quelle: Eigene Darstellung und Kategorisierung der Reparaturschiffvarianten aus Kapitel 5.3.5, in Anlehnung an jene von *Holbach und Stanik* [25] sowie *Holbach et al.* [69, S. 61])

5.5.4 Überstiegs- und Transfersysteme sowie Umschlagstechnik

Der Vorgang des Personenüberstiegs zwischen Schiff und OWEA ist mit einem besonders hohen Sicherheitsrisiko behaftet [14]. Im Offshore-Windenergiemarkt existieren, je nach Schiffstyp, diverse Ansätze, wie der Personenüberstieg bzw. der Transfer des Offshore-Servicepersonals von und zu den OWEA ermöglicht werden kann. Ziel dieser Systeme ist es diesen noch bei möglichst hohen signifikanten Wellenhöhen sicher zu gewährleisten. Für den Personenüberstieg von Crew Transfer Vessels konnte sich bisher vor allem das *„Bug Fender System“* als im Offshore-Windenergiemarkt angewandtes Überstiegssystem durchsetzen [358] [359, S. 18] [14]. Aber auch weitere Systeme, wie beispielsweise das *„Mobimar“ System* [360], das *„Momac Mots 500“ System* [361] oder das *„Turbine Access System“* [362], wurden bereits bei einigen CTVs eingesetzt.

Der Einsatz zusätzlicher Personentransfereinheiten (wie Transfernetze und –körbe), die von einem Plattformkran der OWEA aufgenommen werden können, und mit denen das Offshore-Servicepersonal auf die OWEA-Plattform befördert werden kann, ist hinsichtlich auftretender Windgeschwindigkeiten (max. 10 m/s) und signifikanter Wellenhöhen (max. 2 m/s), stark reglementiert [363]. Von einer alleinigen Anwendung solcher Personentransfereinheiten ist daher abzusehen. Es empfiehlt sich primär auf bordseitige Überstiegs- und Transfersysteme zurückzugreifen, die auch noch bei höheren Wind- und Seegangserscheinungen einen Personenüberstieg/-transfer ermöglichen können.

Für größere Schiffe, wie Offshore-Versorgungsschiffe und Wohnschiffe (Service Operation Vessels), haben sich Personentransfersysteme mit einer Bewegungskompensationstechnologie, wie jene des „Ampelmann“ Systems [320], durchsetzen können. Diese Schiffe verfügen über eine ausreichend hohe Decksfläche, welche für diesen Systemeinsatz notwendig ist [320, S. 53-54].

Für den Personenversatz mit Helikopter auf Offshore-Bauwerke und Schiffe existieren grundsätzlich zwei Varianten: Das Offshore-Servicepersonal kann einerseits per Winde auf die Windenbetriebsfläche (Engl. „Helicopter Winching Area“) der OWEA abgewinscht werden, welche sich auf der Gondel der OWEA befindet (Hoisting System) [226] [227]. Auch kann ein Personenversatz per Winde auf ein schwimmendes Schiff erfolgen [227]. Auf feststehende Umspannwerke, Wohnplattformen und aufgejackte Jack-Up Vessels kann das Offshore-Servicepersonal auch noch bei hohen Wellenerscheinungen durch Landung des Helikopters auf einem Helideck versetzt werden (Landing System) [237, S. 427-428] [204, S. 65-66] [169, S. 56] [227]. Eine Helikopterlandung auf einem schwimmenden Schiff ist nur bei sehr geringen Schiffsbewegungen möglich, was bei der Konzeptionierung eines „Helidecks“ an Bord zu berücksichtigen wäre [227, S. 69 ff.]. In der folgenden Abbildungen sind die beschriebenen Überstiegs- und Transfersysteme schematisiert dargestellt. Sie werden im Folgenden näher erläutert.

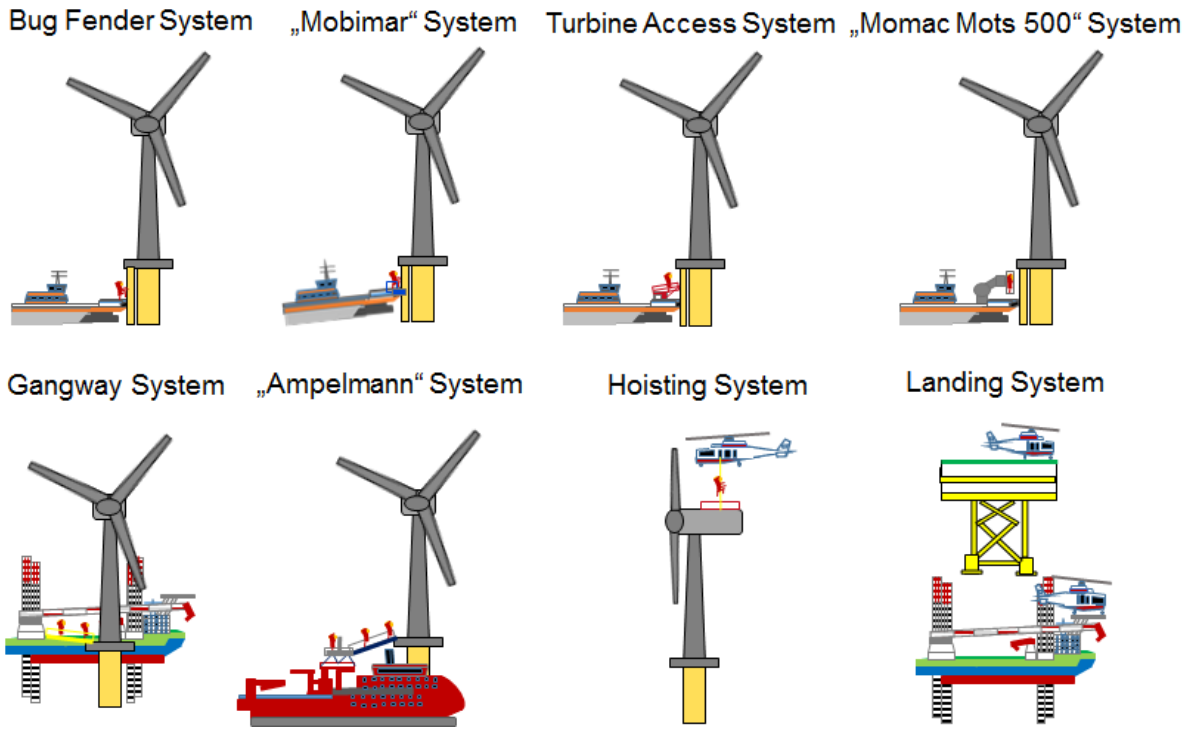


ABB. 49: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG AUSGEWÄHLTER ÜBERSTIEGS- UND TRANSFERSYSTEME

Bug Fender System

Beim Bug Fender System wird das Schiff am Bug mit einem ausreichend dimensionierten Fender aus besonders robustem Material ausgerüstet. Der Überstiegsvorgang wird durch Vorschub des Schiffes gegen das Boatlanding der OWEA gewährleistet. Über die Lasteinwirkung des Bug Fenders gegen das Boatlanding, wird die nötige Haftreibung erzeugt, welche das Weggleiten des Fenders am Boatlanding verhindern soll. Während sich das Schiff noch insgesamt im Seegang bewegt, wird durch die hohen Reibungskräfte zwischen Fender und Boat Landing, der Überstieg des Offshore-Servicepersonals auf eine Leiter an der Unterstruktur der OWEA ermöglicht. Während dieses Überstiegsvorgangs ist ein Aufrechterhalten des nötigen Vorschubs besonders wichtig, damit die mechanischen Reibungskräfte zwischen Fender und Boatlanding nicht überwunden werden, um ein Weggleiten des Schiffes am Boat Landing zu vermeiden [358] [359, S. 18-19].

„Mobimar“ System

Eine Weiterentwicklung des Bug Fender Systems wird beispielsweise für die CTVs der Werft „Mobimar“ standardmäßig vorgesehen, um einen sicheren Personenüberstieg zwischen Schiff und OWEA zu gewährleisten. An dieser Stelle wird deshalb das von dieser Werft entwickelte Greifarmsystem als „Mobimar“ System definiert. Bei diesem System ist das Schiff unterhalb der Transferbrücke am Bug des Schiffes mit hydraulisch angetriebenen Greifarmen ausgerüstet. Während des Anlegevorgangs an die OWEA, bei der das Schiff noch Bewegungen im Seegang ausgesetzt ist, wird gewartet, bis es mit einem Wellenpeak am Bug eine maximal mögliche Auslenkung am Boatlanding der OWEA aufweisen kann. In dem Moment dieser höchsten Auslenkung zwischen Bug und Wasseroberfläche, krallen sich die Greifarme am Boatlandig der OWEA fest und gewährleisten die nötige Haftreibung für den sicheren Überstiegsvorgang. Während sich das Heck des Schiffes auch noch beim Überstiegsvorgang im Seegang bewegt, ist es am Bug fest mit dem Boatlandig über die Greifarme verbunden [360].

„Turbine Access System“

Auch bei dem „Turbine Access System (TAS)“ wird versucht zunächst die Schiffsbewegungen am Bug durch das Aufbringen von Vorschub gegen das Boatlanding der OWEA zu verringern. Daher verfügen die mit dem TAS ausgerüsteten CTVs auch stets über robuste Bug Fender. Der Personenüberstieg zwischen CTV und OWEA wird über eine Transferbrücke ermöglicht, die über ein hydraulisches Antriebssystem verfügt, mit dem eine Bewegungskompensation gewährleistet wird. Das TAS wurde von dem Unternehmen „Houlder“ entwickelt und konnte bereits erfolgreich im britischen Windpark Thanet auf dem CTV „Coastal Knight“ erprobt werden [362]. Neben Houlder´s TAS existieren auch andere Neuentwicklungen am Markt, die auf den Transferbrückeneinsatz für den Personenüberstieg zwischen CTV und OWEA setzen. Das Unternehmen „Osbit Power“ hat mit dem „MaXccess T“ beispielsweise ein Überstiegssystem für CTVs entwickelt, welches auf eine Art Kombination zwischen dem TAS und dem „Mobimar“ System setzt, da sowohl eine bewegungskompensierende Transferbrücke, als auch Greifarme eingesetzt werden [364, S. 8-9].

„Momac Mots 500“ System

Das „Momac Mots 500“ System basiert, im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Überstiegs- und Transfersystemen, auf dem Einsatz eines automatisierten elektrischen Steuerungssystems mit Robotik Technologie zur Bewegungskompensation des Schiffes im Seegang. Bei dem „Mots 500“ Transfersystem des Unternehmens „Momac“ wird jede von und zu der OWEA übersteigende Person einzeln in einer Art „Transferkäfig“ von einem großen Roboterarm auf Position gehalten. Der Roboterarm gleicht dabei mit seinen Gelenkbewegungen die Schiffsbewegungen aus und befördert automatisiert Personen von und zu der Überstiegsleiter der OWEA. Durch die Bewegungskompensation sind die Schiffsbewegungen für die übersteigende Person während des Transfervorgangs somit fast gar nicht spürbar [361].

Gangway System

Der Einsatz von kleineren Transferbrücken (Engl. Gangways) wurde bereits bei dem „Turbine Access System“ für CTVs dargestellt. Bei größeren Schiffseinheiten, wie Errichter-, Wohn- und Wartungsschiffen, werden entsprechend größere Transferbrücken für den Personentransfer zwischen Schiff und Offshore-Strukturen eingesetzt. Zu unterscheiden sind dabei Gangway Systeme ohne bzw. mit passiver Bewegungskompensation, die auf Errichterschiffen eingesetzt werden können, von Gangway Systemen mit aktiver Bewegungskompensation für DP-Schiffe, wie Offshore-Versorgungsschiffe bzw. Wohn- und Wartungsschiffe. Aufgrund des festen Stands im aufgejackten Zustand, erweist sich der Überstieg zwischen Schiff und OWEA seegangsunabhängig, weshalb für Jack-Up Vessels das Gangway System ohne bzw. mit passiver Bewegungskompensation standardmäßig eingesetzt wird. Ein Beispiel für ein Gangway System, welches speziell für Jack-Up Vessels bzw. feststehende Plattformen konzeptioniert wurde, ist das „MaXccess P-Series“ System des Unternehmens „Osbit Power“ [364, S. 4-5]. Gangway Systeme mit aktiver Bewegungskompensation, die speziell für größere Schiffseinheiten mit DP-System konzipiert wurden, sind beispielsweise das „MaXccess AM“ [364, S. 6-7]), das „Momac Mots G“ [361]) oder die „Barge Master-Gangway“ [365].

„Ampelmann" System

Das „Ampelmann" System stellt aufgrund seiner Funktionalität ein besonders hervorzuhebendes und von den anderen Gangway Systemen abzugrenzendes Transfersystem dar, welches zur aktiven Bewegungskompensation von größeren Schiffseinheiten im Offshore-Windenergiemarkt eingesetzt wird [63, S. 441]. Dieses an der TU Delft entwickelte Transfersystem orientiert sich in seinem Aufbau an einem Flugsimulator. An Deck des Schiffes wird, ähnlich wie bei einem Flugsimulator, eine sogenannte „Steward Platform" vorgesehen, die sich in alle sechs Freiheitsgrade bewegen kann. Die aktive Plattformbewegung erfolgt durch sechs hydraulische Zylinder. Sie werden über Sensormessungen der Schiffsbewegungen an Deck gesteuert. Eine Transferbrücke zwischen „Steward Platform" und einer beliebigen Offshore-Struktur ermöglicht den sicheren Personentransfer [320, S. 24 ff.](vgl. Abb. 49).

Hoisting System

Während bei den Überstiegs- und Transfersystemen von Schiffen in erster Linie der Seegang sich als limitierender Faktor erweist, ist dies bei einem Helikopter die Windgeschwindigkeit. Dies wird insbesondere bei dem Hoisting System deutlich, dem sogenannten „Auf- und Abwinschen" von Offshore-Servicepersonal zwischen Helikopter und OWEA [226] [227]. Bei dem Hoisting System fliegt der Helikopter in eine Position mit einem ausreichenden Sicherheitsabstand zum Rotor über die Windenbetriebsfläche auf der Gondel der OWEA. Ein Windenführer im Helikopter winscht nun die über eine Winde gehaltene übersteigende Person in der Luft auf die Windenbetriebsfläche ab. Auch können so Personen wieder von dieser aus in den Helikopter aufgenommen werden [226] [227]. Ein Personenversatz mit dem Hoisting System kann auch über die „Winching Area" an Bord größerer Schiffe erfolgen [227, S. 105 ff.].

Landing System

Ein deutlich unkomplizierterer und risikoärmerer Personenversatz, als wie bei dem Hoisting System, ist durch die Landung eines Helikopters auf einem „Helideck" gegeben (Landing System). Helidecks befinden sich standardgemäß auf Umspannwerken bzw. Wohnplattformen, aber auch auf Errichterschiffen höherer Generationen [237, S. 427-428] [204, S. 65-66] [169, S. 56] [227]. Auch auf großen DP-Schiffen, die in Gewässern mit niedrigeren Wellenerscheinungen eingesetzt werden, werden Helidecks eingesetzt [227, S. 69 ff.]. Mit dem „Motion Compensated Helideck" wurde nun auch ein Bewegungskompensationssystem für das Helideck an Bord von DP-Schiffen entwickelt, mit dem die möglichen Einsatzfenster für eine Helikopterlandung erweitert werden sollen [366].

Die vorgestellten ausgewählten Überstiegs- und Transfersysteme sind in der folgenden Tabelle nochmals zusammengefasst dargestellt, insbesondere hinsichtlich ihres Transportmitteleinsatzes sowie der dabei jeweils zu verzeichnenden durchschnittlichen Zugänglichkeitsgrenze für den Personenüberstieg von und zu Offshore-Anlagen.

Überstiegs- und Transfersystem	Transportmitteleinsatz	Zugänglichkeitsgrenze (sign. Wellenhöhe $H_{S,max}$/ Windgeschwindigkeit)
Bug Fender System	Einsatz auf diversen CTVs	Katamaran-CTV: 1,5 m $H_{S,max}$ SWATH-CTV: 2,5 m $H_{S,max}$
„Mobimar“ System	Derzeit Einsatz auf Trimaran-CTVs	Trimaran-CTV: 2,5 m $H_{S,max}$
„Turbine Access System“	Derzeit Einsatz auf Katamaran-CTVs	Katamaran-CTV: 2,0 m $H_{S,max}$
„Momac Mots 500“ System	Derzeit Einsatz auf Monohull und Katamaran CTVs	Schiffsabhängig: ~ 2,5 m $H_{S,max}$
Gangway System	Ohne bzw. passive Bewegungs-kompensation: Einsatz auf Jack-Up Vessels Mit Bewegungskompensation: Einsatz auf DP-Schiffen	Seegangsunabhängig im aufgejackten Zustand Schiffs- und Systemabhängig: Tendenziell bis zu 3,0 m $H_{S,max}$ möglich
„Ampelmann“ System	Einsatz auf Wohn- und Wartungsschiffen (SOV) und großen Versorgungsschiffen	Schiffsabhängig: Min. bis zu 2,5 m $H_{S,max}$
Hoisting System	Einsatz bei Helikoptern für den Personenversatz auf OWEA (auch auf Schiffe möglich)	Windgeschwindigkeiten von annähernd rund 20 m/s Darüber hinaus werden in der Regel allenfalls nur noch Rettungsflüge durchgeführt
Landing System	Einsatz bei Helikoptern für den Personenversatz auf Umspannwerke, Wohnplattform, Jack-Up Vessels und Schiffe mit Helideck (bei geringen Schiffsbewegungen)	

TAB. 32: TRANSPORTMITTEL FÜR ÜBERSTIEGS- UND TRANSFERSYSTEME UND DEREN DURCHSCHNITTLICHEN ZUGÄNGLICHKEITSBESCHRÄNKUNGEN
(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Hersteller- bzw. Betreiberangaben der Systeme sowie für den Helikoptereinsatz basierend auf Angaben von *Neulinger at al.* [63, S. 450])

Im Folgenden soll eine Einführung in die Umschlagstechnik für den Materialtransfer bei Offshore-Windparkeinsätzen gegeben werden. Dieser kann zwischen einzelnen Schiffen, zwischen Schiffen und Offshore-Anlagen als auch im Hafen stattfinden. Es lassen sich demnach bordseitige von windpark- und hafenseitigen Kransystemen unterscheiden.

Bordseitige Umschlagtechnik

Auf CTVs werden in der Regel keine Kransysteme für den Materialtransfer zu Offshore-Anlagen vorgesehen, da die OWEA selbst über Plattformkräne verfügen, mit welchen das Material zwischen Schiff und OWEA-Plattform umgeschlagen werden kann. Ein bordseitiger Davitkran, der Material im Hafen an Bord laden und sämtliches Material an Bord versetzen kann, erweist sich jedoch durchaus als vorteilhaft [367]. Größere bordseitige Deckskräne werden auf Offshore-Versorgungsschiffen, Wohn- und Wartungsschiffen sowie Forschungs- und Tauchschiffen eingesetzt (vgl. Kapitel 5.3).

Die Kräne können sowohl zum Materialumschlag im Hafen als auch im Windpark genutzt werden (zusätzlich zu den Plattformkränen der Offshore-Anlagen und zwischen Schiffen). Sie weisen daher eine hohe Tragfähigkeit und einen langen Ausleger auf. Der Materialumschlag ist jedoch bei Kränen ohne Bewegungskompensationssystem sehr vom Seegang abhängig. Zwar kann sich das Schiff mit Hilfe eines DP-Systems auf Position halten. In Abhängigkeit der Schiffsgröße können dessen Roll-, Stampf- und Tauchbewegungen im Seegang dazu führen, dass das umzuschlagende Material am Kran so großen Auslenkungen ausgesetzt wird, dass eine sichere Be- und Entladung nicht ermöglicht werden kann. Ein Beispiel für ein aktives Bewegungskompensationssystem für Deckskräne bildet das „Barge Master T700“ System, bei dem sich der Deckskran auf einer Plattform befindet, mit der die Roll-, Stampf- und Tauchbewegungen des Schiffes, über aktiv gesteuerte Hydraulikzylinder ausgeglichen werden [368].

Besonders große Schwerlastkräne, welche zur Errichtung des Windparks oder für den Austausch der schweren Großkomponenten der OWEA benötigt werden, kommen auf Errichterschiffen (bzw. Reparaturschiffen) zum Einsatz (vgl. Kapitel 5.3.5). Da Jack-Up Vessel im aufgejackten Zustand einen seegangsunabhängigen Kranbetrieb ermöglichen, benötigen deren Schwerlastkräne auch keine Bewegungskompensationssysteme für den Materialumschlag im Hafen als auch im Windpark.

Windparkseitige Umschlagtechnik

Sowohl auf OWEA als auch auf Umspannwerken, Konvertierungsplattformen und Wohnplattformen werden Plattformkräne eingesetzt, welche einen Materialumschlag von kleinen und mittleren Komponenten über standardisierte Ladungseinheiten wie 10´ Container zwischen Schiff und der jeweiligen Plattform ermöglichen. Auf OWEA wird zusätzlich zum Plattformkran ein Gondelkran eingesetzt, welcher den Materialtransfer zwischen OWEA-Plattform und OWEA-Maschinenhaus ermöglichen soll.

Hafenseitige Umschlagtechnik

Hafenseitig werden je nach Hafenfunktion unterschiedliche Krankapazitäten bereitgestellt. Während in Servicehäfen beispielsweise kleinere Hafenkräne mit geringeren Tragfähigkeiten genügen, werden in Basishäfen, in denen Großkomponenten umgeschlagen werden, Portal- und Mobilkräne, mit sehr viel höheren Tragfähigkeiten bereitgestellt. Auch Schwimmkräne mit besonders hohen Tragfähigkeiten für den Schwerlastumschlag werden in einigen Basishäfen eingesetzt [170].

5.5.5 Meeres- und Wetterbedingte Einsatzfenster maritimer Transportmittel

Während sich ein Helikoptereinsatz fast ganzjährig ermöglichen ließe [228, S. 14] [63, S. 450], gestalten sich die jährlichen Schiffseinsatzfenster für den Personenüberstieg zwischen Schiff und OWEA, in Abhängigkeit des Entwurfskonzepts und jeweiligem Überstiegs- und Transfersystem, sehr unterschiedlich. Die durchschnittlich zu erwartenden jährlichen Schiffseinsatzfenster sind in der folgenden Tabelle, basierend auf den in Kapitel 5.4.4 ermittelten durchschnittlichen signifikanten Wellenhöhen bei den jeweiligen Seegangsmessstationen, für den Personenüberstieg zwischen Schiff und OWEA, gekennzeichnet. Bei den von der deutschen Küste am weitesten entfernten Nordseebojen (NSB) 2 und 3 werden dabei die geringsten jährlichen Einsatzfenster für den Schiffseinsatz verzeichnet. Dies geht mit der Erkenntnis einher, dass bei steigenden Küstenentfernungen, aufgrund höherer Seegangserscheinungen, mit geringeren Zugänglichkeiten der OWEA von Nordseewindparks zu rechnen ist [64].

Seegangs-messstation	Durchschnittlicher Anteil der gemessenen sign. Wellenhöhe (H_S) pro Jahr		Einsatzfenster der Schiffe für den Personenüberstieg pro Jahr[1]	
	$H_S < 1,5$ m	$H_S > 2,5$ m	Katamaran-CTV[2] (bis 1,5 m H_S)	Rest[3] (bis 2,5 m H_S)
Arkona (Ostsee)	84,3%	2,7%	84,3%	97,3%
FINO 1	60,6%	12,7%	60,6%	87,3%
NSB 2/3	51,0%	21,3%	51,0%	78,7%
Außenelbe	77,2%	4,8%	77,2%	95,2%
Helgoland	75,3%	5,9%	75,3%	94,1%
Sylt	78,6%	4,3%	78,6%	95,7%

[1]Bemessen auf der durchschnittlichen signifikanten Wellenhöhe zwischen den Jahren 2006 und 2013
[2]Bei Zugrundelegung eines Personenüberstiegs mit dem Bug Fender System
[3]SWATH/Trimaran-CTV, Versorgungs- und Wohnschiffe (mit Bewegungskompensationsystem) sowie Reparaturschiffe, für die das Einsatzfenster hinsichtlich der notwendigen Jacking-Vorgänge gilt

TAB. 33: SEEGANGSBEDINGTE EINSATZFENSTER DER SCHIFFSEINHEITEN
(Quelle: Eigene Auswertung und Darstellung basierend auf *BSH* Messdaten)

Die geringen OWEA-Zugänglichkeitswerte für Katamaran-CTVs bei den weit von der Küste entfernten Seegangsmessstationen verdeutlichen, dass sich ein Katamaran-CTV, welches für den Personenüberstieg rein auf das „Bug Fender System“ setzt, für weit von der Küste entfernte Offshore-Windparks als ungünstig erweisen würde. Würde hingegen ein Personenüberstieg, wie bei den restlichen Schiffstypen in der aufgeführten Tabelle, bis zu einer signifikanten Wellenhöhe von 2,5 m ermöglicht werden können, beispielsweise durch ein zusätzliches Überstieg- und Transfersystem, ließen sich die Einsatzfenster bei einer NSB 2/3 nahen OWEA auf durchschnittlich 78,7% im Jahr erweitern. Katamaran-CTVs, die rein auf das „Bug Fender System“ setzen, weisen ein Einsatzpotenzial für Personenüberstiegsvorgänge zwischen Schiff und OWEA bei küstennäher gelegenen Windparks auf. Bei diesen erweist sich die Zugänglichkeitsproblematik zwar durchaus als nicht zu vernachlässigender Faktor, jedoch als nicht so gravierend, wie sie beispielsweise für einen Windpark mit Küstenentfernungen wie bei FINO 1 oder NSB 2/3 zu erkennen ist (vgl. Tab. 33).

5.5.6 Transport- und Einsatzkosten

Die Transport- und Einsatzkosten, die innerhalb der maritimen Service- und Versorgungskonzepte entstehen, gliedern sich sowohl in Kosten, die sich vordergründig aus Transportaufgaben ergeben, als auch in solche, die sich vordergründig aus der windparkinternen Personenunterbringung und Materialbevorratung ergeben. Den zu verwendenden Ressourcen für diese Tätigkeiten liegt eine jeweils unterschiedliche Bepreisungs- und Kostenstruktur zugrunde.

Tagescharterraten für Offshore-Serviceschiffe

Offshore-Serviceschiffe werden beispielsweise über Tagescharterraten, in Form einer Zeitcharter für das Schiff inkl. Crew [369, S. 6 ff.], verhandelt und abgerechnet [370]. Die Tagescharterraten werden dabei für jedes Schiff individuell angesetzt und bemessen sich vor allem über die Charterfrist sowie die technischen Leistungsparameter des Schiffes [56, S. 39], in Abhängigkeit der jeweiligen Schiffsbetriebs- und Finanzierungskosten sowie der aktuellen Marktsituation. Die Bepreisung in Form von Tagescharterraten findet für sämtliche Offshore-Serviceschiffe ihre Anwendung [370, S. 11 ff.] [69, S. 225]. In gewissen Aspekten unterscheiden sich die Charterverträge im Offshore-Windenergiemarkt jedoch von den traditionellen Zeitcharter-verträgen [370, S. 12 ff.] (vgl. Tab. 34).

Aufteilungsmodelle der Schiffsbetriebs- und Schiffsfinanzierungskosten bei Zeitcharterverträgen für Offshore-Serviceschiffe im Windenergiebereich		
Reiseunabhängige Schiffsbetriebs- und Finanzierungskosten des Vercharterers	Häufig Verhandlungsbasis	Reiseabhängige Schiffsbetriebskosten des Charterers
Reiseunabhängige Schiffsunterhaltskosten (z.B. Ausrüstungsteile oder Gebühren für Klassifikation, BG Verkehr)	Treibstoff- und Schmiermittelkosten (z.B. verbrauchsabhängige Abrechnung)	Reiseabhängige Schiffsunterhaltskosten (z.B. Passage-, Umschlags- und Hafenliegegebühren)
Personalkosten für die Schiffscrew	Unterbringungs- und Verpflegungskosten	
Instandhaltungs- und Verbesserungskosten	Ausfallkosten	
Versicherungskosten (z.B. Kasko- und Haftpflichtversicherung)	Versicherungskosten (z.B. Loss of Hire)	
Administrationskosten (Verwaltungs- und Vertriebskosten)		
Finanzierungskosten: Kapitalkosten für das Schiff und dessen Ausrüstung		

TAB. 34: AUFTEILUNGSMODELLE FÜR SCHIFFSBETRIEBS- UND SCHIFFSFINANZIERUNGSKOSTEN BEI ZEITCHARTERVERTRÄGEN FÜR OFFSHORE-SERVICESCHIFFE IM WINDENERGIEBEREICH
(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den charakteristischen Merkmalen von Zeitcharterverträgen im Offshore-Windenergiebereich nach *Rosenberg Overby* [370, S. 13 ff.] in Anlehnung an die Schiffsbetriebskostenstruktur nach *Holbach et al.* [56, S. 79 ff.])

Bei traditionellen Zeitcharterverträgen obliegen die reiseabhängigen Schiffsbetriebskosten in der Regel dem Charterer [369, S. 7], worunter auch sämtliche Treibstoff- und Schmiermittelkosten fallen [56, S. 39] [371, S. 16]. Im Bereich der Offshore-Serviceschiffe werden jedoch häufig zunächst die Treibstoff- und Schmiermittelkosten von dem Vercharterer getragen und dem Charterer anschließend, basierend auf dem jeweiligen reiseabhängigen Verbrauch, in Rechnung gestellt [370, S. 13]. Auch die reiseabhängigen Unterbringungs- und Verpflegungskosten für die Schiffscrew, die normalerweise vom Charterer zu tragen wären, können auf einer individuellen Verhandlungsbasis beruhen [370, S. 18] (vgl. Tab. 34).

Auf der anderen Seite würde bei traditionellen Zeitcharterverträgen der Vercharterer des Schiffes sämtliche reiseunabhängigen Schiffsbetriebskosten tragen [369, S. 7] [56, S. 39], so beispielsweise auch im Beriech der Versicherungskosten [372, S. 83]. Mit dem jeweiligen Einsatz von Offshore-Serviceschiffen im Windenergiebereich können spezielle Ausfallrisiken verbunden sein, z.B. in Form von Ausfällen aufgrund ungeeigneter Meeres- und Wetterverhältnisse. Die Übernahme dieser Ausfallkosten kann ebenso auf einer individuellen Vertragsgestaltung beruhen [370, S. 13]. Damit einher geht, dass beispielsweise auch die Ausfallversicherung (Loss of Hire) [372, S. 83] eine individuelle Vereinbarung zwischen den Vertragsparteien bedingen kann [370, S. 13] (vgl. Tab. 34).

Neben der Spezifität der Vertragsausgestaltung sind Tagescharterraten erheblichen marktsituationsabhängigen Schwankungen ausgesetzt. Je nach vereinbarter Charterfrist, ob es sich um eine Kurz-, Mittel- oder Langzeitcharter handelt, unterscheiden sich die Charterraten in

ihrer Höhe[8] [373]. Für akute Einsatzbedarfe können Schiffe auch auf dem Spotmarkt eingechartert werden. Als Standard für Zeitcharterverträge sämtlicher Offshore-Serviceschiffe wird in der Regel auf die *SUPPLYTIME 2005* [374] zurückgegriffen. Für CTVs und Offshore-Versorgungsschiffe wurde basierend auf diesem Standardvertrag die *WINDTIME* [375] erarbeitet, um den marktseitigen Bedarf zu decken, auf ein für diese Schiffstypen spezialisierten Standardvertrag zurückgreifen [370, S. 11 ff.].

Im Forschungsprojekt *„Offshore-Solutions“* wurden die aktuellen Tagescharterraten der verschiedenen Schiffskategorien von diversen Reedereien und Schiffsbrokern erfragt [25] [69, S. 225]. Basierend auf diesen Referenzdaten lassen sich den in Kapitel 5.5.3. beschriebenen Schiffstypen folgende Tagescharterraten zuordnen.

Schiffskategorie	Pax [Anzahl]	Decksfläche [m²]	Mittlere Tages-charterrate [€]	Charterratenspann-weite (Min./Max.) [€]
Katamaran-CTV (ohne zusätzliches Übersteigs-/ Transfersystem, nur Bug Fender System)	bis 12 Pax	bis 72 m²	3.500 €	3.000 €/4.000 € (+/- 14,3%)
	bis 24 Pax	bis 110 m²	4.500 €	4.000 €/5.000 € (+/- 11,1%)
SWATH-/Trimaran-CTV (SWATH: Bug Fender System, Trimaran: „Mobimar“ System)	bis 12 Pax	bis 72 m²	6.500 €	5.000 €/8.000 € (+/- 23,1%)
	bis 24 Pax	bis 110 m²	9.000 €	8.000 €/10.000 € (+/- 11,1%)
Offshore-Versorgungsschiff (ohne Transfersystem wie “Ampelmann”)	bis 24 Pax	bis 350 m²	23.500 €	18.000 €/29.000 € (+/- 23,4%)
	bis 36 Pax	bis 500 m²	27.000 €	20.000 €/34.000 € (+/- 25,9%)
Offshore-Versorgungsschiff (mit Transfersystem wie „Ampelmann“)	bis 24 Pax	bis 350 m²	31.500 €	26.000 €/38.000 € (+/- 18,8%)
	bis 36 Pax	bis 500 m²	35.000 €	28.000 €/43.000 € (+/- 21,1%)
Wohnschiff als SOV (mit Transfersystem wie „Ampelmann“)	bis 40 Pax	bis 550 m²	38.500 €	36.000 €/41.000 € (+/- 6,5%)
	bis 80 Pax		43.500 €	41.000 €/46.000 € (+/- 5,7%)
Reparaturschiff (Jack-Up Vessel)	bis 130 Pax	bis 4.600 m²	85.000 €	60.000 €/110.000 € (+/- 29,4%)

TAB. 35: TAGESCHARTERRATEN ALS REFERENZDATEN FÜR DIE VERSCHIEDENEN SCHIFFSTYPEN (Stand: Mai 2013, Quelle: Eigene Auswertung und Darstellung basierend auf der Datengrundlage von *Holbach et al.* [69, S. 225])

[8] Ersichtlich ist, dass sich Langzeitcharterraten sehr viel günstiger gestalten als Kurzzeitcharterraten, was sich durch die zeitliche Auslastungsgarantie bei einer Langzeitcharter für das Schiff begründet.

Bei den erhobenen Referenzdaten verdeutlicht sich, dass sich die Tagescharterraten für jedes Schiff sehr individuell gestalten und somit auch innerhalb der Schiffskategorien mit erheblichen Unterschieden zwischen den Tagescharterraten zu rechnen ist. Je nach Schiffskategorie erweisen sich auch die Schwankungsbreiten zwischen den erhobenen Referenzwerten und den gebildeten Mittelwerten der Tagescharterraten als verschieden. Dies begründet sich vor allem durch die Unterschiede in den Leistungsparametern der Schiffe. Im Reparaturschiffbereich, in welchem sehr unterschiedliche Jack-Up Vessel Varianten mit entsprechenden Größen- und Ausrüstungsunterschieden zum Einsatz kommen können, ist mit den höchsten Schwankungsbreiten zwischen den Tagescharterraten zu rechnen. Auch zeigen die Referenzdaten auf, dass allein der Einsatz eines größeren Transfersystems für den Personenversatz (wie beispielsweise dem „Ampelmann" System) auf einem Offshore-Versorgungsschiff, eine deutliche Steigerung der Tagescharterrate (i.H.v. rund 8.000 €) bedingen würde [69, S. 225] (vgl. Tab. 35).

Treibstoffkosten von Offshore-Serviceschiffen

Je nach Schiffstyp und individuellem Betriebsprofil nehmen die Treibstoffkosten einen unterschiedlichen Anteil in der Schiffsbetriebskostenstruktur ein [49]. Auch innerhalb der vorgestellten Schiffskategorien können sich unterschiedliche Betriebskostenstrukturen ergeben. Ein CTV, welches beispielsweise im Rahmen einer landbasierten maritimen Versorgung eingesetzt wird und möglichst auf eine hohe Transitgeschwindigkeit zwischen Hafen und Windpark setzt, um das Offshore-Servicepersonal schnell zu den OWEA zu befördern, würde einen entsprechend hohen Treibstoffverbrauch aufweisen. Ein im Windpark stationär eingesetztes CTV, im Rahmen einer seebasierten Versorgung, würde hingegen überwiegend windparkinterne Versorgungsleistungen übernehmen (vgl. Kapitel 6.3). Da nur geringe Entfernungen für das ebenfalls im Windpark stationierte Personal und Material zurückgelegt werden müssen, ließe sich das CTV auch mit geringeren durchschnittlichen Transportgeschwindigkeiten betreiben. Die Treibstoffkosten würden einen entsprechend geringeren Anteil an der Betriebskostenstruktur dieser Schiffe ausmachen.

Vor allem aber gestalten sich die Betriebszustände der Offshore-Serviceschiffe sehr unterschiedlich. Neben den üblichen Transitfahrten zwischen Hafen und Windpark sowie den windparkinternen Fahrten, werden Offshore-Serviceschiffe häufig auch für den Personenüberstieg bzw. für den Materialtransfer eingesetzt. Bei den CTVs ist dabei einerseits der Treibstoffverbrauch für den Überstiegsvorgang zu berücksichtigen, als auch jener für DP- oder Ruhephasen, in denen entweder Material transferiert wird oder das Schiff in Windparknähe auf Position gehalten wird (z.B. aufgrund von Wartezeiten). Da der Einsatz dieser Schiffe in der Nord- und Ostsee stattfindet und diese Gewässer zu den „Sulphor Emission Control Areas" (kurz: SECA) gehören, sind deren Schiffsbetreiber seit 1. Januar 2015 verpflichtet, auf Kraftstoffe zurückzugreifen, die einen SOx-Grenzwert von 0,10 % m/m nicht überschreiten (gem. Annex VI in *MARPOL* [376] i.V.m. der EU-Richtlinie 2012/33/EU [377]). Eine Einhaltung des Schwefeloxidgrenzwertes ist derzeit beispielsweise über die Verwendung von LS-MGO („Low Sulphur Marine Gas Oil") möglich. Eine Verwendung dieses Treibstoffs ist bei den meisten der in Kapitel 5.3 aufgeführten Beispielschiffe vorgesehen. Weiterhin ist die Verfügbarkeit von „LS-MGO" in deutschen Häfen breitflächig gegeben. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle auf diesen Kraftstoff als Referenztreibstoff für die beschriebenen Schiffseinheiten zurückgegriffen. Nichtsdestotrotz soll an dieser Stelle auch bereits darauf hingewiesen werden, dass für die maritimen Versorgungsleistungen im Windparkbetrieb durchaus auch ein Einsatzpotenzial für alternative Treibstoffe besteht, sofern die Energieversorgungssysteme der Schiffe und die infrastrukturellen Gegebenheiten zur Kraftstoffversorgung dies entsprechend zulassen.

Im Forschungsprojekt *Offshore-Solutions* wurden die Treibstoffverbräuche als Referenzwerte für die einzelnen in Kapitel 5.5.3 aufgeführten Schiffskategorien, in Abhängigkeit des jeweiligen Betriebsmodus, über Hersteller- bzw. Betreiberangaben etablierter Offshore-Serviceschiffe ermittelt. In der folgenden Tabelle sind die in *Offshore-Solutions* ermittelten durchschnittlichen Treibstoffverbräuche und die sich aus diesen ergebenden durchschnittlichen Treibstoffkosten nach Schiffskategorie, in Abhängigkeit des jeweiligen Betriebsmodus dargestellt (in Fahrt, während des Überstiegsvorgangs sowie im DP-/Ruhemodus). Diese Dreiteilung betrifft vor allem CTVs, die auf das „Bug Fender System" für den OWEA-Überstieg setzen. Da sich bei den anderen Schiffseinheiten der Überstieg über eine Transferbrücke gestaltet, bei der sich das Schiff ohnehin im DP-Modus befindet, wurde eine Zweiteilung der Betriebszustände bevorzugt.

Schiffskategorie (inkl. Angabe zu Pax/ Decksfläche)	**Durchschn. Treibstoffverbrauch nach Betriebsmodus [l/h]**			**Durchschn. Treibstoffkosten nach Betriebsmodus [€/h]**		
	Fahrt (85% MCR)	**Über-stieg**	**DP/ Ruhe**	**Fahrt (85% MCR)**	**Über-stieg**	**DP/ Ruhe**
Katamaran-CTV (bis 12 Pax/ 72 m²)	200	70	54	62	22	17
Katamaran-CTV (bis 24 Pax/110 m²)	300	108	81	93	33	25
SWATH/Trimaran-CTV (bis 12 Pax/ 72 m²)	230	70	58	71	22	18
SWATH/Trimaran-CTV (bis 24 Pax/110 m²)	390	140	98	120	43	30
Offshore-Versorgungsschiff (bis 24 Pax/ 350 m²)	650	250		324	123	
Offshore-Versorgungsschiff (bis 36 Pax/500 m²)	800	290		432	154	
Wohnschiff als SOV (bis 40 Pax/ 550 m²)	1.050	400		201	77	
Wohnschiff als SOV (bis 80 Pax/ 550 m²)	1.400	500		247	90	
Reparaturschiff als Jack-Up (bis 130 Pax/ 4.600 m²)	3.300	1.450		1.019	448	

TAB. 36: EXEMPLARISCHE DURCHSCHNITTLICHE TREIBSTOFFKOSTENERMITTLUNG IN ABHÄNGIGKEIT DES BETRIEBSMODUS

(Stand: 26.02.2016, Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung der Treibstoffkosten basierend auf einem durchschnittlichen LS-MGO Bunkerpreis i.H.v. 340,25 $/mt [378] bei einem Wechselkurs i.H.v. 1,10239 $/€ [379] vom 26.02.2016. Die angegebenen mittleren Treibstoffverbräuche für die Betriebsmodi der Schiffe basieren auf einer Datenerhebung von Werften und Reedereien im Forschungsprojekt *Offshore-Solutions*)

Helikoptertransportpreise und -einsatzkosten

Im Helikopterbereich werden für Helikoptereinsätze, die von einem Flugplatz an Land aus starten, Minutenpreise angesetzt, in denen bereits die Treibstoffkosten berücksichtigt werden. Soll ein Helikopter hingegen windparkintern (stationär) vorgehalten werden, wären seitens des Windparkbetreibers, in Abhängigkeit dessen Helikopternutzung, zwar geringere variable Transportkosten zu leisten (ebenfalls in Minutenpreisen), jedoch müsste dieser eine zusätzliche fixe Vorhaltepauschale pro Tag an den Helikopterbetreiber bezahlen, um die hohen Fixkosten für den Helikopter (wie Kapitalkosten, Personal, Instandhaltung, Unterbringung, Treibstoff- und Schmiermittelversorgung) zu begleichen. Ein im Windpark auf einer Wohnplattform stationierter Offshore-Helikopter setzt beispielsweise auch einen eigenen Hangar, Offshore untergebrachtes Personal für dessen Flugbetrieb (Piloten, Windenführer, Heli-Funker) und Wartung, als auch die Möglichkeit dessen Betankung und Versorgung mit Treib- und Schmierstoffen auf der Wohnplattform voraus [69, S. 72]. Die fixe Vorhaltepauschale stellt auch eine monetäre Kompensation für die ausschließliche windparkbetreiberspezifische Helikopterbereitstellung dar. So ergeben sich folgende exemplarische Helikoptertransportpreise bzw. -einsatzkosten, die im Forschungsprojekt „Offshore-Solutions“ von Offshore-Helikopterbetreibern erhoben bzw. basierend auf den Erhebungsdaten berechnet wurden [69, S. 225].

Einsatzvariante	Helikopterkategorie	Transportpreise bzw. Einsatzkosten[9]
„shore-based“ (landbasierte Versorgung vom Flugplatz aus)	6-7 Pax	50 €/min.
	9 Pax	70 €/min.
	12 Pax	100 €/min.
„sea-based“ (seebasierte Versorgung durch stationären Helikopter im Windpark)	6-7 Pax	Variable Kosten: 20 €/min. + fixe Vorhaltepauschale i.H.v. 34.000 €/Tag
	9 Pax	Variable Kosten: 30 €/min. + fixe Vorhaltepauschale i.H.v. 51.200 €/Tag
	12 Pax	Variable Kosten: 40 €/min. + fixe Vorhaltepauschale i.H.v. 54.900 €/Tag

TAB. 37: EXEMPLARISCHE TRANSPORTPREIS- BZW. EINSATZKOSTENERMITTLUNG FÜR OFFSHORE-HELIKOPTEREINSÄTZE
(Stand: Mai 2013, Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Holbach et al.* [69, S. 225])

Einsatzkosten für eine Wohnplattform

Zur Berechnung der gesamten Einsatzkosten, die sich über die Wohnplattformnutzung während des Betriebs ergeben, sind neben den hohen Kapitalkosten, die mit der Anfangsinvestition einhergehen, auch die Service- und Wartungskosten miteinzubeziehen, welche sich durch den laufenden Wohnplattformbetrieb ergeben (beispielsweise für Catering- und Unterbringungsleistungen sowie diverse Instandhaltungsarbeiten) [19, S. 37].

[9] Die variablen Kosten für die Helikopter im „sea-based“ Einsatz basieren ebenso wie die Transportpreise im „shore-based“ Einsatz auf der Datenerhebung bei Offshore-Helikopterbetreibern in „Offshore-Solutions“. Die fixen Vorhaltepauschalen wurden in „Offshore-Solutions“ entsprechend den Fixkostenanteilen eines „shore-based“ Helikopters bei einer Einsatzbereitschaft i.H.v. 16 h/Tag berechnet.

Ein exemplarischer Ansatz zur Berechnung der durchschnittlichen gesamten Einsatzkosten für eine Wohnplattform pro Tag könnte wie folgt aussehen: Die Investitionskosten für die im Offshore-Windpark „Dan Tysk“ eingesetzte Wohnplattform, die eine Unterbringung für bis zu 50 Personen ermöglicht, werden beispielsweise auf etwa 100 Mio. € geschätzt [161]. Bei dieser Plattform handelt es sich jedoch um eine Wohnplattform mit eigener Gründungsstruktur. Da es sich für eine Wohnplattform wesentlich günstiger erweisen würde, eine gemeinsame Gründungsstruktur mit dem Umspannwerk des Windparks aufzuweisen (wie beispielsweise beim Umspannwerk im Windpark „Global Tech 1“ [162]), wird zur exemplarischen Ermittlung der Investitionskosten für eine Wohnplattform auf zweitere Möglichkeit eingegangen.

Es wird im Folgenden die Annahme getroffen, dass sich die Investitionskosten im Wesentlichen durch die Stahlverarbeitung für die Topsite und die Gründungsstruktur ergeben und dass sich die Investitionskosten aus den anfallenden Gewichten aufteilen ließen (Anteil des Gewichts der Gründungsstruktur am Gesamtbauwerk liegt bei ca. 35% [161][10]). Für die Wohnplattform ohne eigene Gründungsstruktur wird von einer Reduktion der Investitionskosten in entsprechender Höhe ausgegangen. Zur Ermittlung der jährlichen Kapitalkosten für die Wohnplattform werden deren kalkulatorische Abschreibungen und Zinsen berücksichtigt [380, S. 86 ff.].

Kalkulatorische Abschreibungen sind aufgrund der Wertminderung der Wohnplattform über deren Lebensdauer hinweg anzusetzen [380, S. 86 ff.]. Unter Zugrundelegung einer linearen Abschreibung des gesamten Wohnplattformwertes von anfangs 65 Mio. €, über eine angenommene Windparkmindestlebensdauer i.H.v. 20 Jahren, würden sich jährlich kalkulatorische Abschreibungen i.H.v. rund 3,2 Mio. € ergeben. Nach einer Nutzungsdauer von 20 Jahren, wäre die Wohnplattform somit komplett abgeschrieben [380, S. 86-97].

Die Ermessung der *kalkulatorischen Zinsen* hängt von dem gewählten Finanzierungsmodell zur Begleichung der Investitionskosten ab und somit auch von den jeweiligen Anteilen einer Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung [380, S. 99 ff.]. Als exemplarischer kalkulatorischer Zinssatz für die Wohnplattformfinanzierung wird in Anlehnung an *Prognos und Fichtner*, das Szenario einer Projektfinanzierung eines im Jahr 2017 in Betrieb gehenden Offshore-Windparks gewählt [35, S. 34-36]. In diesem Szenario wird zur Projektfinanzierung eines Offshore-Windparks von einem Eigenkapitalanteil i.H.v. 65% und ein Fremdkapitalanteil i.H.v. 35% ausgegangen. Für einen im Jahr 2017 in Betrieb gehenden Windpark wird weiterhin nach *Prognos und Fichtner* von einem realen gewichteten Kapitalkostensatz bzw. WACC (Weighted Average Cost of Capital) über die Projektlaufzeit in Höhe von 7,19 Prozent ausgegangen [35, S. 34-36]. Der reale WACC (vor Steuern) bestimmt sich dabei aus dem Anteil des Eigenkapitals (EK) am Gesamtkapital (GK) und der erwarteten Eigenkapitalrendite (i_{EK}) als auch aus dem Anteil des Fremdkapitals (FK) am Gesamtkapital und dem Fremdkapitalzins (i_{FK}) [35, S. 35].

$$WACC = \frac{EK}{GK} * i_{EK} + \frac{FK}{GK} * i_{FK}$$

[10] Das Gewicht Topsite der im Windpark „Dan Tysk“ zu errichtenden Wohnplattform soll bei insgesamt rund 2.500 t liegen, jenes des Jacket-Fundaments bei rund 1.300 t

Die unternehmerischen Risiken, die mit einer Investition einhergehen, und die in der Kapitalkostenrechnung in Form von *kalkulatorischen Wagnissen* zu berücksichtigen sind [380, S. 108-109], wurden bei *Prognos und Fichtner* bereits in Form von Risikoaufschlägen in der Bemessung der Eigenkapitalrendite und des Fremdkapitalzins hinzugerechnet [35, S. 34-36]. So würden sich für das Beispiel jährliche kalkulatorische Zinsen i.H.v. rund 4,7 Mio. € ergeben.

Zur exemplarischen Ermittlung der operativen Service- und Wartungskosten der Wohnplattform wird an dieser Stelle auf die Ergebnisse einer in *Offshore-Solutions* durchgeführten empirischen Erhebung in der Offshore-Windenergiebranche und der maritimen Wirtschaft zurückgegriffen [19] [69, S. 35 ff.]. Nach dieser würden sich die durchschnittlichen täglichen Catering- und Unterbringungskosten auf rund 7.500 € belaufen. Zusätzlich würde mit Instandhaltungskosten zu rechnen sein, die mindestens rund 20 % der restlichen Betriebskosten im Durchschnitt ausmachen [19, S. 37]. Pro Jahr wäre demnach mit zusätzlichen operativen Service- und Wartungskosten für die Wohnplattform i.H.v. durchschnittlich rund 4,9 Mio. € zu rechnen.

Je Nutzungsjahr, würden sich Einsatzkosten für eine Wohnplattform i.H.v. rund 12,8 Mio. € pro Jahr bzw. i.H.v. ungefähr 35.000 € pro Tag ergeben. Der gesamte Kalkulationsansatz zur Ermittlung der jährlichen und täglichen Einsatzkosten für eine Wohnplattform wird nochmals explizit im Anhang C dieser Arbeit dargestellt.

Wie aus den getroffenen Prämissen und den gewählten Berechnungsansätzen ersichtlich, ist jedoch darauf hinzuweisen, dass bei einem geänderten Finanzierungs- und Betriebskostenmodell, durchaus mit unterschiedlichen Einsatzkosten zu rechnen ist, als wie sie sich aus dem vorgestellten exemplarischen Berechnungsszenario ergeben haben. Auch handelt es sich bei den zugrundegelegten Kosten nur um hergeleitete Annahmen, basierend auf veröffentlichten Marktdaten oder Erhebungswerten, die somit auch einer gewissen Unsicherheit unterliegen. Die Unsicherheit, welche mit der Bemessung der Höhe der Einsatzkosten der Wohnplattform einhergeht, wird ebenso wie jene, hinsichtlich der Einsatzkosten der Transportmittel, über die Durchführung einer Sensitivitätsanalyse, im Rahmen der exemplarischen Verfahrensanwendung in Kapitel 7 berücksichtigt.

6. Identifikation maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb

Nachdem im fünften Kapitel die windparkseitigen Versorgungsbedarfe und Einflussparameter als auch die versorgungsseitigen Kosten- und Leistungsparameter analysiert wurden, sollen im Rahmen dieses sechsten Kapitels die für den Windparkbetrieb denkbaren maritimen Service- und Versorgungskonzepte identifiziert werden. Sämtliche dieser maritimen Service- und Versorgungskonzepte erweisen sich entweder als bereits umgesetzte Praxis [63, S. 435 ff.] oder werden marktseitig mit einem Einsatzpotenzial betrachtet [25] [21, S. 97-98] [62, S. 20 ff.]. *Neulinger et al.* beschreiben, in Anlehnung an *Pistol* [62, S. 20 ff.], einen grundlegenden Ansatz bei der Auswahl eines allgemeinen Servicekonzepts für den Windparkbetrieb, in Abhängigkeit der Küstenentfernung und Windparkleistung [63, S. 435 ff.]. *Stanik et al.* stellen ein breiteres Spektrum an konkreten Lösungsansätzen zur Service- und Versorgungskonzeptbildung zur Verfügung, basierend auf konzeptspezifischen Ressourcenausstattungen und deren Betriebsprozessen [21, S. 100 ff.]. In der folgenden Abbildung ist der Ansatz zur Service- und Versorgungskonzeptauswahl, in Abhängigkeit der Hafenentfernung und Windparkleistung, in Anlehnung an *Neulinger et al.* sowie *Stanik et al.* dargestellt [63, S. 435 ff.] [21, S. 100 ff.].

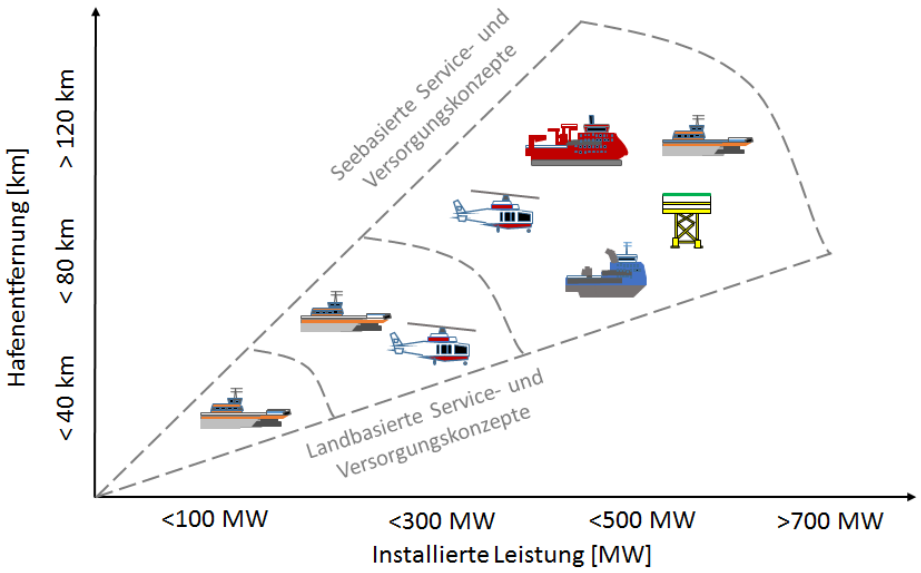


ABB. 50: VORTEILHAFTIGKEIT MARITIMER SERVICE- UND VERSORGUNGSKONZEPTE FÜR EINEN WINDPARK IN ABHÄNGIGKEIT DESSEN HAFENENTFERNUNG UND INSTALLIERTER LEISTUNG

(Quelle: Eigene Darstellung, in Anlehnung an jene von *Neulinger et al.* [63, S. 437], zur Abgrenzung von land- und seebasierten Service- und Versorgungskonzepten in Anlehnung an *Stanik et al.* [21, S. 100 ff.])

Kleinere Windparks mit geringer Hafenentfernung, wie die derzeit meisten internationalen Offshore-Windparks, würden nach diesem Ansatz, auf eine reine Schiffsversorgung mit kleineren von Land aus eingesetzten CTVs setzen können, da sich diese Konzeptalternative am günstigsten für den Windparkbetreiber erweisen würde. Mit zunehmender Windparkgröße und Hafenentfernung würde eine zusätzliche Unterstützung der CTVs durch landbasiert eingesetzte Helikopter unabdingbar erscheinen, um die technische Verfügbarkeit des Windparks zu gewährleisten[63, S. 435 ff.] [62, S. 20 ff.] [21, S. 100 ff.].

Eine noch weiter ansteigende Hafenentfernung und Windparkgröße, wie sie sich für die meisten geplanten deutschen Offshore-Windparks ergibt, würde zu einer Bevorzugung seebasierter Service- und Versorgungskonzepte und der zusätzlichen Verwendung größerer Wohnschiff- und Versorgungsschiffeinheiten bzw. zu einer windparkinternen Unterbringung des Offshore-Servicepersonals auf einer Wohnplattform führen. Somit ließen sich aufwändige Anfahrtszeiten zur Instandhaltungsdurchführung einsparen und Anlagenausfälle schneller beheben [63, S. 435 ff.] [62, S. 20 ff.] [21, S. 100 ff.].

6.1 Abgrenzung von maritimen Service- und Versorgungskonzepten

Zur Abgrenzung der einzelnen maritimen Service- und Versorgungskonzepte erweist sich zunächst eine Darstellung der terminologischen Grundlagen als sinnvoll. Es gilt Begriffe wie „landbasierte und seebasierte Versorgung", „Pendel- und Feederverkehre", „stationärer Transportmitteleinsatz", „Crew Change" oder „wenn Schiffeinsatz nicht möglich" zu erläutern [21, S. 100 ff.].

Landbasierte („shore-based") und seebasierte Versorgung („sea-based")

Die Unterscheidung zwischen landbasierter und seebasierter Versorgung betrifft in erster Linie die Unterbringungsstrategie. Sie unterscheidet zwischen an Land und im Windpark untergebrachtem Offshore-Servicepersonal [62, S. 20 ff.] [63, S. 446-447]. Mit der Unterbringungsstrategie wird in der Regel auch die Bevorratungsstrategie getroffen, die bestimmt, ob Ersatzteile und Betriebsmittel im Windpark vorrätig gehalten oder stets von Land aus bezogen werden (vgl. Kapitel 4.1.3). Die seebasierte Personenunterbringung und Materialbevorratung kann über ein Wohnschiff oder eine feste Wohnplattform erfolgen [62, S. 20 ff.] [63, S. 446-447].

Pendel- und Feederverkehre

Unter Pendelverkehren werden Shuttle-Transporte von Schiffen oder Helikoptern zwischen Servicehafen bzw. Flugplatz und Offshore-Windpark verstanden. Als Feederverkehre werden hingegen diejenigen Transportvorgänge bezeichnet, bei denen die windparkinterne Feinverteilung der Serviceteams (inkl. des benötigten Materials) auf die einzelnen OWEA sowie deren Abholung nach Arbeitsdurchführung von den jeweiligen OWEA erfolgt [21, S. 101]. Die gewählte Definition orientiert sich an der traditionellen Handelsschifffahrt, in der große Handelsschiffe auf Hochseeschifffahrtsrouten zwischen größeren Seehäfen pendeln und ein hohes Warenaufkommen zwischen diesen transportieren, während kleinere Feederschiffe die Zulieferung bzw. Verteilung dieser Waren von und zu ebenso kleineren Seehäfen übernehmen [381, S. 217] [382, S. 39].

Wie in Kapitel 3.3.2 aufgezeigt, kann auch während der Errichtungsphase auf Transport- und Montageprozesse zurückgegriffen werden, die auf Feeder- und Pendelverkehren basieren [171, S. 28-29]. Aus der Definition der Pendel- und Feederverkehre während der Betriebsphase wird ersichtlich, dass diese jedoch nicht nur Materialtransport- und Montageprozesse fokussieren, sondern insbesondere den Personentransport und –versatz von und zu den OWEA mit einschließen [21, S. 101]. Im Gegensatz zur Errichtungsphase beziehen sich diese auch nicht nur auf den Einsatz eines Errichterschiffes (und ggf. eines Transportschiffes) [171, S. 28-29], sondern vielmehr auf diverse Schiffs- und Helikoptereinheiten [21, S. 100 ff.].

Stationärer Transportmitteleinsatz

Unter dem stationären Transportmitteleinsatz wird der Ansatz beschrieben, bei dem ein Helikopter oder Schiffe windparkintern vorgehalten werden, damit diese ihrer Aufgabe zur Durchführung von Feederverkehren im Windpark nachkommen können ohne kontinuierlich einen Hafen anfahren bzw. einen Flugplatz an Land anfliegen zu müssen [21, S. 101]. Wie aus dieser Definition ersichtlich, besteht rein technisch betrachtet die Möglichkeit, eines stationären Transportmitteleinsatz sowohl für Schiffseinheiten (wie beispielsweise Wohnschiffe und CTVs) als auch für Helikopter (z.B. auf einer Wohnplattform) [21, S. 100 ff.].

Crew Change

Als „Crew Change" wird, im Sinne der Unterbringungsstrategie des Windparkbetreibers, jener Vorgang bezeichnet, bei dem ein Personalwechsel von im Windpark untergebrachten Personen im Rahmen eines On-/Off-Schichtdienstes erfolgt [21, S. 102]. Das Offshore-Servicepersonal arbeitet beispielsweise zwei Wochen im Windpark und wird während dieser Zeit windparkintern untergebracht (On-Phase). Nach diesen zwei Wochen wird es ausgewechselt und verbleibt weitere zwei Wochen an Land (Off-Schicht), bevor es wieder erneut im Windpark eingesetzt werden kann [204, S. 66-67]. Die Durchführung des „Crew Change" sowie der Personentransport zwischen Windpark und Land lässt sich durch Helikopter [204, S. 66-67] als auch durch Schiffe ermöglichen [21, S. 100 ff.]. Ein On-/Off-Schichtdienst ist unter Berücksichtigung der besonderen Regelungen der *Offshore-Arbeitszeitverordnung* [356] darstellbar. Nach § 6 (2) dieser Versorgung, darf das Offshore-Servicepersonal maximal 14 aneinander folgende Tage, mit Offshore-Arbeiten über zehn Stunden pro Tag, eingesetzt werden [356, S. 2].

Wenn Schiffseinsatz nicht möglich

Unter der Beschreibung „wenn Schiffseinsatz nicht möglich" wird der Zeitraum beschrieben, in dem aufgrund meeres- und wetterbedingter Restriktionen der Serviceschiffe, ein sicherer Personenüberstieg zwischen Schiff und OWEA nicht ermöglicht werden kann, der für die Arbeitsdurchführungen an den OWEA essentiell ist [21, S. 101] [20] [95, S. 187-189]. Innerhalb des jährlichen Zeitraums, der über die Schiffseinsatzfenster für den Personenversatz hinausgeht, können Helikopter die Personenversorgung der OWEA übernehmen [21, S. 102 ff.].

In der folgenden Tabelle sind sämtliche maritimen Service- und Versorgungskonzepte schematisch aufgeführt, deren Einsatz sich sowohl aus technischen, prozessualen, rechtlichen und ökonomischen Gründen rechtfertigen ließe. Sie unterscheiden sich dabei in erster Linie hinsichtlich ihrer Unterbringungs- und Bevorratungsstrategie. Bei einer windparkinternen Personenunterbringung und Materialbevorratung wird weiterhin zwischen dem Einsatz einer Wohnplattform und einem Wohnschiff unterschieden. Entsprechend der vorgenommenen Definitionen unterscheiden sich die maritimen Service- und Versorgungskonzepte auch hinsichtlich ihres Helikopter- und CTV-Einsatzes. Konzeptübergreifend wird zum Austausch von Großkomponenten der Einsatz eines Reparaturschiffs im Rahmen der Jahreswartung vorausgesetzt [21, S. 102 ff.].

Unterbringungs-/ Bevorratungs-strategie	Unterbringung/ Bevorratung	Service- und Versorgungs-konzept[3]	Helikoptereinsatz	CTV-Einsatz
Landbasiert (Shore-based)	Keine OWP-interne Unterbringung/ Bevorratung	Shore 1	Wenn Schiffeinsatz nicht möglich	Pendel- und Feederverkehr
		Shore 2	Pendelverkehr und wenn Schiffeinsatz nicht möglich	
Seebasiert (Sea-based)[1][2]	Wohnplattform (Accommodation Platform (AP))	SEA-AP 1	Wenn Schiffeinsatz nicht möglich	Feederverkehr
		SEA-AP 2	Helikopter im Pendelverkehr und wenn Schiffeinsatz nicht möglich	
	Wohnschiff (Accommodation Vessel (AV))	SEA-AV	Wenn Schiffeinsatz nicht möglich	Ggf. ergänzend zum AV

[1]**SEA-AP 1, SEA-AV:** Material- und Personentransport im Pendelverkehr mit Offshore-Versorgungsschiff
[2]**SEA-AP 2:** Vordergründig Materialtransport im Pendelverkehr mit Offshore-Versorgungsschiff
[3]**Service- und Versorgungskonzeptübergreifend:** Reparaturschiffeinsatz für Großkomponentenwechsel

TAB. 38: MARITIME SERVICE- UND VERSORGUNGSKONZEPTE MIT UND OHNE WINDPARKINTERNE PERSONENUNTERBRINGUNG UND MATERIALBEVORRATUNG
(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an jene von *Stanik et al.* [21, S. 102])

6.2 Service- und Versorgungskonzepte ohne windparkinterne Personenunterbringung und Materialbevorratung

Bei den maritimen Service- und Versorgungskonzepten ohne windparkinterne Personenunterbringung und Materialbevorratung lässt sich grundsätzlich eine Unterscheidung zwischen drei Konzeptalternativen treffen, wobei das Konzept „Shore 1“ zwei dieser Konzeptalternativen beinhalten kann. Die Konzepte „Shore 1“ und „Shore 2“ gilt es in den folgenden beiden Unterkapiteln an einem Beispiel näher zu erläutern.

6.2.1 Priorisierung des Schiffseinsatzes in Abhängigkeit meeres- und wetterbedingter Einsatzfenster

Bei dem landbasierten maritimen Service- und Versorgungskonzept „Shore 1“ wird der CTV-Einsatz zur täglichen Offshore-Windparkversorgung solange priorisiert, wie es dessen seegangsbedingte Einsatzfenster zulassen. Erst wenn ein Schiffseinsatz für den Personenversatz zwischen CTV und OWEA nicht mehr ermöglicht werden kann, wird bei diesem Konzept auf Helikopter zurückgegriffen (Alternative 1 von „Shore 1“). Zur Materialversorgung und –feinverteilung wird weitestgehend versucht, das CTV noch parallel zum Helikopter einzusetzen, sofern die Seegangs- und Windverhältnisse dies zulassen. Ist sowohl ein Helikopter- als auch ein Schiffseinsatz nicht mehr möglich, kann die OWEA auch nicht mehr entsprechend mit Personen und Material versorgt werden. Für den Austausch von Großkomponenten an den OWEA wird für alle im Folgenden zu beschreibenden Konzepte auf ein vorzugsweise in der Jahreswartung operierendes Reparaturschiff zurückgegriffen. Der „Crew Change“ des ebenfalls in einem On-/Off-Schichtdienst arbeitenden Personals auf dem Reparaturschiff, als auch deren Personenversatz auf weitere OWEA, zur Durchführung von Hauptüberholungsarbeiten, erfolgt konzeptübergreifend über ein für die Dauer der Jahreswartung einzucharterndes CTV. Das maritime Service- und Versorgungskonzept „Shore 1“ basiert auf dem in *Offshore-Solutions* [69] identifizierten Konzept „OffSol 1“ [21, S. 102-103] [69, S. 52-53].

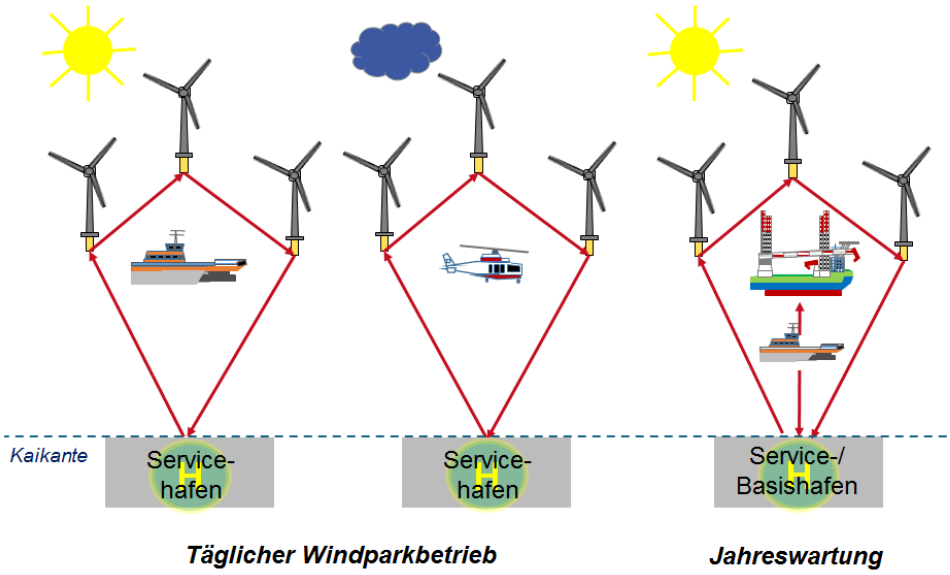


ABB. 51: MARITIMES SERVICE- UND VERSORGUNGSKONZEPT „SHORE 1“

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an das in „Offshore-Solutions“ [69] identifizierte Service- und Versorgungskonzept „OffSol 1“ nach *Stanik et al.* [21, S. 102-103])

Es stellt eine Weiterentwicklung des standardgemäß und international in küstennah gelegenen „Nearshore“ Windparks angewendeten Konzepts dar, bei dem im täglichen Windparkbetrieb, auf eine reine CTV-Versorgung gesetzt wird [63, S. 436-439] (Alternative 2 von „Shore 1). Da jedoch bei den weit von der Küste entfernten deutschen Offshore-Windparks ein reiner CTV-Einsatz mit zu geringen jährlichen Einsatzfenstern verbunden wäre, wird das CTV bei „Shore 1“ zusätzlich um einen Helikoptereinsatz ergänzt, um möglichst lange jährliche Versorgungszeitfenster aufzuweisen [21, S. 102-103]. Für jedes Windparkprojekt wird im Rahmen des Analyseverfahrens trotzdem überprüft, ob sich die Kosten für den Helikoptereinsatz im Vergleich zu den entgangenen Erlösen durch OWEA-Stillstandszeiten überhaupt rechtfertigen würden (vgl. Kapitel 7) [25] [21, S. 106 ff.], sodass sich rein theoretisch betrachtet, auch eine reine CTV-Versorgung unter dieser Konzeptalternative aus der Verfahrensanwendung herauskristallisieren könnte.

Die Einsatzgrenzen von „Shore 1“ lassen sich an folgendem Beispiel erläutern: Da der durchschnittliche Offshore-Personalbedarf eines Windparks mit 80 OWEA, bei 30 Personen pro Tag liegt (vgl. Kapitel 5.4.6), ließe sich bei diesem Konzept täglich ein größeres CTV (mit 24 Pax) und ein kleineres CTV (mit 12 Pax) einsetzen. Bei einer exemplarischen durchschnittlichen Mindestdienstgeschwindigkeit dieser CTVs von 15 kn für den Transitvorgang zwischen Servicehafen und Windpark [383] und der Annahme einer Servicehafenentfernung des Windparks in Höhe von rund 50 km, würde jedes dieser CTVs rund zwei Stunden benötigen, um vom Servicehafen in den Windpark zu gelangen. Ebenso lang würde sich der Rückweg zum Servicehafen gestalten (vgl. tabellarischer Wertevergleich in Anhang D).

Unter Zugrundelegung einer durchschnittlichen Personenversatz- und Materialtransferdauer im Hafen und an jeder OWEA i.H.v. jeweils 15 min. (Erfahrungswert) sowie einer wesentlich geringeren durchschnittlichen CTV-Innerparkgeschwindigkeit, aufgrund häufiger Brems-, Manövrier- und Beschleunigungsvorgänge, wären bei einem vollausgelasteten 24 Pax CTV täglich rund vier weitere Stunden, für den Materialtransfer und Personenüberstieg der acht Serviceteams (bestehend aus jeweils drei Personen [228, S. 14]) an den einzelnen OWEA, im Servicehafen sowie

für sämtliche Verteil- und Sammeltransporte im Windpark, zu berücksichtigen[11]. Somit würden von max. 14 Stunden Arbeitszeit (Bruttoarbeitszeit), bei einer landbasierten Versorgung nach § 9 (2) der *Offshore-Arbeitszeitverordnung* [356, S. 3][12], nur rund sechs Stunden für die eigentliche Arbeitserfüllung an den OWEA ermöglicht werden können.

Diese erweist sich jedoch als zu gering für den anfallenden Instandhaltungsbedarf. Vielmehr sollte von einer täglichen Arbeitserfüllungszeit an den einzelnen OWEA (Nettoarbeitszeit) in Höhe von acht Stunden ausgegangen werden [198, S. 46]. Die Einhaltung dieser täglichen Nettoarbeitszeit würde sich für das Kalkulationsbeispiel über den Einsatz von drei 12 Pax CTVs für die maritime Versorgung ermöglichen lassen. Aus Sicht des Servicepersonals auf einem 12 Pax CTV halbieren sich die Personenüberstiegs-, Materialtransfer- und Innerparktransportzeiten, aufgrund geringerer Überstiegs- und Transfervorgänge innerhalb des Windparks (um rund 2 Stunden pro Tag). Bei einer Hafenentfernung des Windparks i.H.v. 50 km würde somit die geforderte Nettoarbeitszeit des Offshore-Servicepersonals gewährleistet werden (vgl. Anhang D). Mit steigenden durchschnittlichen CTV-Dienstgeschwindigkeiten für den Transit zwischen Servicehafen und Windpark ließen sich die Hafenentfernungsgrenzen erhöhen (vgl. Abb. 52).

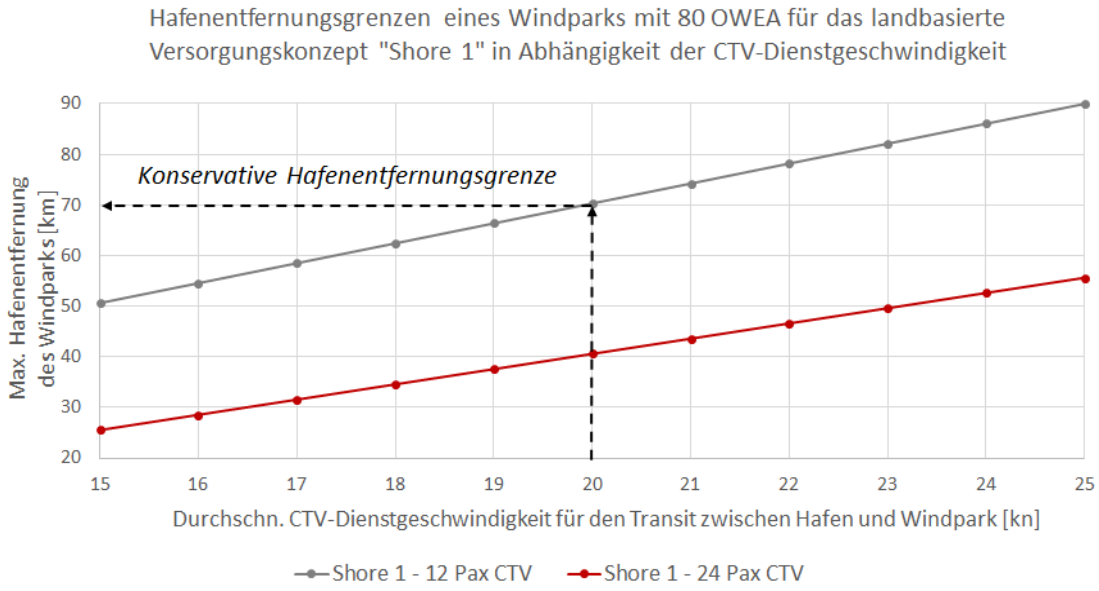


ABB. 52: EINSATZGRENZEN DER LANDBASIERTEN VERSORGUNG BEI „SHORE 1“ HINSICHTLICH HAFENENTFERNUNGEN EINES 80 OWEA WINDPARKS IN ABHÄNGIGKEIT DER DURCHSCHNITTLICHEN CTV-DIENSTGESCHWINDIGKEITEN

[11] Die vier Stunden aufgrund von Personenüberstiegs-, Materialtransfer- und Innerparktransportvorgängen bemessen sich dabei aus Sicht eines jeden Serviceteams auf dem größeren 24 Pax CTV. Für das 24 Pax CTV selbst wäre von einer Einsatzdauer im Windpark i.H.v. rund 8 Stunden pro Tag zu rechnen, da die einzelnen Serviceteams bereits an den OWEA tätig werden können, während das CTV mit den weiteren Feinverteilungs- bzw. Sammelprozessen beschäftigt ist.

[12] Nach § 3 (1) der Offshore-ArbZV besteht für Offshore-Tätigkeiten grundsätzlich die Möglichkeit, die tägliche Arbeitszeit auf 12 Stunden pro Tag zu verlängern. Nach § 9 (1) dieser Verordnung sind bei einer landbasierten Versorgung Transportzeiten auch als Arbeitszeiten anzurechnen. Dafür darf der Arbeitgeber bei einer landbasierten Versorgung nach § 9 (2) eine tägliche Arbeitszeit i.H.v. maximal 14 Stunden ansetzen und maximal zwei Transportstunden dieser täglichen Arbeitszeit als Ruhezeit.

Eine durchschnittliche CTV-Dienstgeschwindigkeit von unter 15 kn für ein CTV-Einsatz, im Transitvorgang zwischen Servicehafen und Windpark, wird im Offshore-Windenergiemarkt für die Personenversorgung als inakzeptabel erachtet [383]. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass in Abhängigkeit der Wellenrichtung zum Schiff, auch bei einem 20 m CTV, welches bei Glattwasser eine durchschnittliche Dienstgeschwindigkeit von rund 25 kn aufweisen würde, bereits signifikante Wellenhöhen von über 1,5 m, zu einer CTV-Dienstgeschwindigkeit von unter 15 kn führen können [383]. Bei einem Einsatz schnellerer CTVs ließe sich die entfernungsbedingte Einsatzgrenze dieses Service- und Versorgungskonzepts erweitern. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich eine durchschnittliche CTV-Dienstgeschwindigkeit von mehr als 20 kn über den gesamten Transitvorgang hinweg, nur bei günstigen Seegangsverhältnissen ermöglichen ließe [95, S. 151, 183-189]. Um auch dem Bedarf eines weitestgehenden CTV-Einsatzes bei höheren Wellenerscheinungen gerecht zu werden, erscheint eine durchschnittliche Dienstgeschwindigkeit von bis zu 20 kn ,über den gesamten Transitvorgang hinweg, auch für schnellere Katamaran-CTVs als realistische Bemessungsgrenze. Nach einem konservativen Ansatz ließe sich dementsprechend eine Servicehafenentfernung eines 80 OWEA Windparks i.H.v. 70 km als maximale Einsatzgrenze für die landbasierte Versorgung, nach dem Service- und Versorgungskonzept „Shore 1“, ansetzen (vgl. Abb. 52).

Fraglich ist jedoch, ob sich die landbasierte Versorgung auch unter ökonomischen Gesichtspunkten im Vergleich zur seebasierten Versorgung vertreten ließe, wenn drei 12 Pax CTVs eingechartert werden müssten. Bereits unter Berücksichtigung der Tagescharterraten der teureren SWATH/Trimaran-Varianten verdeutlicht sich, dass die landbasierte Versorgung nach „Shore 1“ aus ökonomischen Gesichtspunkten gegenüber der seebasierten Versorgung, mit beispielsweise einem Wohnschiff, zu bevorzugen wäre, sofern die beschriebenen Hafenentfernungsgrenzen eingehalten und eine ausreichend hohe durchschnittliche Dienstgeschwindigkeit gewährleistet werden würde. Die erhobenen Tagescharterraten für drei 12 Pax SWATH-/Trimaran-CTVs würden im Durchschnitt bei rund 19.500 € liegen, während allein die Tagescharterrate für ein Wohnschiff (mit 40 Pax) im Durchschnitt bei rund 38.500 € liegen würde (vgl. Kapital 5.5.6). Auch in Bezug auf sonstige Kostenparameter, wie beispielsweise Treibstoffkosten oder Personalkosten für das Offshore-Servicepersonal, würde sich die seebasierte Versorgungsalternative nicht als günstiger erweisen. Die durchschnittlichen Treibstoffkosten für drei landbasiert eingesetzte 12 Pax CTVs bei „Shore 1“ würden für das beschriebene Windparkbeispiel bei täglich rund 1.700 € liegen, wenn von einem durchschnittlichen täglichen Treibstoffverbrauch der CTVs i.H.v. insgesamt rund 5,5 mt ausgegangen wird[13]. Für ein ganztägig stationär im Windpark eingesetztes Wohnschiff würden sich diese auf durchschnittlich rund 3.500 € belaufen, wenn von einem durchschnittlichen täglichen Treibstoffverbrauch des Wohnschiffes i.H.v. rund 11,5 mt ausgegangen wird[14]. Sie wären somit mehr als doppelt so hoch, wie bei der landbasierten Versorgungsvariante.

[13] Die Treibstoffverbräuche und –kosten für drei SWATH/Trimaran-CTVs basieren auf jeweils täglich sechs Stunden Transportzeiten (zwischen Hafen und Windpark sowie windparkintern), durchschnittlich zwei Stunden Überstiegs- und Materialtransferzeiten und sechs Stunden Ruhezeiten (Preise nach Kapitel 5.5.6)

[14] Die Treibstoffverbräche und –kosten für ein stationär im Windpark eingesetztes 40 Pax Wohnschiff besieren auf täglichen Innerparktransportzeiten zwischen zehn OWEA i.H.v. drei Stunden, täglichen DP-Zeitfenstern i.H.v. fünf Stunden (für Verteil- und Sammelvorgänge an zehn OWEA) sowie Ruhezeiten (ebenfalls im DP-Modus) für die restlichen 16 Stunden des gesamten Tages (Preise nach Kapitel 5.5.6)

Hinsichtlich der absoluten Personalkosten ist davon auszugehen, dass diese sich insgesamt bei beiden Konzeptalternativen in einem vergleichbaren Rahmen erweisen sollten. Sowohl bei der seebasierten als auch bei der landbasierten Versorgung (wenn bei dieser auf eine tägliche Bruttoarbeitszeit i.H.v. 14 Stunden gesetzt wird) ist von einem mindestens doppelt so hohen Personalstamm auszugehen. Das heißt, dass bei einem täglichen Personalbedarf i.H.v. 30 Personen, der eigentliche Personalbedarf des Windparkbetreibers bzw. Serviceanbieters bei rund 60 Personen liegen würde. Dies ist bei der seebasierten Versorgung durch den On-/Off-Schichtdienst zu begründen, da das Personal, nach verrichteten Offshore-Tätigkeiten über zwei Wochen hinweg, ausgewechselt werden muss und erst nach weiteren zwei Wochen wieder eingesetzt werden kann (gem. § 6 i.V.m. § 7 Offshore-ArbZV [356, S. 2]) [204, S. 66-67].

Zwar wird bei der landbasierten Versorgung das Personal nicht im Windpark untergebracht, jedoch sind sämtliche Arbeitszeiten für Offshore-Tätigkeiten, die täglich über acht Stunden hinausgehen, sowie Sonn- und Feiertage, in Form von ununterbrochenen Freistellungstagen anzurechnen (gem. § 7 Offshore-ArbZV [356, S. 2]). Unter diesen Prämissen und einer täglichen Bruttoarbeitszeit von 14 Stunden, resultiert bei der landbasierten Versorgung ebenso ein rund zweiwöchiger Schichtdienst des Offshore-Servicepersonals, der zu einem mindestens doppelt so hohen Personalstamm führen würde. Mit dem Einsatz schnellerer CTVs könnte die tägliche Bruttoarbeitszeit jedoch verringert werden, wodurch sich auch ein geringerer Personalstamm realisieren ließe (aufgrund geminderter Freistellungstage).

Hinsichtlich der Personalkosten ist aber anzumerken, dass sich die Produktivitätszeiten des Offshore-Servicepersonals bei der seebasierten Versorgung als höher erweisen, da längere Transitzeiten zum Windpark vermieden werden [63, S. 439]. Auch sollte berücksichtigt werden, dass mit zunehmenden Hafenentfernungen des Windparks, im Fall von unplanmäßigen „vor Ort“ zu behebenden OWEA-Störungen, bei der landbasierten Versorgung sinkende technische Verfügbarkeitswerte der OWEA entstehen könnten [97, S. 192-193], wodurch wiederum höhere entgangene Erlöse einhergehen würden [63, S. 439]. Aus diesem Grund empfiehlt es sich bei der landbasierten Versorgung, bei unplanmäßigen Entstörungstätigkeiten, auf einen teureren aber dafür schnelleren Helikopter zurückzugreifen [97, S. 192-193], der das Konzept „Shore 1“ trotzdem noch als vergleichsweise günstiger erscheinen lassen würde.

6.2.2 Dualismus des Schiffs- und Helikoptereinsatzes

Das landbasierte Service- und Versorgungskonzept „Shore 2“ setzt auf einen dualen Einsatz von Schiffen und Helikoptern mit der Intention, die Einsatzgrenzen der landbasierten Versorgung zu erweitern. Bei diesem Konzept werden Helikopter in täglichen Pendelverkehren zwischen Flugplatz an Land und dem Umspannwerk (USW) des Windparks eingesetzt, um das Offshore-Servicepersonal in den Windpark zu fliegen bzw. wieder von diesem abzuholen [62, S. 22].

Die Materialversorgung zwischen Servicehafen und Windpark, als auch die Feinverteilung von Material auf die einzelnen OWEA, übernimmt ein täglich von Land aus eingesetztes CTV, während ein weiteres stationär im Windpark eingesetztes CTV, die Feinverteilung des Offshore-Servicepersonals auf die einzelnen OWEA übernehmen würde [62, S. 22]. Das im Pendelverkehr zwischen Servicehafen und Windpark eingesetzte CTV wäre bei diesem Konzept so auszuwählen, dass dieses möglichst auch die Lebensmittel-, Betriebsmittel- sowie Frischwasserversorgung, als auch den „Crew Change“ für das stationär eingesetzte CTV, übernehmen kann.

Aufgrund des hohen Treibstoffverbrauchs im stationären Betrieb müsste das stationär eingesetzte CTV weiterhin in zyklischen Abständen zum Bunkern den Servicehafen anlaufen. Sofern sich das stationär eingesetzte CTV für den Personenüberstieg nicht mehr einsetzen ließe, würden die im Pendelverkehr genutzten Helikopter bei diesem Konzept auch die Feinverteilung des Personals auf die einzelnen OWEA übernehmen (vgl. Abb. 53).

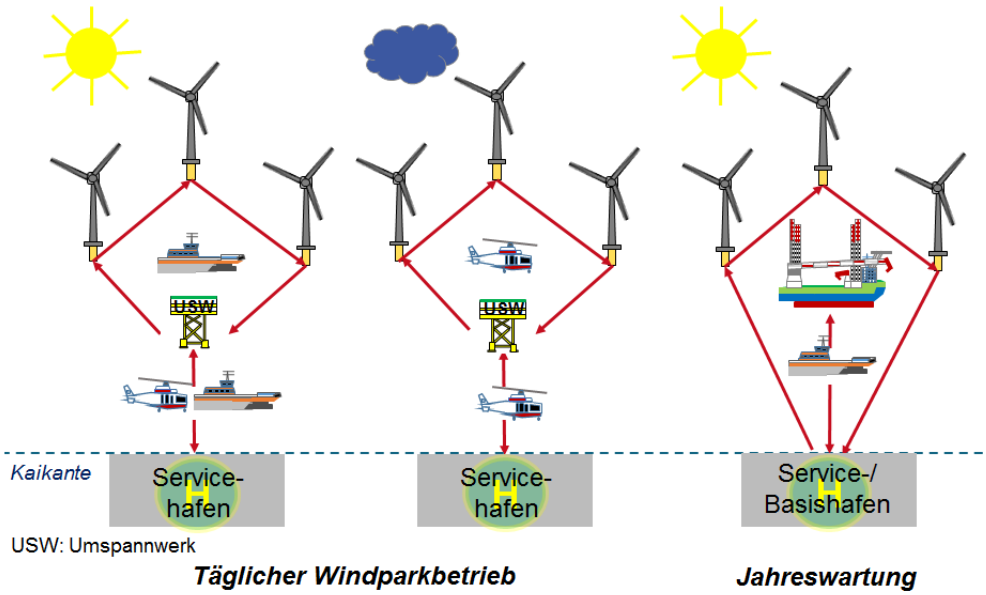


ABB. 53: MARITIMES SERVICE- UND VERSORGUNGSKONZEPT „SHORE 2“

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an das Service- und Versorgungskonzept des Helikopter/CTV-Dualismus nach *Pistol* [62, S. 22]

Für das Kalkulationsbeispiel des Windparks mit 80 OWEA und einer Hafenentfernung von 50 km würde sich diese Hybrid-Variante, bei der sowohl landbasierte als auch seebasierte Versorgungsaspekte zusammenfließen, wie folgt konkretisieren lassen: Bei täglich zehn Serviceteams (30 Personen), wäre bei diesem Konzept mit Helikoptereinsatzzeiten i.H.v. mindestens sechs Stunden pro Tag zu rechnen, obwohl die Helikopter nur im Pendelverkehr zwischen Flugplatz an Land und Umspannstation des Windparks eingesetzt werden[15]. Die Helikoptereinsatzkosten würden pro Tag bei 30.000 € liegen[16] (für zwei 12 Pax Helikopter und einen 6 Pax Helikopter)[17]. Für den Beispielwindpark wäre insgesamt mit täglichen Einsatzkosten (ohne Treibstoffkosten) bei dem Konzept „Shore 2“ i.H.v. durchschnittlich rund 43.000 € zu rechnen, wenn zusätzlich zu den Helikoptereinsatzkosten, die Tagescharterraten für die beiden CTVs berücksichtigt werden (hier für zwei 12 Pax SWATH bzw. Trimaran-CTVs berechnet, in Anlehnung an die erhobenen Tagescharterraten in Kapitel 5.5.6).

[15] Die ermittelten Helikoptereinsatzzeiten bemessen sich auf einer täglichen Einzeleinsatzzeit für drei Helikopter für Hin- und Rückflug inkl. Start- und Landungsvorgänge am Morgen und am Abend i.H.v. jeweils rund zwei Stunden (30 min. Hinflug/ 30 min. Rückflug, d.h. jeweils eine Stunde am Morgen und am Abend).

[16] Einsatzkosten basieren auf den ermittelten Helikoptertransportpreisen aus Kapitel 5.5.6

[17] Alternativ ließe sich auch ein 12 Pax Helikopter in vier täglichen Pendelfahrten und ein 6 Pax Helikopter in zwei täglichen Pendelverkehren einsetzen bzw. ein einziger 12 Pax Helikopter für sechs tägliche Pendelfahrten. Für letztere Alternative würde jedoch mit höheren Helikoptereinsatzkosten zu rechnen sein.

Die hohen täglichen Helikoptereinsatzkosten sind auch der Grund, warum der Helikoptereinsatz bei diesem Konzept vordergründig im Pendelverkehr erfolgt und nicht auch noch im Feederverkehr, sofern es die seegangsbedingten Schiffseinsatzfenster ermöglichen. Weiterhin bilden diese auch das Argument, warum sich beispielsweise auch nicht eine Konzeptalternative rechtfertigen ließe, bei der am Morgen sämtliches Offshore-Servicepersonal auf die einzelnen OWEA mit Helikoptern verteilt und das Personal nach Arbeitserfüllung von drei 12 Pax CTVs eingesammelt werden würde.

6.3 Service- und Versorgungskonzepte mit windparkinterner Personenunterbringung und Materialbevorratung

Bei den maritimen Service- und Versorgungskonzepten mit windparkinterner Personenunterbringung und Materialbevorratung, die sich insbesondere für große küstenferne „Farshore“ Offshore-Windparks anbieten [25] [63, S. 437], lässt sich grundsätzlich eine Unterscheidung zwischen der Wahl der Unterbringungs- und Bevorratungseinheit treffen. So besteht die Möglichkeit einer windparkinternen Personenunterbringung und Materialbevorratung auf einer Wohnplattform als auch auf einem Wohnschiff [62, S. 22 ff.] [21, S. 100 ff.] [63, S. 435-440].

6.3.1 Windparkinterne Personenunterbringung und Bevorratung von Material auf einer Wohnplattform

Bei der windparkinternen Personenunterbringung und Materialbevorratung auf einer Wohnplattform erfolgt ebenso eine Unterscheidung zwischen dem priorisierten Schiffseinsatz und dem Dualismus zwischen Schiffs- und Helikoptereinsatz.

6.3.1.1 Priorisierung des Schiffseinsatzes in Abhängigkeit meeres- und wetterbedingter Einsatzfenster

Das seebasierte maritime Service- und Versorgungskonzept „SEA-AP 1“, welches zur windparkinternen Personenunterbringung und Materialbevorratung auf eine Wohnplattform (Engl. „Accommodation Platform“, kurz: AP) zurückgreift, setzt auf eine Priorisierung des Schiffseinsatzes im täglichen Windparkbetrieb, solange es die meeres- und wetterbedingten Schiffseinsatzfenster ermöglichen (vgl. „Shore 1“). Es basiert auf dem in *Offshore-Solutions* [69] identifizierten Service- und Versorgungskonzept „OffSol 2a“ [21, S. 102-103] [69, S. 52-53].

Im Pendelverkehr zwischen Servicehafen und Wohnplattform im Windpark wird ein Offshore-Versorgungsschiff für den Personen- und Materialtransport eingesetzt. Das Offshore-Servicepersonal, als auch das benötigte Material im täglichen Windparkbetrieb, werden von diesem auf die Wohnplattform im Windpark transferiert [21, S. 102-103]. Für den Materialtransfer können Plattformkrane eingesetzt werden [21, S. 112]. Der Personenversatz muss bei diesem Konzept jedoch über ein bordseitiges Überstiegssystem mit Bewegungskompensationstechnik erfolgen, wie beispielsweise dem „Ampelmann“ System [320] [69, S. 53]. Das Offshore-Versorgungsschiff hat daher die nötige Decksfläche für solch ein Überstiegssystem aufzuweisen [320, S. 51-54].

Für den Rücktransport zum Servicehafen wird sämtliches Verschleißmaterial auf das Versorgungsschiff geladen und jene Personen an Bord transferiert, die bereits in den zwei Wochen zuvor im Windpark mit Offshore-Tätigkeiten beschäftigt waren. Das Versorgungsschiff kann nun wieder voll beladen den Servicehafen anlaufen. Die Feinverteilung des Personals und Materials auf die einzelnen OWEA übernehmen bei diesem Service- und Versorgungskonzept stationär eingesetzte CTVs [21, S. 102-103]. Ist ein Schiffseinsatz für den Personenversatz aufgrund zu hoher Wellenerscheinungen nicht mehr sicher möglich, wird wieder auf Helikopter zurückgegriffen, die zwischen Flugplatz an Land und Windpark pendeln und auch die Feinverteilungsvorgänge für das Personal zu den einzelnen OWEA übernehmen (vgl. Abb. 54) [21, S. 102-103].

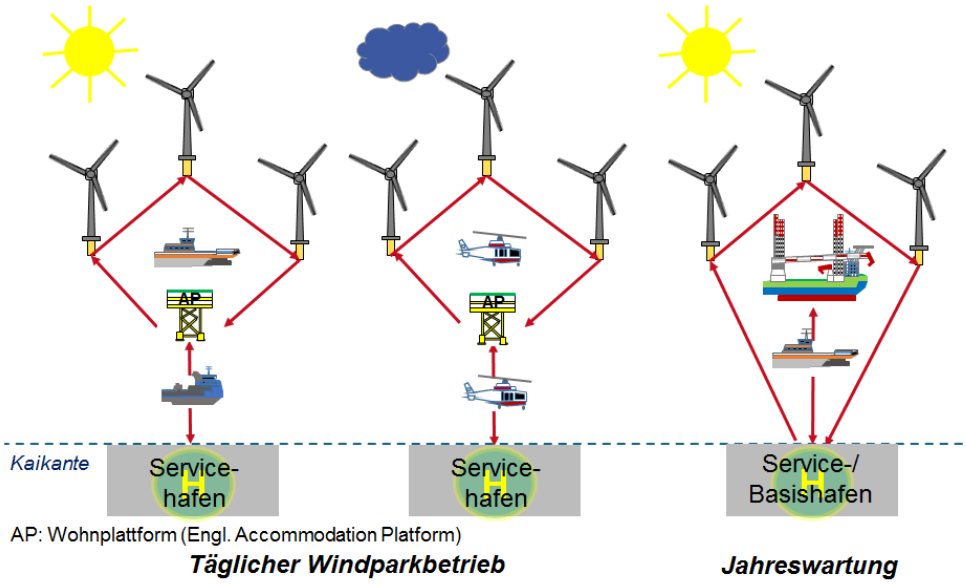


ABB. 54: MARITIMES SERVICE –UND VERSORGUNGSKONZEPT „SEA-AP 1“

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an das in „Offshore-Solutions“ [69] identifizierte Service- und Versorgungskonzept „OffSol 2a“ nach *Stanik et al.* [21, S. 102-103])

Das Konzept „SEA-AP 1“ lässt sich am Beispiel eines 80 OWEA Windparks wie folgt konkretisieren: Wird von einem täglichen Personenversatzbedarf von 10 Serviceteams (30 Personen) ausgegangen, ließe sich diese Aufgabe von einem stationär im Windpark eingesetzten 12 Pax CTV übernehmen. Das Offshore-Servicepersonal müsste dafür jedoch täglich in einem Dreischichtdienst eingesetzt werden. In der ersten und zweiten Schicht transferiert das CTV beispielsweise jeweils vier Serviceteams (inkl. Material) und in der dritten Schicht zwei Serviceteams (inkl. Material) auf die OWEA. Nach deren Arbeitserfüllung würden die einzelnen Serviceteams nacheinander (inkl. Material) wieder von dem CTV eingesammelt und zurück zur Wohnplattform transportiert werden.

Wird weiterhin von einem komplementären täglichen Personentransportbedarf ausgegangen, sofern ein Schiffseinsatz nicht mehr möglich ist, würde sich für den Helikoptereinsatz ein 12 Pax Helikopter anbieten: Da sich das im Windpark stationierte Personal ja bereits in diesem befindet, würde der 12 Pax Helikopter zunächst die Wohnplattform anfliegen und auf dieser landen. Über drei Verteilvorgänge hinweg, würden jeweils bis zu vier Serviceteams auf die OWEA verteilt werden, bis der Helikopter wieder den Flugplatz an Land anfliegt und neu betankt werden kann.

Nach der jeweiligen Arbeitserfüllung der Serviceteams würde der Helikopter diese wieder einsammeln, zurück zur Wohnplattform befördern und anschließend wieder den Flugplatz an Land anfliegen.

Für den Offshore-Versorgungsschiffeinsatz im Pendelverkehr zwischen Hafen und Windpark bestehen grundsätzlich zwei Personen- und Materialtransportalternativen: Bei einem täglichen Offshore-Servicepersonalbedarf von 30 Personen und drei bis vier Personen der CTV-Crew, die jedoch in einem dreiwöchigen On-/Off-Schichtbetrieb arbeiten können (gem. § 6 (1) Offshore-ArbZV [356]), da sie keine „Offshore-Tätigkeiten" (gem. § 15 Absatz 2a *ArbZG* [384] oder § 55 Satz 1 Nummer 3 *SeeArbG* [385]) durchführen, wäre bei wöchentlichen Personal- und Materialrotationen, von einem durchschnittlichen Personentransportaufkommen i.H.v. ca. 16-17 Personen und einem durchschnittlichen Materialaufkommen i.H.v. 35 10´ Containern pro Fahrt auszugehen. Der Decksflächenbedarf würde bei einer ungestapelten Containerladung bei rund 260 m² pro Woche liegen [69, S. 29]. Zusätzlich würden bei dem Konzept „SEA-AP 1" rund 36 m² Decksfläche für ein Ampelmann-Transfersystem auf dem Versorgungsschiff benötigt werden [320, S. 53-54]. Aus diesem Grund müsste dieses, bei einer wöchentlichen Versorgung des Windparks, insgesamt mindestens eine Decksfläche von rund 296 m² aufweisen. Es ließe sich ein 24 Pax Offshore-Versorgungsschiff mit einer Decksfläche von bis zu 350 m² einsetzen (vgl. Kapitel 5.5.3). Alternativ ließen sich die Pendelverkehre alle zwei Wochen durchführen. Dies würde jedoch den Einsatz eines viel größeren Schiffs voraussetzen oder eine Doppelfahrt des kleineren Schiffs bedeuten (vgl. Abb. 55).

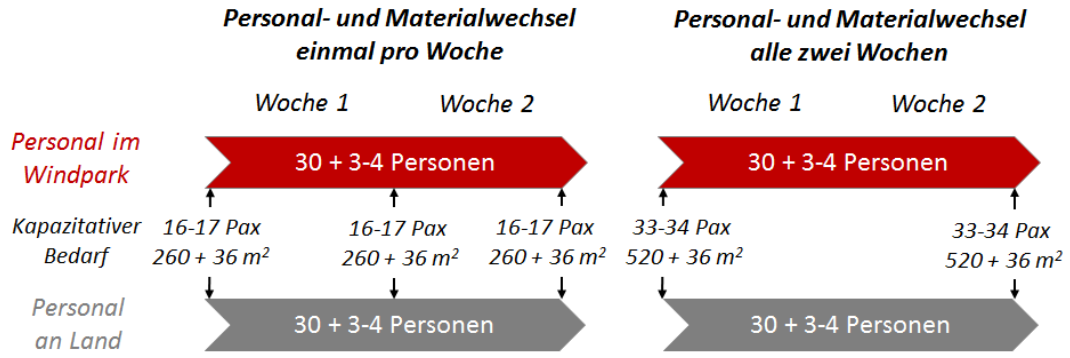


ABB. 55: BEISPIELE FÜR PERSONAL- UND MATERIALWECHSELALTERNATIVEN FÜR EINEN 80 OWEA WINDPARK BEIM SERVICE- UND VERSORGUNGSKONZEPT „SEA-AP 1"

(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf der Datenlage zum durchschnittlichen täglichen Personalbedarf aus Kapitel 5.4.6 inkl. Versorgungspersonal, den täglichen Materialbedarfsangaben eines 80 OWEA Windpark nach *Holbach et al.* [69, S. 29] und dem Decksflächenbedarf für ein Ampelmann-System nach *Salzmann* [320, S. 53-54])

Die technischen und logistischen Anforderungen an die Ressourcenplanung für den Windpark wären in einem zweiwöchigen Versorgungszyklus sehr viel größer, als wenn von wöchentlichen Versorgungstransporten ausgegangen wird. Zwar existieren Offshore-Versorgungsschiffe, welche genügend große Personentransportkapazitäten, Decksflächen und Nutzlasten für das doppelt so hohe Personal- und Materialaufkommen bei einer zweiwöchigen Versorgung aufweisen würden.

Jedoch sind auch die kapazitativen Anforderungen an die Wohnplattform zu berücksichtigen, die mit ebenso doppelt so hohen Decksflächenbedarfen und Nutzlastanforderungen konfrontiert werden würde. Die Lebensmittel-, Frischwasser- und Betriebsmittelversorgung ließe sich bei wöchentlichen Transporten sicherer einplanen. Auch bietet die wöchentliche Versorgung eine Alternative, um auf kurzfristige Materialbedarfe und personelle Änderungen zu reagieren. Diese Flexibilität, in Kombination mit den geringeren Wohnplattformanforderungen, untermauert den Ansatz, dass mindestens auf den wöchentlichen Einsatz eines Offshore-Versorgungsschiffes im seebasierten Windparkbetrieb zurückgegriffen werden sollte.

6.3.1.2 Dualismus des Schiffs- und Helikoptereinsatzes

In Abgrenzung zu „SEA-AP 1“ besteht bei dem Service- und Versorgungskonzept „SEA-AP 2“ die Möglichkeit ganzjährig für den „Crew Change“, im Pendelverkehr zwischen Land und Wohnplattform, auf einen von Land aus operierenden Helikopter zurückzugreifen. Dieser ließe sich ebenso zu jenen Zeitfenstern einsetzen, in denen ein CTV-Einsatz für den Personenüberstieg nicht mehr möglich ist. Die Materialversorgung im Pendelverkehr zwischen Servicehafen und Windpark würde bei „SEA-AP 2“ ein Offshore-Versorgungsschiff übernehmen. Jedoch müsste dieses kein aufwändiges Überstiegssystem mehr für den Personenversatz aufweisen, da der „Crew Change“ bereits über einen Helikopter erfolgt (vgl. „OffSol 4a“ [21, S. 102-105] [69, S. 52-54], Abb. 56).

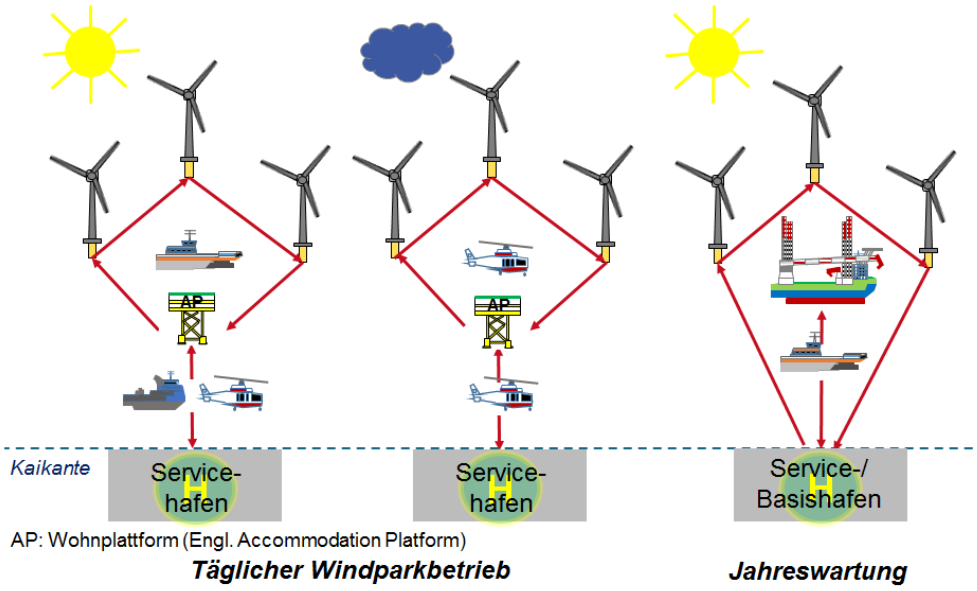


ABB. 56: MARITIMES SERVICE–UND VERSORGUNGSKONZEPT „SEA-AP 2“

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an das in „Offshore-Solutions“ [69] identifizierte Service- und Versorgungskonzept „OffSol 4a“ nach *Stanik et al.* [21, S. 102-105])

Da sich hinsichtlich der windparkinternen Feinverteilungsressourcen und deren Prozessen keine Unterschiede zu „SEA-AP 1“ ergeben, soll zur exemplarischen Konkretisierung des Service- und Versorgungskonzepts „SEA-AP 2“, der Fokus eher auf den Pendelverkehrsstrukturen und -prozessen liegen, die es im Folgenden am Beispiel eines 80 OWEA Windparks zu erläutern gilt.

Wie zu „SEA-AP 1“ geschildert, würde zur wöchentlichen Materialversorgung auf ein kleineres Offshore-Versorgungsschiff (Decksfläche: max. 350 m²) zurückgegriffen werden. Bei „SEA-AP 2“ würde dieses jedoch kein bordseitiges Überstiegsystem benötigen. Da der „Crew Change“ über einen Helikopter durchgeführt wird, sind Material- und Personalversorgung zwischen Servicehafen und Windpark bei „SEA-AP 2“ voneinander getrennt. Da für den Beispielwindpark, über zwei Wochen hinweg, bis zu 34 Personen ausgewechselt werden müssten (vgl. Abb. 55), erweist sich der Einsatz eines 12 Pax Helikopters zur Durchführung des „Crew Change“ als geeignet. Über zwei Wochen hinweg würde dieser insgesamt mit drei Pendelfahrten beauftragt werden. In diesem Fall wäre mit einem fast vollausgelasteten Helikopter zur Durchführung des „Crew Change“ zu rechnen, sowohl für Hin- als auch für Rückflüge. Wie zuvor beschrieben würde auch bei diesem Service- und Versorgungkonzept gelten, dass auf den Helikopter ebenfalls für den Personenversatz auf die OWEA zurückgegriffen werden kann, wenn dieser per CTV, aufgrund zu hoher Seegangserscheinungen, nicht mehr ermöglicht werden kann.

Aus technischen und prozessualen Gesichtspunkten würden sich hinsichtlich eines dualen Schiffs- und Helikoptereinsatzes auch Konzepte identifizieren lassen, die den Einsatz eines stationären Helikopters auf der Wohnplattform vorsehen. Beispiele dafür bilden die in *Offshore-Solutions* identifizierten Service- und Versorgungskonzepte „OffSol 2b“ und „OffSol 4c“ [21, S. 102-106] [69, S. 52-54]. Ein stationärer Helikoptereinsatz lässt sich jedoch aus ökonomischen Gesichtspunkten und erheblichen technischen Anforderungen aus einer Effizienz-Perspektive nicht rechtfertigen. Den Mehrkosten für die technischen Anforderungen sind zusätzlich sehr hohe tägliche Einsatzkosten für den stationären Helikoptereinsatz hinzuzurechnen (vgl. Kapitel 5.5.6). Zusätzlich zu den hohen täglichen Einsatzkosten für eine Wohnplattform, sind für den Helikoptereinsatz eine tägliche Vorhaltepauschale sowie dessen variable Einsatzkosten zu berücksichtigen. Allein die in Kapitel 5.5.6 ermittelten täglichen Einsatzkosten für eine Wohnplattform (rund 35.000 €) und die tägliche Vorhaltepauschale für einen stationären 6 Pax Helikopter (rund 34.000 €), würden mit Einsatzkosten von fast 70.000 € pro Tag einhergehen. Im Vergleich zur ermittelten durchschnittlichen Tagescharterrate für ein Wohnschiff (rund 38.500 €) wird deutlich, dass sich ein stationärer Helikoptereinsatz, aus einer Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsperspektive, kategorisch ausschließen lässt.

6.3.2 Windparkinterne Personenunterbringung und Bevorratung von Material auf einem Wohnschiff

Die Alternative zur windparkinternen Personenunterbringung und Materialbevorratung auf einer feststehenden Wohnplattform bietet die Nutzung eines Wohnschiffs [62, S. 22 ff.] [21, S. 100 ff.] [63, S. 435-440]. Das maritime Service- und Versorgungskonzept „SEA-AV“, wobei „AV“ für „Accommodation Vessel“ stehen soll, orientiert sich an der grundsätzlichen Systematik des Service- und Versorgungskonzepts „SEA-AP 1“, indem im täglichen Windparkbetrieb solange für den Personenversatz auf die OWEA auf einen Wohnschiffeinsatz gesetzt wird, wie es dessen seegangsbedingte Einsatzfenster ermöglichen. Ist ein Wohnschiffeinsatz für den Personenversatz auf die einzelnen OWEA nicht mehr möglich, würde für diese Aufgabe bei diesem Konzept auf einen von Land aus operierenden Helikopter zurückgegriffen werden. Für den Personen- und Materialtransport zwischen Servicehafen und Windpark wird bei diesem Konzept ebenfalls ein wöchentlich operierendes Offshore-Versorgungsschiff eingesetzt (vgl. „OffSol 3“ [21, S. 102-105] [69, S. 52-53]).

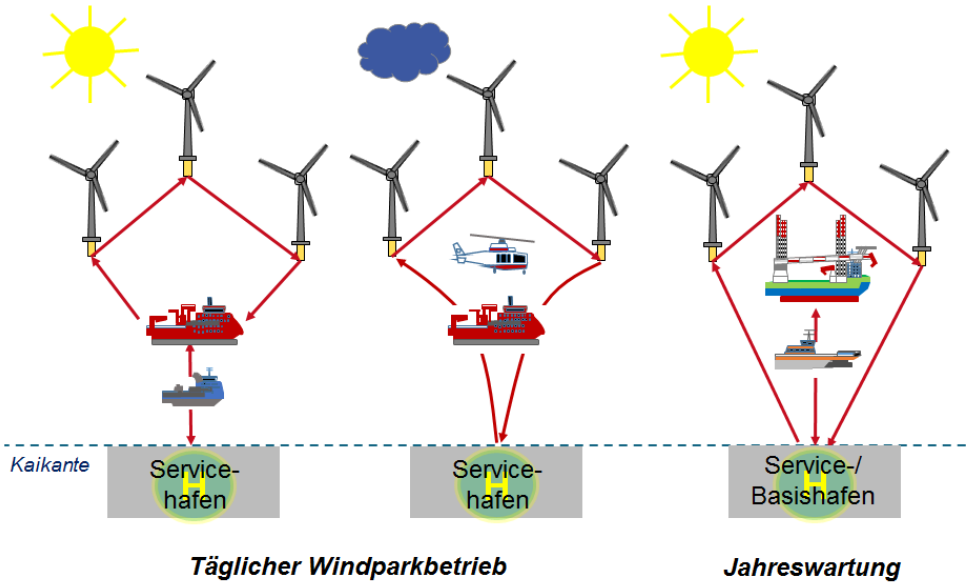


ABB. 57: MARITIMES SERVICE- UND VERSORGUNGSKONZEPT „SEA-AV“

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an das in „Offshore-Solutions“ [69] identifizierte Service- und Versorgungskonzept „OffSol 3“ nach *Stanik et al.* [21, S. 102-105])

Da bei diesem Konzept bereits das Wohnschiff über ein bordseitiges Transfersystem mit Wellenkompensationstechnik verfügt, muss das Offshore-Versorgungsschiff, im Gegensatz zu jenem bei „SEA-AP 1“, nicht mehr mit solch einem aufwändigen System, für den Personenüberstieg zwischen den beiden Schiffen, ausgerüstet werden [21, S. 104].

Neben der anderen Personenunterbringungs- und Materialbevorratungseinheit, besteht bei einem Wohnschiffeinsatz, im Gegensatz zu einem Wohnplattformeinsatz, auch ein Unterschied in der Feederverkehrsstruktur. Während die Konzepte, die auf einen Wohnplattformeinsatz beruhen („SEA-AP 1“ und „SEA-AP 2“), den Einsatz stationärer CTVs zur Feinverteilung von Personal und Material auf die einzelnen OWEA beinhalten, kann diese Aufgaben das Wohnschiff selbst übernehmen [63, S. 436-439].

Am Beispiel eines 80 OWEA Windparks würde sich folgende Konstellation bei dem Konzept „SEA-AV“ ergeben: Um durchschnittlich 30 Personen zusätzlich zur Schiffscrew auf dem Wohnschiff unterzubringen und einen Decksflächenbedarf von wöchentlich 260 m² zu decken [69, S. 29], würde sich für einen Windpark dieser Größe, ein in Kapitel 5.5.3 beschriebenes 40 Pax Wohnschiff mit einer Decksfläche von bis zu 550 m² und entsprechender bordseitiger Ausrüstung einsetzen lassen.

Der Helikoptereinsatz erweist sich bei einem Wohnschiff jedoch etwas komplizierter als bei einer Wohnplattform. Auf das Helideck einer Wohnplattform ließe sich eine Helikopterlandung in der Regel problemlos ermöglichen. Bei der Wohnschiffvariante müssten die einzelnen Serviceteams beispielsweise über einen 12 Pax Helikopter, von der „Winching Area“ [227, S. 105 ff.] des Wohnschiffes, nacheinander aufgewinscht und auf die einzelnen OWEA abgewinscht werden. Nach Arbeitserfüllung an den OWEA könnte der Helikopter die einzelnen Serviceteams wieder nacheinander aufwinschen und zurück auf das Wohnschiff abwinschen.

Rein technisch und prozessual betrachtet ließe sich eine Wohnschiffkonzeptalternative beschreiben, bei der im Pendelverkehr zwischen Servicehafen und Wohnschiff, neben dem Versorgungsschiff für den Materialtransport, auch ein Helikopter für den „Crew Change“ eingesetzt wird (vgl. „OffSol 4b“ nach *Stanik et al.* [21, S. 102-106]). Solch eine Konzeptalternative lässt sich jedoch aus ökonomischen Gründen ausschließen: Anders als bei den plattformbasierten Service- und Versorgungskonzepten würde nicht zwischen dem Einsatz eines aufwändigen Überstiegssystems auf dem Offshore-Versorgungsschiff und einem Helikoptereinsatz abzuwägen sein, da das Wohnschiff selbst über ein entsprechendes Personentransfersystem verfügt. Dieses Transfersystem lässt sich auch für einen Personentransfer zwischen dem Versorgungsschiff und dem Wohnschiff einsetzen. Folgerichtig sind als Tagescharterraten für das Offshore-Versorgungsschiff, wie auch bei „SEA-AV“, jene für ein Offshore-Versorgungsschiff ohne Personentransfersystem heranzuziehen. Im Vergleich mit „SEA-AV“, würde die beschriebene Wohnschiffkonzeptalternative (bei der ein zusätzlicher Helikoptereinsatz für den „Crew Change“ fokussiert wird) jedoch zusätzliche Helikoptereinsatzkosten hervorrufen und sich daher nicht als ökonomisch vorteilhaft erweisen.

Auch eine Substitution des Offshore-Versorgungsschiffs durch ein langfristig eingechartertes CTV ließe sich bei allen seebasierten Service- und Versorgungskonzepten, sowohl aus technischen als auch aus ökonomischen Gründen, kategorisch ausschließen: Ein Offshore-Versorgungsschiff weist den nötigen Laderaum zur wöchentlichen Versorgung einer Wohnplattform oder eines Wohnschiffs mit Treib- und Betriebsstoffen als auch mit Frischwasser auf. Auch würden sich die einmaligen Einsatzkosten für ein Offshore-Versorgungsschiff, insgesamt über die Woche betrachtet, als günstiger erweisen, als bei einem täglichen CTV-Einsatz im Pendelverkehr zwischen Servicehafen und Windpark.

7. Effizienz-basierte strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb

Im 5. Kapitel wurden die windparkspezifischen Bedarfs- und Eingangsparameter sowie die versorgungsspezifischen Kosten- und Leistungsparameter für die maritime Versorgung im Windparkbetrieb analysiert. In Konformität zu diesen Analysen konnten im 6. Kapitel potenzielle maritime Service- und Versorgungskonzepte identifiziert werden, mit denen die maritime Betriebs- und Wartungslogistik eines Windparkprojekts jeweils aus technischen, prozessualen, ökonomischen und rechtlichen Aspekten gewährleistet werden kann.

Im Rahmen dieses 7. Kapitels werden jene auf diesen Ergebnissen aufbauenden weiteren Analyseschritte, gemäß der Prozesslogik des in dieser Dissertation entwickelten Analyseverfahrens, beschrieben und am Beispiel eines Referenzwindparks angewendet, welche sich für eine Effizienz-basierte strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte, über die Lebensdauer eines Windparkprojekts, anbieten.

Im Folgenden werden zunächst die verschiedenen weiteren Analyseschritte und die jeweilige Art und Weise in diesen vorgestellt, wie die Effizienz als Analysekriterium für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb verwendet wird. Die Erprobung dieser algorithmischen Analyseschrittfolge erfolgt anschließend über eine Effizienz-basierte Modellierung dieser am Beispiel eines Referenzwindparks. Als Ergebnis dieser Modellierung wird ein im Vergleich zu anderen Konzeptalternativen aus ökonomischen Aspekten zu bevorzugendes Service- und Versorgungskonzept für den Windparkbetrieb ausgewählt.

Da sich dieses stets basierend auf den in der Modellierung zugrundegelegten Eingangswerten ergibt (basierend auf den zugrundegelegten windparkseitigen Bedarfs- und Eingangsparametern und versorgungsseitigen Kosten- und Leistungsparametern), soll in Konformität zu der definierten Prozesslogik des Analyseverfahrens, anschließend die Robustheit der maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl hinsichtlich Eingangswertänderungen analysiert werden. Wie in der Einleitung dieser Dissertation beschrieben, werden im Rahmen dieser Robustheitsanalyse sowohl Aspekte einer Risiko-, Sensitivitäts- und Lebenszykluskostenanalyse aufgegriffen. Die Ergebnisse sämtlicher Analyseschritte werden ebenfalls am Beispiel des Referenzwindparks verdeutlicht. Das 7. Kapitel schließt mit dem Aufzeigen von Modell-basierten Handlungsempfehlungen, die sich für die strategische maritime Service- und Versorgungskonzeptplanung, über die Verfahrenserprobung am Beispiel des Referenzwindparks, ergeben würden.

7.1 Effizienz als Analysekriterium für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte

Wie zur Prozesslogik des Analyseverfahrens erläutert, wird in diesem die Effizienz als Kernkriterium zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl herangezogen. In Anlehnung an das Effizienzkriterium in der Produktionswirtschaft liegt Effizienz genau dann zugrunde, wenn jegliche Verschwendung von Input- und Outputmengen vermieden wird [37, S. 5] [38, S. 14]. Eine Vermeidung dieser Verschwendung lässt sich nach dem Grundgedanken der Produktionswirtschaft dadurch ermöglichen, indem bei einer Auswahl diverser Produktionsalternativen, jene Alternative als effizient deklariert wird, die ein optimales Verhältnis von Output- zu Inputmengen im Alternativvergleich aufweisen würde [37, S. 5-6] [38, S. 14-16].

Um solch ein optimales Verhältnis zwischen Output- und Inputmengen zu erzeugen wird das ökonomische Prinzip (Wirtschaftlichkeitsprinzip) zugrundegelegt [386, S. 4 f.]. Je nach Anwendungsfall lässt sich nach diesem eine Wirtschaftlichkeit durch eine Output-Maximierung (Maximumprinzip), durch eine Input-Minimierung (Minimumprinzip) oder durch das generelle Extremumprinzip erzeugen, bei dem sowohl Inputmengen minimiert als auch Outputmengen maximiert werden sollen [387, S. 5 ff.]. Das Analyseverfahren orientiert sich am generellen Extremumprinzip, da sich in Abhängigkeit des Service- und Versorgungskonzepts, sowohl die Einsatz- und Versorgungskosten (als Inputgröße) als auch die Erlöse (als Outputgröße) des Windparkbetreibers variabel gestalten können. Aus einer Wirtschaftlichkeitsperspektive ließe sich somit jenes Konzept als effizient im Alternativvergleich deklarieren, welches möglichst minimale Einsatz- und Versorgungskosten, bei maximalen Erlösen aus Windenergieerträgen über die OWEA-Verfügbarkeit, aufweisen würde [25] [21, S. 106 ff.] [63, S. 451].

Die jährlichen Erlöse eines Windparkbetreibers ergeben sich über dessen jährlich eingespeister Stromproduktionsmenge und der vorgegebenen festen Einspeisevergütung nach § 50 *EEG* [2], wenn zur Ertragsgenerierung auf die EEG-Vergütung und nicht auf das Marktprämienmodell gesetzt wird [86, S. 135 ff.] (vgl. Kapitel 3.3.3). Die produzierte Strommenge eines Windparks gestaltet sich variabel, da sie von den standortbedingten Winderträgen, in Verbindung mit den jeweiligen OWEA-Leistungskurven [340] und den technischen OWEA-Verfügbarkeitswerten abhängt [346] [343]. Um die Stromproduktion über ein gesamtes Jahr aufrecht zu erhalten, müssen die einzelnen OWEA auch technisch verfügbar sein [346] [343] (vgl. Kapitel 5.4.5). Da eine technische Nichtverfügbarkeit der OWEA mit entgangenen Erlösen einhergehen würde, ist der Windparkbetreiber bestrebt, die OWEA möglichst ganzjährig mit Offshore-Servicepersonal, Schmiermitteln, Ersatzteilen etc. zu versorgen, sofern diese benötigt werden [25]. Diese Versorgungsleistungen gestalten sich jedoch unter anderem in Abhängigkeit der technischen Einsatzfähigkeit der maritimen Transportmittel [64] [20] und gehen konzeptspezifisch mit unterschiedlichen variablen Einsatz- und Versorgungskosten einher [25] [21, S. 106 ff.].

Es verdeutlicht sich somit insgesamt der Anwendungsbedarf des „generellen Extremumprinzips“ als Instrument zur Wirtschaftlichkeitsanalyse [387, S. 5 ff.], da eine optimale Service- und Versorgungskonzeptauswahl sowohl auf möglichst minimale Einsatz- und Versorgungskosten, als auch auf möglichst maximale Erlöse, als Ergebnis der Konzeptauswahl, abzielen sollte [25] [21, S. 106 ff.] [63, S. 451].

7.1.1 Konzeptübergreifende Definition von Versorgungskapazitäten

Im Rahmen eines ersten Analyseschritts gilt es für jedes maritime Service- und Versorgungskonzept, welches für einen Windpark potenziell denkbar wäre, sämtliche technisch und prozessual benötigten und unter ökonomischen und rechtlichen Aspekten vorteilhaft einzuschätzenden Versorgungskapazitäten, für dieses zu definieren. Der Fokus liegt dabei für jedes Konzept separat auf einer windparkspezifischen Ressourcenoptimierung, wobei sich diese Ressourcen in Form von Schiffen, Helikoptern sowie Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten darstellen. Es gilt demnach für jedes Konzept jene Versorgungskapazitäten festzulegen, die sich in Abhängigkeit der windparkseitigen Versorgungsbedarfe und Einflussparameter, als auch der versorgungsseitigen Kosten- und Leistungsparameter, unter Berücksichtigung arbeitsrechtlicher Bedingungen, gemäß der zuvor aufgeführten Effizienz-Definition zur Vermeidung von Verschwendung [37, S. 5] [38, S. 14], im Rahmen eines Vergleichs von Auswahlalternativen [37, S. 5-6] [38, S. 14-16], empfehlen würden.

Konzeptübergreifend lassen sich zunächst die täglichen windparkseitigen Versorgungsbedarfe an Offshore-Servicepersonal ($N_{Personal}$ [Anzahl]) und Material, hinsichtlich Flächenabmessungen ($N_{Material,\ Flächenabmessung}$[m²]) und Gewichten ($N_{Material,\ Gewichte}$[t]) im täglichen Windparkbetrieb zugrundelegen, sowie jene, die zusätzlich in der Jahreswartung des Windparks anfallen ($N_{Personal,\ JW}$ [Anzahl], $N_{Material,\ JW,\ Flächenabmessung}$ [m²], $N_{Material,\ JW,\ Gewichte}$ [t]).

7.1.1.1 Definition von Versorgungskapazitäten für den konzeptübergreifenden Reparaturschiffeinsatz

Zunächst soll der Fokus auf der Kapazitätsfestlegung für die Jahreswartung des Windparks liegen. Um über die Dauer der Jahreswartung eine technisch und ökonomisch vorteilhafte Reparaturschiffauswahl zu treffen, wird im Rahmen der Kostenmodellierung des Reparaturschiffeinsatzes, zunächst auf folgenden Algorithmus zurückgegriffen.

Algorithmus zur Reparaturschiffauswahl

Hinsichtlich des konzeptübergreifenden Reparaturschiffeinsatzes in der Jahreswartung ergeben sich zur Bestimmung dessen benötigten Schiffskapazitäten ($C_{Jack\text{-}Up,\ Personal}$ [Pax], $C_{Jack\text{-}Up,\ Material,\ Decksfläche}$ [m²], $C_{Jack\text{-}Up,\ Material,\ Jackable\ Payload}$[t]) folgende Mindestanforderungen, wenn davon ausgegangen wird, dass das Reparaturschiff zu Einsatzbeginn voll beladen den Windpark anfährt und zwischendurch nicht wiederholt den Basishafen anlaufen oder von einem größeren Hilfsschiff mit Großkomponenten und weiteren Betriebsmitteln (wie Lebensmittel, Frischwasser, Treib- und Schmierstoffe) versorgt werden muss.

$$C_{Jack-Up,\ Personal}\ [Pax] \geq\ N_{Personal,\ JW}\ [Anzahl]$$

$$C_{Jack-Up,\ Material,\ Decksfläche}\ [m^2] \gg N_{Material,\ JW,\ Flächenabmessung}\ [m^2]$$

$$C_{Jack-Up,\ Material,\ Jackable\ Payload}\ [t] \gg N_{Material,\ JW,\ Gewichte}\ [t]$$

Demnach muss das Reparaturschiff zur Unterbringung des in der Jahreswartung zusätzlich benötigten Offshore-Servicepersonals, eine mindestens entsprechend hohe Kabinenkapazität bereitstellen (zusätzlich zu jener, die ohnehin für die Schiffsbesatzung vorzuhalten wäre). Erfahrungsgemäß ist über den Zeitraum der Jahreswartung mit einem doppelt bis dreifach so hohem Offshore-Servicepersonalaufkommen im Windpark zu rechnen, wie er im sonstigen täglichen Windparkbetrieb zu verzeichnen ist [14, S. 33].

Für die Durchführung von Getriebewechselaufgaben, welche am häufigsten im Vergleich aller Großkomponenten zu erwarten sind (vgl. Kapitel 5.4.5), werden beispielsweise rund 17 Servicetechniker benötigt [81]. Unter Zugrundelegung eines 24/7 Einsatzes und einer jeweiligen Bruttoarbeitszeit von 12 Stunden für Offshore untergebrachtes Personal [356, S. 1-2], müsste somit in mindestens zwei Schichten gearbeitet werden, sodass rund 34 Servicetechniker pro Tag für diese Großkomponentenwechsel benötigt werden würden. Sind auch Hauptüberholungsarbeiten vorzusehen, werden für diese mindestens genauso viele weitere Servicetechniker benötigt, wie für kleinere Reparaturen im täglichen Windparkbetrieb [81]. Für einen 80 OWEA Windpark wäre somit im Durchschnitt von mindestens weiteren 30 benötigten Personen auszugehen (vgl. Kapitel 5.4.6).

Somit würde sich der zusätzlich in der Jahreswartung zu verzeichnende tägliche Offshore-Servicepersonalbedarf ($N_{Personal,\ JW}$) auf dem Reparaturschiff (ohne Berücksichtigung der Schiffsbesatzung), bei einem 80 OWEA Windpark, auf rund 64 Personen belaufen. Inklusive Schiffsbesatzung (ca. 25 Personen [388][18]), ließe sich ein Unterbringungsbedarf auf dem Reparaturschiff für insgesamt rund 90 Personen feststellen[19].

Wie weiterhin aus den Mindestanforderungen ersichtlich, sollten die materialbezogenen Versorgungskapazitäten des Reparaturschiffs, hinsichtlich der in der Jahreswartung benötigten Großkomponenten ($C_{Jack\text{-}Up,\ Material,\ Decksfläche}$ [m^2], $C_{Jack\text{-}Up,\ Material,\ Jackable\ Payload}$[t]), sehr viel höher sein, als die Versorgungsbedarfe an neuen Großkomponenten in der Jahreswartung ($N_{Material,\ JW,\ Flächenabmessung}$ [m^2], $N_{Material,\ JW,\ Gewichte}$ [t]), da das Reparaturschiff, zur Durchführung von Auswechselvorgängen, eine genügend freie Decksfläche und eine genügend hohe Tragfähigkeit für diese Kranaktivitäten bereitstellen muss.

Weiterhin müssen zur Reparaturschiffauswahl weitere Einsatzrestriktionen beachtet werden, wie beispielsweise die standortspezifischen Wassertiefen, die sich in Form von Mindestanforderungen an die nötige Hubbeinlänge eines Reparaturschiffs wiederspiegeln. Sämtliche in Kapitel 5.3.5 beispielhaft ausgewählten Errichterschiffvarianten, die ohnehin sehr hohe Decksflächen und jackingfähige Nutzlasten aufweisen, erfüllen die aufgeführten Kapazitätsanforderungen als auch mit ihren Hubbeinlängen (von mehr als 70 m), die Mindestanforderungen für einen Reparaturschiffeinsatz in entsprechender Wassertiefe (Wassertiefe beispielsweise bei „NSB 3“ ca. 40 m, bei „NSB 2“ ca. 42 m [389]). Bei Offshore-Windparks mit einer sehr hohen Wassertiefe, bei denen nicht bereits auf schwimmende OWEA gesetzt wird[20], bedürfen die Mindestanforderungen an die Hubbeinlänge des Reparaturschiffs jedoch einer gesonderten Berücksichtigung.

Um neben den technischen Mindestanforderungen nun auch aus einer Wirtschaftlichkeits- und Effizienz-Perspektive eine optimale Auswahlentscheidung treffen zu können, empfiehlt es sich, im Rahmen eines Vergleichs diverser n Reparaturschiffalternativen, schließlich jenes Reparaturschiff i zur Einsatzdurchführung auszuwählen, welches die geringsten Einsatzkosten pro Tag ($EK_{Jack\text{-}Up}$ [€]) aufweist. Diese ergeben sich aus den jeweiligen Tagescharterraten ($TCR_{Jack\text{-}Up\ i}$ [€]) und den jeweiligen täglichen reiseabhängigen Kosten ($RaK_{Jack\text{-}Up\ i}$ [€]) eines Reparaturschiffs i.

$$EK_{Jack-Up} = min\left\{TCR_{Jack-Up\ i} + RaK_{Jack-Up\ i} \middle| i = 1, \dots, n\right\}$$

Die hohen Tagescharterraten für Jack-Up Vessel machen den Löwenanteil der Einsatzkosten eines Reparaturschiffeinsatzes aus [95, S. 200 ff.]. Zur Bemessung der reiseabhängigen Kosten sollen im Rahmen dieses Auswahlalgorithmus die jeweiligen Treibstoffkosten der Reparaturschiff-alternativen herangezogen werden, wenn davon ausgegangen wird, dass dem Reparaturschiffeinsatz ein Zeitchartervertrag zugrunde liegt, unter dem das Schiff inkl. der Schiffsbesatzung gestellt wird [369, S. 6 ff.].

[18] Auf der „Sea Installer“ beläuft sich die Anzahl der Schiffsbesatzung beispielsweise auf 25 Personen.

[19] Der beschriebene Unterbringungsbedarf auf dem Reparaturschiff kann durch alle in Kapitel 5.3.5 aufgezeigten Beispielreparaturschischiffe gedeckt werden

[20] OWEA mit schwimmenden Fundamenten ließen sich zur Durchführung größerer Reparaturen mit einem Schleppschiff in den Hafen verschleppen, sodass in der Regel kein Reparaturschiffbedarf bestehen würde.

Da das Ziel dieses Auswahlalgorithmus auf einer Reparaturschiffauswahl liegt, werden sämtliche weiteren Schiffsbetriebskosten, die sich unabhängig von der jeweiligen Schiffsauswahl ergeben oder verhältnismäßig gering ausfallen, vernachlässigt. Dies betrifft beispielsweise auch die Personalkosten für das zusätzliche Offshore-Servicepersonal auf dem Reparaturschiff [95, S. 200 ff.], da sich diese schiffsübergreifend konstant darstellen und somit unabhängig zur konkreten Reparaturschiffauswahl ergeben. Da die täglichen Treibstoffkosten ($TK_{Jack\text{-}Up,\,i}$ [€]), im Rahmen der reiseabhängigen Kosten, einen vergleichsweise hohen Kostenanteil für einen Reparaturschiffeinsatz ausmachen [95, S. 201] und somit sehr wohl die Auswahlentscheidung beeinflussen können, empfiehlt sich an dieser Stelle auch die gesonderte Berücksichtigung dieser. Es wird im Rahmen dieses Auswahlalgorithmus somit folgender Näherungsansatz zugrundegelegt. Der Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten des Reparaturschiffeinsatzes wird im Anhang E1 dieser Arbeit erläutert.

$$RaK_{Jack-Up\,i} \approx TK_{Jack-Up\,i}, \qquad i = 1,..,n$$

Algorithmus zur Transportmittelwahl für die Reparaturschiffversorgung

Für das auf dem Reparaturschiff unterzubringende Personal lässt sich deren „Crew Change“ am kostengünstigsten durch ein über die Dauer der Jahreswartung einzucharterndes CTV ermöglichen, welches gleichzeitig auch Feinverteilungsaufgaben auf sämtliche OWEA übernehmen kann, damit beispielsweise auch Hauptüberholungen der Anlagenkomponenten durchgeführt werden können [228, S. 14]. Aus diesem Grund ist es vornehmlich als stationäres Transportmittel einzuplanen, welches zusätzlich für den „Crew Change“, auch Pendelverkehre über die Dauer der Jahreswartung durchführen kann (vgl. Kapitel 6.1). Die folgende Abbildung zeigt eine schematisierte Prozesslogik für das über die Dauer der Jahreswartung einzucharternde CTV auf. In dieser sind die Transitvorgänge des CTVs im Pendelverkehr zwischen Service- bzw. Basishafen und Reparaturschiff, die Verteil- und Sammelvorgänge des CTVs innerhalb des Windparks, als auch dessen jeweiligen Personen- und Materialtransfervorgänge an der OWEA des Reparaturschiffs sowie den weiteren OWEA gekennzeichnet, an denen Hauptüberholungen durchgeführt werden sollen (vgl. Abb. 58).

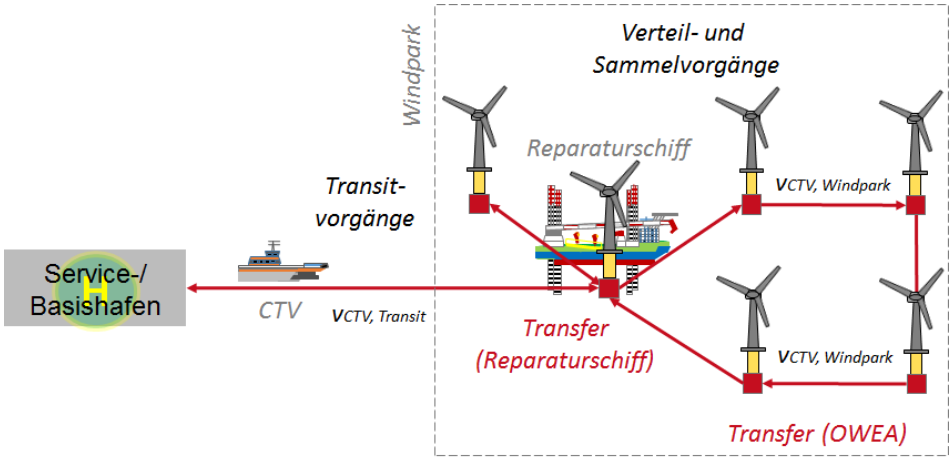


ABB. 58: CTV-PROZESSLOGIK ZUR REPARATURSCHIFFVERSORGUNG IN DER JAHRESWARTUNG

Da das Reparaturschiff im aufgejackten Zustand über eine Transferbrücke mit einer OWEA-Plattform verbunden ist, ließe sich ein Personenversatz über das am Boat Landing der OWEA anliegende CTV und eben diese Transferbrücke ermöglichen. Denkbar wäre zwar auch der Einsatz eines zwischen Flugplatz an Land und Reparaturschiff pendelnden Helikopters, wofür Errichterschiffe höherer Generationen auch standardgemäß über ein eigenes bordseitiges

„Helideck“ verfügen (vgl. Kapitel 3.3.2). Da jedoch der Zeitraum der geplanten Jahreswartung konzeptübergreifend gezielt auf die Sommermonate gelegt wird, in denen eine CTV-seitige OWEA-Zugänglichkeit fast durchgängig ermöglicht werden kann (zumindest für SWATH/Trimaran-CTVs bzw. Katamaran-CTVs mit zusätzlichem Übersteigs-/Transfersystem) [295] (vgl. Kapitel 5.4.4), und auch Feinverteilungsaufgaben auf andere OWEA durchzuführen wären, für die ein Helikoptereinsatz zu teuer wäre, empfiehlt es sich, auf die kostengünstigere CTV-Variante zurückzugreifen. Auch werden zur Durchführung von Hauptüberholungsarbeiten diverse Werkzeuge, Ersatzteile und Schmiermittel benötigt, für die ein CTV geeignetere Zuladefähigkeiten aufweisen würde.

Dabei wird davon ausgegangen, dass das CTV, neben dem „Crew Change“ für das Offshore-Servicepersonal, auch für den Personalwechsel der Reparaturschiffbesatzung eingesetzt werden kann. Zwar besteht grundsätzlich die Möglichkeit, dass die Schiffsbesatzung in einem dreiwöchigen On-/Off-Schichtbetrieb arbeiten kann (gem. § 6 (1) Offshore-ArbZV [356]), da sie keine „Offshore-Tätigkeiten“ (gem. § 15 Absatz 2a *ArbZG* [384] oder § 55 Satz 1 Nummer 3 *SeeArbG* [385]) durchführt. Da jedoch das CTV ohnehin für häufigere Pendelfahrten zwischen Servicehafen und Windpark eingesetzt wird, kann komplementär zum Offshore-Servicepersonal, auch für die Schiffsbesatzung von einem zweiwöchigen Schichtdienst ausgegangen werden [356, S. 2]. Zur Festlegung einer optimalen Auswahlentscheidung für ein auszuwählendes CTV, zur Ausführung dieser Versorgungsaufgabe, empfiehlt sich folgender CTV-Auswahlalgorithmus.

Für die besonders relevante „Crew Change“ Aufgabe, im Pendelverkehr zwischen Servicehafen und Windpark (vgl. Kapitel 6.1), sollte das CTV zunächst eine möglichst hohe Personentransportkapazität ($C_{CTV,\ Personal}$ [Pax]) im Vergleich zu den sämtlichen n Alternativen an CTV-Kapazitäten ($C_{CTV\ i,\ Personal}$ [Pax]) aufweisen, um die Anzahl der anfallenden Transitvorgänge zwischen Windpark und Servicehafen zu verringern.

$$C_{CTV,Personal} = \max\left\{C_{CTV\ i,Personal} \middle| i = 1, \dots, n\right\}$$

In Anlehnung an die in Kapitel 5.5.3 aufgezeigten transportmittelspezifischen Leistungsparameter würde sich somit, im Vergleich sämtlicher n CTV-Alternativen, eher ein 24 Pax CTV für diese Aufgabe eignen. Die Anzahl der CTV-Pendelfahrten, innerhalb von zwei Wochen zwischen Hafen und Windpark ($N_{CTV,\ Transit,\ JW,\ 14\ Tage}$ [Anzahl]), ergibt sich, bei einem zweiwöchigen Schichtdienst, durch den aufgerundeten ganzzahligen Quotienten aus der Anzahl, des auf dem Reparaturschiff untergebrachten Personals (Schiffsbesatzung $N_{Jack\text{-}Up,\ Crew}$ und Offshore-Servicepersonal $N_{Personal,\ JW}$ [Anzahl]), mit der CTV-Personentransportkapazität ($C_{CTV,\ Personal}$[Pax]).

$$N_{CTV,Transit,JW,14\,Tage} = \frac{N_{Jack-Up,Crew} + N_{Personal,JW}}{C_{CTV,Personal}},$$

$$wobei\ \left\lceil N_{CTV,Transit,JW} \right\rceil := min\left\{k \in \mathbb{Z} \middle| k \geq N_{CTV,Transit,JW}\right\}$$

Bei 90 auf dem Reparaturschiff untergebrachten Personen, wäre bei einem Einsatz eines 24 Pax CTVs, somit von vier anfallenden Transitvorgängen, innerhalb von zwei Wochen auszugehen. Über die gesamte Dauer der Jahreswartung ergibt sich die Anzahl der Transitvorgänge ($N_{CTV,\ Transit,\ JW,\ ges}$ [Anzahl]) wiederum durch das Produkt des abgerundeten ganzzahligen Quotienten, aus den tatsächlichen Einsatztagen (t_{JW} [Anzahl]) und der Anzahl der Schichtdiensttage (hier 14 Tage), mit der Anzahl der Transitvorgänge innerhalb von zwei Wochen ($N_{CTV,\ Transit,\ JW,\ 14\ Tage}$ [Anzahl]).

$$N_{CTV,Transit,JW,ges} = \frac{t_{JW}}{14\,Tage} * N_{CTV,Transit,JW,14\,Tage},$$

$$wobei\ \left\lfloor \frac{t_{JW}}{14\ Tage} \right\rfloor := max\left\{ k \in \mathbb{Z} \middle| k \leq \frac{t_{JW}}{14\ Tage} \right\}$$

Bei einem ermittelten jährlichen Reparaturschiffbedarf für einen 80 OWEA Windpark von rund 33 Tagen (vgl. Kapitel 5.4.5), würde somit ab dem ersten Einsatztag über vier Wochen hinweg, mit insgesamt acht anfallenden Transitvorgängen für das CTV zu rechnen sein ($N_{CTV,\ Transit,\ JW,\ ges}$=8), wobei jeweils vier innerhalb von 14 Tagen anstehen würden ($N_{CTV,\ Transit,\ JW,\ 14\ Tage}$=4). Nach den verbleibenden fünf Einsatztagen am Ende des jährlichen Reparaturschiffeinsatzes (33-28 Tage= 4 Tage), wird das an Bord befindliche Personal von dem Reparaturschiff selbst zum Basishafen transportiert.

Da die alternativen Helikoptereinsatzkosten pro Tag um ein Vielfaches höher ausfallen würden, als die täglichen CTV-Versorgungskosten, sind gleichzeitig solche CTVs in die engere Auswahl aufzunehmen, die eine vergleichsweise maximale technische Verfügbarkeit für Überstiegs- und Transfervorgänge zu den OWEA (A_{CTV}, „Zugänglichkeit", Engl. „Accessibility"), über die Dauer der Jahreswartung, ermöglichen. Die OWEA-Zugänglichkeit eines CTV i bemisst sich aus dem Verhältnis dessen technisch möglicher Einsatztage für Überstiegs- und Transfervorgänge zu den OWEA ($ET_{CTV\ i}$ [Anzahl]), zur maximal möglichen Einsatzdauer (der Jahreswartung t_{JW} [Anzahl]) [20].

$$A_{CTV} = \max\left\{ \frac{ET_{CTV\ i}}{t_{JW}} \middle| i = 1, \dots, n \right\}$$

Hinsichtlich der in Kapitel 5.5.3 aufgezeigten transportmittelspezifischen Leistungsparameter würde sich somit ein 24 Pax SWATH/Trimaran CTV bzw. ein Katamaran-CTV mit zusätzlichem bewegungskompensierenden Überstiegssystem empfehlen, um eine möglichst hohe OWEA-Zugänglichkeit aufzuweisen.

Um nun auch die Transitzeiten zwischen Hafen und Windpark insgesamt zu verkürzen, die als unproduktive Arbeitszeiten des Offshore-Servicepersonals zu werten sind [63, S. 439], sollte das für diese Aufgabe einzusetzende CTV weiterhin eine möglichst schnelle durchschnittliche CTV-Dienstgeschwindigkeit ($v_{CTV,Transit}$ [kn]), für den Transitvorgang zwischen Hafen und Windpark, im Vergleich sämtlicher n CTV-Alternativen ($v_{CTV\ i,\ Transit}$ [kn]), aufweisen.

$$v_{CTV,Transit} = \max\left\{ v_{CTV\ i,Transit} \middle| i = 1, \dots, n \right\}$$

Demnach würden sich schnellere Katamaran-CTV Varianten, jedoch mit zusätzlichem bewegungskompensierenden Überstiegs-/Transfersystem, bzw. Hybrid-Schiffe, die zwischen einem Katamaran und SWATH-Modus wechseln können (Katamaran-Modus in Fahrt, SWATH-Modus für den Überstiegsvorgang [390]), für diese Arbeitsaufgabe empfehlen.

Schließlich ist von den CTV-Alternativen, wie auch bei der Reparaturschiffauswahl aufgezeigt, aus einer Wirtschaftlichkeits- und Effizienz-Perspektive jene zu wählen, welche vergleichsweise minimale tägliche Versorgungskosten ($VK_{CTV,\ JW}$ [€]) aufweisen würde. Die Versorgungskosten einer CTV-Alternative i ergeben sich auch in diesem Fall aus der jeweiligen Summe der Einzeltagescharterrate des CTVs ($TCR_{CTV\ i}$ [€]) und den täglichen reiseabhängigen Kosten des CTV-Einsatzes ($RaK_{CTV\ i}$[€]).

$$VK_{CTV,JW} = min\left\{ TCR_{CTV\ i} + RaK_{CTV,i} \middle| i = 1, \dots, n \right\}$$

Auch für den CTV-Einsatz wird zur Bestimmung der täglichen reiseabhängigen Kosten der Näherungsansatz gewählt, dass diese sich überwiegend aus den anfallenden täglichen Treibstoffkosten ($TK_{CTV\ i}$ [€]) ergeben. Der Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten des CTV-Einsatzes zur Reparaturschiffversorgung wird im Anhang E2 dieser Arbeit erläutert.

$$RaK_{CTV\ i} \approx TK_{CTV\ i}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Wie in Kapitel 6 aufgezeigt, liegt jedem maritimen Service- und Versorgungskonzept im täglichen Windparkbetrieb (im Gegensatz zum Reparaturschiffeinsatz in der Jahreswartung), eine feste aber konzeptspezifische Prozesslogik zur Konstellationsbildung an Versorgungsressourcen (Transportmittel sowie Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten) zugrunde. Windparkspezifische Variationen eines Konzepts ergeben sich in Bezug auf Ressourcenanzahlen und –größen in dieser Prozesslogik. Wie sich diese basierend auf den windparkseitigen Versorgungsbedarfen und Einflussparametern bestimmen lassen, gilt es im Folgenden aufzuzeigen. Es werden die nötigen Anzahlen und Größen der Transportmittel sowie Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten für jedes Konzept so gebildet, dass die Versorgungsbedarfe insgesamt gedeckt, beschränkende Einsatzrestriktionen (wie regulatorische Auflagen und technische Leistungsparameter dieser Ressourcen) berücksichtigt und die Versorgungskosten insgesamt, die durch die jeweilige Ressourcenkonstellation entstehen würden, minimiert werden.

7.1.1.2 Definition von Versorgungskapazitäten bei landbasierten Service- und Versorgungskonzepten

Wie zur Identifikation der maritimen Service- und Versorgungskonzepte am Beispiel eines 80 OWEA Windparks in Kapitel 6 aufgezeigt werden konnte, erweist sich, zur Festlegung der Versorgungskapazitäten, eine alleinige Fokussierung auf Versorgungsbedarfe und -kosten als nicht zielführend. Relevante prozessuale, technische und arbeitsrechtliche Einsatzrestriktionen würden vernachlässigt werden, die es jedoch ebenso zu berücksichtigen gilt (vgl. Kapitel 6.2.1).

Algorithmus zur Definition der Versorgungskapazitäten bei „Shore 1“

Die **CTV-Kapazitätsfestlegung für das Konzept „Shore 1“**, wie sie schon in Kapitel 6.2.1 am Beispiel eines 80 OWEA Windparks angewendet wurde, lässt sich über einen allgemeinen Ansatz beschreiben. Die zu definierenden Größen und die Anzahl an CTVs orientieren sich an den täglichen CTV-Einsatzprozessen, über Transitvorgänge zwischen Servicehafen und Windpark, sowie Personenüberstiegs-, Materialtransfer- und Innerparktransportprozessen, bei Verteil- und Sammelvorgängen (vgl. Abb. 59).

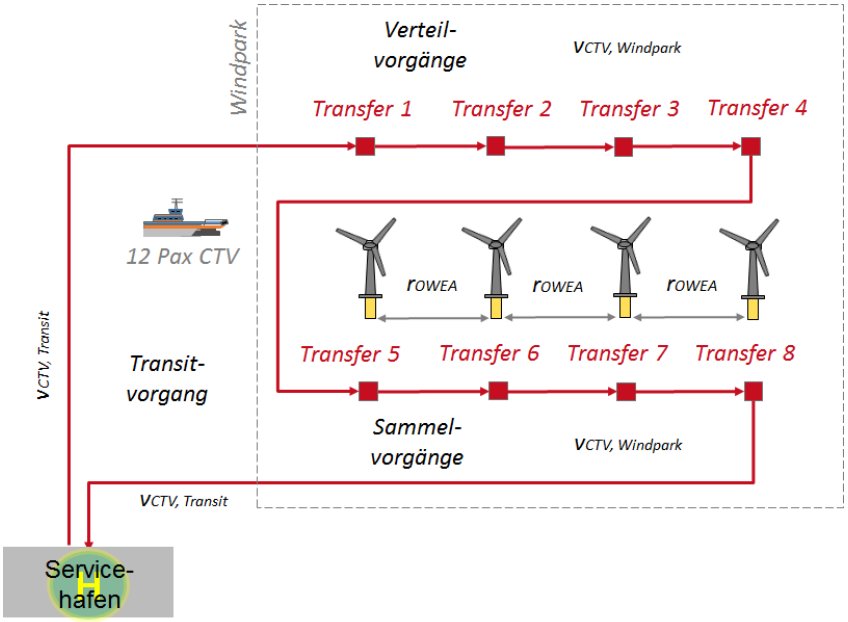


ABB. 59: CTV-PROZESSLOGIK IM TÄGLICHEN WINDPARKBETRIEB BEIM MARITIMEN SERVICE- UND VERSORGUNGSKONZEPT „SHORE 1“ AM BEISPIEL EINES 12 PAX CTVS

Für sämtliche k Konstellationen an CTVs (jeweils mit i gekennzeichnet) muss bei diesem Konzept zunächst gewährleistet sein, dass die täglichen Personal- und Materialbedarfe im täglichen Windparkbetrieb ($N_{Personal}$ [Pax], $N_{Material,\ Flächenabmessung}$[m²], $N_{Material,\ Gewichte}$[t]) insgesamt über die Summe der Einzelkapazitäten C_{ij} der n CTVs in einer Konstellation j ($C_{CTV\ ij,\ Pesonal}$ [Pax], $C_{CTV\ ij,\ Material,\ Decksfläche}$[m²], $C_{CTV\ ij,\ Material,\ Nutzlast}$ [t]) gedeckt werden. Im Gegensatz zum Reparaturschiffeinsatz müssen die Decksflächen und Nutzlasten der CTVs nur mindestens dem tatsächlichen Materialbedarf im täglichen Windparkbetrieb entsprechen, worunter keine Großkomponenten fallen (für deren Auswechslung genügend freie Decksflächen und Tragfähigkeiten zur Verfügung stehen müssten), da nur eine Kleinteilverteilung bzw. -sammlung über die CTVs stattfindet.

$$\sum_{i=1}^{n} C_{CTV\ ij,\ \ Personal} \geq N_{Personal}\ , j = 1, \dots, k$$

$$\sum_{i=1}^{n} C_{CTV\ ij,Material,Decksfläche} \geq N_{Material,Flächenabmessung}\ , j = 1, \dots, k$$

$$\sum_{i=1}^{n} C_{CTV\ ij,Material,Nutzlast} \geq N_{Material,Gewichte}\ , j = 1, \dots, k$$

In Konformität zur Wirtschaftlichkeits- und Effizienz-Perspektive gilt es gleichzeitig jene Konstellation an CTVs zu definieren, welche die vergleichsweise geringsten täglichen Versorgungskosten ($VK_{CTV,\ ges}$) aufweisen würde. Je CTV-Konstellation j ergeben sich die täglichen Versorgungskosten ($VK_{CTV\ j,\ ges}$) über die jeweilige Summe aus den Einzeltagescharterraten, der in dieser Konstellation berücksichtigten CTVs ($TCR_{CTV,\ i}$), und deren täglichen reiseabhängigen Kosten ($RaK_{CTV,\ i}$).

$$VK_{CTV\ j,ges} = \sum_{i=1}^{n} (TCR_{CTV\ i} + RaK_{CTV\ i})$$

$$VK_{CTV,ges} = \min \left\{ VK_{CTV\ j,ges} \middle| j = 1, \dots, k \right\}$$

Da die Helikoptereinsatzkosten pro Tag um ein Vielfaches höher ausfallen, als die täglichen CTV-Versorgungskosten (und das für alle CTV-Varianten), sind bei diesem Ansatz solche CTVs in die Konstellationsbildung einzubeziehen, die eine vergleichsweise maximale jährliche technische Verfügbarkeit für Überstiegs- und Transferprozesse zu den OWEA ($A_{CTV\ i}$, „Zugänglichkeit", Engl. „Accessibility") ermöglichen. Diese bemisst sich aus dem Verhältnis zwischen den jährlich möglichen Einsatztagen ($ET_{CTV\ i}$ [Anzahl]) und den maximal möglichen Einsatztagen (365 Tage) [20].

$$A_{CTV\ i} = \max \left\{ \frac{ET_{CTV\ i}}{365\ Tage} \middle| i = 1, \dots, n \right\}$$

Zur Berücksichtigung arbeitsrechtlicher Restriktionen sind die täglichen CTV-Einsatzprozesse und deren zeitliche Inanspruchnahme aus Sicht des Offshore-Servicepersonals zu ermitteln. Dafür gilt es zunächst, basierend auf den durchschnittlichen Überstiegs- und Transferdauern je Serviceteam im täglichen Windparkbetrieb an einer OWEA ($t_{CTV\ i,\ Transfer}$ [h]), den durchschnittlichen CTV-Innerparktransportgeschwindigkeiten ($v_{CTV\ i,\ Windpark}$ [kn]) und den durchschnittlichen OWEA-Abständen zwischeneinander (r_{OWEA} [nm]), die für jedes CTV benötigten täglichen Prozesszeiten für Innerparktransporte ($t_{CTV\ i,\ Windpark,\ ges}$ [h]) sowie für Überstiegs- und Transfervorgänge ($t_{CTVi,\ Transfer,\ ges}$ [h]) pro Tag zu bestimmen.

$$t_{CTV\ i,Transfer,ges} = m * t_{CTV\ i,Transfer}, \quad i = 1, \dots, n$$

$$t_{CTV\ i,Windpark,ges} \approx (m-2) * \left(\frac{r_{OWEA}}{v_{CTV\ i,Windpark}} \right), \qquad i = 1, \dots, n$$

m: Anzahl der serviceteamübergreifenden Zeitfenster für Überstiegs- und Transfervorgänge pro Tag (aus Sicht eines Serviceteams an Bord eines CTVs i)

Bei einem 12 Pax CTV und einer Serviceteamgröße von drei Personen im täglichen Windparkbetrieb, würden sich aus Sicht eines Serviceteams pro Tag insgesamt fünf Zeitfenster für Überstiegs- bzw. Transfervorgänge an vier OWEA ergeben (m=5); davon zwei für den eigenen Überstieg (zu und von der OWEA), sowie weitere drei Zeitfenster für den Überstieg der restlichen drei Serviceteams auf dem CTV. Bei insgesamt vier zu versorgenden OWEA, sind aus Sicht eines jeden Serviceteams jeweils drei OWEA-Zwischenabstände (r_{OWEA}) im Innerparktransport zu überwinden (also insgesamt pro Tag (m-2)=3) (vgl. Abb. 59). Bei einem 24 Pax CTV und insgesamt täglich acht zu versetzenden Serviceteams, müssten hingegen aus Sicht eines jeweiligen Serviceteams, somit pro Tag insgesamt sieben OWEA-Zwischenabstände (r_{OWEA}) überwunden werden (m=9 und (m-2)=7).

Unter Berücksichtigung einer Nettoarbeitszeit (t_{Netto} [h]) eines Serviceteams an einer OWEA von acht Stunden [198, S. 46] und einer Bruttoarbeitszeit (t_{Brutto} [h]) von 14 Stunden bei der landbasierten Versorgung [356, S. 3], würde sich für den morgendlichen und abendlichen Transitvorgang zwischen Servicehafen und Windpark aus Sicht eines Serviceteams nur maximal folgende Zeitspanne ($2*t_{CTV\ i,\ Transit,\ max}$ [h]) ermöglichen lassen:

$$2 * t_{CTV\ i,Transit,max} = 14h - 8h - t_{CTV\ i,Transfer,ges} - t_{CTV\ i,Windpark,ges}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Gleichzeitig ergibt sich die tatsächliche Transitzeit ($t_{CTV\ i,\ Transit}$ [h]) in Abhängigkeit der durchschnittlichen CTV-Dienstgeschwindigkeit ($v_{CTV\ i,Transit}$ [kn]) und der Hafenentfernung (r_{OWP} [nm])wie folgt:

$$t_{CTV\ i,Transit} = \frac{r_{OWP}}{v_{CTV\ i,Transit}}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Daher muss eine CTV-Konstellationsbildung im Rahmen dieses Service- und Versorgungskonzepts ebenso folgende zeitlichen Restriktionen erfüllen:

$$t_{CTV\ i,Transit} \leq t_{CTV\ i,Transit,max}, \qquad i = 1, \dots, n$$

$$2 * t_{CTV\ i,Transit} + t_{CTV\ i,Transfer,ges} + t_{CTV\ i,Windpark,ges} \leq t_{Brutto} - t_{Netto}$$

$$2 * \frac{r_{OWP}}{v_{CTV\ i,Transit}} + m * t_{CTV\ i,Transfer} + (m-2) * \left(\frac{r_{OWEA}}{v_{CTV\ i,Windpark}}\right) \leq 6h, \qquad i = 1, \dots, n$$

Bei fest definierten CTV-Transportgeschwindigkeiten, Prozesszeiten für Überstiegs- und Transfervorgänge und Entfernungen des Windparks zum Hafen und zwischen den OWEA, ist eine Ausweitung der Einsatzmöglichkeit dieses Konzepts somit nur über eine Verringerung der täglichen Überstiegs- und Transfervorgänge m aus Sicht eines Serviceteams je CTV i möglich. Das heißt, dass eine Erweiterung der Einsetzbarkeit dieses Konzepts dadurch ermöglicht werden kann, indem die täglich benötigten Überstiegs- und Transfervorgänge auf mehrere parallel eingesetzte CTVs verteilt werden. Dies ist auch der Grund, warum sich bei dem in Kapitel 6.2.1 beschriebenen Beispielwindpark mit 80 OWEA, die reine 12 Pax CTV Variante für „Shore 1“ als geeignet erweisen würde.

Wie zuvor beschrieben muss diese Restriktion eingehalten werden, um die Konformität der CTV-Konstellationsauswahl aus der Versorgungskostenminimierung mit den vorgeschriebenen und benötigten täglichen Arbeitszeitfenstern zu gewährleisten. Falls sich eine Umsetzung der zunächst aus einer Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsperspektive zu bevorzugenden CTV-Konstellation, hinsichtlich dieser Restriktion, nicht ermöglichen ließe, würde nach diesem Ansatz auf die nächstgünstigere CTV-Konstellation zurückgegriffen werden, welche immer noch die vergleichsweise geringsten Versorgungskosten aufweisen, jedoch diese Restriktion einhalten würde. Der Algorithmus endet somit sobald eine umsetzbare CTV-Konstellation gefunden wurde, die im Vergleich zu anderen umsetzbaren CTV-Konstellationen, die geringsten Versorgungskosten aufweist. Ist keine umsetzbare CTV-Konstellation möglich, kann das Service- und Versorgungskonzept „Shore 1“nicht verwendet werden.

Um die Versorgungskosten bei diesem Konzept vollumfänglich zu ermitteln, sind wieder neben den Tagescharterraten eines CTVs i, auch dessen tägliche reiseabhängigen Transportkosten ($RaK_{CTV\ i}$ [€]) zu berücksichtigen. Auch an dieser Stelle wird der Näherungsansatz verfolgt, dass sich diese überwiegend aus den täglichen Treibstoffkosten ($TK_{CTV\ i}$ [€]) ergeben. Der Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten des CTV-Einsatzes bei „Shore 1“ befindet sich im Anhang E3 dieser Arbeit.

$$RaK_{CTV\ i} \approx TK_{CTV\ i}, \qquad i = 1, .., n$$

Im Folgenden soll ein Algorithmus zur **Helikopterkapazitätsfestlegung bei „Shore 1“** aufgezeigt werden. Die Kapazitätsdefinition hinsichtlich des Helikoptereinsatzes lässt sich bei diesem Konzept von einer reinen Wirtschaftlichkeits- und Effizienz-Perspektive aus betrachtet vornehmen, da die Geschwindigkeiten sämtlicher Helikoptervarianten so hoch sind, dass zeitliche Einsatzrestriktionen für die Helikopterkonstellationsbildung vernachlässigt werden können.

Für jene Tage in denen ein sicherer Schiffseinsatz nicht mehr ermöglicht werden kann (365 Tage-$ET_{CTV\ i}$), würden für die Verteil- und Sammelvorgänge des täglich benötigten Offshore-Servicepersonals ($N_{Personal}$), möglichst leistungsfähige Helikopter mit ausreichend hohen Personentransportkapazitäten ($C_{Helikopter\ ij,\ Personal}$) eingesetzt werden, die im Konstellationsvergleich der n Helikoptervarianten, die günstigsten täglichen Versorgungskosten ($VK_{Helikopter,\ ges}$ [€]) aufweisen würden.

Je Konstellation j ergeben sich die täglichen Versorgungskosten des Helikoptereinsatzes ($VK_{Helikopter\ j,\ ges}$ [€]) aus dem Produkt der täglichen Einsatzzeit der Helikopter ($t_{Helikopter\ i}$ [min.]) mit den Helikoptereinsatzpreisen ($P_{Helikopter\ i}$ [€/min.]). In den Helikoptereinsatzpreisen sind bereits sämtliche fixen und variablen Flugbetriebskostenbestandteile beinhaltet, sodass eine gesonderte Treibstoffkostenermittlung an dieser Stelle nicht benötigt wird.

$$\sum_{i=1}^{n} C_{Helikopter\ ij,\ \ Personal} \geq N_{Personal}\ , j = 1, \dots, k$$

$$VK_{Helikopter\ j,ges} = \sum_{i=1}^{n} (t_{Helikopter\ i} * P_{Helikopter\ i})$$

$$VK_{Helikopter,ges} = \min \left\{ VK_{Helikopter\ j,ges} \middle| \ j = 1, \dots, k \right\}$$

Am Beispiel eines Windparks mit 80 OWEA würde somit der Einsatz von zwei parallel operierenden 12 Pax Helikopter und einem 6 Pax Helikopter gerechtfertigt werden können, wenn mit einem gleichbleibenden täglichen Offshore-Servicepersonalbedarf gerechnet wird. Diese Ressourcenfestlegung würde unter reiner Zugrundelegung der jeweiligen Minutenpreise, für die von Land aus betriebenen Helikopter, und der Annahme einer marktseitigen Verfügbarkeit der Helikopterkapazitäten vorzunehmen sein.

Auch müsste für den Einsatz eines großen 12 Pax Helikopters für den Windenbetrieb auf die OWEA gewährleistet sein, dass die Windenbetriebsfläche auf der OWEA-Gondel sich in einem ausreichenden Abstand zu den OWEA-Rotorblättern befindet. Zwischen Rotorkreis der Helikopterrotorblätter und der Rückseite der Rotorkreisfläche der OWEA-Rotorblätter ist ein Mindestabstand von 5m bei WEA in Deutschland einzuhalten [226].

Würde sich die marktseitige Verfügbarkeit an Helikoptern nicht gewährleisten, ließe sich auch der zyklische Flugbetrieb zwischen Flugplatz an Land und Offshore-Windpark, von weniger Helikoptern ermöglichen (wie beispielsweise einem 12 Pax und einem 6 Pax Helikopter). Der 12 Pax Helikopter müsste in solch einem Fall, bei einem täglichen Offshore-Servicepersonalbedarf i.H.v. 30 Personen, täglich in doppelt so vielen Umläufen die Personen zu den einzelnen OWEA und von diesen transportieren. Die Kapazitätsfestlegung für den Helikoptereinsatz gilt für alle Service- und Versorgungskonzepte, bei denen auf von Land aus operierende Helikopter zurückgegriffen wird.

Algorithmus zur Definition der Versorgungskapazitäten bei „Shore 2“

Das landbasierte Service- und Versorgungskonzept „Shore 2“ basiert auf der Idee, dass Helikopter im Pendelverkehr zwischen Flugplatz an Land und Offshore-Windpark für die tägliche Offshore-Servicepersonalversorgung operieren. Die Helikopterkapazitätsfestlegung, zur Durchführung dieser Pendelverkehre, basiert auf dem zuvor zu „Shore 1“ definierten Ansatz, jedoch mit einem gewissen Unterschied. Bei „Shore 2“ erfolgt der Helikoptereinsatz im Pendelverkehr ganzjährig, also auch bei niedrigeren Wellenhöhen. Komplementär zu „Shore 1“ wird dieser bei „Shore 2“ jedoch um Feinverteilungs- und Sammelaufgaben für das Offshore-Servicepersonal zu und von den OWEA genau zu jenen Zeitfenstern erweitert, in denen ein sicherer Schiffseinsatz nicht mehr möglich ist. Da der Personenversatz bei geeigneten Seegangsbedingungen über die Helikopterlandung auf dem Helideck der Umspannplattform erfolgt und das Offshore-Servicepersonal somit anschließend über ein stationäres CTV zu den einzelnen OWEA verteilt werden kann, würde sich bei einem täglichen Personenversatzbedarf von 30 Personen pro Tag für einen 80 OWEA Windpark, eine Serviceteamaufteilung in drei Schichten entsprechend den Helikopterkapazitäten empfehlen (z.B. Schicht 1: 12 Personen, Schicht 2: 12 Personen, Schicht 3: 6 Personen). Auch bei diesem Konzept gilt, dass auf die beschriebenen Helikopterkapazitäten nur zurückgegriffen werden kann, wenn diese marktseitig verfügbar sind. Ist diese marktseitig nicht gegeben, würden auch bei diesem Konzept entsprechend weniger Helikopter eingesetzt werden können.

Bei „Shore 2“ erfolgt der CTV-Einsatz sowohl über ein stationär im Windpark operierendes CTV für den Personenversatz, als auch über ein von Land aus operierendes CTV für die Materialversorgung und -feinverteilung. Die Anforderungen hinsichtlich der täglichen Materialtransportkapazitäten, mit Bezug auf Decksfläche ($C_{\text{CTV i, Material, Decksfläche}}$) und Nutzlast ($C_{\text{CTV i, Material, Nutzlast}}$), beziehen sich nur auf das von Land aus operierende CTV.

$$C_{CTV\ i,Material,Decksfläche} \geq N_{Material,Flächenabmessungen}, i = 1, \dots, n$$

$$C_{CTV\ i,Material,Nutzlast} \geq N_{Material,Gewichte}, i = 1, \dots, n$$

Es empfiehlt sich demnach für die Materialversorgung und -feinverteilung ein CTV zu definieren, welches sich insbesondere durch seine hohe Tragfähigkeit und Decksfläche für Materialzuladungen auszeichnet. Zusätzlich sollte dieses CTV auch die Lebensmittel, Frischwasser und Betriebsmittelversorgung sowie den „Crew Change“ für das stationäre CTV weitestgehend gewährleisten können. Da der Personenversatz auf die OWEA bei „Shore 2“ über ein stationär im Windpark operierendes CTV erfolgt, welches sich hinsichtlich der anfallenden windparkinternen Prozesse an der Anzahl des von den Helikoptern transportierten Offshore-Servicepersonals orientiert, richtet sich auch dessen Personentransportkapazität an jener, eines zum Einsatz kommenden Helikopters. Somit würde sich beispielsweise bei einem 12 Pax Helikopter auch mindestens ein 12 Pax CTV für diese Aufgabe empfehlen.

$$C_{CTV\ i,\ \ Personal} \geq C_{Helikopter\ ij,\ \ Personal}, j = 1, \dots, k$$

Das stationär im Windpark eingesetzte CTV sollte eine möglichst hohe jährliche Zugänglichkeit zu den OWEA ermöglichen ($A_{\text{CTV i, Personal}}$). Jenes zur Materialversorgung einzusetzende CTV sollte vielmehr eine möglichst hohe jährliche technische Verfügbarkeit für den Materialtransfer zu den einzelnen OWEA ($TV_{\text{CTV i, Material}}$) aufweisen.

$$A_{CTV\ i,Personal} = \max\left\{\frac{ET_{CTV\ i}}{365}\middle| i = 1, \dots, n\right\}\ ;\ TV_{CTV\ i,Material} = \max\left\{\frac{ET_{CTV\ i}}{365}\middle| i = 1, \dots, n\right\}$$

Sowohl für das täglich zwischen Servicehafen und Windpark operierende CTV als auch für jenes, welches stationär im Windpark eingesetzt wird, würde im Vergleich der n CTV-Varianten, aus einer Wirtschaftlichkeits- und Effizienz-Perspektive, wieder auf jene zurückgegriffen werden, die vergleichsweise die geringsten täglichen Versorgungskosten ($VK_{CTV,Material,\ ges}$, $VK_{CTV,\ Personal,\ ges}$) aufweisen, unter Erfüllung der beschriebenen Einsatzanforderungen.

$$VK_{CTV,Material,ges} = \min\left\{VK_{CTV\ i\ ,ges} \middle|\ i = 1, \dots, n\right\}$$

$$VK_{CTV,Personal,ges} = \min\left\{VK_{CTV\ i\ ,ges} \middle|\ i = 1, \dots, n\right\}$$

$$VK_{CTV\ i,ges} = TCR_{CTV\ i} + RaK_{CTV\ i}$$

Der Ansatz zur Auswahl von CTV-Varianten i, welche die geringsten Versorgungskosten pro Tag aufweisen würden, wäre somit der gleiche, wie er zu „Shore 1" beschrieben wurde und in welchem die CTV-Tagescharterraten ($TCR_{CTV\ i}$) und die jeweiligen reiseabhängigen Kosten pro Tag ($RaK_{CTV\ i}$) zu berücksichtigen sind. Auch bei diesem Ansatz wird zur Bestimmung der täglichen reiseabhängigen Kosten des CTV-Einsatzes der Fokus auf dessen tägliche Treibstoffkosten ($TK_{CTV\ i}$) gelegt.

$$RaK_{CTV\ i} \approx TK_{CTV\ i}, \qquad i = 1, .., n$$

Die Erläuterungen zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten der CTVs bei „Shore 2", befinden sich im Anhang E4 dieser Arbeit.

7.1.1.3 Definition von Versorgungskapazitäten bei seebasierten Service- und Versorgungskonzepten

Bei sämtlichen seebasierten Service- und Versorgungskonzepten, mit windparkinterner Personenunterbringung und Materialbevorratung auf einer Wohnplattform, wird für die windparkinternen Feinverteilungs- und Sammelaufgaben auf ein CTV gesetzt, sofern dessen sicherer Schiffseinsatz ermöglicht werden kann. Die Algorithmik zur Effizienz-basierten Definition der CTV-Versorgungskapazitäten ist jene, wie sie zuvor für das windparkintern eingesetzte CTV bei „Shore 2" aufgezeigt wurde. Zu berücksichtigen sind jedoch die geänderten täglichen maximalen Bruttoarbeitszeiten für Offshore untergebrachtes Personal (t_{Brutto}=12 h) [356]. Bei dem seebasierten Service- und Versorgungskonzept mit windparkinterner Personenunterbringung und Materialbevorratung auf einem Wohnschiff entfällt dieser Auswahlalgorithmus, da die Personen- und Materialtransferaufgabe zu und von den einzelnen OWEA auch vom Wohnschiff selbst übernommen werden kann.

Auch hinsichtlich des Helikoptereinsatzes wurden in den vorherigen Kapiteln die relevanten Algorithmen zur Kapazitätsdefinition aufgezeigt. Für alle seebasierten Service- und Versorgungskonzepte wird die Helikopterkapazitätsfestlegung komplementär zu „Shore 1" für jene Zeitfenster getroffen, in denen ein sicherer Schiffseinsatz nicht ermöglicht werden kann. Lediglich bei dem Konzept „SEA-AP 2" erfolgt zusätzlich auch bei günstigen Seegangsverhältnissen ein Helikoptereinsatz im Pendelverkehr zwischen Flugplatz an Land und Wohnplattform im Windpark. Prozessual betrachtet erfolgt dieser Einsatz somit komplementär zum Helikoptereinsatz bei „Shore 2" (nur mit den Unterschieden, dass der Helikoptereinsatz nicht täglich zu erfolgen hat und zusätzlich auch Versorgungspersonal des windparkintern eingesetzten CTVs ausgewechselt werden muss). Es empfiehlt sich für dieses Konzept somit auch die Nutzung des zu „Shore 2" beschriebenen Algorithmus zur Helikopterkapazitätsfestlegung, unter Berücksichtigung der beschriebenen geringfügigen Unterschiede.

Da bei allen seebasierten Service- und Versorgungskonzepten, über den Wohnschiff- bzw. Wohnplattformeinsatz, eine zusätzliche Materialbevorratungsmöglichkeit im Windparkbetrieb gegeben wird, rechtfertigt sich bei diesen, im Gegensatz zu „Shore 2“, auch der Einsatz eines Offshore-Versorgungsschiffes im Pendelverkehr zwischen Servicehafen und Windpark. Auch können die mit der windparkinternen Personenunterbringung einhergehenden Zusatzbedarfe an Lebensmitteln, Frischwasser und sonstigen Verbrauchsstoffen über den Offshore-Versorgungsschiffeinsatz gedeckt werden. So können sämtliche Betriebsmittel und Materialien in einem gebündelten Zustand, im Rahmen wöchentlicher Versorgungstransporte zwischen Servicehafen und Windpark, mit dem Offshore-Versorgungsschiff transportiert werden. Neben einem Algorithmus zur Kapazitätsfestlegung der Personenunterbringungs- und Materialbevorratungskapazitäten für das Wohnschiff bzw. die Wohnplattform, gilt es somit im Folgenden einen zusätzlichen Algorithmus zur Effizienz-basierten Kapazitätsfestlegung für das Offshore-Versorgungsschiff zu definieren.

Algorithmus zur Offshore-Versorgungsschiffauswahl

Wie beschrieben erfolgt die Materialversorgung im Pendelverkehr zwischen Servicehafen und Windpark, bei sämtlichen seebasierten Service- und Versorgungskonzepten, über ein wöchentlich operierendes Offshore-Versorgungsschiff. Die nötigen Materialtransportkapazitäten des Offshore-Versorgungsschiffes sollten, hinsichtlich Decksfläche und Nutzlast ($C_{OSV,Material,\ Decksfläche}$[m2], $C_{OSV,\ Material,\ Nutzlast}$ [t]), mindestens den Anforderungen der wöchentlichen Materialversorgungsbedarfe des Windparks (insgesamt 7 Tagesbedarfe) entsprechen (7*$N_{Material,\ Flächenabmessung}$ [m^2], 7*$N_{Material,\ Gewichte}$ [t]), wenn von einer wöchentlichen Materialversorgung des Windparks ausgegangen wird (vgl. Kapitel 6.3). Dabei zu berücksichtigen ist auch, dass das Offshore-Versorgungsschiff, wie zuvor beschrieben, ebenso zusätzliche Transportkapazitäten für Frischwasser und Lebensmittel sowie sonstige Betriebsmittel im Windparkbetrieb bereitstellen muss, die mit der windparkinternen Personenunterbringung einhergehen.

$$C_{OSV,\ Material,\ Decksfläche}\ [m^2] \geq 7 * N_{Material,\ Flächenabmessung}\ [m^2]$$

$$C_{OSV,\ Material,\ Nutzlast}\ [t] \geq 7 * N_{Material,\ Gewichte}\ [t]$$

Zwischen den einzelnen seebasierten Service- und Versorgungskonzepten wird weiterhin hinsichtlich des Offshore-Versorgungsschiffeinsatzes unterschieden, ob dieses auch zusätzlich für die Personalversorgung im Pendelverkehr zwischen Servicehafen und Windpark eingesetzt wird. Ist dies der Fall, muss dieses zur Durchführung des „Crew Change“, für das täglich im Windpark untergebrachte Offshore-Servicepersonal ($N_{Personal}$ [Anzahl]), als auch für das zusätzlich untergebrachte Versorgungspersonal der stationären Schiffe ($N_{Schiffe,\ Crew}$ [Anzahl]), die nötige Personentransportkapazität ($C_{OSV\ i,\ Personal}$ [Pax]) aufweisen. Wird von einem zweiwöchigen On-/ Off-Schichtdienst für das Offshore-Servicepersonal, von einem dreiwöchigen Schichtdienst für die stationäre Schiffsbesatzung als auch von einem wöchentlichen Versorgungsschiffeinsatz ausgegangen, berechnet sich die OSV-Mindestpersonentransportkapazität wie folgt.

$$C_{OSV\ i,\ Personal} \geq \frac{1}{2} * N_{Personal} + \frac{1}{3} * N_{Schiffe,Crew}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Für den Personenversatz wäre zusätzlich auf ein Personentransfersystem mit Wellenkompensationstechnik auf dem Offshore-Versorgungsschiff i zurückzugreifen, sofern dieses für den „Crew Change“ von auf einer Wohnplattform untergebrachten Personen eingesetzt werden soll. Bei einer Personenunterbringung auf einem Wohnschiff wird dieses bereits wohnschiffseitig für windparkinterne Personenversatzaufgaben bereitgestellt (vgl. Kapitel 6.3).

Auch die Versorgungsschiffauswahl erfolgt, neben den technischen Mindestbedingungen, aus einer Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsperspektive, sodass jenes Versorgungsschiff i konzeptspezifisch auszuwählen ist, welches im Vergleich diverser n Versorgungsschiffalternativen, die geringsten Versorgungskosten ($VK_{OSV, ges}$) pro Einsatztag aufweist, die sich aus den Tagescharterraten ($TCR_{OSV, i}$) und den täglichen reiseabhängigen Kosten ($RaK_{OSV, i}$) für dieses Schiff ergeben. Im Gegensatz zum täglichen CTV- und Wohnschiff-Einsatz, würde es sich in diesem Fall um eine Charterstrategie handeln, bei der das Offshore-Versorgungsschiff nur an einem Tag pro Woche eingechartert wird. An den sonstigen Wochentagen würde es beispielsweise wieder für einen Einsatz bei anderen Windparks zur Verfügung stehen.

$$VK_{OSV,ges} = min\{TCR_{OSV\,i} + RaK_{OSV\,i} | i = 1, \dots, n\}$$

Auch im Rahmen dieses Auswahlalgorithmus werden, zur Bemessung der täglichen reiseabhängigen Kosten, die jeweiligen durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten der Versorgungsschiffalternativen ($TK_{OSV\,i}$) herangezogen, da ebenfalls davon ausgegangen wird, dass dem Versorgungsschiffeinsatz ein Zeitchartervertrag zugrunde liegt, unter dem das Schiff inkl. Schiffsbesatzung pro Tag gestellt wird und deren Personalkosten bereits in der Tagescharterrate berücksichtigt sind [369, S. 6 ff.]. Somit ergibt sich auch bei diesem Algorithmus folgender Näherungsansatz.

$$RaK_{OSV\,i} \approx TK_{OSV\,i}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Wie sich die durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten beim Offshore-Versorgungsschiffeinsatz berechnen lassen, wird im Anhang E5 erläutert.

Algorithmus zur Wohnplattformauswahl

Bei sämtlichen maritimen Service- und Versorgungskonzepten, die zur Personenunterbringung und Materialbevorratung auf eine Wohnplattform setzen, muss diese einerseits die nötigen Unterbringungskapazitäten ($C_{AP, Personal}$ [Pax]) aufweisen, mindestens in der Höhe des täglichen Offshore-Servicepersonalbedarfs ($N_{Personal}$ [Anzahl]). Andererseits muss sie über die nötigen Materialbevorratungskapazitäten ($C_{AP, Material, Decksfläche}$ [m^2], $C_{AP, Material, Nutzlast}$ [t]) verfügen, die hinsichtlich Decksfläche und Nutzlast, mindestens den Bevorratungsanforderungen der wöchentlichen Materialversorgung entsprechen sollten ($7*N_{Material, Flächenabmessung}$[$m^2$], $7*N_{Material, Gewichte}$ [t]).

$$C_{AP,\ Personal}\ [Pax] \geq\ N_{Personal}\ [Anzahl]$$

$$C_{AP,\ Material,\ Decksfläche}\ [m^2] \geq 7 * N_{Material,\ Flächenabmessung}\ [m^2]$$

$$C_{AP,\ Material,\ Nutzlast}\ [t] \geq 7 * N_{Material,\ Gewichte}\ [t]$$

Im Vergleich diverser i Wohnplattformvarianten sollte nun, aus einer Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsperspektive, solch eine gewählt werden, welche die geringsten täglichen Einsatzkosten ($EK_{AP,ges}$), in Abhängigkeit der Kapitalkosten ($KK_{AP\,i}$) und sonstigen Betriebskosten ($BK_{AP\,i}$) dieser pro Tag aufweist (vgl. Kapitel 5.5.6).

$$EK_{AP,ges} = min\{KK_{AP\,i} + BK_{AP\,i} | i = 1, \dots, n\}$$

Algorithmus zur Wohnschiffauswahl

Die Mindesteinsatzbedingungen für eine Personenunterbringung und Materialbevorratung auf einem Wohnschiff ergeben sich komplementär zu jenen für einen Wohnplattformeinsatz. So muss das Wohnschiff entsprechend hohe Unterbringungskapazitäten ($C_{AV,\ Personal}$ [Pax]) und Materialbevorratungskapazitäten ($C_{AV,\ Material,\ Decksfläche}$ [m²], $C_{AV,\ Material,\ Nutzlast}$ [t]) aufweisen.

$$C_{AV,\ Personal}\ [Pax] \geq\ N_{Personal}\ [Anzahl]$$

$$C_{AV,\ Material,\ Decksfläche}\ [m^2] \geq 7 * N_{Material,\ Flächenabmessung}\ [m^2]$$

$$C_{AV,\ Material,\ Nutzlast}\ [t] \geq 7 * N_{Material,\ Gewichte}\ [t]$$

Hinsichtlich der täglichen Einsatzkosten des Wohnschiffeinsatzes ($EK_{AV\ i,\ ges}$), die es komplementär aus einer Effizienz- und Wirtschaftlichlichkeitsperspektive zu minimieren gilt, ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich bei einem Wohnschiff (Engl. „Accommodation Vessel“) nicht um ein windparkeigenes Bauwerk, sondern um ein langfristig einzucharterndes Schiff handelt.

Auch bei diesem Schiffstyp wird von einem Zeitchartervertrag ausgegangen, bei dem der Schiffseigner sämtliche reiseunabhängigen Kosten trägt und auch die Schiffsbesatzung stellt [369, S. 6 ff.]. Bei den Einsatzkosten des Wohnschiffeinsatzes, die miteinander im Rahmen dieses Auswahlalgorithmus verglichen werden, wären somit die Tagescharterraten für ein Wohnschiff ($TCR_{AV\ i}$) und dessen reiseabhängigen Kosten ($RaK_{AV\ i}$) anzusetzen.

$$EK_{AV,ges} = \min\ \{TCR_{AV\ i} + RaK_{AV\ i} |\ i = 1, \dots, n\}$$

Bei allen Wohnschiffvarianten wird das Vorhandensein eines Personentransfersystems mit Bewegungskompensationstechnik vorausgesetzt (vgl. Kapitel 5.5.4), mit dem eine möglichst hohe jährliche OWEA-Zugänglichkeit ($A_{AV\ i}$) ermöglicht werden kann.

$$A_{AV\ i} = \max \left\{ \frac{ET_{AV\ i}}{365\ Tage} \middle| i = 1, \dots, n \right\}$$

Auch für den Wohnschiffeinsatz wird der Näherungsansatz gewählt, dass sich die täglichen reiseabhängigen Kosten des Schiffseinsatzes ($RaK_{AV\ i}$), überwiegend aus dessen durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten ($TK_{AV\ i}$) ergeben. Der Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten beim Wohnschiff wurde dem Anhang E6 dieser Arbeit beigefügt.

$$RaK_{AV\ i} \approx TK_{AV\ i}, \qquad i = 1, \dots, n$$

7.1.2 Konzeptinterne Gesamtkostenminimierung

Im Rahmen eines zweiten Analyseschritts soll nun eine konzeptspezifische gesamtkostenminimale maritime Versorgung für ein gesamtes Windparkbetriebsjahr hergeleitet werden. Dafür werden zunächst für jedes Konzept k, der insgesamt m=5 verschiedenen Konzeptalternativen, die sich aus der potenziellen Leistungserstellung ergebenden Einsatz- und Versorgungskosten (EVK_k [€]) bestimmt. Diese setzen sich aus den jeweiligen jährlichen Einsatz- und Versorgungskosten im täglichen Windparkbetrieb ($EVK_{k,\ TW}$ [€]) und jenen in der Jahreswartung zusammen (t_{JW}*($EK_{Jack\text{-}Up}$ + $VK_{CTV,\ JW}$), wobei t_{JW} [Anzahl an Tagen] der Dauer der Jahreswartung entspricht).

$$EVK_k = t_{JW} * (EK_{Jack-Up} + VK_{CTV,JW}) + EVK_{k,TW}, \qquad k = 1, \dots, m$$

Die täglichen Einsatzkosten für das Reparaturschiff ($EK_{Jack\text{-}Up}$ [€]) und die täglichen Versorgungskosten für das CTV zur Reparaturschiffversorgung ($VK_{CTV,\,JW}$ [€]) werden über den in Kapitel 7.1.1.1 aufgezeigten Algorithmus bestimmt. Wie sich die konzeptspezifischen jährlichen Einsatz- und Versorgungskosten im täglichen Windparkbetrieb ($EVK_{k,\,TW}$ [€]) für das jeweilige Service- und Versorgungskonzept, basierend auf den in den Kapiteln 7.1.1.2 und 7.1.1.3 beschriebenen Algorithmen, bestimmen lassen, wird im Anhang F dieser Arbeit erläutert.

Über alle Service- und Versorgungskonzepte werden weiterhin die jährlichen fixen Windparkbetriebskosten ($BK_{OWP,\,fix}$ [€]) ermittelt. Diese setzen sich einerseits beispielsweise aus Versicherungsgebühren, Personalkosten für das Offshore-Servicepersonal, Kosten für den Onshore-Stützpunkt oder Kosten für Ersatzteile und Verbrauchsmaterialien zusammen [69, S. 55] [391]. Nach Angaben von *GL Garrad Hassan* machen diese, je nach Bevorratungs- und Unterbringungsstrategie, mindestens 52% der gesamten Service- und Wartungskonten des Windparks aus [391]. Pro Jahr und OWEA sollen sich die Service- und Wartungskosten auf bis zu 450.000 € belaufen [36]. Andererseits weisen auch die jährlichen Kapitalkosten der Großinvestition eines Offshore-Windparks einen besonders hohen fixen Betriebskostenanteil auf [35, S. 34 ff.] [69, S. 55-56].

Nach *Prognos und Fichtner* würden sich die Investitionskosten für einen im Jahr 2017 in Betrieb zu nehmenden Windpark, mit 80 OWEA und einer Küstenentfernung von 80 km, durchschnittlich auf rund 4 Mio. € je MW belaufen [35, S. 53-54]. Dieser Referenzwert erweist sich im Vergleich zu den bisherigen Investitionskosten deutscher Offshore-Windparks durchaus realistisch. Für einen Windpark mit einer Leistung von 400 MW und vergleichbarer Küstenentfernung, können Investitionskosten i.H.v. rund 1,6 Mrd. € somit als realistischer Referenzwert durchaus zugrundegelegt werden [392].

Ebenso werden die Kosten der Nichtverfügbarkeit (Opportunitätskosten) des Windparks pro Jahr (OK_{OWP}), basierend auf den individuellen Einspeisevergütungen des Windparks für Windenergie (EV_{OWP} [€/kWh]), den potenziellen Windenergieerträgen pro Tag (WE_{OWP} [kWh]) unter Berücksichtigung der ausfallzeitbedingten technischen Verfügbarkeit des Windparks (TV_{OWP} [%], vgl. Kapitel 5.4.5) für jene Tage hochgerechnet, in denen die versorgungsbedingte technische Verfügbarkeit des Windparks bei dem jeweiligen Konzept nicht gewährleistet werden würde (365-t [Anzahl an Tagen]). Sämtliche Tage, an denen der Windpark nicht versorgt wird, werden bei diesem Ansatz als Tage mit entgangenen Erlösen betrachtet, die zusätzlich zu den wartungs- und reparaturbedingten OWEA-Stillstandszeiten (vgl. Kapitel 5.4.5) anfallen würden, da an diesen Tagen auf potenzielle Anlagenausfälle nicht reagiert werden würde.

$$OK_{OWP} = (365 - t) * EV_{OWP} * WE_{OWP} * TV_{OWP}$$

Die Summe sämtlicher aufgeführter Kostenblöcke (fixe Windparkbetriebskosten, konzeptspezifische Einsatz- und Versorgungskosten und Opportunitätskosten) liefert die Gesamtkosten der maritimen Versorgung für jedes Konzept k. Dabei gestalten sich die fixen OWP-Betriebskosten unabhängig von der Service- und Versorgungskonzeptauswahl und somit auch unabhängig von der jährlichen Einsatz- und Versorgungszeit (t [Tagen]). Sowohl die Einsatz- und Versorgungskosten (EVK_k) als auch die Kosten der Nicht-Verfügbarkeit (OK_{OWP}) sind jedoch von der jährlichen Einsatz- und Versorgungszeit t abhängig, die sich konzeptspezifisch als variabel darstellen kann.

$$GK_{OWP,k}(t) = BK_{OWP,fix} + EVK_k(t) + OK_{OWP}(t), \qquad k = 1, \dots, m$$

Die Gesamtkosten der maritimen Versorgung werden nun für jedes Konzept bis zur maximalen jährlichen Einsatz- und Versorgungszeit (t_{max} [Tagen], vgl. Anhang F) hinweg separat minimiert und die jährliche gesamtkostenoptimale Einsatz- und Versorgungszeit (t_{opt} [Tagen]) bestimmt, für die sich die minimalen jährlichen Gesamtkosten der maritimen Versorgung ($GK_{OWP,\ k,\ opt}$) als Ausgabewert ergeben [21, S. 106 ff.].

$$GK_{OWP,k,opt}(t_{opt}) = \min\left\{GK_{OWP,k}(t)\middle|\ t = 1, \dots, t_{max}\right\}, \qquad k = 1, \dots, m$$

Dieses Vorgehen wird durch die folgende Abbildung verdeutlicht, in der für jedes maritime Service- und Versorgungskonzept, sowohl die variablen konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten (EVK_k) und Opportunitätskosten (OK_{OWP}, Kosten der Nicht-Verfügbarkeit der OWEA) als auch die fixen OWP-Betriebskosten ($BK_{OWP,\ fix}$) sowie die potenziellen Gesamtkosten der maritimen Versorgung ($GK_{OWP,\ k}$) schematisch über der absoluten jährlichen technischen Verfügbarkeit (in Tagen) gekennzeichnet sind. Diese jährliche technische Verfügbarkeit bezieht sich bei diesem Ansatz sowohl auf die OWEA des Windparks (in Abhängigkeit der konzeptspezifischen jährlichen Versorgungsintensität), als auch auf die in dem jeweiligen Konzept eingesetzten Schiffe und Helikopter. Dabei handelt es sich sowohl um solche Transportmittel, die konzeptspezifisch im täglichen Windparkbetrieb eingesetzt werden, als auch um jene, die zusätzlich während der Jahreswartung eingechartert werden [25] [21, S. 106 ff.].

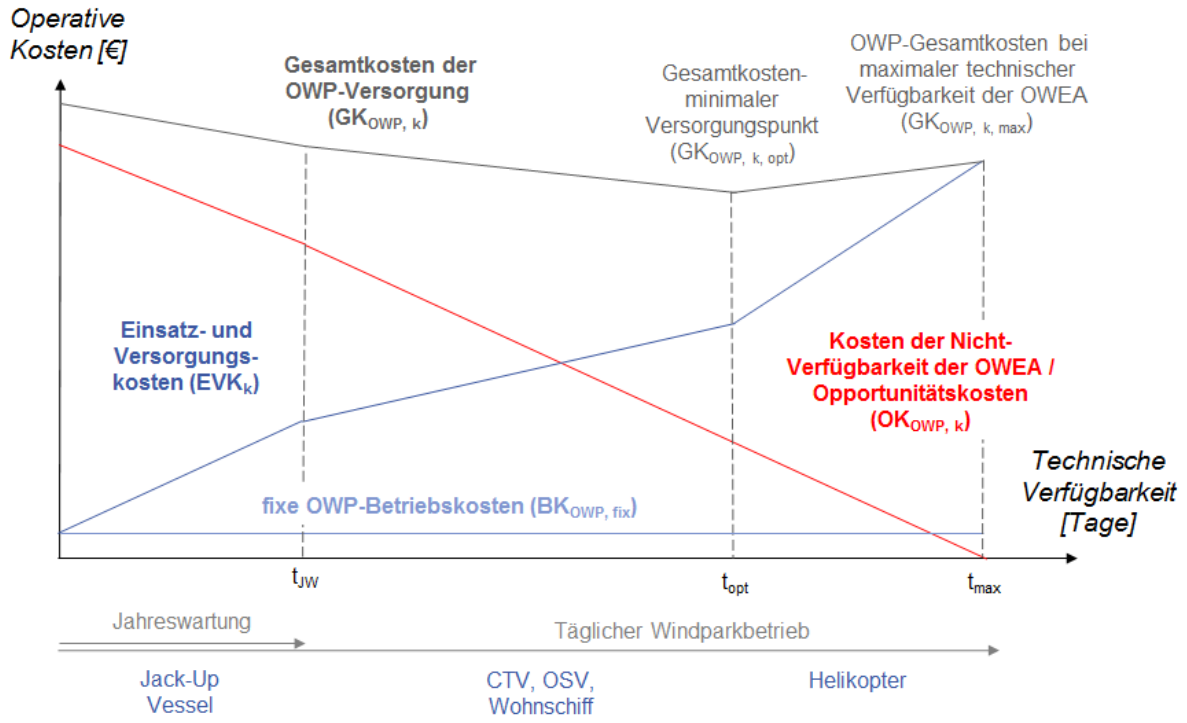


ABB. 60: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES ANSATZES ZUR KONZEPTINTERNEN GESAMTKOSTENMINIMIERUNG

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an *Holbach und Stanik* [25], *Stanik et al.* [21, S. 107] sowie *Neulinger et al.* [63, S. 451])

Nach dem dargestellten Ansatz zur konzeptinternen Gesamtkostenminimierung würde der Windparkbetreiber aus einer Wirtschaftlichkeitsperspektive somit bestrebt sein, bei jedem maritimen Service- und Versorgungskonzept, den Windpark nur bis zur gesamtkostenminimalen Einsatz- und Versorgungszeit t_{opt} zu versorgen. Entgangene Erlöse aufgrund vergleichsweise zu

hoher Einsatz- und Versorgungskosten (innerhalb des jährlichen Zeitfensters t_{max}- t_{opt}) würden theoretisch hingenommen werden. Bisherige Erkenntnisse aus der Anwendung dieses Verfahrens bei sämtlichen deutschen Offshore-Windparks durch *Holbach und Stanik* und *Stanik et al.* zeigen jedoch auf, dass der gesamtkostenminimale Versorgungspunkt ($GK_{OWP,\,k,\,opt}$) für alle maritimen Service- und Versorgungskonzepte k stets jener ist, bei dem eine maximale technische Verfügbarkeit der OWEA gewährleistet wird ($GK_{OWP,\,k,\,max}$) [25] [21, S. 106 ff.].

$$GK_{OWP,k,opt}(t_{opt}) = GK_{OWP,k,max}(t_{max}), \qquad k = 1, \dots, m$$

Dieser Umstand lässt sich dadurch erklären, dass die potenziellen Erlöse, die sich aus den Windenergieerträgen und den EEG-Einspeisevergütungen für Offshore-Windenergiestrom ergeben, die Summe aus den potenziellen Einsatz- und Versorgungskosten und fixen OWP-Betriebskosten ganzjährig überkompensieren. Demnach würde es sich lohnen, den Windpark kontinuierlich mit Personal und Material zu versorgen, sofern die Einsatzmöglichkeit technisch gegeben ist [25] [21, S. 106 ff.].

7.1.3 Effizienz-basierte Service- und Versorgungskonzeptauswahl

Wurde nach dem zuvor vorgestellten Analyseschritt für jede Konzeptalternative eine konzeptinterne Gesamtkostenminimierung vorgenommen, soll nun im Rahmen dieses dritten Analyseschritts ein Vergleich der sich nach der Minimierung ergebenden konzeptspezifischen Gesamtkosten ($GK_{OWP,k,opt}$) unternommen werden. In Anlehnung an das Effizienz-Kriterium aus der Produktionswirtschaft, wird dabei jenes Service- und Versorgungskonzept als effizient deklariert, welches im Alternativvergleich die geringsten Gesamtkosten ($GK_{OWP,opt}$) aufweist [37, S. 5-6] [38, S. 14-16][21].

$$GK_{OWP,opt} = \min\left\{GK_{OWP,k,opt} \middle| \, k = 1, \dots, m\right\}$$

Jenes als effizient deklarierte maritime Service- und Versorgungskonzept würde nach diesem Analyseschritt, in einem Einjahresvergleich, als ökonomisch vorteilhaft für den Windparkbetrieb eingestuft werden. Es wäre die zunächst, aus einer Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsperspektive, zu präferierende Konzeptalternative.

7.2 Modellierung der Effizienz-basierten Service- und Versorgungskonzeptauswahl am Beispiel eines Referenzwindparks

Zur Modellierung der bisher eingeführten Analyseschritte wird auf den im Forschungsprojekt *Offshore-Solutions* eingeführten Referenzwindpark zurückgegriffen [21, S. 109], der folgende windparkseitigen Versorgungsbedarfe und Einflussparameter für die maritime Versorgung aufweisen und im Jahr 2017 in Betrieb gehen soll.

[21] Bei den betrachteten Gesamtkosten der OWP-Versorgung werden sowohl Outputmengen (als Opportunitätskosten operationalisierte Erlösfunktion des Windparkbetreibers) als auch Inputmengen (Einsatz- und Versorgungskosten sowie fixe OWP-Betriebskosten) berücksichtigt. Ein optimales Verhältnis zwischen Output- und Inputmengen wird durch die Minimierung der Gesamtkosten der OWP-Versorgung erreicht. Die gesamtkostenminimale Versorgung geht mit dem Ziel einer Gewinnmaximierung aus Sicht des Windparkbetreibers einher.

- **Turbinenanzahl, -typ und -leistung:** 80 OWEA mit einer Leistung von jeweils 5 MW (Windparkleistung insgesamt: 400 MW, Referenzturbine: RePower 5M)
- **Geographische Lage:** Latidude: 54°41´ N/Longitude: 6°46´ E (~ NSB 3)
- **Hafenentfernungen:** Reaktionshafen Norddeich: 122 km (66 nm)/ Basis- und Versorgungshafen Emden: 152 km (82 nm)
- **Layout des Offshore-Windparks:** Durchschn. OWEA-Abstand r_{OWEA} i.H.v. 700 m
- **Seegangsdaten:** ~100% NSB 2/3 (nach Datenauswertung von 2006 bis 2012)
- **Winddaten:** Fino 1 und Fino 3 in 2011 (über Entfernungsansatz aus Kapitel 5.4.4)
- **Technische Verfügbarkeit:** 94,1% (korrigierte technische Verfügbarkeit aus Kapitel 5.4.5)
- **Art und Umfang des Offshore-Personalbedarfs:** Offshore-Servicepersonalbedarf i.H.v. 30 Personen zzgl. Versorgungspersonal im täglichen Windparkbetrieb sowie zusätzlich 90 Personen insgesamt in der Jahreswartung auf dem Reparaturschiff (vgl. Kapitel 5.4.6)
- **Art und Umfang des Offshore-Materialbedarfs:** Wöchentlicher Materialbedarf an Werkzeugen und Kleinteilen in 35 10´ Containern zzgl. sonstiger Betriebsmittel; Großkomponentenwechsel über die Dauer der Jahreswartung (durchschnittlich an rund 33 Tagen), in der überwiegend Getriebe- und Generatorenwechsel anstehen (vgl. Kapitel 5.4.5)

Die folgende Abbildung zeigt die geographische Lage des Referenzwindparks in einer Kartierung der Standorte, der in Betrieb, im Bau, der genehmigten sowie der im Planung- und Genehmigungsverfahren befindlichen deutschen Offshore-Windparks auf [12] [121] [6]. Dessen geographische Lage wurde dabei explizit so definiert, dass dieser realistische und für deutsche Offshore-Windparkprojekte, vergleichbare Eingangsparameter aufweist und sich weiterhin geographisch auf keiner Hauptschifffahrtsroute befindet [21, S. 110].

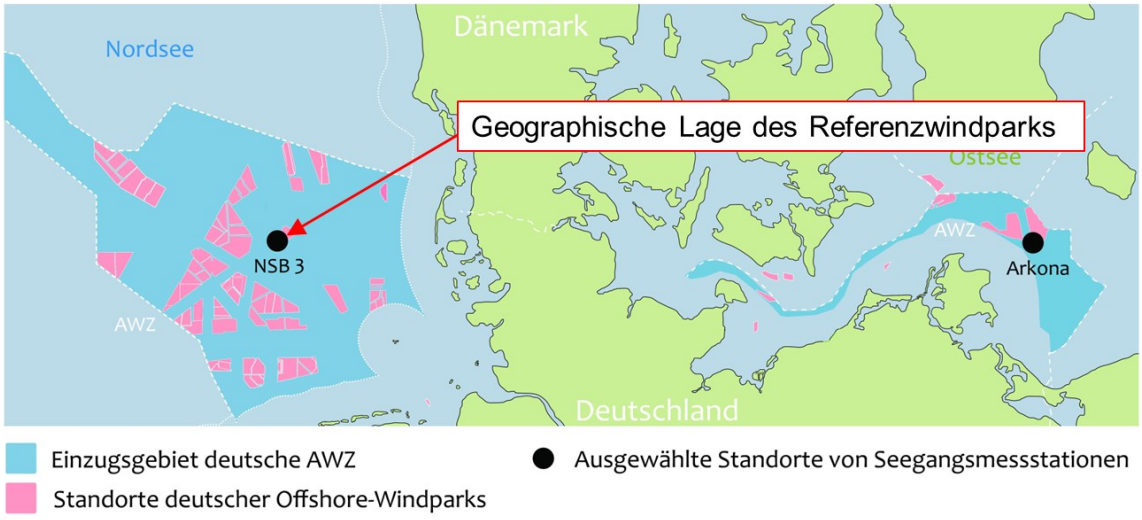


ABB. 61: GEOGRAPHISCHE LAGE DES REFERENZWINDPARKS IN DER KARTIERUNG DER STANDORTE DER DEUTSCHEN OFFSHORE-WINDPARKS

(Quelle: Überarbeitung der Kartierung von *WAB* [12] durch *Stanik et al.* [21, S. 110])

Die folgenden Modellierungsergebnisse für den Referenzwindpark wurden mit dem *„Offshore-Solutions" Supply Concept Decision Finder* erzeugt [21], der basierend auf den Analyseergebnissen dieser Arbeit aktualisiert wurde.

7.2.1 Modellierung der konzeptübergreifenden Definition von Versorgungskapazitäten

Die Modellierungsergebnisse zur konzeptübergreifenden Definition von Versorgungskapazitäten sowie deren sich jeweils ergebenen konzeptspezifischen täglichen Einsatz- und Versorgungskosten sind in der Tabelle auf der folgenden Seite vermerkt. Zur Ermittlung dieser Modellierungsergebnisse für jede einzelne Konzeptalternative, wurde auf sämtliche im Kapitel 7.1.1 sowie den Anhängen E und F beschriebenen Algorithmen, im Rahmen des *Offshore-Solutions Supply Concept Decision Finders* [21], zurückgegriffen.

Als Eingangsdaten zur Modellierung wurden windparkseitig die beschriebenen windparkspezifischen Einflussparameter und Versorgungsbedarfe des Referenzwindparks, in Anlehnung an die Ergebnisse aus der Parameteranalyse in Kapitel 5.4, zugrundegelegt. Zur Ermittlung der Kosten- und Leistungsparameter der Versorgungsressourcen, innerhalb der Service- und Versorgungskonzepte, wurde auf sämtliche Ergebnisse aus der Parameteranalyse in Kapitel 5.5 zurückgegriffen.

Die Tabelle ist wie folgt zu verstehen: Für jede Konzeptalternative werden die jeweiligen Anzahlen an Transportmitteln bzw. Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten ausgegeben, die insgesamt die windparkspezifischen Versorgungsbedarfe decken und sich, aus einer Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsperspektive, konzeptspezifisch als geeignet erweisen würden. Die jährliche Einsatzdauer ist über die jeweilige Angabe der Betriebstage eines Jahres gekennzeichnet. Die Anzahl der Betriebstage ergibt sich beispielsweise in Abhängigkeit der technischen Verfügbarkeit des jeweiligen Transportmittels pro Jahr (z.B. CTV: 288 Tage), bzw. der prozessual vorgesehenen Betriebsdauer (z.B. OSV: 52 Tage, da diese Schiffe nur wöchentlich benötigt werden). Eine Angabe restlicher Betriebstage ist bei jenen Schiffen gekennzeichnet, die ganzjährig eingechartert sind (z.B. bei den CTVs und beim Wohnschiff). Da diesen Schiffen ein langfristiger Zeitchartervertrag zugrundeliegt, wäre auch über die angegebenen Resttage im Jahr zumindest noch die Charterrate des jeweiligen Schiffes als Versorgungskostenbestandteil anzurechnen, auch wenn die Einsatzfähigkeit des Schiffes seegangsbedingt nicht mehr ermöglicht werden kann. Es ist jedoch davon auszugehen, dass es sich bei diesem Ansatz tatsächlich auch nur um einen Mindestkalkulationswert handeln kann, da die Schiffe auch neben der eigentlichen Personenversatzaufgabe weiterbetrieben werden.

Auch sind in dieser Tabelle die täglichen Einsatz- bzw. Versorgungskosten der jeweiligen Transportmittel, Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten vermerkt, die für die gekennzeichneten jährlichen Betriebstage anzurechnen wären. Diese bilden die Grundlage zur Darstellung der Modellierungsergebnisse zur konzeptinternen Gesamtkostenminimierung im nächsten Kapitel.

Hinsichtlich der konzeptspezifischen technischen Einsatzrestriktionen wird für jede Konzeptalternative geprüft, ob die gesetzlichen Arbeitszeitvorschriften eingehalten werden (gem. *Offshore-ArbZV* [356]). Aufgrund der hohen Servicehafenentfernung des Referenzwindparks und den damit einhergehenden hohen Schiffstransitzeiten zwischen Hafen und Referenzwindpark, zeigt sich, dass das Konzept „Shore 1“ diese nicht erfüllen würde (vgl. Kapitel 6.2.1).

Jahreszeitraum	Versorgungskriterien	Transportmittel/ Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten	Maritime Service- und Versorgungskonzepte									
			Shore 1		Shore 2		SEA-AP 1		SEA-AP 2		SEA-AV	
			Anzahl bzw. Kosten	Betriebs-tage im Jahr	Anzahl bzw. Kosten	Betriebs-tage im Jahr	Anzahl bzw. Kosten	Betriebs-tage im Jahr	Anzahl bzw. Kosten	Betriebs-tage im Jahr	Anzahl bzw. Kosten	Betriebs-tage im Jahr
Täglicher Windparkbetrieb	Anzahl CTVs	12 Pax CTV [Anzahl]	3	288	2	288	1	288	1	288		
		24 Pax CTV [Anzahl]										
	Tägliche Versorgungskosten $VK_{CTV,ges}$ [€]	CTVs Insgesamt	21.563	288	15.151	288	7.963	288	7.963	288		
			19.500	Rest: 77	13.000	Rest: 77	6.500	Rest: 77	6.500	Rest: 77		
	Anzahl Helikopter	6 Pax Heli [Anzahl]	1	62	1	350	1	62	1	88	1	62
		9 Pax Heli [Anzahl]										
		12 Pax Heli [Anzahl]	2	62	2	350	2	62	2	88	2	62
	Tägliche Versorgungskosten $VK_{Helikopter,ges}$ [€]	Helikopter insgesamt	64.057	59	43.964	288	64.057	62	43.964	26	77.693	62
					67.943	62			67.943	62		
	Anzahl Offshore-Versorgungsschiffe (mit Transfersystem)	24 Pax OSV [Anzahl]					1	52				
		36 Pax OSV [Anzahl]										
	Tägliche Versorgungskosten $VK_{OSV,ges}$ [€]	OSV insgesamt					36.233	52				
	Anzahl Offshore-Versorgungsschiffe (ohne Transfersystem)	24 Pax OSV [Anzahl]							1	52	1	52
		36 Pax OSV [Anzahl]										
	Tägliche Versorgungskosten $VK_{OSV,ges}$ [€]	OSV insgesamt							27.899	52	27.899	52
	Anzahl Wohnschiffe (Accommodation Vessel, kurz: AV)	40 Pax AV [Anzahl]									1	288
		80 Pax AV [Anzahl]										
	Tägliche Einsatzkosten $EK_{AV,ges}$ [€]	AV insgesamt									42.776	288
											38.500	Rest: 77
	Anzahl Wohnplattformen (Accommodation Platform, kurz: AP)	50 Pax AP [Anzahl]					1	365	1	365		
	Tägliche Einsatzkosten $EK_{AP,ges}$ [€]	AP insgesamt					35.050	365	35.050	365		
Jahreswartung	Anzahl Reparaturschiffe	Jack-Up Vessel [Anzahl]	1	33	1	33	1	33	1	33	1	33
	Tägliche Einsatzkosten $EK_{Jack-UP}$ [€]	Jack-Up Vessel insgesamt	121.316	33	121.316	33	121.316	33	121.316	33	121.316	33
Jahreswartung	Anzahl zusätzlicher CTVs	12 Pax CTV [Anzahl]										
		24 Pax CTV [Anzahl]	1	33	1	33	1	33	1	33	1	33
	Tägliche Versorgungskosten $VK_{CTV,JW}$ [€]	zusätz. CTV insgesamt	10.104	33	10.104	33	10.104	33	10.104	33	10.104	33
Test zur Gewährleistung gesetzlicher Mindesteinsatzanforderungen (Einhaltung gesetzlich vorgeschriebener maximaler Tagesarbeitszeiten)			Versorgungs- und Nettoarbeitszeit >14 h		Versorgungs- und Nettoarbeitszeit <14 h		Versorgungs- und Nettoarbeitszeit <12 h		Versorgungs- und Nettoarbeitszeit <12 h		Versorgungs- und Nettoarbeitszeit <12 h	

TAB. 39: KONZEPTSPEZIFISCHE VERSORGUNGSKAPAZITÄTEN SOWIE ZU ERWARTENDE TÄGLICHE EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN DIESER FÜR DEN REFERENZWINDPARK

7.2.2 Modellierung der konzeptinternen Gesamtkostenminimierung

Als nächster Modellierungsschritt werden die aus dem *„Offshore-Solutions" Supply Concept Decision Finder* [21] ermittelten minimalen Gesamtkosten der maritimen Versorgung bestimmt. Da sich diese aus der Summe der variablen Einsatz- und Versorgungskosten, den fixen Windparkbetriebskosten und den Opportunitätskosten ergeben, werden die Modellierungsergebnisse für die einzelnen Kostenbestandteile im Folgenden separat aufgezeigt.

Einsatz- und Versorgungskosten des Referenzwindparks

Für die jeweiligen maritimen Service- und Versorgungskonzepte ergeben sich, über die Aufsummierung der variablen täglichen Einsatz- bzw. Versorgungskosten (aus Tab. 39) für ein gesamtes Betriebsjahr, insgesamt folgende jährlichen Einsatz- und Versorgungskosten (EVK_k):

EVK_1 (Shore 1)	EVK_2 (Shore 2)	EVK_3 (SEA-AP 1)	EVK_4 (SEA-AP 2)	EVK_5 (SEA-AV)
16,0 Mio. €	26,3 Mio. €	25,9 Mio. €	26,8 Mio. €	25,8 Mio. €

TAB. 40: JÄHRLICHE EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN DES REFERENZWINDPARKS

Es zeigt sich, dass sich unter Verwendung der gewählten Eingangsdaten der Modellierung, die Wohnschiffvariante „SEA-AV", hinsichtlich der zu verzeichnenden Einsatz- und Versorgungskosten, nur mit geringfügigen Unterschieden, im Vergleich zu den anderen Konzeptalternativen, am günstigsten erweisen würde. Die relativ ähnlichen Werteausprägungen zeigen auf, dass sich für eine konkrete Auswahlentscheidung, die im Verfahren vorgesehene Robustheitsanalyse unabdingbar erweist. Wie aus dem vorherigen Analyseschritt ersichtlich, entfällt die nach Einsatz- und Versorgungskosten günstigste landbasierte Konzeptalternative „Shore 1", aufgrund der zu hohen Servicehafenhafenentfernung des Referenzwindparks und den damit einhergehenden zu hohen Schiffstransitzeiten. Der Konformitätstest für „Shore 2" hat ergeben, dass eine täglich vorgeschriebene Maximalarbeitszeit von 14 Stunden bei einer landbasierten Versorgung [356, S. 3] über die täglich im Pendelverkehr agierenden Helikoptereinheiten eingehalten werden würde. Aus diesem Grund kann das landbasierte Service- und Versorgungskonzept „Shore 2" in die weiteren Analyseschritte mitaufgenommen werden.

Fixe Windparkbetriebskosten

Zur Ermittlung der fixen Windparkbetriebskosten wird auf die in Kapitel 7.1.2 beschriebenen Marktinformationen zurückgegriffen [391] [36] [35]. In den fixen Windparkbetriebskosten werden somit sämtliche Betriebskostenbestandteile berücksichtigt, die nicht bereits in den variablen Einsatz- und Versorgungskosten ihre Berücksichtigung finden (wie Versicherungsgebühren, Personalkosten für das Offshore-Servicepersonal, Kosten für den Onshore-Stützpunkt, Kosten für Ersatzteile und Verbrauchsmaterialien [391] sowie Kapitalkosten der Offshore-Anlagen [35, S. 34 ff.]).

Die Berechnung der Höhe der jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen erfolgt konsistent zu jenem in Kapitel 5.5.6. aufgezeigten Kalkulationsansatz für die Wohnplattform, in Anlehnung an *Prognos und Fichtner*, für einen projektfinanzierten und im Jahr 2017 in Betrieb zu nehmenden Windpark, mit einem realen WACC von 7,19 %, bei entsprechenden Fremdkapital- und Eigenkapitalanteilen (35% Fremdkapital/ 65% Eigenkapital) [35, S. 34-36].

Konzeptübergreifend werden so jährliche fixe OWP-Betriebskosten ($BK_{OWP,\ fix}$) des Referenzwindparks in Höhe von 205,4 Mio. € als Referenzwert zugrundegelegt, die sich aus den zuvor genannten Kostenbestandteilen zusammensetzen.

Opportunitätskosten des Referenzwindparks

Zur Bemessung der Opportunitätskosten des Referenzwindparks ist es nötig dessen potenzielle Erlöse pro Tag zu berechnen. Grundlegend dafür sind in erster Linie dessen tägliche Windenergieerträge (WE_{OWP} [kWh]) und deren Verrechnung mit der Einspeisevergütung für produzierten Windenergiestrom auf See (EV_{OWP} [€/kWh]), unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit des Windparks (TV_{OWP} [%]). In Anlehnung an die EEG-Einspeisevergütung nach dem „Stauchungsmodell", wird für den Referenzwindpark in den ersten acht Betriebsjahren mit einer Einspeisevergütung in Höhe von 19,4 Cent/kWh gerechnet (gem. § 50 (3), Satz 1, EEG [2]).

Als Referenzdaten für die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten über ein gesamtes Betriebsjahr, werden für den Referenzwindpark in der deutschen Nordsee AWZ, die in FINO 1 und 3 täglich im 10 Minutentakt gemessenen Windgeschwindigkeiten aus dem gesamten Jahr 2011 genutzt. Zum Abgleich mit den Wingeschwindigkeitsmessungen in der Ostsee, wurden auch die bei FINO 2 gemessenen Windgeschwindigkeitswerte aus demselben Referenzjahr ausgewertet[22]. Die approximierte Häufigkeitsverteilung der erhobenen Jahreswerte wird, basierend auf einer Weibull-Verteilung, nach folgender Dichtefunktion gebildet, die standardgemäß zur Approximation von Häufigkeitsverteilungen erhobener Windgeschwindigkeitsdaten herangezogen wird [393, S. 185] [394, S. 276] [395, S. 41] [396, S. 333].

$$f\ (v_{Wind}; a, k) = \frac{k}{a} * \left(\frac{v_{Wind}}{a}\right)^{k-1} * \exp(-(\frac{v_{Wind}}{a})^{k})$$

Die mittlere Windgeschwindigkeit aus der Datenerhebung, in einer Erhebungshöhe von 80 m ($v_{Wind,\ mittel,\ 80\ m}$), kann auf eine für OWEA repräsentative Höhe von 100 m, über das sogenannte „logarithmische Grenzschichtprofil" und der Rauhigkeitslänge z_0 nach *Wieringa* [397], für verschiedene Geländeklassen nach *Davenport* [398], wie folgt hochskaliert werden [394, S. 277-279].

$$v(h_2) = v(h_1) * \frac{\ln(\frac{h_2 - d}{z_0})}{\ln(\frac{h_1 - d}{z_0})}$$

Folgende Variablendefinition wurde dabei vorgenommen [394, S. 277-279]:

- $v(h_2)$: Zu ermittelnde mittlere Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe ($v_{Wind,\ mittel,\ 100\ m}$)
- $v(h_1)$: Erhobene mittlere Windgeschwindigkeit in 80 m Höhe ($v_{Wind,\ mittel,\ 80\ m}$)
- h_2: Zielhöhe der zu ermittelnden mittleren Windgeschwindigkeit (h_2=100 m)
- h_1: Messhöhe der erhobenen mittleren Windgeschwindigkeit (h_1=80 m)
- d: Parameter zur Berücksichtigung eines Grenzschichtversatzes (hier: d=0)
- z_0: Rauhigkeitslänge, als Maßzahl, auf welcher Höhe die Windgeschwindigkeit auf Null abgebremst wird, für verschiedene Geländeklassen. Nach *Wieringa* [397] lässt sich für die „offene See" eine Rauigkeitslänge von z_0=0,002 zugrundelegen.

[22] Die Windgeschwindigkeitswerte wurden im Jahr 2011 bei FINO 1, 2 und 3 über Anemometer in einer Höhe von 80 m gemessen und anschließend auf eine für OWEA repräsentative Höhe von 100 m hochskaliert.

Der Weibull-Parameter a lässt sich nun aus der mittleren Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 100 m ($v_{Wind,\ mittel,100\ m}$), in Anlehnung an folgende Approximationsformel für die mittlere Windgeschwindigkeit nach *Molly* [399], berechnen [393, S. 184-185].

$$v_{Wind,mittel,100\,m} = a * (0{,}568 + \frac{0{,}434}{k})^{\frac{1}{k}}$$

Im Vergleich der Auswertungsergebnisse, für alle drei Forschungsplattformen FINO 1, 2 und 3, ergeben sich die Weibull-Parameter k und a für das Referenzjahr im Jahresdurchschnitt wie folgt, wobei k vordefiniert und a aus der erhobenen und hochskalierten mittleren Windgeschwindigkeit selbst ermittelt wurde.

Mess-station	Weibull-Parameter k (vordefiniert)	Weibull-Parameter a [m/s] (berechnet aus $v_{Wind,mittel,100\ m}$)	Mittlere Windgeschwindigkeit ($v_{Wind,mittel,100\ m}$) [m/s]
FINO 1	2,26	10,5 m/s	9,3 m/s
FINO 2	2,52	11,1 m/s	9,9 m/s
FINO 3	2,4	11,5 m/s	10,2 m/s

TAB. 41: WEIBULL-PARAMETER UND MITTLERE WINDGESCHWINDIGKEIT DER MESSSTATIONEN IM REFERENZJAHR 2011 BEI EINER HOCHSKALIERTEN HÖHE VON 100 M
(Quelle: Eigene Darstellung, Weibullparameter k für FINO 1 nach *Jarass et al.* [395, S. 41], für FINO 2 nach *Müller und Schwabe* [400], für FINO 3 nach *Gryning et al.* [396])

Mit den angesetzten Weibull-Parametern k und a stellen sich die Dichtefunktionen der Weibull-Verteilungen für die Windgeschwindigkeitswerte im Referenzjahr 2011, bei den Forschungsplattformen FINO 1, 2 und 3, wie folgt dar.

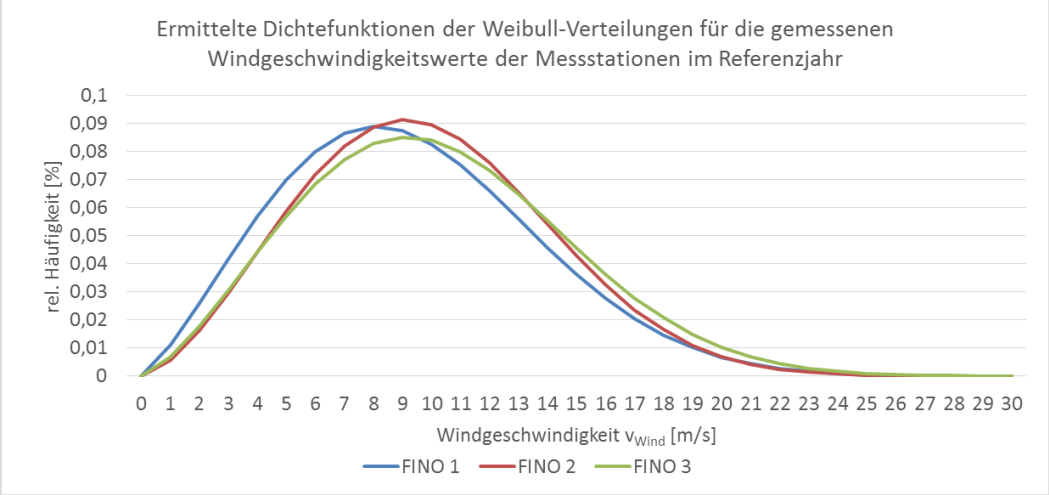


ABB. 62: ERMITTELTE DICHTEFUNKTIONEN DER WEIBULL-VERTEILUNGEN FÜR DIE GEMESSENEN WINDGESCHWINDIGKEITSWERTE DES REFERENZJAHRES 2011 BEI FINO 1, 2 UND 3

Auch für das Referenzjahr zeigt sich die in Kapitel 5.4.4 ermittelte Erkenntnis, dass zwischen den einzelnen Messstationen nur geringfügige Abweichungen der gemessenen Windgeschwindigkeiten zu erwarten sind. Da die Messwerte über das gesamte Referenzjahr hinweg in einem 10 Minutentakt erhoben wurden, lassen sich die Häufigkeitsverteilungen der Dichtefunktionen zur Ermittlung der für eine OWEA maximal zu erwartenden jährlichen Stromproduktionsstunden zugrundelegen [395, S. 42 ff.].

Zur Ermittlung des potenziellen Windenergieertrags des Referenzwindparks für das Referenzjahr, wurde die Leistungskennlinie der in diesem Windpark verwendeten Referenzturbine herangezogen. Diese bildet die anzusetzende Turbinenleistung über der Windgeschwindigkeit ab [340, S. 410 ff.]. Folgende Leistungskurve wurde für die 5MW OWEA des Referenzwindparks, in Anlehnung an jene der *RePower 5M,* zugrundegelegt. In dieser ist ebenfalls die Anlagenleistung ($P_{Wind,\,mittel,100m}$) bei mittlerer Windgeschwindigkeit ($v_{Wind,mittel,100m}$) dargestellt.

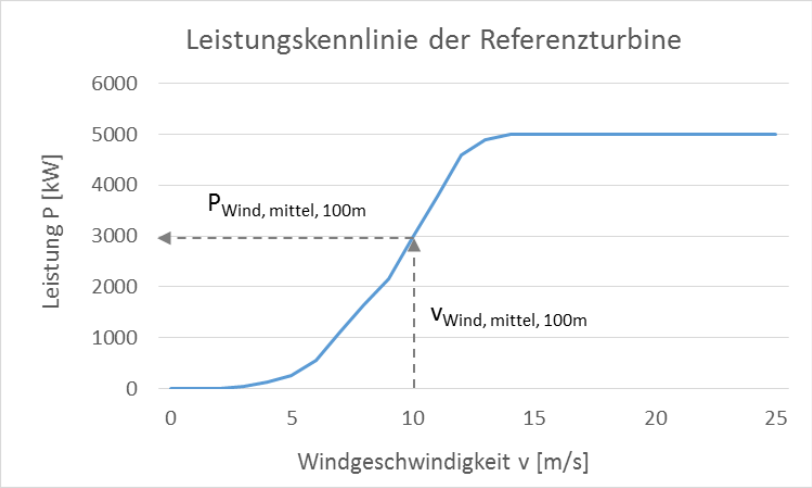


ABB. 63: LEISTUNG DER REFERENZTURBINE IN ABHÄNGIGKEIT DER WINDGESCHWINDIGKEIT

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an die Leistungskurve der *RePower 5M*)

Unter der Anwendung des in Kapitel 5.4.4 beschriebenen Näherungsansatzes, würde sich für den Referenz-Nordseewindpark, über die für eine OWEA maximal zu erwartenden Stromproduktionsstunden, aus den Häufigkeitsverteilungen der ermittelten Windgeschwindigkeiten bei den Nordseeforschungsplattfomen FINO 1 und 3, in Verbindung mit der Leistungskennlinie der 5MW-Referenzturbine, ein maximal zu erwartender produzierter Windenergiestrom i.H.v. rund 1.697 GWh für das gesamte Jahr ergeben. Im Tagesdurchschnitt wäre für eine Referenzturbine maximal mit einer Stromproduktion von rund 58,1 MWh zu rechnen.

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 5.4.5 ermittelten ausfallbedingten technischen Verfügbarkeit eines Referenzwindparks mit 80 OWEA im ersten Betriebsjahr i.H.v. 94,1 %, würde sich für diesen jedoch nur ein angepasster jährlicher Windenergieertrag i.H.v. rund 1.597 GWh ergeben. Pro Turbine und Tag würde sich der Windenergieertrag dann durchschnittlich auf 54,7 MWh verringern. Multipliziert mit der angesetzten Einspeisevergütung i.H.v. 19,4 Cent/kWh, ergeben sich mit der Referenzturbine durchschnittliche Erlöse i.H.v. rund 10.610 € pro Tag. Für den gesamten Referenzwindpark mit 80 OWEA würden somit durchschnittliche Tageserlöse i.H.v. rund 849.000 € veranschlagt werden können. Bei einer maximalen Einsatz- und Versorgungszeit (t_{max}) i.H.v. 350 Tagen/Jahr (vgl. Kapitel 7.2.3 i.V.m. Anhang F), ergeben sich somit konzeptübergreifend Kosten der Nicht-Verfügbarkeit (für 15 Betriebstage) i.H.v. rund 12,8 Mio. €. In Konformität zum Ansatz der konzeptinternen Gesamtkostenminimierung (vgl. Kapitel 7.1.2), ergeben sich die minimalen Gesamtkosten der maritimen Versorgung ($GK_{OWP,opt,k}$) nun wie folgt.

$GK_{OWP,opt,1}$ (Shore 1)	$GK_{OWP,opt,2}$ (Shore 2)	$GK_{OWP,opt,3}$ (SEA-AP 1)	$GK_{OWP,opt,4}$ (SEA-AP 2)	$GK_{OWP,opt,5}$ (SEA-AV)
234,2 Mio. €	244,5 Mio. €	244,1 Mio. €	244,9 Mio. €	244,0 Mio. €

TAB. 42: JÄHRLICHE GESAMTKOSTEN DER OWP-VERSORGUNG DES REFERENZWINDPARKS

7.2.3 Modellierung der Effizienz-basierten maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl

Nach dem letzten eingeführten Analyseschritt zur Auswahl eines, aus einer Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsperspektive, zu präferierenden maritimen Service- und Versorgungskonzepts (vgl. Kapitel 7.1.3), würde für den Referenzwindpark somit zunächst, in einem Einjahresvergleich, das seebasierte Konzept „SEA-AV“ gewählt werden. Mit diesem Konzept werden die vergleichsweise geringsten minimalen Gesamtkosten der OWP-Versorgung erzielt, da das Konzept „Shore 1“, welches noch geringere OWP-Gesamtkosten aufweisen würde, aus technischen und rechtlichen Gründen nicht berücksichtigt werden kann. Nach dem in Kapitel 7.1.3 beschriebenen Ansatz würden die optimalen Gesamtkosten somit jene unter „SEA-AV“ sein.

$$GK_{OWP,opt} = GK_{OWP,opt,5}$$

In der folgenden Abbildung sind die modellierten Kostenfunktionen für das maritime Service- und Versorgungskonzept „SEA-AV“, in Anlehnung an den Ansatz zur konzeptinternen Gesamtkostenminimierung (vgl. Abb. 60), dargestellt. In dieser Abbildung wird die eingeführte Erkenntnis auch für das Anwendungsbeispiel des Referenzwindparks deutlich, dass mit den Eingangsdaten der Modellierung, der gesamtkostenminimale Versorgungspunkt jener ist, bei dem die maximale Verfügbarkeit des Windparks gewährleistet werden würde [25] [21, S. 106 ff.].

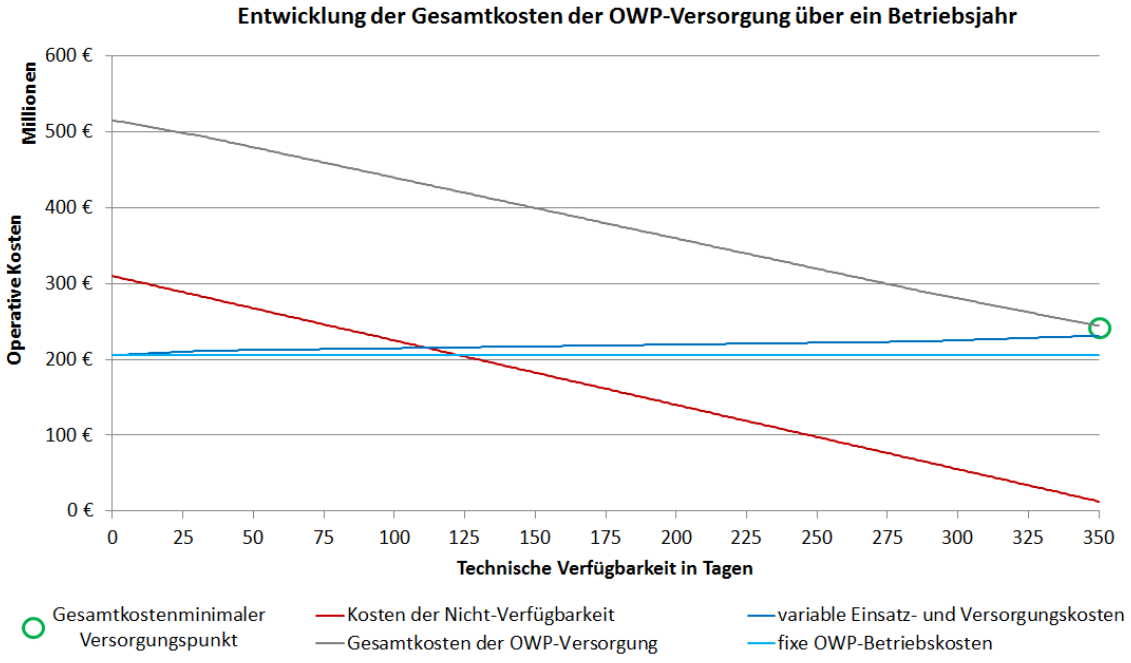


ABB. 64: GESAMTKOSTENENTWICKLUNG DER OWP-VERSORGUNG DES REFERENZWINDPARKS BEIM SERVICE- UND VERSORGUNGSKONZEPT „SEA-AV“

(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den erzeugten Modellierungsergebnissen zu „SEA-AV“ für den Referenzwindpark, in Anlehnung an jene Darstellung von *Holbach et al.* [69, S. 58])

Aufgrund des Umstands, dass sich eine ganzjährige technische Verfügbarkeit eines Offshore-Windparks wegen der eingeschränkten Zugänglichkeit der OWEA bei Sturmverhältnissen nicht ermöglichen lässt [63, S. 442 ff.], wurde im Rahmen der Kostenmodellierung der maximal mögliche Versorgungspunkt nicht bei 365 Tagen, sondern bei 350 Tagen angesetzt (entspricht

einer OWEA-Zugänglichkeit durch Helikopter i.H.v. 96% im Jahr [228, S. 14]). Auch sämtliche Einsatz- und Versorgungskosten wurden angepasst, um die eingeschränkte maximal mögliche technische Verfügbarkeit des Offshore-Windparks (t_{max}) zu berücksichtigen (vgl. Anhang F). Die restlichen 15 Betriebstage im Jahr würden mit unvermeidbaren Kosten der Nicht-Verfügbarkeit einhergehen, die sich aus dem Anlagenstillstand bei Sturmverhältnissen ergeben können.

Bei den Modellierungsergebnissen zu den anderen Konzeptalternativen zeigte sich ebenso der Zusammenhang, dass bei einer maximalen technischen Verfügbarkeit des Windparks, konzeptspezifisch gesamtkostenminimal operiert werden würde. Selbst Variationen der Einspeisevergütung oder der fixen OWP-Betriebskosten führten zu keiner zeitlichen Veränderung des gesamtkostenoptimalen Versorgungspunkts. Es konnte jedoch festgestellt werden, dass bei einem reinen Fördergrundwert von 3,9 Cent/kWh (gem. § 50 (1), EEG [2]), sich der Windparkbetrieb basierend auf den zugrundegelegten Referenzdaten als unwirtschaftlich, aufgrund der vergleichsweise hohen fixen OWP-Betriebskosten, erweisen würde. Für den Windparkeigner des Referenzwindparks besteht somit ein Anreiz, nach der erhöhten Förderung der ersten Betriebsjahre des Windparks bei dem Stauchungs- bzw. Basismodell, den Windenergiestrom direkt nach dem Marktprämienmodell zu vermarkten (vgl. Kapitel 3.3.3).

Um die Konzeptauswahl nun zu verifizieren, soll im Rahmen weiterer Analyseschritte die Robustheit der Konzeptauswahl untersucht werden. Aus der Erkenntnis, dass sämtliche Service- und Versorgungskonzepte so konzipiert sind, dass sie auf eine möglichst hohe technische Verfügbarkeit des Windparks setzen und der gesamtkostenminimale Versorgungspunkt stets bei maximaler technischer Verfügbarkeit des Windparks gewährleistet wird, erweist sich bei den folgenden Robustheitsanalysen eine reine Fokussierung auf die jeweiligen konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten, bei maximaler Verfügbarkeit des Windparks, als geeignet. Dies bedeutet, dass die fixen OWP-Betriebskosten als auch die Opportunitätskosten des Windparks nicht mehr in der Robustheitsanalyse weiter berücksichtigt werden.

Hätten hingegen die Modellierungsergebnisse ergeben, dass sich der gesamtkostenminimale Versorgungspunkt über das Betriebsjahr, konzeptübergreifend und aus ökonomischen Gründen, variabel gestaltet, wäre eine Untersuchung der Gesamtbetriebskosten der maritimen Versorgung naheliegend. Theoretisch würde solch ein Fall jedoch nur eintreten, falls die Grenzbetriebskosten des Windparks dessen Grenzerlöse aus dem produzierten Windenergiestrom innerhalb eines Betriebsjahres übersteigen sollten [401, S. 143 ff.]. In solch einem Fall müssten im Rahmen der Robustheitsanalyse auch mögliche Änderungen der Kosten der Nichtverfügbarkeit der OWEA untersucht werden (wie beispielsweise Änderungen von Einspeisevergütungen, der Windenergieerträge oder der ausfallzeitbedingten technischen Verfügbarkeit (vgl. Kapitel 5.4.5)).

7.3 Analyse der Robustheit der maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl

Die Robustheitsanalyse zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl gliedert sich ebenfalls in drei Analyseschritte: Eine Risikoanalyse, eine Sensitivitätsanalyse und eine Lebenszykluskostenanalyse. Wie sich aus den Modellierungsergebnissen in Kapitel 7.2 herleiten lässt, wird der Fokus auf die Analyse der Robustheit der jährlichen variablen Einsatz- und Versorgungskosten im gesamtkostenminimalen Versorgungspunkt gesetzt, zu dem eine maximale Verfügbarkeit des Windparks gewährleistet wird.

Im Rahmen der *Risikoanalyse* werden zunächst jene Eingangswerte identifiziert, die mit einer gewissen Unsicherheit für die konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten verbunden sind. Über die Risikoanalyse werden potenzielle Schwankungsbereiche für die einzelnen unsicheren Inputfaktoren der Einsatz- und Versorgungskosten ermittelt.

In der *Sensitivitätsanalyse* werden die identifizierten Schwankungsbereiche der Inputfaktoren aus der Risikoanalyse herangezogen und untersucht, wie sensibel die Einsatz- und Versorgungskosten der möglichen Konzeptalternativen auf Änderungen dieser Inputfaktoren, innerhalb der definierten Schwankungsbereiche reagieren.

Schließlich werden jene Konzeptalternativen in die *Lebenszykluskostenanalyse* aufgenommen, die bei einer, über die Mindestnutzungsdauer des Windparks, möglichen extern oder marktbedingten Inputfaktorenschwankung, innerhalb der identifizierten Schwankungsbereiche, günstigere Einsatz- und Versorgungskosten aufweisen würden. In der Lebenszykluskostenanalyse wird untersucht, wie sich die jeweiligen Szenarien der Einsatz- und Versorgungskostenentwicklung, bei entsprechender Inputfaktorentwicklung, über die gesamte Betriebsphase des Windparks darstellen würden.

7.3.1 Risikoanalyse zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl

Im Rahmen der folgenden Risikoanalyse werden für unsichere Inputfaktoren Best- und Worst-Case Szenarien festgelegt, die sowohl für die Sensitivitätsanalyse als auch für die Lebenszykluskostenanalyse genutzt werden [49, S. 16-17] [50, S. 91-95, 151 ff.].

1. Für die Sensitivitätsanalyse werden Variationsbereiche hergeleitet, innerhalb derer sich eine Veränderung der Einsatz- und Versorgungskosten, basierend auf Änderungen unsicherer Eingangsgrößen, potenziell ergeben würde

2. Für die Lebenszykluskostenanalyse werden potenzielle Szenarien der Veränderung jener unsicherer (und unbeeinflussbarer) markt- bzw. wetterbedingter Eingangsgrößen über die Betriebsphase eines Offshore-Windparks hergeleitet, die eine Änderung der Einsatz- und Versorgungskosten bewirken könnten

Grundsätzlich lassen sich als unsichere Inputfaktoren für die konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten folgende Eingangsgrößen identifizieren:

- Tagescharterraten sämtlicher Schiffe[23]
- Bunkerpreise
- Helikoptertransportpreise
- Tägliche Einsatzkosten einer Wohnplattform
- Tägliche Personal- und Materialbedarfe
- Jährliche OWEA-Zugänglichkeit der Schiffe

Von einer Festlegung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die jeweiligen Änderungsszenarien wird im Rahmen dieser Risikoanalyse abgesehen. Die Bestimmung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen wäre nur durch subjektive Schätzungen möglich, weshalb neben den unsicheren Inputgrößen auch die Wahrscheinlichkeitsverteilungen selbst eine Unsicherheit darstellen würden [43, S. 115 ff.] [48, S. 210]. Zwar stützt sich die Ermittlung potenzieller Schwankungsbereiche für die einzelnen Inputfaktoren auf marktseitig vorhandene

[23] Außer für Reparaturschiffe und CTVs zur Reparaturschiffversorgung in der Jahreswartung. Da deren Kosten ohnehin konzeptübergreifend anfallen und somit die Auswahlentscheidung nicht beeinflussen würden, erweist sich eine Risikoanalyse für diese nicht als zielführend.

Erfahrungswerte und Prognosemodelle, doch auch diese können aufgrund ihrer Unsicherheit, nur als hergeleitete Referenzwerte interpretiert werden.

Änderungen von Tagescharterraten

Zur Schwankungsbereichsfestlegung für die Tagescharterraten der Schiffe werden die in Kapitel 5.5.6 aufgeführten und im Rahmen des Forschungsprojekts *Offshore-Solutions* erhobenen Minimal- und Maximalwerte berücksichtigt [69, S. 225]. Es wird explizit darauf geachtet, dass zumindest die erhobenen Minimal- und Maximalwerte der Tagescharterraten für die jeweilige Schiffskategorie, im Rahmen der Schwankungsbereichsfestlegung, beinhaltet sind.

Schiffskategorie	CTV (mit max. A_{CTV}, z.B. SWATH)		OSV (ohne und mit zus. Transfersystem)		Wohnschiff (mit zus. Transfersystem)	
Pax	12 Pax	24 Pax	24 Pax	36 Pax	40 Pax	80 Pax
Min./Max. (-/+)	+/- 25 %		+/- 30 %		+/- 15 %	

TAB. 43: SCHWANKUNGSBEREICHSDEFINITION FÜR SCHIFFSSPEZIFISCHE TAGESCHARTERRATEN (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an die in *Offshore-Solutions* erhobenen Tagescharterratenausprägungen [69, S. 225])

Änderungen des Bunkerpreises

Da die Einsatz- und Versorgungskosten der eingesetzten Schiffe, neben den Tagescharterraten, zu einem großen Anteil auch von den täglichen Treibstoffkosten abhängen, die sich wiederum aus den jeweiligen Treibstoffverbräuchen dieser und den aktuellen marktseitigen Bunkerpreisen ergeben (vgl. Treibstoffkostenalgorithmik in den Anhängen E1-6), sind ebenso Treibstoffkostenschwankungen zu berücksichtigen. Unter der Annahme konstanter Treibstoffverbräuche der Schiffe über die Betriebsdauer des Windparks, hängen die Treibstoffkosten somit lediglich von den Bunkerpreisen ab.

Wie sich aus der Rohölpreisentwicklung in den letzten Monaten herleiten lässt, ist auch die Bunkerpreisentwicklung durch erhebliche Unsicherheiten geprägt. Es ist davon auszugehen, dass der Ölpreiseinbruch zwischen den Jahren 2015 und 2016 nur eine kurzfristige Erscheinung sein sollte, da mittel- bis langfristig betrachtet, sämtliche Studien einheitlich zu dem Ergebnis kommen, dass mit einem steigenden Rohölpreis [402, S. 46-50] [403, S. 12-13] [404, S. 86-88] und somit auch mit einem steigenden Bunkerpreis für konventionelle Schiffstreibstoffe zu rechnen ist [405, S. 18] [406]. Für die Szenarienbildung zur Bunkerpreisentwicklung wird im Rahmen dieser Arbeit einerseits auf das Prognosemodell des *Germanischen Lloyds (GL)* aus dem Jahr 2008 zurückgegriffen, in welchem die langfristige Bunkerpreisentwicklung speziell für Premium MGO bis zum Jahr 2037 prognostiziert wird [405, S. 18]. Nach diesem Prognosemodell ist zum Jahr 2020 mit einem rapiden Anstieg des Bunkerpreises für höherwertige Dieseltreibstoffe mit einem geringeren Schwefelanteil zu rechnen (vgl. Abb. 65). Dieser preisliche Anstieg begründet sich durch die Annahme einer wachsenden globalen Nachfrage nach höherwertigen Dieseltreibstoffen, aufgrund globaler Schwefelanteilsbeschränkungen in Schiffstreibstoffen [405, S. 18].

Nach *MARPOL* Annex VI [376] wird nämlich zum 1. Januar 2020 vorgeschrieben, dass außerhalb der „Sulphor Emission Control Areas (SECA)“ ein SOx-Grenzwert von 0,5% in Schiffstreibstoffen nicht überschritten werden darf. Für sämtliche europäischen Gewässer außerhalb der SECA ist dieser SOx-Grenzwert nach der EU-Richtlinie *2012/33/EU* [377] verbindlich. Innerhalb der SECA gilt bereits seit 1. Januar 2015 ohnehin ein SOx-Grenzwert von 0,10 % (gem. Annex VI

in *MARPOL* [376] i.V.m. der EU-Richtlinie 2012/33/EU [377]). Der rapide Anstieg der globalen Nachfrage nach LS-MGO im Jahr 2020, mit welchem diese regionalen und globalen Grenzwerte eingehalten werden können, wird ebenfalls in dem *Oil Medium-Term Market Report* aus dem Jahr 2015 der *International Energy Agency (IEA)* vermutet [403, S. 119-120].

Andererseits werden auch die Ergebnisse eines aktuellen Prognosemodells der *OPEC* aus dem Jahr 2015 für die Rohölpreisentwicklung bis zum Jahr 2040 herangezogen, in welchem bereits der im Jahr 2015 zu verzeichnende Ölpreiseinbruch berücksichtigt wurde [402, S. 46-50]. Zur Ermittlung der LS-MGO Preisentwicklung wird von einer Korrelation zur prognostizierten Rohölpreisentwicklung ausgegangen. Bei diesem Szenario wird jedoch kein rapider preislicher Anstieg, aufgrund einer gestiegenen Nachfrage zum Jahr 2020, angenommen. Zu berücksichtigen wäre, dass sich das marktseitige Angebot der gestiegenen Nachfrage auch anpassen könnte, was wiederum die Bunkerpreisentwicklung beeinflussen würde. Das Vorhaben eines gesteigerten marktseitigen Angebots an Treibstoffen mit geringem Schwefelanteil, wie LS-MGO, seitens der globalen Bunkerhäfen, wird ebenso in dem *Oil Medium-Term Market Report* der *IEA* aus dem Jahr 2015 bestätigt [403, S. 119-120].

Folgende Szenarien zur langfristigen Bunkerpreisänderung für LS-MGO, im Vergleich zum Jahr 2015, werden in Anlehnung an die beiden Prognosemodelle (*OPEC-Prognose 2015* [402, S. 46-50] und *GL-Prognose 2008* [405, S. 18]) zugrundegelegt (vgl. Abb. 65). Der ermittelte Bunkerpreis für LS-MGO aus dem Jahr 2016 in Kapitel 5.5.6, der genau zu einer Zeit ermittelt wurde, zu der sich ein vermutlich kurzfristiges Minimum des Rohölpreises ergeben hat, ist der Grund, warum beide Szenarien für 2016 nach unten korrigiert wurden. Ab 2017, dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme des Referenzwindparks, wird bei beiden Szenarien eine Bunkerpreis-entwicklung entsprechend der beiden langfristigen Prognosemodelle berücksichtigt. Der aktuell zu verzeichnende Anstieg der Rohölpreise und LS-MGO Bunkerpreise bestätigt diesen angenommenen Trend zur Normalisierung der prognostizierten langfristigen Preisentwicklung.

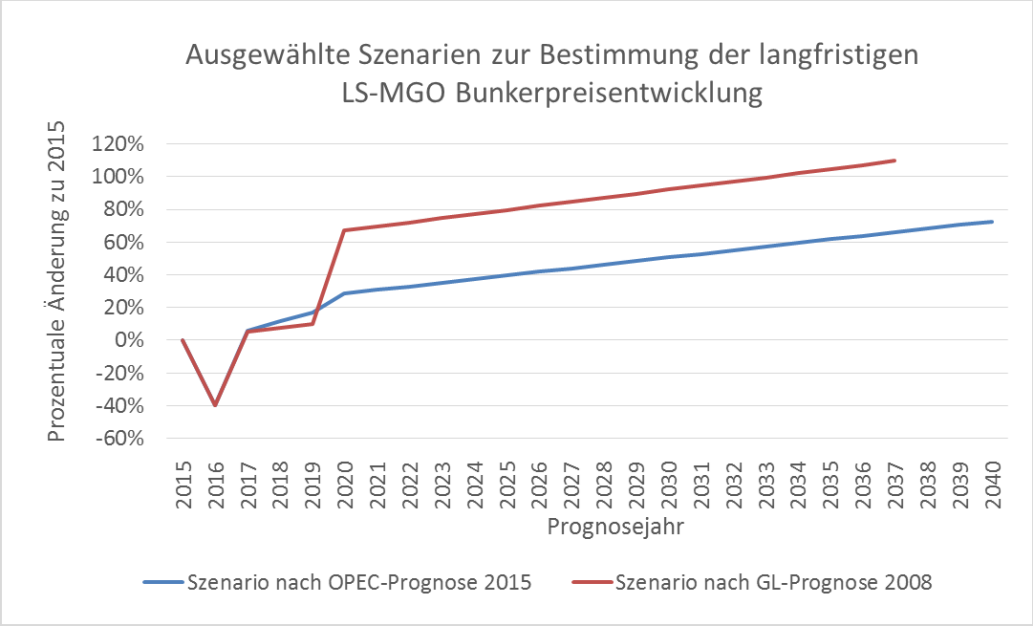


ABB. 65: AUSGEWÄHLTE SZENARIEN ZUR BUNKERPREISENTWICKLUNG FÜR LS-MGO

(Quelle: Eigene Darstellung und Szenarienbildung basierend auf den Prognosemodellen zur Rohölpreisentwicklung von *OPEC* [402, S. 46-50] und zur Premium MGO Entwicklung von *GL* [405, S. 18])

Nach dem Szenario in Anlehnung an das GL-Prognosemodell, wird von einem langfristigen jährlichen Preisanstieg von 2,5 % ausgegangen [405, S. 18] (außer zwischen 2015 und 2017 und zwischen 2019 und 2020). Nach dem Szenario in Anlehnung an das OPEC-Prognosemodell [402, S. 48-49] wird davon ausgegangen, dass sich der LS-MGO Bunkerpreis entsprechend der langfristigen Prognose für die Rohölpreisentwicklung ergeben würde (jährliche Steigerungsraten von 5-10% zwischen 2017 und 2020, nach 2020 in Höhe von 1-2%).

Aus diesen Szenarien folgt, dass über die Mindestbetriebsdauer eines im Jahr 2017 in Betrieb zu nehmenden Referenzwindparks bis zum Jahr 2036 (20 Jahre), eine Bunkerpreiserhöhung bis zu 100% des für 2017 ermittelten Referenzbunkerpreises für LS-MGO (i.H.v. 454 €/mt), durchaus zu untersuchen wäre. Trotz des wahrscheinlich kurzfristigen Ölpreiseinbruchs der letzten Monate, soll zumindest für die Sensitivitätsanalyse auch die Möglichkeit eines geringfügig fallenden Ölpreises nicht kategorisch ausgeschlossen werden. Als Schwankungsgrenzen für die Sensitivitätsanalyse der Einsatz- und Versorgungskosten, in Abhängigkeit der Bunkerpreisentwicklung für LS-MGO, wird daher ein Bereich zwischen -40% bis +100% gewählt. Aufgrund der beschriebenen Unsicherheit, die mit der Bunkerpreisentwicklung einhergeht, ist jedoch an dieser Stelle explizit darauf hinzuweisen, dass es sich auch bei den identifizierten Szenarien und Schwankungsbereichen nur um Referenzwerte zur Verfahrenserprobung, basierend auf den ausgewählten Prognosemodellen, handeln kann.

Änderungen der Helikoptertransportpreise

Die hohen Helikoptertransportpreise ergeben sich durch die hohen Fixkostenanteile im Helikopterbetrieb. Marktseitig bedingte Änderungen des Kerosinpreises führen nicht zu erheblich großen Schwankungen des Helikoptertransportpreises. Der Treibstoffkostenanteil an den ermittelten Helikoptertransportpreisen in Kapitel 5.5.6, erweist sich, aufgrund des relativ geringen Kerosinverbrauchs der Helikopter [407, S. 43-58], als vergleichsweise niedrig. In der folgenden Abbildung sind die durchschnittlichen Treibstoffverbräuche und die zu erwartenden durchschnittlichen Treibstoffkosten ausgewählter Helikoptermodelle, bei einem Flugeinsatz pro Stunde, dargestellt.

Modellname	Pax [Anzahl]	Treibstoffverbrauch [gal/h]	Treibstoffkosten [€/h]
EC 135	7	64	76
EC 145	9	80	94
S-76	12	90	106
AW 139		129	152

TAB. 44: DURCHSCHNITTLICHE TREIBSTOFFVERBRÄUCHE UND –KOSTEN AUSGEWÄHLTER OFFSHORE-HELIKOPTER BEI EINEM FLUGEINSATZ PRO STUNDE
(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf der Datengrundlage zum durchschnittlichen Treibstoffverbrauch des jeweiligen Helikoptermodells nach *USDA/U.S. FS* [408], zum aktuellen Kerosinpreis i.H.v. 1,32 $/gal in Europa vom 13. Mai 2016 nach *IATA* [409] und einem Wechselkurs i.H.v. 1,11823 $/€ vom 13. Mai 2016 [379])

Modellübergreifend lässt sich feststellen, dass die Treibstoffkostenanteile an den in Kapitel 5.5.6 erhobenen Helikoptertransportpreisen, gerade einmal bis zu rund 2,5 % ausmachen.

In Anlehnung an die zuvor ermittelten Szenarien zur Treibstoffpreisentwicklung, würde unter der Annahme sonst unveränderlicher preislicher Inputfaktoren, nur ein Schwankungsbereich der Helikoptertransportpreise von rund -1% bis +5% zu verzeichnen sein. Ähnlich wie die Tagescharterraten für Schiffe, unterliegen die Helikoptertransportpreise jedoch auch modellabhängigen Schwankungen [410]. Um die Möglichkeit der preislichen Schwankung der Helikoptertransportpreise mit zu berücksichtigen, wird ein angepasster Schwankungsbereich i.H.v. +/- 25% angenommen und untersucht, wie sensibel die konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten auf Änderungen der Helikoptertransportpreise reagieren.

Änderungen der täglichen Einsatzkosten einer Wohnplattform

Die in Kapitel 5.5.6 ermittelten täglichen Einsatzkosten für eine Wohnplattform im Jahresdurchschnitt, über die Nutzungsdauer des Windparkprojekts, beruhen auf einem angenommenen Finanzierungsmodell für die Wohnplattform. Bei einer Änderung dieses Finanzierungsmodells, beispielsweise durch eine Änderung der Anteile der Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung, und somit auch der gewichteten Kapitalkosten (vgl. Kapitel 5.5.6), ergeben sich geänderte tägliche Einsatzkosten der Wohnplattform. Um einen möglichen Schwankungsbereich durch geänderte Finanzierungsrahmenbedingungen aufzuspannen, werden in der folgenden Tabelle Beispiele anderer Finanzierungsszenarien für ein Offshore-Windparkprojekt nach *Prognos und Fichtner,* mit geänderten gewichteten Kapitalkosten aufgezeigt (7,85%, 6,67% und 5,68%) [35, S. 36].

WACC	7,19% (Basiswert)	7,85%	6,67%	5,68%
Einsatzkosten der Wohnplattform pro Tag	35.050 €	36.460 €	33.939 €	31.823 €
Änderung zum Basiswert	0%	+4,0%	- 3,3%	-10,1%

TAB. 45: SZENARIEN DER TÄGLICHEN EINSATZKOSTENVERÄNDERUNG DER WOHNPLATTFORM BEI GEÄNDERTEM GEWICHTETEN KAPITALKOSTENSATZ
(Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen in Anlehnung an geänderte WACC Szenarien für die Offshore-Windparkfinanzierung nach *Prognos und Fichtner* [35, S. 36])

Allein durch die Änderung der dargestellten Finanzierungsszenarien würde sich ein Schwankungsbereich der täglichen Einsatzkosten der Wohnplattform zwischen rund -10% und +4% ergeben. Neben den Kapitalkosten hängen die Einsatzkosten für die Wohnplattform auch maßgeblich von deren operativen Service- und Wartungskosten ab. Diese sind mit einer gewissen Unsicherheit behaftet, da deren Werte allein über Expertenschätzungen ermittelt wurden [19, S. 37] [69, S. 35 ff.]. Unter den zugrundegelegten Werteeinschätzungen würden diese rund 35% der täglichen Einsatzkosten ausmachen (vgl. Anhang C). Um sowohl die Schwankungsmöglichkeit durch ein geändertes Finanzierungsmodell, als auch aufgrund komplett unberücksichtigter oder entsprechend gestiegener Service- und Wartungskosten abzudecken, wird ein Schwankungsbereich von +/- 35% der Einsatzkosten der Wohnplattform, im Rahmen der Sensitivitätsanalyse untersucht.

Änderungen des täglichen Offshore-Servicepersonal- und Materialbedarfs

Die Ergebnisse aus der Parameteranalyse in Kapitel 5.4.6 zeigen für den täglichen Windparkbetrieb eines Windparks mit 80 OWEA im Durchschnitt einen täglichen Offshore-Servicepersonalbedarf von 30 Personen auf.

Die identifizierten Minimal- und Maximalszenarien zeigen jedoch auf, dass durchaus auch ein täglicher Offshore-Servicepersonalbedarf zwischen 22 bis 37 Personen für einen Windpark entsprechender Größe möglich sein kann. Um diese Schwankungsmöglichkeit zu berücksichtigen, wird für den Offshore-Servicepersonalbedarf ein Schwankungsbereich von +/- 30% gewählt.

Die Angaben zum täglichen Offshore-Materialbedarf stützen sich auf Betriebserfahrungen des Offshore-Windparks „alpha ventus“ [334] und wurden für einen Windpark mit 80 OWEA hochgerechnet, für den sich ein täglicher Materialbedarf in Höhe von 20 t/Tag bzw. ungefähr fünf 10´ Containern pro Tag ergeben würde [69, S. 29]. Ungestapelt würden diese Container täglich eine Decksfläche von rund 37 m^2 einnehmen. Nach den Decksflächenangaben der angesetzten CTV-Varianten (12 Pax CTV bis zu 72 m^2, 24 Pax CTV bis zu 110 m^2 (vgl. Kapitel 5.5.3)), wäre hinsichtlich des Decksflächenbedarfs konzeptübergreifend eine Erhöhung der täglichen Materialversorgungsbedarfe mit den bezeichneten CTVs möglich. Die bei der seebasierten Versorgung eingesetzten Offshore-Versorgungsschiffe weisen Decksflächen von mindestens bis zu 350 m^2 auf. Gestiegene wöchentliche Decksflächenbedarfe von mehr als 260 m^2 würden kompensiert werden können. Dies gilt ebenso für die angesetzten Decksflächenausstattungen der Wohnschiff- und Wohnplattformvarianten. Bei den Konzepten „Shore 1“ sowie „SEA-AP 1 und 2“ verteilt sich der tägliche Materialversorgungsbedarf auch entweder auf mehrere CTVs (die bei „Shore 1“ täglich zwischen Servicehafen und Windpark pendeln) oder auf mehrere Verteilvorgänge eines CTVs im Windpark (z.B. bei „SEA-AP 1 und 2“).

Lediglich bei „Shore 2“ könnte sich ein erhöhter Zuladebedarf als problematisch erweisen, da die Zuladefähigkeiten für Material der zugrundegelegten CTVs pro Tag bei maximal 20 t liegen, und bei diesem Konzept ein einziges CTV für die Materialversorgung des Referenzwindparks ausgewählt wurde. Jedoch ließe sich ein zusätzlicher Materialbedarf auch über das bei diesem Konzept zusätzlich im stationären Windparkbetrieb eingesetzte CTV abfangen, das ohnehin zu gewissen Zyklen, ebenfalls den Hafen zum Bunkern anlaufen müsste. Auch wäre eine tägliche Doppelfahrt des im Pendelverkehr eingesetzten CTVs vorstellbar, um einen erhöhten Materialbedarf zu kompensieren. Aufgrund des nicht erkennbaren Mehrwerts einer Schwankungsbereichsfestlegung für den täglichen Offshore-Materialbedarf, wird von einer gesonderten Analyse der Auswirkungen einer Änderung des Materialbedarfs abgesehen und ausschließlich der zuvor veranschlagte Schwankungsbereich für den täglichen Offshore-Personalbedarf im Rahmen der Sensitivitätsanalyse aufgegriffen.

Änderungen der jährlichen OWEA-Zugänglichkeit der Schiffe

Die Analyseergebnisse zur Auswertung der ermittelten signifikanten Wellenhöhe der letzten Jahre bei „NSB 2/3“ zeigen auf, dass zwischen den einzelnen Jahren die relativen Häufigkeiten der Werteausprägungen dieser gewissen Schwankungen unterliegen können (vgl. Kapitel 5.4.4). Beispielsweise wurden signifikante Wellenhöhen von mehr als 2,5 m zu rund 10% bis 33% im Jahr ermittelt. Für die Möglichkeit von Änderungen der jährlichen OWEA-Zugänglichkeit, wird daher ein Schwankungsbereich des Mittelwerts der relativen Häufigkeit von $H>H_s$, i.H.v. +/- 50% zugrundegelegt. Die Analyseergebnisse aus Kapitel 5.4.4 hinsichtlich der Auswertung von Windgeschwindigkeiten zeigen auf, dass diese zwischen den einzelnen Jahren nur geringfügigen Schwankungen unterliegen. Von einer gesonderten Risikoanalyse geänderter Windgeschwindigkeitswerte wird abgesehen. Zusammenfassend ergeben sich folgende Schwankungsbereiche sowie Best- und Worst-Case Werte für die unsicheren Inputfaktoren, als Referenzwerte aus der zuvor durchgeführten Risikoanalyse.

Unsicherer Inputfaktor	Negative Schwankung	Minimal-wert	Positive Schwankung	Maximal-wert
Tagescharterraten TCR_{Schiff}		[€/Tag]		[€/Tag]
Für CTV	-25 %		+25 %	
12 Pax CTV (SWATH/Trimaran)		4.875		8.125
24 Pax CTV (SWATH/Trimaran)		6.750		11.250
Für OSV ohne zus. Transfersystem	-30 %		+30 %	
24 Pax OSV		16.450		30.550
36 Pax OSV		18.900		35.100
Für OSV mit zus. Transfersystem	-30 %		+30 %	
24 Pax OSV		22.050		40.950
36 Pax OSV		24.500		45.500
Für Wohnschiffe	-15 %		+15 %	
40 Pax Wohnschiff		32.725		44.275
80 Pax Wohnschiff		36.975		50.025
Bunkerpreis $P_{Treibstoff}$	-40 %	[€/mt]	+100 %	[€/mt]
		272		908
Helikoptertransportpreise $P_{Helikopter}$	- 25%	[€/min.]	+ 25 %	[€/min.]
Für 6 Pax Helikopter		37,50		62,50
Für 9 Pax Helikopter		52,50		87,50
Für 12 Pax Helikopter		75		125
Tägl. Einsatzkosten der Wohnplattform EK_{AP}	-35 %	[€/Tag]	+35 %	[€/Tag]
		22.782		47.317
Täglicher Offshore-Personalbedarf $N_{Personal}$	-30 %	21 Personen	+ 30 %	39 Personen
rel. Häufigkeit von $H>H_{S,\,max}$=2,5 m	-50%	[%]	+50%	[%]
(zur Ermittlung der OWEA-Zugänglichkeit für SWATH/ Trimaran-CTVs Wohnschiffe, etc.)		10,5%		31,5%

TAB. 46: ZUSAMMENFASSUNG DER ERMITTELTEN SCHWANKUNGSBEREICHE AUS DER RISIKOANALYSE FÜR DIE IDENTIFIZIERTEN UNSICHEREN INPUTFAKTOREN

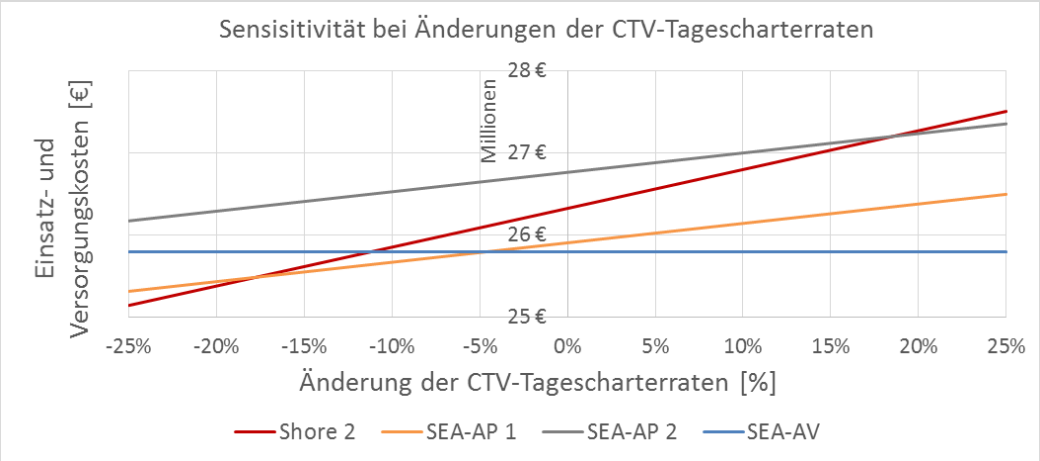
7.3.2 Sensitivitätsanalyse zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl

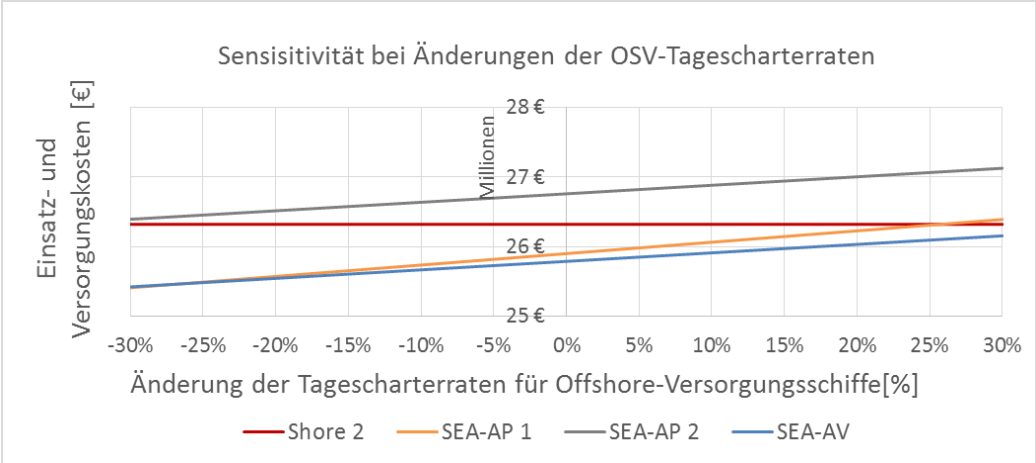
Im Rahmen der folgenden Sensitivitätsanalysen zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl werden die Modellierungsergebnisse, hinsichtlich der ermittelten konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten, dahingehend untersucht, wie diese sich bei einer Änderung der, im Rahmen der Risikoanalyse, identifizierten Schwankungsbereiche verhalten. Ziel der Sensitivitätsanalyse ist es, für jeden unsicheren Inputparameter jenen Ausprägungswert zu identifizieren, bei dem sich eine Änderung der Auswahlentscheidung ergeben würde.

Ist innerhalb der identifizierten Schwankungsbereiche mit einer Änderung der Auswahlentscheidung, aufgrund geänderter konzeptspezifischer Einsatz- und Versorgungskosten, zu rechnen, wird untersucht, ob sich die Schwankungsbreiten als mögliche Szenarien der Inputfaktorenänderung, über die Betriebsphase eines Offshore-Windparks, annehmen lassen. Sollte dies der Fall sein, werden jene maritimen Service- und Versorgungskonzepte, die sich bei einer Änderung der Inputfaktoren als günstiger wie das ausgewählte Konzept ergeben sollten, anschließend nochmals im Rahmen der Lebenszykluskostenanalyse untersucht. Die folgenden Sensitivitätsanalysen beziehen sich stets auf einen unsicheren Inputfaktor und die sich jeweils ändernden jährlichen Einsatz- und Versorgungskosten der in Frage kommenden Konzeptalternativen. Die tabellarische Werteermittlung zu den jeweiligen Sensitivitätsanalysen befindet sich im Anhang G dieser Arbeit.

Sensitivitätsanalyse zur Änderung der Tagescharterraten

Aus der Sensitivitätsanalyse zur Änderung der Tagescharterraten zeigt sich für die Modellierungsergebnisse, dass sämtliche Änderungen der Tagescharterraten die Auswahlentscheidung beeinflussen würden (vgl. Abb. 66). Während bereits eine geringfügige Senkung der CTV-Tagescharterraten von rund -5% zu einer Änderung der Vorteilhaftigkeit zu Gunsten der Wohnplattformvariante „SEA-AP 1“ führen würde, wäre dies bei den Tagescharterraten für Offshore-Versorgungsschiffe erst bei einer Senkung dieser um rund -25% der Fall. Günstigere CTV-Tagescharterraten würden hingegen ab einer Senkung von rund -17% zu einer Änderung der Vorteilhaftigkeit zu Gunsten des Konzepts „Shore 2“ führen. Die gravierendsten Vorteilhaftigkeitswechsel ergeben sich jedoch bei einer Änderung der Tagescharterraten für Wohnschiffe. Bereits geringe Erhöhungen dieser führen zu einer ökonomischen Vorteilhaftigkeit der Wohnplattformvariante „SEA-AP 1“. Eine Reduktion dieser würde hingegen die ökonomische Vorteilhaftigkeit der Wohnschiffvariante „SEA-AV“ fundieren.





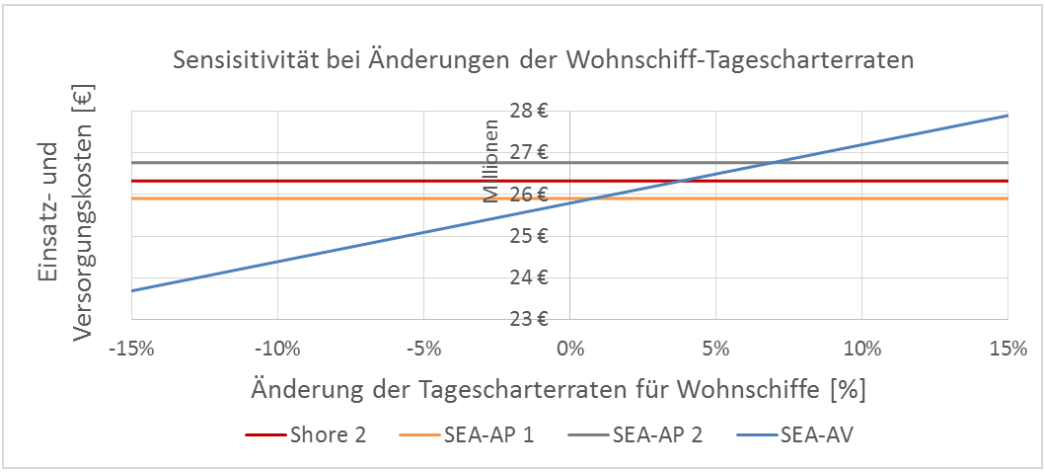


ABB. 66: SENSITIVITÄTSANALYSE DER EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN FÜR DEN REFERENZWINDPARK HINSICHTLICH ÄNDERUNGEN VON TAGESCHARTERRATEN

Sowohl die Schwankungsbereiche der Tagescharterraten für CTVs, als auch jene für Offshore-Versorgungsschiffe und Wohnschiffe, werden im Rahmen der Lebenszykluskostenanalyse aufgegriffen, da bei allen Vorteilhaftigkeitswechsel zu verzeichnen sind. Auch sind marktseitig bedingte Schwankungen der Tagescharterraten (in Abhängigkeit des jeweiligen Chartermodells) nicht auszuschließen

Sensitivitätsanalyse zur Änderung des Bunkerpreises

In Anlehnung an die im Rahmen der Risikoanalyse identifizierten Prognosemodelle für die Bunkerpreisentwicklung für LS-MGO und dessen Preisschwankungsbereich, wurde die Sensitivität der konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten hinsichtlich Bunkerpreisänderungen analysiert. Für die Modellierungsergebnisse des Referenzwindparks zeigt sich, dass bereits eine geringfügige Steigerung des Bunkerpreises um 10%, zu einer Änderungen der Auswahlentscheidung, zu Gunsten der Wohnplattformvariante „SEA-AP 1“, führen würde. Eine Reduktion des Bunkerpreises würde hingegen die Wohnschiffvariante attraktiver erscheinen lassen (vgl. Abb. 67). Fraglich ist, ob sich die Auswahlentscheidung zu Gunsten von „SEA-AP 1“ bei gestiegenen Bunkerpreisen, trotz hoher Investitionskosten für die Wohnplattform, ebenso aus Lebenszykluskostenaspekten unterstützen ließe. Da sich zwischen „SEA-AV“ und „Shore 2“ ein Vorteilhaftigkeitswechsel erst ab einer Bunkerpreissteigerung i.H.v. rund 70% ergeben würde, bietet sich weiterhin auch eine Lebenszykluskostenanalyse mit unterschiedlichen Szenarien für die Bunkerpreisentwicklung an.

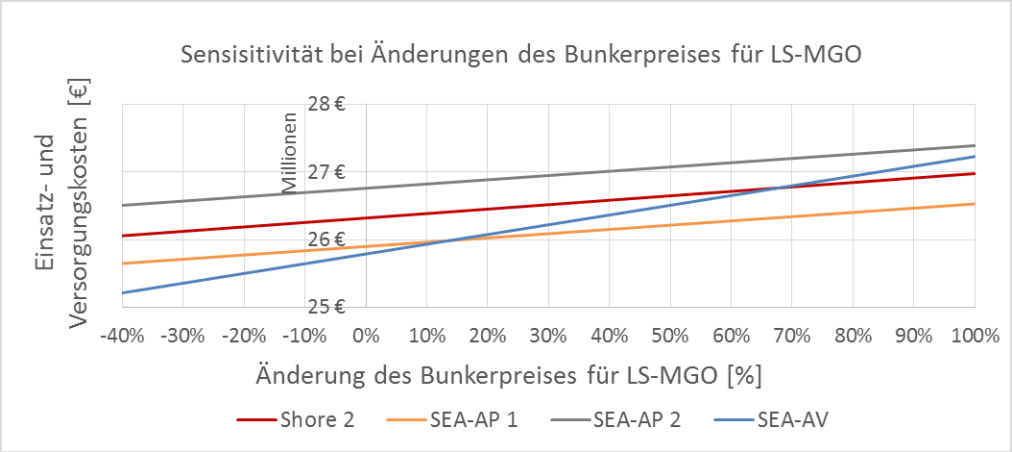


ABB. 67: SENSITIVITÄTSANALYSE DER EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN FÜR DEN REFERENZWINDPARK HINSICHTLICH ÄNDERUNGEN DER BUNKERPREISE FÜR LS-MGO

Für die Lebenszykluskostenanalyse ist, in Anlehnung an die in der Risikoanalyse aufgeführten Prognosemodelle, mit einer zukünftigen langfristigen Steigerung des Bunkerpreises für LS-MGO zu rechnen. Der Bunkerpreisreduktionsfall wird im Folgenden nicht weiter betrachtet. Marktseitige Bunkerpreissteigerungen werden im Rahmen der Lebenszykluskostenanalyse in Anlehnung an jene Prognosemodelle berücksichtigt (vgl. Kapitel 7.3.1).

Sensitivitätsanalyse zur Änderung der Helikoptertransportpreise

Aus der Sensitivitätsanalyse zur Änderung der Helikoptertransportpreise verdeutlicht sich insbesondere die Abhängigkeit der Einsatz- und Versorgungskosten des Konzepts „Shore 2“ von diesen. Bereits geringfügige Reduktionen dieser würden zu einer Änderung der ökonomischen Vorteilhaftigkeit der Auswahlentscheidung führen, sodass „Shore 2“ zu bevorzugen wäre. Dies erklärt sich durch die hohe Verkehrsleistung der bei diesem Konzept, täglich im Pendelverkehr zwischen Flugplatz an Land und Windpark, eingesetzten Helikopter. Steigerungen dieser würden hingegen weiterhin zu einer deutlichen Bevorzugung von „SEA-AV“ führen (vgl. Abb. 68).

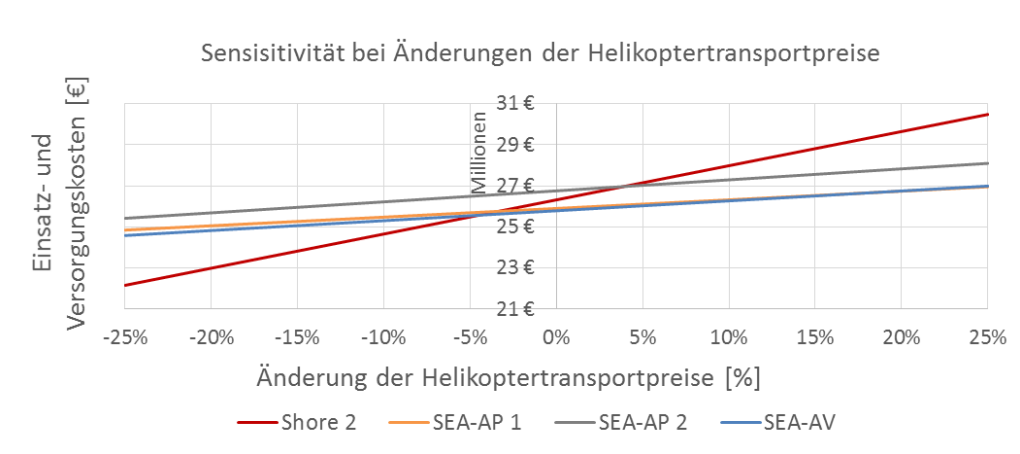


ABB. 68: SENSITIVITÄTSANALYSE DER EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN FÜR DEN REFERENZWINDPARK HINSICHTLICH ÄNDERUNGEN DER HELIKOPTERTRANSPORTPREISE

Aufgrund der Relevanz für die Auswahlentscheidung werden die Schwankungsbereiche der Helikoptertransportpreise mit in die weitere Analyse der Lebenszykluskosten aufgenommen. Entsprechend der Änderungen von Schiffstagescharterraten erscheinen auch marktseitig bedingte Preisschwankungen beim Helikoptereinsatz durchaus möglich.

Sensitivitätsanalyse zur Änderung der Einsatzkosten einer Wohnplattform

Die Änderungen der täglichen Einsatzkosten der Wohnplattform weisen erhebliche Auswirkungen auf die gesamten Einsatz- und Versorgungskosten der seebasierten Service- und Versorgungskonzepte „SEA-AP 1 und 2“ auf, die zur Personenunterbringung und Materialbevorratung im Windpark, auf einen Wohnplattformeinsatz setzen (vgl. Abb. 69). Während bereits eine geringfügige Reduktion der Einsatzkosten der Wohnplattform, zu einer ökonomischen Vorteilhaftigkeit der plattformbasierten Konzeptalternativen führen würde, würden bereits geringfügige Steigerungen hingegen dazu führen, die Auswahlentscheidung zu Gunsten der Wohnschiffvariante „SEA-AV“ zu fundieren.

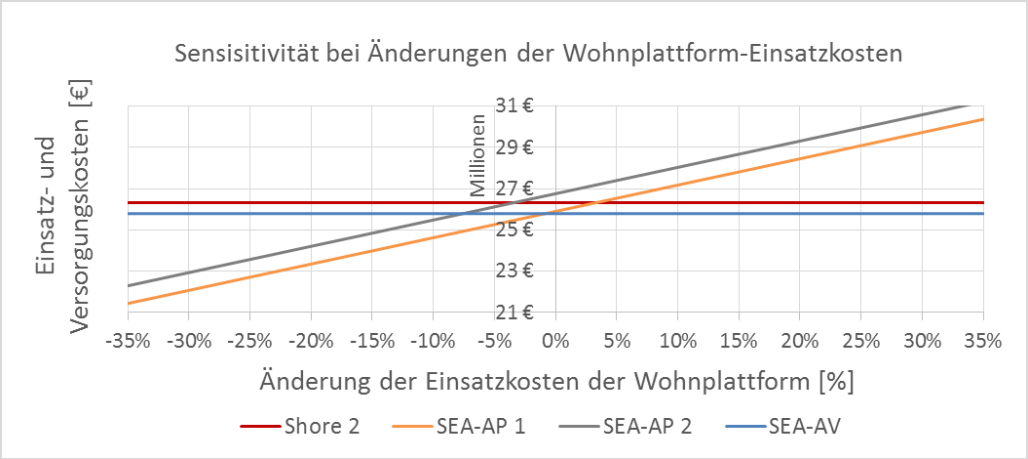


ABB. 69: SENSITIVITÄTSANALYSE DER EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN FÜR DEN REFERENZWINDPARK HINSICHTLICH ÄNDERUNGEN DER WOHNPLATTFORM-EINSATZKOSTEN

Trotz der aufgezeigten Relevanz von Schwankungen der Wohnplattformeinsatzkosten auf die konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten, erweist sich die Möglichkeit einer potenziellen Änderung dieser, über die die Windparklebensdauer, nicht als naheliegend. Sofern das Finanzierungsmodell gefestigt wurde und fixe Service- und Wartungsumfänge definiert worden sind, wäre nicht von einer deutlichen Änderung der Einsatzkosten der Wohnplattform auszugehen. Im Rahmen der Lebenszykluskostenanalyse werden diese daher als konstant bleibend angenommen.

Sensitivitätsanalyse zur Änderung des täglichen Offshore-Servicepersonalbedarfs

Deutliche Schwankungen ergeben sich für „Shore 2“ bei einer Änderung des Offshore-Servicepersonalbedarfs, aufgrund des erhöhten Bedarfs an Helikoptereinsätzen. Während die seebasierten Konzepte vor allem zu jenen Zeitpunkten auf einen Helikoptereinsatz setzen, zu denen ein Schiffseinsatz nicht mehr ermöglicht werden kann, findet dieser bei „Shore 2“ täglich seine Anwendung. Geänderte Personalbedarfe beim Offshore-Servicepersonal haben somit zur Folge, dass gegebenenfalls die Helikopterauswahl geändert werden müsste (vgl. Kapitel 7.1.1). Bei geringeren Personalbedarfen ließen sich beispielsweise weniger Helikopterflüge ermöglichen oder es könnten kleinere Helikopter eingesetzt werden, wodurch insgesamt günstigere Einsatz- und Versorgungskosten zu verzeichnen wären. Gestiegene Personalbedarfe hingegen würden einen Mehrbedarf an Helikopterleistung erzeugen, was die konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten wiederum ansteigen ließe (vgl. Abb. 70).

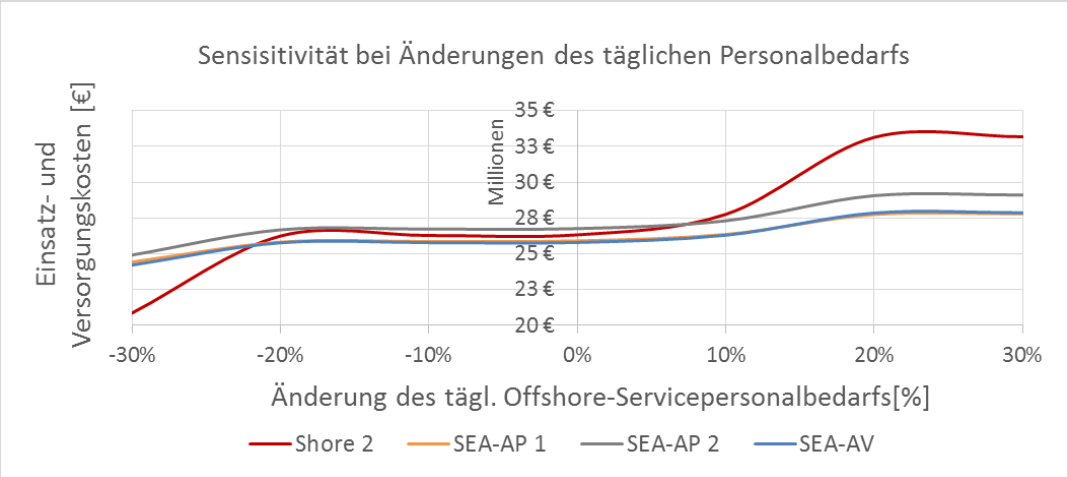


ABB. 70: SENSITIVITÄTSANALYSE DER EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN FÜR DEN REFERENZWINDPARK HINSICHTLICH ÄNDERUNGEN DES OFFSHORE-SERVICEPERSONALBEDARFS

Bereits der Anstieg des täglichen Offshore-Servicepersonalbedarfs um rund +10% würde zur Folge haben, dass die jährlichen Einsatz- und Versorgungskosten des landbasierten Konzepts „Shore 2“ rapide ansteigen. Bei einer Steigerung des Bedarfs um 20%, zeigt sich der rapide Anstieg der Einsatz- und Versorgungskosten von „Shore 2“ umso deutlicher. Ab einer Reduktion des Personalbedarfs um mindestens -22% würden sehr viel günstigere Einsatz- und Versorgungskosten des Konzepts „Shore 2“ zu verzeichnen sein.

Da jedoch nicht ersichtlich ist, ob und wie sich der Offshore-Servicepersonalbedarf über die Windparklebensdauer genau ändern könnte, wird von einer Szenarienfestlegung geänderter Personalbedarfe, im Rahmen der Lebenszykluskostenanalyse abgesehen. Auch gestaltet sich der Personalbedarf nicht in Abhängigkeit externer oder marktseitig bedingter Einflussgrößen, welche der Windparkbetreiber nicht direkt beeinflussen kann, wie beispielsweise marktseitig bedingte Schwankungen von Tagescharterraten, Helikoptertransportpreisen, Bunkerpreisen oder von jährlichen Seegangserscheinungen.

Sensitivitätsanalyse zu Änderungen der jährlichen OWEA-Zugänglichkeit der Schiffe

Die Auswirkungen geänderter Seegangserscheinungen auf die konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten, hinsichtlich geänderter OWEA-Zugänglichkeitswerte der Schiffe, wird im Rahmen der folgenden Sensitivitätsanalyse aufgezeigt. Um Änderungen der OWEA-Zugänglichkeit der eingesetzten Schiffe zu bestimmen, wurden die ermittelten durchschnittlichen relativen Häufigkeitswerte von $H>H_S=H_{s,max}=2{,}5$ m, innerhalb eines Schwankungsbereichs zwischen +/-50%, angepasst.

Während sämtliche seebasierten Service- und Versorgungskonzepte deutlich günstigere Einsatz- und Versorgungskosten bei einer Erhöhung der jährlichen OWEA-Zugänglichkeit aufweisen (bzw. bei einer Reduktion der rel. Häufigkeit von $H>H_S=2{,}5$ m), erweisen sich die Einsatz- und Versorgungskosten von „Shore 2“ ziemlich robust auf Änderungen der Seegangsdaten. Dies rührt daher, dass bei „Shore 2“ ein vermehrter Helikoptereinsatz erfolgt, während dieser bei den seebasierten Service- und Versorgungskonzepten in einem möglichst geringen Umfang gehalten wird. Reduktionen der OWEA-Zugänglichkeit der Schiffe (bzw. Steigerungen der rel. Häufigkeit von $H>H_S=2{,}5$ m um mindestens 10%), erweisen sich zu Gunsten der ökonomischen Vorteilhaftigkeit von „Shore 2“.

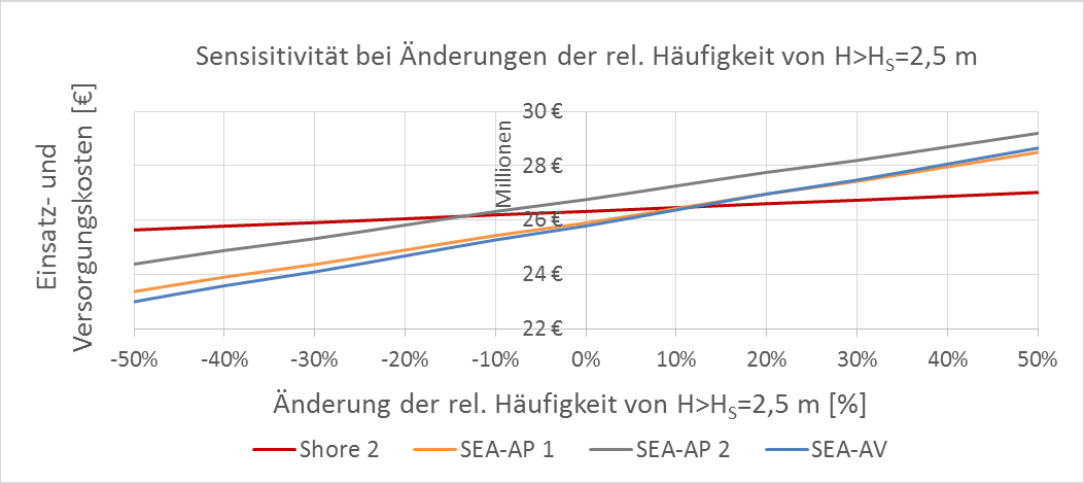


ABB. 71: SENSITIVITÄTSANALYSE DER EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN FÜR DEN REFERENZWINDPARK HINSICHTLICH ÄNDERUNGEN DER RELATIVEN HÄUFIGKEIT VON $H>H_S$

Aufgrund der durchaus denkbaren jährlichen Änderungen der OWEA-Zugänglichkeit werden die ermittelten Schwankungsbereiche, innerhalb von Minimal- und Maximalszenarien, über die Lebensdauer des Referenzwindparks, im Rahmen der Lebenszykluskostenanalyse des nächsten Kapitels, aufgenommen. Insgesamt lässt sich bei allen Sensitivitätsanalysen erkennen, dass das Service- und Versorgungskonzept „SEA AP 1“ stets günstigere Einsatz- und Versorgungskosten aufweisen würde als „SEA-AP 2“, weshalb sich zweiteres Konzept für die weiteren Untersuchungen kategorisch ausschließen ließe. In einem Fall, bei dem es zu einer ökonomischen Vorteilhaftigkeit der Wohnplattformvariante kommen sollte, würde sich diese somit in erster Linie für „SEA-AP 1“ ergeben.

7.3.3 Lebenszykluskostenanalyse zur maritimen Service- und Versorgungskonzeptauswahl

Im Rahmen der Lebenszykluskostenanalyse werden nun noch die drei maritimen Service- und Versorgungskonzepte „Shore 2“, „SEA-AP 1“ und „SEA-AV“ in die engere Untersuchung der möglichen Entwicklung deren Einsatz- und Versorgungskosten, über die Mindestnutzungsdauer des Referenzwindparks, aufgenommen. Dabei werden Szenarien für jene externen und marktseitig bedingten unsicheren Inputfaktoren gebildet, die im Rahmen der Sensitivitätsanalyse eine besondere Relevanz hinsichtlich möglicher Alternativwechsel in der Auswahlentscheidung verdeutlicht haben. Aus der Sensitivitätsanalyse für den Referenzwindpark wurde deutlich, dass insbesondere externe und marktseitig bedingte Änderungen der Tagescharterraten, der Bunkerpreise, der Helikoptertransportpreise, als auch der Seegangsdaten die Auswahlentscheidung beeinflussen würden. Im Rahmen der folgenden Lebenszykluskostenanalyse werden nun vier Szenarien mit folgenden jeweils geänderten bzw. unveränderten Inputfaktorwerten betrachtet:

1. LCC-Analyse für die möglichen Konzeptalternativen bei einem mäßigen Anstieg der Bunkerpreise in Anlehnung an das Prognosemodell nach *OPEC* [402, S. 46-50] und sonst unveränderten Inputfaktoren über die gesamte OWP-Mindestnutzungsdauer.

2. LCC-Analyse für die möglichen Konzeptalternativen bei einem starken Anstieg der Bunkerpreise in Anlehnung an das Prognosemodell nach *GL* [405, S. 18] und sonst unveränderten Inputfaktoren über die gesamte OWP-Mindestnutzungsdauer.

3. LCC-Analyse für die möglichen Konzeptalternativen mit jeweils identifizierten Minimalwerten der Inputfaktoren über die gesamte OWP-Mindestnutzungsdauer (mäßige Bunkerpreissteigerungen gemäß dem Prognosemodell nach *OPEC* [402, S. 46-50]).

4. LCC-Analyse für die möglichen Konzeptalternativen mit jeweils identifizierten Maximalmalwerten der Inputfaktoren über die gesamte OWP-Mindestnutzungsdauer (starke Bunkerpreissteigerungen gemäß dem Prognosemodell nach *GL* [405, S. 18]).

Zur Identifikation des jeweiligen Einflusses einer Inputfaktoränderung auf die Lebenszykluskosten der Einsatz- und Versorgungskosten empfiehlt sich auch die Untersuchung einer separaten Minimierung und Maximierung einzelner Inputfaktoren (siehe Anhang I). Auch wäre eine LCC-Analyse dahingehend denkbar, dass eine Erreichung der Minimal- und Maximalwerte erst mit zunehmender Nutzungsdauer, aufgrund zunehmender Unsicherheit langfristiger Prognosezeiträume, zugrundegelegt wird [49, S. 16] [50, S. 91-95, 151-154]. Zur exemplarischen Verfahrensdarstellung und -erprobung werden im Folgenden jedoch nur die Ergebnisse der vier aufgezeigten Szenarien vorgestellt, da mit diesen der gesamte identifizierte LCC-Rahmen von mittleren, minimalen und maximalen Werteausprägungen umspannt wird.

Zu sämtlichen Szenarien wird jeweils die kumulierte Entwicklung der diskontierten konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten aufgezeigt, wobei in diesem Modell festgelegt wird, dass der Kostenentstehungszeitpunkt und der Zeitpunkt deren tatsächlicher Auszahlungen stets komplementär sind. Kosten, die in einem Bezugsjahr entstehen, gehen bei diesem Modell somit stets mit einer Auszahlung des Windparkprojekts in demselben Jahr einher. Die Diskontierung der durch die Einsatz- und Versorgungskosten verursachten Auszahlungen erfolgt für jedes Bezugsjahr so, dass diese jeweils den gegenwärtigen Barwert der Auszahlungen darstellen würden.

Als kalkulatorischer Zinssatz i, mit welchem die Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten diskontiert werden, wird einheitlich auf den, zur Ermittlung der Kapitalkosten des Referenzwindparks, zugrundegelegten realen WACC zurückgegriffen (i=WACC=7,19%) [35, S. 34-36]. Unter Berücksichtigung, dass der deutsche Erzeugerpreisindex für die Güterbeförderung in der See- und Küstenschifffahrt im Jahresdurchschnitt zwischen 2006 und Mitte 2016 einer mittleren jährlichen Steigerung von rund 1,5% über der Inflationsbereinigung des nominalen WACC bei *Prognos und Fichtner* i.H.v. 2% [35, S. 36] unterlag [411], wird weiterhin, für die Einsatz- und Versorgungskostenentwicklung über die Bezugsjahre, entsprechend von einer exemplarischen Referenz-Preissteigerungsrate i.H.v. 1,5% ausgegangen.

Über diesen Ansatz kann, bei einer Mindestbestriebsdauer des Referenzwindparks in Höhe von 20 Jahren (n=20), für jedes Szenario und Konzept der gegenwärtige Barwert sämtlicher diskontierter Auszahlungen, aufgrund zukünftiger Einsatz- und Versorgungskosten, gebildet werden. Dieser gegenwärtige Barwert (BW_{EVK}) sämtlicher konzept- und szenariospezifischer Auszahlungen (A_t), aufgrund der jährlichen Entstehung von Einsatz- und Versorgungskosten (EVK), wird in Anlehnung an die Kapitalwertmethode aus der dynamischen Investitionsrechnung wie folgt berechnet [412, S. 33-37].

$$BW_{EVK} = \sum_{t=0}^{n} A_t * (1+i)^{-t}$$

Der ermittelte szenario- und konzeptspezifische Barwert wird jeweils als monetärer Gegenwartswert sämtlicher Einsatz- und Versorgungskosten des Referenzwindparks über dessen Mindestbetriebsdauer betrachtet. Da sich die Auszahlungen, durch Einsatz- und Versorgungskosten, unabhängig von den Einzahlungen, durch Erlöse aus der Einspeisung von Windenergiestrom, ergeben, bleiben zweitere bei diesem Modell unberücksichtigt. Lediglich die ermittelten konzeptspezifischen Barwerte der kumulierten diskontierten Auszahlungen ($BW_{EVK,k}$) werden somit für einen Konzeptvergleich bei dem jeweiligen Szenario herangezogen.

Die Einzelergebnisse werden schließlich im Rahmen der Ermittlung Modell-basierter Handlungsempfehlungen ausgewertet (vgl. Kapitel 7.4). Grundsätzlich soll jenes Konzept, welches den vergleichsweise geringsten Barwert der kumulierten diskontierten Auszahlungen in einem Szenario aufweist ($BW_{EVK,\ opt}$), als langfristig ökonomisch vorteilhaft, im Vergleich zu den sonstigen k Konzeptalternativen innerhalb dieses Szenarios, erachtet werden.

$$BW_{EVK,opt} = \min \left\{ BW_{EVK,k} \middle|\ k = 1, \dots, m \right\}$$

Würden hingegen auch die Einzahlungen des Referenzwindparks mitberücksichtigt werden, so ließe sich jeweils der szenario- und konzeptspezifische Kapitalwert („Net Present Value“), über die Differenz aus der Summe der diskontierten Ein- und Auszahlungen, bilden [412, S. 33-34]. Im Vergleich von Konzeptalternativen innerhalb eines Szenarios würde in solch einem Fall, im Gegensatz zur reinen Betrachtung der kumulierten diskontierten Barwerte der Auszahlungen, hingegen jenes Konzept als ökonomisch vorteilhaft erachtet werden, welches den höchsten Kapitalwert aufweisen würde [412, S. 33-37].

Szenario 1: LCC-Analyse für die möglichen Konzeptalternativen bei einer geringfügigen Steigerung der Bunkerpreise und sonst unveränderten Inputfaktoren

Im Rahmen des ersten Szenarios zur Lebenszykluskostenanalyse werden für die drei Service- und Versorgungskonzepte „SEA-AP 1“, „SEA-AV“ und „Shore 2“ die kumulierten und diskontierten konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten, unter Zugrundlegung der geringfügigen Bunkerpreissteigerung, nach dem Prognosemodell in Anlehnung an *OPEC* [402, S. 46-50], so gebildet, dass sämtliche Inputfaktoren außer den Bunkerpreisen unverändert bleiben.

In der folgenden Abbildung sind die kumulierten diskontierten Einsatz- und Versorgungskosten der drei Konzeptalternativen über die gesamte Mindestbetriebsdauer des Referenzwindparks von 20 Jahren dargestellt. Die anfänglich höheren Einsatz- und Versorgungskosten der Konzeptalternative „SEA-AP 1“ erklären sich dadurch, dass diese im Rahmen der LCC Analyse hinsichtlich ihres Kostenentstehungszeitpunkts aufgebrochen werden mussten. Da zur LCC-Analyse die konkreten Auszahlungszeitpunkte der Einsatz- und Versorgungskosten berücksichtigt werden müssen, wurden die Investitionskosten (des Windparkeigners) für die windparkeigene Wohnplattform beim Konzept „SEA-AP 1“ zu Beginn der Betriebsphase, von den sonstigen konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten während der Betriebsphase getrennt. Die exemplarische Lebenszykluskostenrechnung für die kumulierten und diskontierten Einsatz- und Versorgungskosten der drei Konzeptalternativen beim Szenario 1 ist, zur Nachvollziehbarkeit der Kostenzusammensetzung, im Anhang H dieser Arbeit tabellarisch dargestellt.

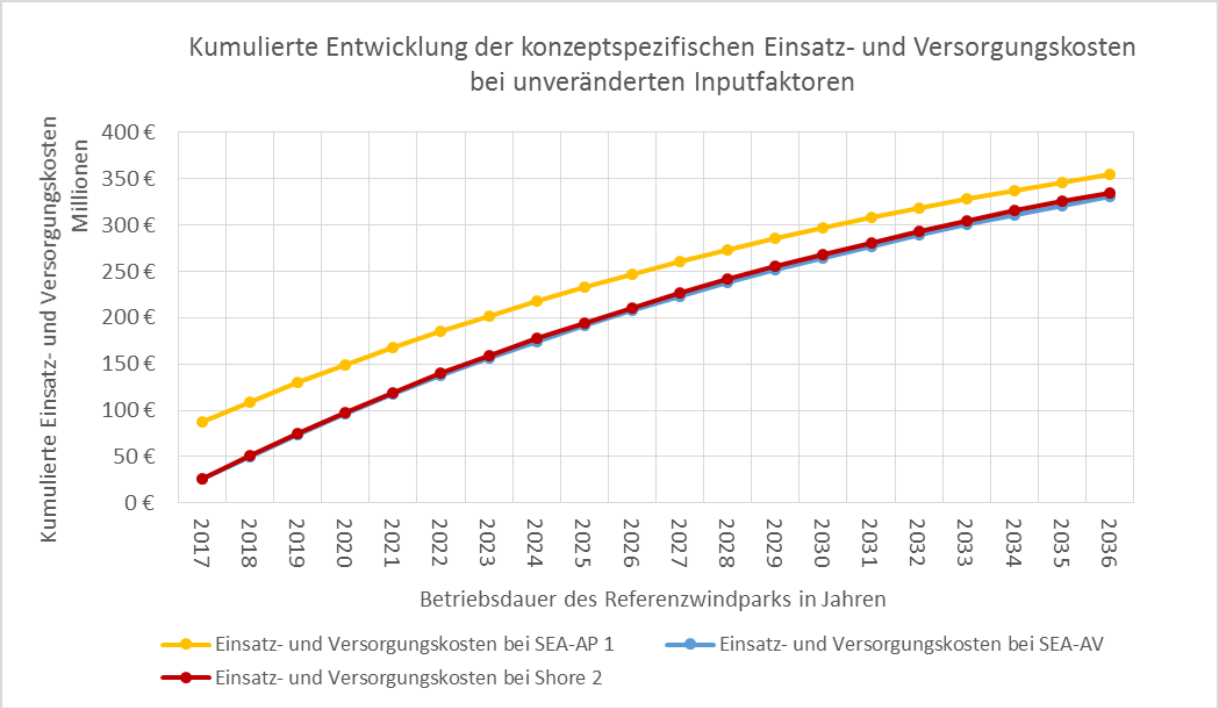


ABB. 72: KUMULIERTE ENTWICKLUNG DER DISKONTIERTEN KONZEPTSPEZIFISCHEN EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN BEI EINER GERINGFÜGIGEN BUNKERPREISSTEIGERUNG UND SONST UNVERÄNDERTEN INPUTFAKTOREN

(Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen mit dem *LCC Demonstrator* [57] aus dem Forschungsprojekt *„Life Cycle Costing in Schifffahrt und Schiffbau“* [56], unter Zugrundelegung des Prognosemodells zur Bunkerpreisentwicklung für LS-MGO, in Anlehnung an die Ölpreisprognose von *OPEC* [402, S. 46-50] (vgl. Kapitel 7.3.1))

Insgesamt zeigt sich bei diesem Szenario, dass sich die Konzeptalternative „SEA-AP 1“, über die gesamte Mindestnutzungsdauer des Referenzwindparks von 20 Jahren, vergleichsweise nicht als ökonomisch lohnenswert erweisen würde. Lediglich die Konzeptalternativen „SEA-AV“ und „Shore 2“ weisen sehr ähnliche Verläufe der Einsatz- und Versorgungskosten über die OWP-Mindestnutzungsdauer bei diesem Szenario auf. Im Vergleich der konzeptspezifischen diskontierten Barwerte der Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten verdeutlicht sich, dass die Konzeptalternative „SEA-AV“ insgesamt den vergleichsweise geringsten Barwert der Auszahlungen aufweisen würde, jedoch nur mit einem geringfügigen Unterschied zu „Shore 2“ (vgl. Tab. 47).

Kumulierte diskontierte Auszahlungen aufgrund jährlicher Einsatz- und Versorgungskosten der Konzeptalternativen	**„SEA-AV“**	**„SEA-AP 1“**	**„Shore 2“**
Barwert der Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten BW_{EVK} (i=7,19%; n=20 Jahre)	330,6 Mio.	354,3 Mio.	334,8 Mio.

TAB. 47: KUMULIERTE DISKONTIERTE BARWERTE DER AUSZAHLUNGEN DER EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN BEI DEN KONZEPTALTERNATIVEN IM SZENARIO 1

Szenario 2: LCC-Analyse für die möglichen Konzeptalternativen, bei einer erheblichen Steigerung der Bunkerpreise und sonst unveränderten Inputfaktoren

Das zweite Szenario ist komplementär zum ersten aufgebaut, nur mit dem Unterschied, dass das Prognosemodell zur Bunkerpreisentwicklung für LS-MGO in Anlehnung an jenes von *GL* [405, S. 18] herangezogen wird und sämtliche sonstigen Inputfaktoren (außer den Bunkerpreisen) unverändert bleiben.

In der folgenden Abbildung sind die kumulierten diskontierten Einsatz- und Versorgungskosten der drei Konzeptalternativen „SEA-AP 1“, „SEA-AV“ und „Shore 2“ über die gesamte Mindestnutzungsdauer des Referenzwindparks von 20 Jahren dargestellt. Da das Prognosemodell im zweiten Szenario eine noch stärkere mittel- bis langfristige Zunahme des Bunkerpreises für LS-MGO beinhaltet, nähern sich die kumulierten Einsatz- und Versorgungskosten der Konzeptalternativen „SEA-AV“ und „Shore 2“ mit zunehmender Betriebsdauer noch näher an. Wie in der Sensitivitätsanalyse verdeutlicht wurde, reagiert das landbasierte Service- und Versorgungskonzept „Shore 2“ weitaus robuster auf Bunkerpreisänderungen, als die Wohnschiffvariante „SEA-AV“.

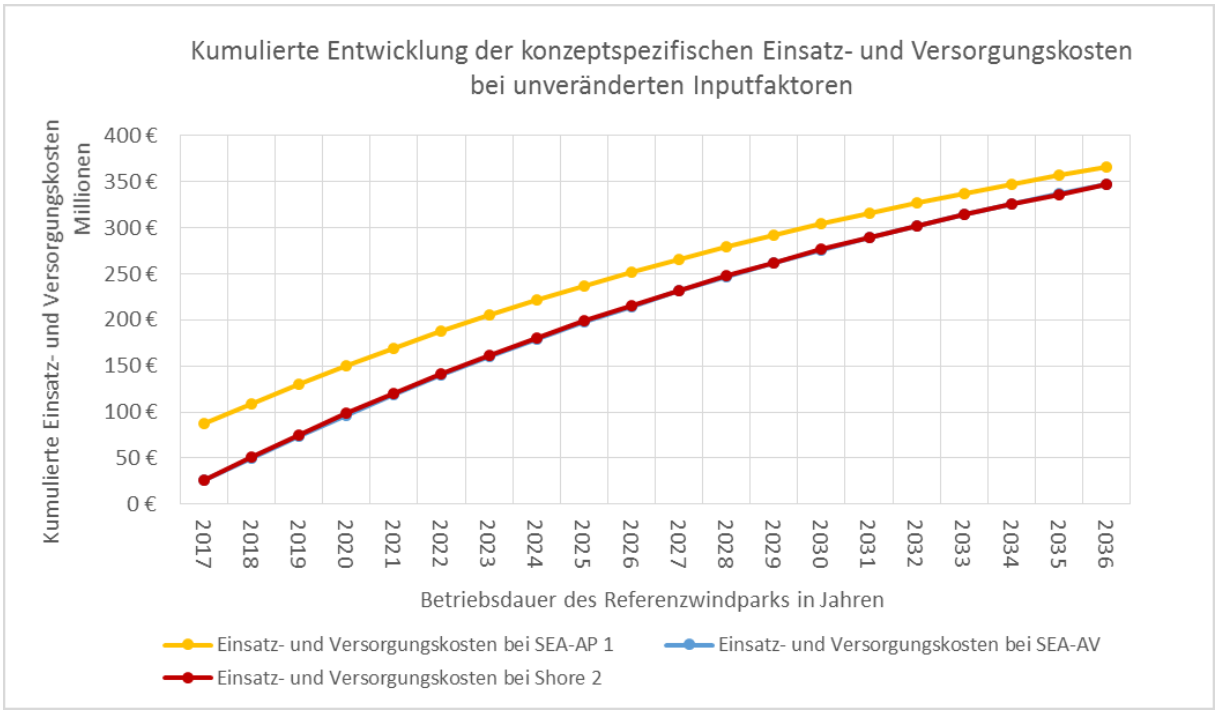


ABB. 73: KUMULIERTE ENTWICKLUNG DER DISKONTIERTEN KONZEPTSPEZIFISCHEN EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN BEI EINER ERHEBLICHEN BUNKERPREISSTEIGERUNG UND SONST UNVERÄNDERTEN INPUTFAKTOREN

(Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen mit dem *LCC-Demonstrator* [57] aus dem Forschungsprojekt *„Life Cycle Costing in Schifffahrt und Schiffbau“* [56], unter Zugrundelegung des Prognosemodells zur Bunkerpreisentwicklung für LS-MGO nach *GL* [405, S. 18] (vgl. Kapitel 7.3.1))

Im Vergleich der konzeptspezifischen diskontierten Barwerte der Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten wird sogar deutlich, dass sich mit der höheren Bunkerpreissteigerung ein ökonomischer Vorteilhaftigkeitswechsel zu Gunsten der Konzeptalternative „Shore 2“ ergeben würde (vgl. Tab. 48). Der Unterschied zwischen den gegenwärtigen Barwerten sämtlicher Auszahlungen von „SEA-AV“ und „Shore 2“ erweist sich jedoch nur als sehr gering.

Kumulierte diskontierte Auszahlungen aufgrund jährlicher Einsatz- und Versorgungskosten der Konzeptalternativen	„SEA-AV“	„SEA-AP 1“	„Shore 2“
Barwert der Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten BW_{EVK} (i=7,19%; n=20 Jahre)	347,3 Mio.	365,9 Mio.	346,6 Mio.

TAB. 48: KUMULIERTE DISKONTIERTE BARWERTE DER AUSZAHLUNGEN DER EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN BEI DEN KONZEPTALTERNATIVEN IM SZENARIO 2

Szenario 3: LCC-Analyse für die möglichen Konzeptalternativen mit jeweils identifizierten Minimalwerten der Inputfaktoren

Im Rahmen des dritten Szenarios werden nun die unsicheren externen und marktseitig bedingten Inputfaktoren (Seegangsdaten, Tagescharterraten und Helikoptertransportpreise), in Konformität zu den ermittelten Grenzwerten aus der Risikoanalyse, minimiert und eine geringfügige Bunkerpreissteigerung, gemäß dem Prognosemodell nach *OPEC* [402, S. 46-50], zugrundegelegt. Bei diesem Szenario wird somit von einer Gesamtminimierung der Inputfaktoren ausgegangen (Reduktion der jährlichen Häufigkeit von signifikanten Wellenhöhen über 2,5 m um -50%, der Tagescharterraten für CTVs um -25%, für OSVs um -30%, für Wohnschiffe um -15% als auch der Helikoptertransportpreise um -25%), bei einer nur geringfügigen Bunkerpreissteigerung.

Es zeigt sich bei diesem Szenario, dass alle Konzeptalternativen von der günstigeren Inputfaktorenänderung, hinsichtlich der kumulierten Entwicklung ihrer Einsatz- und Versorgungskosten, profitieren würden, insbesondere aber „SEA-AV“ und „Shore 2“ (siehe Abb. 74). Aus der Detailanalyse einer separaten Inputfaktorminimierung auf die konzeptspezifischen gegenwärtigen Barwerte der kumulierten diskontierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten (im Anhang I dieser Arbeit) wird deutlich, dass vor allem die seebasierten Service- und Versorgungskonzepte von günstigeren Seegangsdaten profitieren würden. Günstigere Helikoptertransportpreise erweisen sich hingegen insbesondere für die landbasierte Konzeptalternative „Shore 2“ als vorteilhaft. Während günstigere Tageschartertraten von CTVs und Offshore-Versorgungsschiffen konzeptübergreifend nur zu geringfügigen Barwertreduktionen führen würden, tragen günstigere Wohnschifftagescharterraten zu einer erheblichen Barwertsminderung bei der Konzeptalternative „SEA-AV“ bei (vgl. Anhang I).

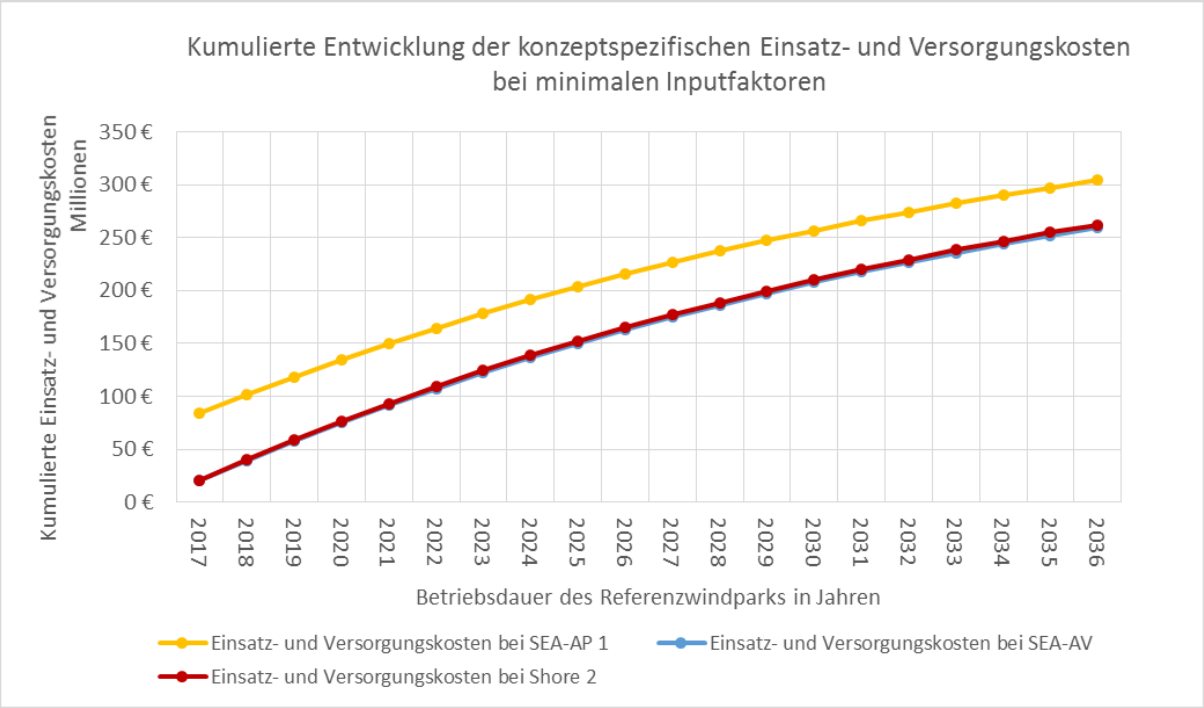


ABB. 74: KUMULIERTE ENTWICKLUNG DER DISKONTIERTEN KONZEPTSPEZIFISCHEN EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN BEI DEM PROGNOSEMODELL NACH OPEC 2015 FÜR DIE BUNKERPREISENTWICKLUNG VON LS-MGO BEI MINIMALEN INPUTFAKTOREN

(Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen mit dem *LCC Demonstrator* [57] aus dem Forschungsprojekt *„Life Cycle Costing in Schifffahrt und Schiffbau“* [56], unter Zugrundelegung des Prognosemodells zur Bunkerpreisentwicklung für LS-MGO, in Anlehnung an die Ölpreisprognose von *OPEC* [402, S. 46-50] (vgl. Kapitel 7.3.1))

Im Vergleich der konzeptspezifischen kumulierten diskontierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten zeigt sich die ökonomische Vorteilhaftigkeit von „SEA-AV“ bei diesem Szenario, aufgrund des vergleichsweise geringeren gegenwärtigen Barwerts (vgl. Tab. 49). Die Abhängigkeit der ökonomischen Vorteilhaftigkeit dieser Konzeptalternative von den Seegangsdaten und Tagescharterraten für Wohnschiffe wird umso deutlicher (vgl. Anhang I). Auch minimale Helikoptertransportpreise würden, bei gleichzeitig minimalen Wohnschifftagescharterraten und Seegangsdaten, nicht zu einem ökonomischen Vorteilhaftigkeitswechsel zu Gunsten der Konzeptalternative „Shore 2“ führen.

Kumulierte diskontierte Auszahlungen aufgrund jährlicher Einsatz- und Versorgungskosten der Konzeptalternativen	„SEA-AV“	„SEA-AP 1“	„Shore 2“
Barwert der Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten BW_{EVK} (i=7,19%; n=20 Jahre)	259,5 Mio.	304,3 Mio.	262,2 Mio.

TAB. 49: KUMULIERTE DISKONTIERTE BARWERTE DER AUSZAHLUNGEN DER EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN BEI DEN KONZEPTALTERNATIVEN IM SZENARIO 3

Szenario 4: LCC-Analyse für die möglichen Konzeptalternativen mit jeweils identifizierten Maximalwerten der Inputfaktoren

Im vierten Szenario werden die unsicheren externen marktbedingten Inputfaktoren (Seegangsdaten, Tagescharterraten und Helikoptertransportpreise), basierend auf deren Grenzwertfestlegung aus der Risikoanalyse (vgl. 7.3.1), maximiert und eine erhebliche Bunkerpreissteigerung für LS-MGO, gemäß dem Prognosemodell in Anlehnung an jenes von *GL* [405, S. 18], zugrundegelegt (vgl. Abb. 75). Bereits aus der geänderten Skalierung ist ersichtlich, dass eine Erhöhung der jährlichen Häufigkeit von signifikanten Wellenhöhen über 2,5 m (um +50%), der Tagescharterraten (für CTVs um +25%, für OSVs um +30%, für Wohnschiffe um +15%), als auch der Helikoptertransportpreise (um +25%), zu einer erheblichen Steigerung der kumulierten diskontierten Einsatz- und Versorgungskosten, bei allen Konzeptalternativen führen würde.

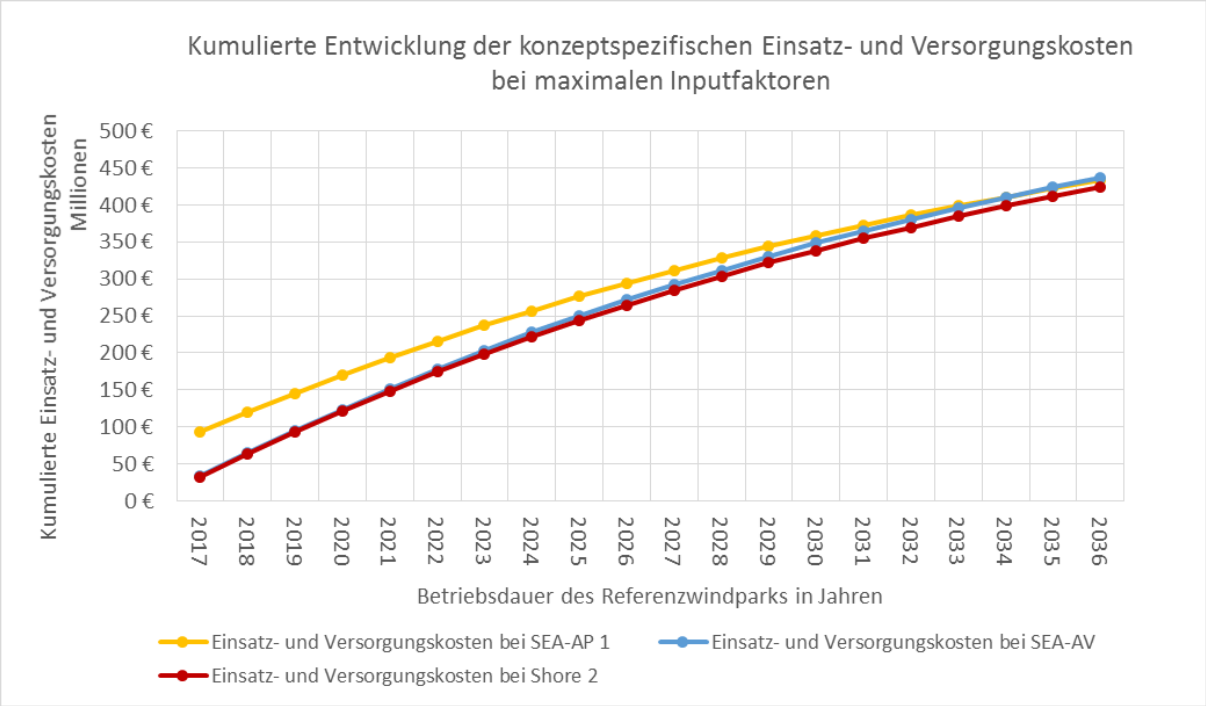


ABB. 75: KUMULIERTE ENTWICKLUNG DER DISKONTIERTEN KONZEPTSPEZIFISCHEN EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN BEI EINER ERHEBLICHEN BUNKERPREISSTEIGERUNG UND MAXIMALEN INPUTFAKTOREN

(Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen mit dem *LCC-Demonstrator* [57] aus dem Forschungsprojekt *„Life Cycle Costing in Schifffahrt und Schiffbau“* [56], unter Zugrundelegung des Prognosemodells zur Bunkerpreisentwicklung für LS-MGO nach *GL* [405, S. 18] (vgl. Kapitel 7.3.1))

Bei diesem Szenario der Maximierung sämtlicher Inputfaktoren zeigt sich, dass die Konzeptalternative „Shore 2“ die insgesamt geringsten kumulierten und diskontierten Einsatz- und Versorgungskosten, über die Mindestnutzungsdauer des Referenzwindparks aufweisen würde. Dies spiegelt die aus der Sensitivitäts- und Detailanalyse ermittelte Erkenntnis wieder, dass das Konzept „Shore 2“ zwar deutlich von Helikoptertransportpreissteigerungen abhängt, jedoch ziemlich robust auf geänderte Seegangsdaten reagiert. Zweitere führen jedoch zu einer erheblichen Änderung der Einsatz- und Versorgungskosten bei den seebasierten Konzeptalternativen „SEA-AV“ und „SEA-AP 1“ (vgl. Kapitel 7.3.2 i.V.m. Anhang I).

Die bei diesem Szenario angesetzten höheren Wohnschifftagescharterraten würden sogar dazu führen, dass sich im Vergleich der Konzeptalternativen „SEA-AV“ und „SEA-AP 1“, das plattformbasierte Service- und Versorgungskonzept „SEA-AP 1“, unter Berücksichtigung der kumulierten und diskontierten Einsatz- und Versorgungskosten, als günstiger erweisen würde.

Im Vergleich der gegenwärtigen Barwerte der kumulierten diskontierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten, zeigt sich jedoch, dass die Konzeptalternative „Shore 2“ bei diesem Szenario einen noch geringeren Barwert aufweisen würde (vgl. Tab. 50). Das Konzept „Shore 2“ wäre bei diesem Szenario somit als ökonomisch vorteilhaft zu interpretieren. Da die geänderten Seegangsdaten auch bei den seebasierten Konzeptalternativen zu einem erhöhten Helikoptereinsatz führen würden, erweisen sich gleichzeitig gestiegene Helikoptertransportpreise bei diesem Szenario konzeptübergreifend als kostensteigernd.

Kumulierte diskontierte Auszahlungen aufgrund jährlicher Einsatz- und Versorgungskosten der Konzeptalternativen	„SEA-AV“	„SEA-AP 1“	„Shore 2“
Barwert der Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten BW_{EVK} (i=7,19%; n=20 Jahre)	437,0 Mio.	432,8 Mio.	423,9 Mio.

TAB. 50: KUMULIERTE DISKONTIERTE BARWERTE DER AUSZAHLUNGEN DER EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN BEI DEN KONZEPTALTERNATIVEN IM SZENARIO 4

7.4 Modell-basierte Handlungsempfehlungen für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte hin zu einem maritimen Versorgungssystem im Offshore-Windparkbetrieb

Im Rahmen dieses letzten Schritts des Effizienz-basierten Analyseverfahrens werden die Ergebnisse aus der Robustheitsanalyse ausgewertet, um Modell-basierte Handlungsempfehlungen für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte, hin zu einem maritimen Versorgungssystem im Offshore-Windparkbetrieb, geben zu können. Auch dieser letzte Auswertungsschritt wird am Beispiel der Analyseergebnisse für den Referenzwindpark (vgl. Kapitel 7.3) aufgezeigt.

Wie in Kapitel 7.3.3 beschrieben, werden als Vergleichsindikatoren zwischen den einzelnen Konzeptalternativen, zunächst die konzeptspezifischen Barwerte der diskontierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten, für die zur Lebenszykluskostenanalyse gebildeten Szenarien, herangezogen.

In einem Vergleich der ermittelten konzeptspezifischen Barwerte der kumulierten diskontierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten zeigt sich, dass bei geringfügig steigenden Bunkerpreisen und sonst unveränderten Inputfaktoren die Konzeptalternative „SEA-AV“ über die Betriebsdauer des Referenzwindparks zu bevorzugen wäre. Diese weist in dem Szenario 1 den günstigsten gegenwärtigen Barwert auf. Ein stärkerer Anstieg der Bunkerpreise und sonst unveränderter Inputfaktoren (Szenario 2) hätte zur Folge, dass die Konzeptalternative „Shore 2“ den vergleichsweise geringsten Barwert aufweisen würde. Unter Betrachtung der konzeptspezifischen Barwerte, bei geänderten externen und marktseitig bedingten Inputfaktoren, zeigt sich Folgendes.

Der Barwert der kumulierten diskontierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten bei dem Service- und Versorgungskonzept „SEA-AV“ wäre bei einer Minimierung der Inputfaktoren (Szenario 3) im Alternativvergleich am geringsten. Eine Maximierung der Inputfaktoren (Szenario 4) würde hingegen zu einem vergleichsweise geringeren Barwert bei der Konzeptalternative „Shore 2“ führen. Insgesamt lässt sich feststellen, dass die Konzeptalternative „SEA-AP 1“ bei keinem der aufgezeigten Szenarien, den günstigsten Barwert der diskontierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten aufweisen würde. Auch zeigt sich, dass dieser bei allen Szenarien höher wäre, als wie jener der Konzeptalternative „Shore 2“ (vgl. Abb. 76).

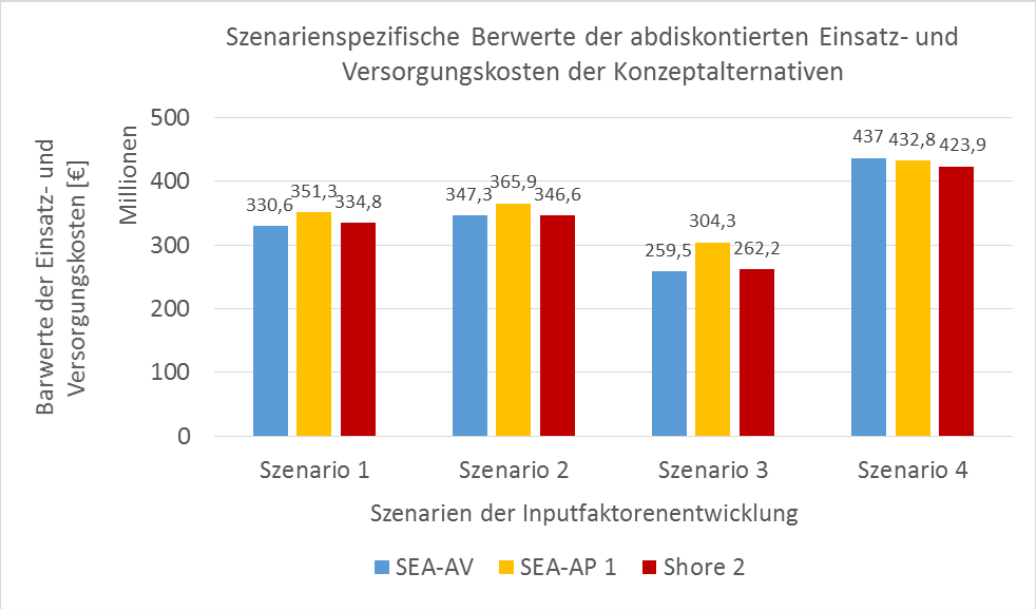


ABB. 76: VERGLEICH DER KONZEPTSPEZIFISCHEN BARWERTE DER AUSZAHLUNGEN DER EINSATZ- UND VERSORGUNGSKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DES JEWEILIGEN SZENARIOS FÜR DIE INPUTFAKTORENENTWICKLUNG ÜBER DIE OWP-MINDESTNUTZUNGSDAUER

Die Analyseergebnisse zeigen jedoch ebenso auf, dass sich rein aus einer Betrachtung der konzeptspezifischen gegenwärtigen Barwerte der Auszahlungen, unter Zugrundlegung der definierten Szenarien, keine eindeutige Aussage zur ökonomischen Vorteilhaftigkeit der seebasierten Konzeptalternative „SEA-AV“ für den Referenzwindpark, im konzeptübergreifenden Vergleich, interpretieren ließe. Sämtliche Konzeptalternativen wurden bereits so effizient bestimmt, dass diese nur geringe Kostenunterschiede zueinander, in Abhängigkeit der jeweiligen Inputfaktorentwicklung, aufweisen. Die Auswahlentscheidung hängt somit auch wesentlich von den Analyseergebnissen der Risiko- und Sensitivitätsanalyse ab.

Aus diesen Analysen ist beispielsweise ersichtlich, dass mit zunehmendem Personalbedarf, die Einsatz- und Versorgungskosten der Konzeptalternative „Shore 2“, aufgrund des höheren Helikoptertransportbedarfs, vergleichsweise rapide ansteigen würden. Eine Reduktion des täglichen Personalbedarfs würde hingegen zu massiv sinkenden Einsatz- und Versorgungskosten dieser Konzeptalternative führen. Die beiden seebasierten Versorgungskonzepte sind vielmehr von den Tagescharterraten für Wohnschiffe bzw. von den täglichen Einsatzkosten für eine Wohnplattform, aber auch von den jährlichen Seegangsdaten abhängig (vgl. Kapitel 7.3.2 i.V.m. Anhang I).

Zur Bestimmung der Grundstruktur eines maritimen Versorgungssystems müsste ein Windparkbetreiber somit zunächst konkrete Rahmenbedingungen, bezüglich der Größenfestlegung für die Inputfaktoren der Einsatz- und Versorgungskosten und deren jährlicher Entwicklung über die Windparkbetriebsdauer, identifizieren. Insgesamt lassen sich jedoch folgende allgemeinen Handlungsempfehlungen aus den Analyseergebnissen schließen.

1. Sofern langfristig von konstant bleibenden oder günstiger werdenden Tagescharterraten für ein einzusetzendes Wohnschiff ausgegangen werden kann, würde sich das seebasierte Versorgungskonzept „SEA-AV", unter durchschnittlichen jährlichen Seegangsdaten und Helikoptertransportpreisen, bei geringfügigen Bunkerpreissteigerungen, als Grundstruktur eines maritimen Versorgungssystems für den Referenzwindpark empfehlen.

Über einen Langzeitchartervertrag für ein Wohnschiff ließe sich dieses mit einer konstanten Tagescharterrate langfristig einchartern. Auch Langzeitrahmenverträge mit einem Helikopterbetreiber ließen sich abschließen, in denen konstante Einsatzpreise festgelegt werden. In diesen müsste eine kurzfristige Verfügbarkeitsgarantie gewährt werden, wenn ein Schiffseinsatz nicht mehr möglich ist. Problematisch wird solch eine Verfügbarkeitsgarantie jedoch, wenn diese seitens des Helikopterbetreibers an verschiedene Kunden gleichermaßen gewährt wird, da bei einer gleichzeitigen Nachfrage nach der Transportleistung eines spezifischen Helikopters, ein Interessenkonflikt auftreten würde. Auch ist davon auszugehen, dass das Risiko einer zeitlichen Nachfrageüberschneidung ziemlich hoch sein sollte, da sich die Einsatzgrenzen von Schiffen, z.B. aufgrund zu hoher Wellenerscheinungen, durchaus auch windparkübergreifend darstellen. Eine Reaktionsmöglichkeit seitens des Helikopterbetreibers für diese Bedarfsüberschneidung wäre, Verfügbarkeitsgarantien nur helikopterübergreifend zu vergeben. Die operative Personal- und Ressourceneinsatzplanung des Windparkbetreibers müsste in solch einem Fall mögliche Änderungen der Ressourcenausstattung an Helikoptern für die konkrete Einsatzdurchführung berücksichtigten. Demgegenüber bietet „Shore 2" den Vorteil, dass bei diesem Konzept der Helikoptereinsatz täglich erfolgen würde (entweder im reinen Pendelverkehr oder mit zusätzlichen Feederverkehren). Somit wird für den Helikopterbetreiber eine tägliche seegangsunabhängige Einsatzgarantie gegeben. Eine helikopterspezifische Verfügbarkeitsgarantie für den Windparkbetreiber wäre bei dieser Konzeptalternative somit naheliegender. Ähnlich wie bei den Schiffstagescharterraten wäre durchaus auch vorstellbar, dass mit der höheren Auslastung der Helikopter, auch günstigere Helikoptertransportpreise angeboten werden könnten.

2. Sofern von konstant bleibenden oder geringeren Helikoptertransportpreisen und Offshore-Servicepersonalbedarfen, bei gleichzeitig ansteigenden Tagescharterraten für ein Wohnschiff und ungünstigen jährlichen Seegangsverhältnissen ausgegangen wird, würde sich das landbasierte Service- und Versorgungskonzept „Shore 2" als Grundstruktur eines maritimen Versorgungssystems für den Referenzwindpark empfehlen.

Kritisch bei diesem Konzept zu sehen ist jedoch, dass bei unplanmäßigen Einsatzbedarfen Helikopter von Land aus eingesetzt werden müssten und während der Transitzeiten entgangene Erlöse, aufgrund von OWEA-Stillstandszeiten, zu verzeichnen wären [63]. Auch müsste das zur Durchführung von Entstörungstätigkeiten benötigte Personal zur Verfügung stehen. Da jedoch bereits für planmäßige Instandhaltungstätigkeiten von einem Personaleinsatz bis zur maximal möglichen täglichen Bruttoarbeitszeit ausgegangen wird, erschweren sich unplanmäßige Einsätze bzw. führen diese zu erhöhten Betriebskosten, wenn zusätzliche Leistungsumfänge beauftragt werden müssten. Seebasierte Service- und Versorgungskonzepte bieten hingegen die Möglichkeit einer unmittelbaren Störungsbehebung „vor Ort" [63].

Auch erweist sich die Einsatzmöglichkeit der Konzeptalternative „Shore 2“ zwar für den Referenzwindpark noch umsetzbar. Mit zunehmender Küstenentfernung eines Windparks würden sich die Helikoptertransitzeiten jedoch soweit erhöhen, dass die vorgeschriebenen maximalen Bruttoarbeitszeiten bei der landbasierten Versorgung (gem. § 9 (2) *Offshore-ArbZeitVO* [356, S. 3]) nicht mehr eingehalten werden könnten, bzw. sich die höhere Helikoptertransportleistung als unwirtschaftlich darstellen würde. Auch ein Anstieg der Turbinenanzahl eines Windparks würde zu einem höheren täglichen Offshore-Servicepersonalbedarf führen (vgl. Kapitel 5.4.6), der mit rapide ansteigenden Einsatz- und Versorgungskosten dieser landbasierten Konzeptalternative einhergehen würde.

Trotz der vergleichsweise hohen Barwerte der kumulierten diskontierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten, aufgrund der hohen anfänglichen Investitionskosten für die windparkinterne Wohnplattform (vgl. Kapitel 7.3.3), sollen allgemeine Rahmenbedingungen genannt werden, die zur wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der seebasierten Konzeptalternative „SEA-AP 1“ notwendig wären und welche sich aus der Sensitivitätsanalyse ergeben haben (vgl. Kapitel 7.3.2).

3. Sofern mit täglichen Einsatzkosten für eine Wohnplattform gerechnet werden kann, die sich als weitaus günstiger im Vergleich zu den Tagescharterraten für ein Wohnschiff erweisen, würde sich bei ansteigenden Helikoptertransportpreisen und durchschnittlichen Seegangsverhältnissen, das seebasierte Service- und Versorgungskonzept „SEA-AP 1“ als Grundstruktur eines maritimen Versorgungssystems für den Referenzwindpark empfehlen.

Bei solch einem Szenario müssten sich, bei einer alleinigen Betrachtung des Refernzwindparks, die Wohnplattform und die windparkinterne Umspannstation auf einer Gründungsstruktur befinden, um zusätzliche Investitionskosten für eine gesonderte Gründungsstruktur zu vermeiden. Erst mit einem erheblich gestiegenem täglichen Offshore-Servicepersonalbedarf, wie er beispielsweise für die Windparks „DanTysk“ und „Sandbank“ gemeinsam zu verzeichnen ist, kann sich eine eigene Gründungsstruktur der Wohnplattform als wettbewerbsfähig oder sogar kostenoptimal erweisen [161]. Auch sollten sich in solch einem Szenario die operativen Service- und Wartungskosten für die Wohnplattform als günstiger erweisen, wie sie in *Offshore-Solutions* aus der Experteneinschätzung ermittelt wurden.

Im Vergleich mit der Wohnschiffalternative erweisen sich jedoch insbesondere die hohen anfänglichen Auszahlungen für die Investitionskosten der Wohnplattform als nachteilig. Szenarienübergreifend lässt sich jedoch feststellen, dass der degressive Verlauf der Lebenszykluskosten bei „SEA-AP 1“ dazu führen würde, dass unter Berücksichtigung einer gesteigerten Windparknutzungsdauer von beispielsweise 25 oder 30 Jahren, sich die szenarienspezifischen Barwerte dieser Konzeptalternative, jenen der anderen Konzepte annähern würden bzw. sich diese sogar als günstiger erweisen könnten. Gesteigerte Windparknutzungsdauern würden somit die ökonomische Vorteilhaftigkeit der plattformbasierten Konzeptalternative „SEA-AP 1“ begünstigen. Die Wohnplattform weist weiterhin den Vorteil auf, dass diese nicht, zur Klassenerneuerung bzw. bei größeren Überholungsarbeiten, dem Windparkbetrieb entzogen werden muss [169, S. 58]. Die Wohnschiffalternative ermöglicht jedoch die Flexibilität, das Service- und Versorgungskonzept anzupassen [63]. Während des Zeitfensters, in welchem das Wohnschiff dem Windparkbetrieb entzogen wird, könnte beispielsweise auf das Service- und Versorgungskonzept „Shore 2“ zurückgegriffen werden. CTVs könnten für diesen Zeitraum eingechartert und täglich zwischen Flugplatz an Land und Windpark pendelnde Helikopter eingesetzt werden.

Diese Flexibilität ermöglicht auch eine Anpassung des Service- und Versorgungskonzepts nach einer Beendigung des Langzeitchartervertrags für das Wohnschiff. Bei der Wohnplattformvariante ist diese Flexibilität nicht gegeben. Aufgrund ihrer hohen Investitions- und Kapitalkosten bindet sie den Windparkbetreiber hingegen in der Service- und Versorgungskonzeptplanung, stets auf die Wohnplattform als Knotenpunkt, für sämtliche Unterbringungs- und Bevorratungsleistungen, zurückzugreifen [63]. Auch wurde im Vergleich der Konzeptalternativen noch nicht berücksichtigt, dass mit der Wohnplattform ein aufwändigerer Rückbau einhergehen würde.

Unter Berücksichtigung sämtlicher aufgeführter ökonomischer, technischer, prozessualer und rechtlicher Analyseparameter, würde sich für den Referenzwindpark die strategische Planung der Grundstruktur eines maritimen Versorgungssystems, nach dem seebasierten Service- und Versorgungskonzept „SEA-AV“, durchaus rechtfertigen lassen. Sowohl seitens des Charterers als auch seitens des Vercharterers ist von einem gegenseitigen Interesse an einem Langzeitchartervertrag für ein Wohnschiff auszugehen. Für den Vercharterer ließe sich eine langfristige Auslastung seines Wohnschiffs zu einer fixen Vergütung sichern. Für den Charterer ließe sich durch die langfristig gesicherte konstante Tagescharterrate die Sensitivität dieses Konzepts auf geänderte Wohnschifftagescharterraten kompensieren. Für den Charterer ist durchaus auch denkbar, dass mit zunehmendem Schiffsalter, günstigere Tagescharterraten für das jeweilige Wohnschiff, nach Beendigung eines Langzeitchartervertrages, zu erzielen wären.

Im Gegensatz zu „Shore 2“ würde sich für den Windparkbetreiber auch bei Änderungen des täglichen Personalbedarfs der Vorteil einer Verstetigung der operativen Kosten im Windparkbetrieb ergeben, sofern die nötigen wohnschiffseitigen Unterbringungskapazitäten bereitgestellt und keine weiteren Einheiten benötigt werden würden. Günstigere Baukosten, und somit auch günstigere Tagescharterraten für diese Schiffe, würden sich auch durch die Anwendung des neuen *Codes für den Bau, die Ausrüstung und den Betrieb von Offshore-Servicefahrzeugen* [308] ergeben, da das Offshore-Servicepersonal nach diesem nicht als Passagier deklariert werden würde und somit nicht die Einrichtungs- und Ausrüstungsstandards für Fracht- und Passagierschiffe mit einer BRZ von mindestens 500 nach *SOLAS* [266] vorgeschrieben sind.

Bei der Wohnschiffalternative können auch unplanmäßige Entstörungstätigkeiten schnell über das im Windpark untergebrachte Personal ermöglicht werden. Auch erweist sich die Wohnschiffvariante flexibel gegenüber Erweiterungen zusätzlicher Windparkprojekte eines Windparkbetreibers [63]. Über die Möglichkeit das Wohnschiff als „Mutterschiff“ einzusetzen, können mehrere Windparks auf das gleiche Wohnschiff als zentralen Knotenpunkt zurückgreifen und in der Feinverteilung über kleinere CTV-Einheiten versorgt werden [87] [160] [321] [95, S. 222 ff.]. Im Gegensatz zu „Shore 2“ besteht seitens des Service- und Versorgungskonzepts „SEA-AV“ weiterhin der Vorteil, dass eine zunehmende Windparkleistung (eines oder mehrerer Windparks), nicht eine rapide Erhöhung der Einsatz- und Versorgungskosten herbeiführen würde (sofern genügend Unterbringungs- und Bevorratungskapazitäten auf dem Wohnschiff zur Verfügung stehen). Lediglich die Tagescharterraten durch zusätzliche Offshore stationierte CTV-Einheiten, die für die hinzukommenden Feinverteilungs- und Sammelleistungen zu und von den OWEA benötigt werden, würden zu einem leichten Anstieg der Einsatz- und Versorgungskosten dieses Konzepts führen.

8. Fazit

Im Rahmen dieser Dissertation wurde ein Effizienz-basiertes Analyseverfahren für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb vorgestellt und am Beispiel eines Referenzwindparks in der deutschen Nordsee AWZ erprobt.

Aufbauend auf einem Systemüberblick zur Offshore-Windenergienutzung im deutschen Anwendungsbereich sowie zu den Strukturen und Prozessen im Offshore-Windparkbetrieb, wurde eine Parameteranalyse durchgeführt, in der windparkseitige Versorgungsbedarfe und Einflussparameter als auch versorgungsseitige Kosten- und Leistungsparameter möglicher Transportmittel sowie Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten herausgearbeitet wurden. Basierend auf der Parameteranalyse wurden potenzielle maritime Service- und Versorgungskonzepte für einen Einsatz im Offshore-Windparkbetrieb identifiziert.

Anschließend wurde ein Modellierungsverfahren zur Effizienz-basierten Auswahl maritimer Service- und Versorgungskonzepte vorgestellt und dieses am Beispiel eines Referenzwindparks erprobt. Die maritimen Service- und Versorgungskonzepte wurden am Beispiel des Referenzwindparks dahingehend modelliert, welche konzeptspezifischen Versorgungskapazitäten und Gesamtkosten der Versorgung diese für den Referenzwindpark aufweisen würden. Unter Fokussierung des Effizienzkriteriums aus der Produktionswirtschaft, wurde jenes Service- und Versorgungskonzept für den Referenzwindpark als effizient deklariert, welches die geringsten Gesamtkosten der Versorgung, basierend auf den Modellierungsergebnissen, aufweisen würde.

Da sämtliche Service- und Versorgungskonzepte auf die Möglichkeit einer maximalen technischen Verfügbarkeit des Windparks konfiguriert wurden und der gesamtkostenoptimale Versorgungspunkt konzeptübergreifend stets jener gewesen ist, bei dem diese maximale technische Verfügbarkeit des Windparks gewährleistet werden würde, wurden zur folgenden Robustheitsanalyse für die Auswahlentscheidung die konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten der Konzeptalternativen herangezogen.

Die Robustheitsanalyse, als nächster am Beispiel des Referenzwindparks vorgestellter Analysebaustein, erstreckte sich zunächst über eine Risikoanalyse, in der die möglichen Schwankungsbreiten unsicherer Inputfaktoren für die Einsatz- und Versorgungskosten ermittelt wurden. Basierend auf den ermittelten Schwankungsbreiten der unsicheren Inputfaktoren für die Einsatz- und Versorgungskosten, wurden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse, die jeweiligen Werteänderungen der Einsatz- und Versorgungskosten, bei einer Änderung dieser Inputfaktoren, untersucht. Dabei wurden jene Inputfaktoren identifiziert, welche die höchsten konzeptspezifischen Änderungen der Einsatz- und Versorgungskosten bewirken würden.

Die Schwankungsbereiche der externen und marktseitig bedingten Inputfaktoren wurden auch zur Szenarienbildung im Rahmen der Lebenszykluskostenanalyse herangezogen. In dieser wurden zu definierten Szenarien die kumulierten Einsatz- und Versorgungskosten, über die Mindestbetriebsdauer des Referenzwindparks i.H.v. 20 Jahren, untersucht und die Barwerte der kumulierten diskontierten Auszahlungen der konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten für jedes Szenario bestimmt. Als letzter Auswertungsbaustein des Effizienz-basierten Analyseverfahrens wurden die Analyseergebnisse aus der Robustheitsanalyse, zur Ermittlung Modell-basierter Handlungsempfehlungen für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte, hin zu einem maritimen Versorgungssystem im Offshore-Windparkbetrieb, verwendet.

Im Rahmen des folgenden Unterkapitels sollen die Ergebnisse dieses aufgezeigten Analyseverfahrens, sowie das Verfahren selbst, kritisch gewürdigt und hinsichtlich der Validität hinterfragt werden. Basierend auf dieser Untersuchung sollen potenzielle Weiterentwicklungen und Erweiterungen dessen und denkbare weitere Forschungsfragen ermittelt werden, die sich aus den Ergebnissen dieser Dissertation herleiten lassen. Basierend auf diesen Erörterungen sollen letztendlich Schlussfolgerungen gezogen werden, was bei einem Technologietransfer, hin zu einer unternehmerischen Umsetzung des entwickelten Verfahrens, zu berücksichtigen wäre.

8.1 Kritische Würdigung und Validität der Forschungsergebnisse

Die erfolgreiche Erreichung des Forschungsziels, der Entwicklung und nachvollziehbaren Erprobung eines Effizienz-basierten Analyseverfahrens für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb, wurde im Rahmen dieser Dissertation ausführlich dargestellt. Zur nachvollziehbaren Anwendung wurde es mit Hilfe valider Instrumente am Beispiel eines Referenzwindparks erprobt.

Die Ergebniserzeugung der jeweiligen Analyseschritte im Rahmen der Verfahrensanwendung erfolgte einerseits durch den im Forschungsprojekt „Offshore-Solutions“ entwickelten und durch einen projektbegleitenden Ausschuss validierten „Offshore-Solutions Supply Concept Decision Finder“ [21]. Der projektbegleitende Ausschuss in diesem Forschungsprojekt setzte sich aus Experten von Unternehmen der maritimen Wirtschaft und der Offshore-Windenergiebranche zusammen [69]. Ebenso wurde zur Verfahrensanwendung auf den im Forschungsprojekt „Life Cycle Costing in Schifffahrt und Schiffbau“ entwickelten und bei diversen deutschen Werften und Reedereien erprobten LCC Demonstrator zurückgegriffen [57]. Auch bei diesem Instrument handelt es sich um ein Instrument, welches von einem projektbegleitenden Ausschuss, bestehend aus Experten der maritimen Wirtschaft, validiert wurde [56].

Aus der Verfahrenserprobung wurde ersichtlich, dass erst die Verbindung beider valider Instrumente der Forschungsprojekte die relevanten Informationen zur langfristigen ökonomischen Vorteilhaftigkeitsbewertung für die strategische Planung der maritimen Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb liefert. Über den Vergleich der szenario- und konzeptspezifischen Barwerte der kumulierten diskontierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten, wurden die Lebenszykluskostenunterschiede zwischen den Konzeptalternativen, über die Mindestnutzungsdauer des Windparks, und deren Anfälligkeit auf geänderte Inputwertausprägungen deutlich.

Sämtliche zugrundegelegten Analyseergebnisse für das entwickelte Verfahren wurden basierend auf Erhebungen und Messwerten verlässlicher Quellen ermittelt (wie beispielsweise hinsichtlich der zugrundegelegten Seegangsdaten vom BSH oder den gemessenen Windgeschwindigkeitswerten aus der FINO-Datenbank). An jenen Stellen, an denen exemplarische Referenzwerte herangezogen werden mussten (wie beispielsweise zu den Bunkerpreisen und deren Entwicklung, zu den Tagescharterraten und den jeweiligen Treibstoffverbräuchen der Schiffe, zu den Helikoptertransportpreisen oder den fixen Betriebskosten eines Windparks bzw. einer Wohnplattform), wurde auf publizierte Marktdaten anerkannter Quellen oder auf Datenerhebungen aus dem Forschungsprojekt „Offshore-Solutions“ zurückgegriffen.

Nichtsdestotrotz sollte stets berücksichtigt werden, dass es sich bei sämtlichen zugrundegelegten Daten nur um Referenzwerte zur Erprobung des entwickelten Verfahrens handeln kann. Beispielsweise stellen die ermittelten durchschnittlichen Seegangs- und Windgeschwindigkeitsdaten der letzten Jahre Erfahrungsrichtwerte dar. Diese können jährlichen Schwankungen unterliegen, welche die Analyseergebnisse durchaus beeinflussen würden. Ebenso verhält es sich mit den sonstigen beschriebenen und zugrundegelegten Referenzwerten. Somit kann das Ergebnis, welches aus der Anwendung des entwickelten Verfahrens erzeugt wurde, ebenso nur als Referenzergebnis interpretiert werden. Um zumindest die Auswirkungen relevanter Referenzwertänderungen auf die Auswahlentscheidung bei der Verfahrensanwendung aufzuzeigen, wurden Sensitivitätsanalysen unsicherer Inputfaktoren aufgezeigt. Aus diesen konnten die Änderungen der Zielgröße, bei einer Änderung der unsicheren Inputfaktoren, identifiziert werden [44, S. 25 ff.] [48, S. 204] [52, S. 363-364].

Mit zunehmender Technologiereife der Offshore-Windenergie ist davon auszugehen, dass aufgebesserte Daten für die Betriebsplanung zur Verfügung stehen werden, welche eine noch konkretere Ergebniserzeugung erlauben würden. Eine Anwendung des vorgestellten Verfahrens würde somit zu einem noch präziseren windparkspezifischen Ergebnis führen, als wie es mit den bisherigen zur Verfügung stehenden Referenzwerten der Fall ist. Auch ist durchaus denkbar, dass seitens der Energieerzeuger, Windparkbetreiber, Projektierer und Turbinenhersteller, unveröffentlichte Mess- und Erfahrungswerte vorhanden sein können, die zu noch spezifischeren Ergebnissen bei einer Anwendung des in dieser Dissertation beschriebenen Analyseverfahrens führen würden.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass das vorgestellte und erprobte Analyseverfahren ein valides Werkzeug für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb darstellt. Eine alleinige Anwendung dieses Verfahrens zur strategischen Betriebsplanung erscheint jedoch nicht sinnvoll. Eine nachhaltige strategische Betriebsplanung sollte, neben technischen und ökonomischen Fragestellungen, ebenso auch ökologische und soziale Faktoren in ihr Kosten- und Nutzenkalkül miteinbeziehen, um eine langfristige Erfolgswirksamkeit der Auswahlentscheidung zu ermöglichen.

Aus sozialer Perspektive wäre beispielsweise auch zu berücksichtigen, dass eine Unterbringung auf einem sich bewegenden Schiff, mit einer höheren Seekrankheitsanfälligkeit für das untergebrachte Personal einhergehen kann. Krankheitsbedingte Personalausfälle würden sich wiederum auf der Ertrags- bzw. Kostenseite deutlich machen, wenn dadurch eine Nicht-Verfügbarkeit der OWEA einhergehen würde bzw. der krankheitsbedingte Ausfall durch Alternativpersonal gedeckt werden müsste.

Aus ökologischer Perspektive ist zu berücksichtigen, dass mit den eingesetzten Transportmitteln auch entsprechende Treibstoffverbräuche einhergehen. Unter Verwendung konventioneller Treibstoffe, wie beispielsweise LS-MGO, ist bei einem steigenden Verkehrsaufkommen durch den zunehmenden Offshore-Windenergieausbau, mit erheblich zunehmenden Schadstoffemissionen für die sensible Meeresumwelt zu rechnen. Neben dem gestiegenen Umrüstungsbedarf für die in den SECA fahrenden Schiffe [413], ist langfristig betrachtet, mit einem zunehmenden Einsatz alternativer Treibstoffe (wie beispielsweise LNG, LPG oder Methanol) auszugehen [406], mit denen schadstoffärmere maritime Service- und Versorgungsleistungen erbracht werden könnten [414]. Auch diese ökologischen Aspekte würden sich auf die ökonomische Vorteilhaftigkeitsbewertung auswirken, da das Energieversorgungs- und Antriebssystem der einzusetzenden Schiffe auf die alternativen Treibstoffe umgerüstet werden müsste und mit deren Verwendung auch geänderte Treibstoffkosten einhergehen würden [406].

8.2 Weitere Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Das entwickelte Effizienz-basierte Analyseverfahren verbindet technische Einflussgrößen mit ökonomischen Kennzahlen und Analysemethoden. Es greift zur Modellbildung auf vordefinierte und marktseitig verfügbare technische Ressourcen sowie deren Kosten- und Leistungsparameter zurück. Für die Verfahrensanwendung wird davon ausgegangen, dass dem Nutzer jene Informationen, zu den Kosten- und Leistungsparametern der einzusetzenden Ressourcen, zur Verfügung stehen. Basierend auf vordefinierten Prozesslogiken der maritimen Service- und Versorgungskonzepte wird, unter Verwendung vordefinierter Ressourcen und deren Kosten- und Leistungsparameter, eine ökonomische Vorteilhaftigkeitsbewertung getroffen.

Eine techno-ökonomische Optimierung für den Neubau von Transportmitteln wird mit dem entwickelten Verfahren nicht erzeugt. Es ist jedoch durchaus denkbar, dass aus der vorliegenden Dissertation relevante Informationen für eine Schiffskonzeptoptimierung genutzt werden können. Beispielsweise werden Informationen geliefert, für welche Schiffe und Service- und Versorgungskonzepte, in Abhängigkeit der geographischen Lage eines Windparks, Kriterien der OWEA-Zugänglichkeit, der Transportkapazität und -geschwindigkeit oder auch der Kosten- und Verbrauchsparameter, besonders relevant sind. Somit wäre durchaus auch vorstellbar, dass die vorliegende Dissertation zur Entwicklung von Verfahren genutzt werden könnte, mit denen eine windparkspezifische Transportmitteloptimierung für Neubauten ermöglicht werden kann. Diese könnten dann über das in dieser Dissertation vorgestellte Verfahren, hinsichtlich ihrer ökonomischen Vorteilhaftigkeit, im Rahmen eines Alternativvergleichs, analysiert werden.

So wie auch die Kosten- und Leistungsparameter über die Verfahrensanwendung nicht erst erzeugt sondern als fest vordefinierte Inputparameter herangezogen werden, verhält es sich mit den zugrundegelegten Service- und Versorgungskonzepten. Zwar wurden sämtliche derzeit am Markt und in der Planung befindlichen Service- und Versorgungskonzepte aus einer Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsperspektive untersucht und gegeneinander abgewogen. Nicht auszuschließen ist, dass zukünftig auch weitere Konzeptalternativen oder auch Mischvarianten identifiziert werden. Falls eine ökonomische Vorteilhaftigkeit dieser vermutet wird, ließe sich diese problemlos mit dem dargestellten Verfahren über einen Konzeptvergleich analysieren. Diesbezüglich wäre auch eine Weiterentwicklung denkbar, dass Konzepte nicht nur vordefiniert, sondern diese sich auch über das Verfahren selbst erzeugen ließen, um anschließend in einem Alternativvergleich analysiert werden zu können.

Durchaus auch vorstellbar ist, dass das entwickelte Verfahren hin zu einem Simulationswerkzeug weiterentwickelt werden kann, in welchem die maritimen Betriebsprozesse der Konzeptalternativen zustandsbasiert simuliert werden können. Auch jeweils anzutreffende Schiffsbewegungen und -geschwindigkeiten, in Abhängigkeit der Wellenhöhen, –perioden und -richtungen sowie Strömungseigenschaften (z.B. durch Tideströmungen), ließen sich in solch einem Simulationswerkzeug berücksichtigen [39]. Eine noch detailliertere Ermittlung der sich jeweils ergebenden Einsatz- und Versorgungskosten wäre mit solch einem Werkzeug möglich. Die Simulation würde jedoch nur dann einen Mehrwert aufweisen, wenn relevante Zustandsinformationen zu jedem Prozessschritt zugrundeliegen würden. Im Rahmen der taktischen und operativen Betriebsplanung, in der bereits konkrete Ressourcen ausgewählt werden oder wurden, wäre solch eine Simulation durchaus vorteilhaft. Für die strategische Betriebsplanung, bei der zunächst über mehrere Betriebsjahre ein Konzeptvergleich erfolgt, ist jedoch nicht von gravierenden Ergebnisunterschieden auszugehen.

Eine durchaus sinnvolle Erweiterung des entwickelten Verfahrens ist im Rahmen der Risikoanalyse zu sehen. Bisher wurde, aufgrund der Unsicherheit einer Festlegung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die Schwankungen von unsicheren Inputfaktoren, auf solche verzichtet. Es wird dem Nutzer des entwickelten Verfahrens nahegelegt, falls eine nachvollziehbare Festlegung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die Inputwertschwankungen ermöglicht werden kann, auf diese im Rahmen der Risikoanalyse zurückzugreifen. Somit könnte die Risikoanalyse und Sensitivitätsanalyse zu einer „sensitiven Risikoanalyse“ [48] weiterentwickelt werden. Die Nachteile des jeweiligen Einzelansatzes würden somit weitestgehend gemindert werden können [106, S. 2 ff.] [48, S. 208 ff.].

Auch für die szenarienbasierte Lebenszykluskostenanalyse wäre eine Erweiterung um Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die Werteausprägungen durchaus vorteilhaft. Wahrscheinlichere Szenarien würden in einem Alternativvergleich beispielsweise höher gewichtet werden können. Ergänzt werden könnte dieses Verfahren beispielsweise auch durch ein Instrument, mit welchem, basierend auf den definierten planmäßigen Service- und Versorgungskonzepten, auch unplanmäßige Leistungsumfänge hergeleitet und analysiert werden können. Solch ein Instrument würde jedoch wieder von einer besseren Datenlage zu OWEA-Fehlerraten und -Ausfallzeiten profitieren. Diesbezüglich wäre auch zu untersuchen, welche unplanmäßigen Ereignisse sich, über den präventiven ganzjährigen Instandhaltungsumfang bei den identifizierten Konzepten, noch ergeben würden.

Ein besonders relevanter Forschungsbedarf ist in der Entwicklung windparkübergreifender Service- und Versorgungskonzepte zu sehen, über die eine Weiterentwicklung des entwickelten Verfahrens möglich ist. Bisherige Service- und Versorgungskonzepte fokussieren eine windparkspezifische Versorgung. Dabei wird stets ein Windpark als Ziellokation definiert und die Ressourcenausstattung spezifisch für diesen ausgewählt. Mit zunehmenden Offshore-Windparkausbau in vordefinierten Clustern, liegen jedoch Kostensenkungspotenziale aus der windparkübergreifenden Ressourcenauslastung, im Bereich maritimer Transportmittel, aber vor allem auch im Bereich der Unterbringungs- und Bevorratungseinheiten, auf der Hand [35, S. 95] [28].

Je nach geographischer Lage der Windparks und deren Größe würden sich einerseits Weiterentwicklungen der windparkspezifischen maritimen Service- und Versorgungskonzepte darstellen lassen. Andererseits wären aber auch komplett neue Service- und Versorgungskonzepte, bei denen beispielsweise sowohl auf Wohnschiffe als auch auf Wohnplattformen zurückgegriffen wird, langfristig nicht auszuschließen. Erste Schritte im Bereich des windparkübergreifenden Versorgungsschiffseinsatzes gehen bereits in diese Richtung (vgl. Kapitel 5.3.3). Nichtsdestotrotz würde sich auch für die Effizienz-basierte Analyse windparkübergreifender Service- und Versorgungskonzepte, der methodische Grundansatz des entwickelten Verfahrens nicht ändern. Das Verfahren müsste lediglich um die erweiterten windparkseitigen Versorgungsbedarfe und Einflussparameter gesamter Windparkcluster, die neuen Konzeptalternativen als auch die geänderten versorgungsseitigen Kosten- und Leistungsparamater ergänzt werden.

8.3 Schlussfolgerungen

Für die strategische Betriebsplanung von Offshore-Windparks besteht der Bedarf an einem Analyseverfahren, welches eine modellbasierte Entscheidungsunterstützung ermöglicht, um maritime Service- und Versorgungskonzepte über die gesamte Windparkmindestnutzungsdauer frühzeitig Effizienz-basiert zu planen. Bisher sind techno-ökonomisch orientierte Analyseverfahren für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte in der Betriebsphase von Offshore-Windparks weder ausgereift, noch werden diese am Markt standardisiert angewendet.

Im Rahmen dieser Dissertation wurde ein ganzheitliches Effizienz-basiertes Analyseverfahren entwickelt und dessen Funktionalität am Beispiel eines Referenzwindparks in der deutschen Nordsee AWZ aufgezeigt. Eine Anwendung des entwickelten Analyseverfahrens bietet die Möglichkeit, sämtliche für eine Entscheidungsfindung relevanten Bedarfs-, Kosten- und Leistungsparameter des Gesamtsystems des OWP-Betriebs zu berücksichtigen. Somit beschreibt das in dieser Dissertation vorgestellte Analyseverfahren einen Ansatz für ein Standardvorgehen, in welchem relevante techno-ökonomische Einflussfaktoren berücksichtigt werden und sich trotzdem eine Komplexitätsreduktion für die strategische Betriebsplanung, über die Modellierung der Einflussparameter zur Entscheidungsfindung, ergeben kann.

Im Rahmen des in dieser Dissertation vorgestellten Verfahrens werden sämtliche relevante technische, prozessuale, ökonomische und rechtliche Betriebsparameter zur Offshore-Windenergienutzung sowie zur maritimen Betriebs- und Wartungslogistik berücksichtigt. Dessen Anwendung ermöglicht die Erzeugung von Modellierungsergebnissen, welche die Grundlage für eine Entscheidungsunterstützung zur strategischen maritimen Service- und Versorgungskonzeptplanung liefern können. Die Forschungsergebnisse dieser Dissertation weisen für Offshore-Windparkbetreiber, für maritime Versorgungsdienstleister, wie beispielsweise Reedereien, Helikopterbetreiber oder sonstige maritime Logistikdienstleister, für Werften und Helikopterhersteller als auch für maritime Logistikberatungsunternehmen, einen betriebswirtschaftlichen Nutzen auf. Potentiale zur Übertragung der Forschungsergebnisse dieser Dissertation sind insbesondere für die zukünftig geplanten deutschen Offshore-Windparks und britischen „Megawindparks“ denkbar, da eine frühzeitige strategische Planung der maritimen Betriebs- und Wartungslogistik, eine bedeutende Rolle zur Kostensenkung dieser weit von der Küste entfernten Windparks einnehmen sollte.

Eine standardisiete unternehmerische Umsetzung des entwickelten Verfahrens ist naheliegend und zur Nutzung von Kostensenkungspotenzialen in der maritimen Betriebs- und Wartungslogistik von Offshore-Windparks durchaus zu empfehlen. Über die Senkung der Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie stellt sich auch ein energiewirtschaftlicher Nutzen dar. Das entwickelte Verfahren bietet das Potential einen Beitrag zur Betriebskostensenkung von Offshore-Windparks und somit auch zur Senkung der Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergienutzung insgesamt zu leisten.

Literaturverzeichnis

[1] V. Quasching: *Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung -Simulation*, 8. aktual. und erw. Aufl., Hanser Verlag, München, 2013.

[2] EEG: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)*, Bundesgesetzblatt, Jg. 2014, Teil I Nr. 33; Bundesanzeiger Verlag, Bonn, 21. Juli 2014.

[3] BMU und BMWi: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 28. September 2010.

[4] BMWi: *Zweiter Monitoring Bericht "Energie der Zukunft"*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, März 2014.

[5] K. Rohring, C. Richts, S. Bofinger, M. Jansen, M. Siefert, S. Pfaffel und M. Durstewitz: *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende*, Fraunhofer IWES, Kassel, 31.12.2013.

[6] BSH: *Genehmigung von Offshore Windenergieparks*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), 2016. Verfügbar: http://www.bsh.de. [Zugriff am 04.07.2016].

[7] SRUe: *Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen*, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, Vereinte Nationen, New York; Brüssel, 10. Dezember 1982.

[8] SeeAufgG: *Gesetz über die Aufgaben des Bundes auf dem Gebiet der Seeschiffahrt (Seeaufgabengesetz)*, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz; juris GmbH, Berlin, 24.05.1965.

[9] SeeAnlV: *Verodnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres (Seeanlagenverordnung - SeeAnlV)*, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz; juris GmbH, Berlin, 23. Januar 1997.

[10] StALU: *Auslegung eines Genehmigungsbescheides über die Errichtung und den Betrieb des Offshore-Windparks ARCADIS Ost 1*, Staatliche Ämter für Landschaft und Umwelt - Dienststelle Stralsund. Mecklenburg Vorpommern, 29. September 2014. Verfügbar: http://www.stalu-mv.de. [Zugriff am 07.01.2015].

[11] L. M-V: *Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern. Entwurf zur ersten Stufe des Beteiligungsverfahrens*, Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg Vorpommern, Schwerin, 7. April- 4. Juli 2014.

[12] WAB e.V.: *Deutsche Offshore-Projekte*, in: Offshore Windenergie: Das Magazin der Windenergie-Agentur WAB e.V., Ausgabe 2011/2012, S. 46-51.

[13] C. Stanik und G. Holbach: *Effiziente maritime Versorgung der deutschen Offshore-Windparks zur Sicherung der Stromerzeugung*, in: Ingenieurspiegel. Ausg. 4, November 2014, S. 18-20.

[14] G. Holbach und C. Stanik: *Betrieb von Offshore-Windparks - Maritime Dienstleistungspotenziale*, in: Internationales Verkehrswesen, Jg. 64, Nr. 6, November/ Dezember 2012, S. 31-33.

[15] G. van Bussel and C. Schöntag: *Operation and Maintenance Aspects of Large Offshore Wind Farms*, European Wind Energy Conference, Dublin, Ireland, 1998.

[16] BWE: *Technik: Leistungssteigerung bei Windenergieanlagen*, Bundesverband WindEnergie e.V. , April 2013. Verfügbar: http://www.wind-energie.de. [Zugriff am 08.01.2015].

[17] EWEA: *The European offshore wind industry key 2011 trends and statistics*, The European Wind Energy Association, Brussels, January 2012.

[18] G. Holbach und C. Stanik: *Auf dem Weg zum Lösungsanbieter für den Betrieb von Offshore-Windparks*, in: Ingenieurspiegel, Ausg. 2, Mai 2012, S. 87-88.

[19] C. Stanik, A. Becher und G. Holbach: *„Offshore-Solutions" Dienstleistungskatalog: Maritime Dienstleistungspotenziale während des Offshore-Windparkbetriebs*, in: Holbach, G; Stanik, C. und Eckert, C. (Hrsg.): Maritime Lösungen für die Offshore-Windparkversorgung, Universitätsverlag der TU Berlin, Berlin, 14.06.2013, S. 20-45.

[20] G. van Bussel and M. Zaaijer: *Reliability, availability and maintenance aspects of large-scale offshore wind farms, a concepts study*, in: ImarE Confernce, Marine Renewable Energies Conference, Volume 113, Newcastle, U.K., 27th March 2001, pp. 119-126.

[21] C. Stanik, L. Hänke de Cansiono und G. Holbach: *„Offshore-Solutions" Supply Concept Decision Finder: Modellierung und Evaluation von Offshore-Versorgungskonzepten*, in: Holbach, G.; Stanik, C. und Eckert, C. (Hrsg.): Maritime Lösungen für die Offshore-Windparkversorgung. Universitätsverlag der TU Berlin, Berlin, 14.06.2013, S. 97-122.

[22] C. Schöntag and G. van Bussel: *Optimisation of Operation and Maintenance. Opti-OWECS Final Report Vol. 2: Methods Assisting the Design of Offshore Wind Energy Conversion Systems, Part B*, Institute for Wind Energy, TU Delft, Delft, The Netherlands, August 1998.

[23] C. Stanik und G. Holbach: *Strategische O&M-Planung für den Betrieb von Offshore Windparks: Effizienz-basierte Modellierung und Auswahl von Service- und Versorgungskonzepten*, in: Tagungsband: HTG-Kongress 2014. Hafentechnische Gesellschaft e.V., nm neumann medien, Berlin, 21.-23. Mai 2014, S. 225-238.

[24] L. Rademakers, H. Braam, M. Zaaijer and G. van Bussel: *Assessment and optimisation of operation and maintenance of offshore wind turbines*, European Wind Energy Conference, Madrid, Spain, 16.-19. June 2003.

[25] G. Holbach und C. Stanik: *Modellierung von Versorgungskonzepten für den Betrieb von Offshore-Windparks*, in: HANSA International Maritime Journal, Jg. 150, Nr. 5, 2013, S. 46-49.

[26] M. Kühn, W. Bierbooms, G. F. M. G. B. C. T. van Bussel, R. Harrison, L. Harland, J. Vugts and R. Wiecherink: *Opti-OWECS Final Report Vol. 0: Structural and Economic Optimisation of Bottom-Mounted Offshore Wind Energy Converters - Executive Summary*, Delft University of Technology, Delft, The Netherlands, January 1996 - December 1997.

[27] BSH: *Standard: Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg; Rostock, 12. Juni 2007.

[28] Roland Berger: *Offshore Toward 2020 - On the Pathway to Cost Competitiveness*, Roland Berger Strategy Consultants, Munich, April 2013.

[29] Y. Dalgic, I. Lazakis, O. Turan and S. Judah: *Investigation of optimum jack-up vessel chartering strategy for offshore wind farm O&M activities*, in: Ocean Engineering, Vol. 95, 01. February 2015, pp. 106-115.

[30] M. Blanco:*The economics of wind energy*, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, August-September 2009, pp. 1372-1382.

[31] W. Musial and B. Ram: *Large-Scale Offshore Wind Power in the United States: Assessment of Opportunities and Barriers*, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, September 2010.

[32] CA-OWEE: *Offshore Wind Energy: Ready to Power a Sustainable Europe*, Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe, Duwind, Delft, The Netherlands, December 2001.

[33] C. Schöntag: *Optimisation of Operation and Maintenance of Offshore Wind Farms*, Institute for Wind Energy, TU Delft, The Netherlands, November 1996.

[34] D. Krüger, M. Bichler, C. Bartholl, P. Hellich und C. Knote: *Europäische Wind-Service-Studie*, Deloitte; Taylor Wessing, München; Hamburg, 2012.

[35] Prognos; Fichtner: *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. Langfassung*. Für die Stiftung Offshore-Windenergie und Partner, Berlin, August 2013.

[36] BWE: *Interview: Betrieb und Wartung von Offshore-Windkraftanlagen "Es gibt kein Patentrezept"*, in: BWE-Marktübersicht spezial: Offshore Service und Wartung (1. Ausg.), Berlin, Bundesverband WindEnergie e.V., September 2010, S. 19-21.

[37] M. Steven: *BWL für Ingenieure*, Oldenburg Wissenschaftsverlag, München, 2012.

[38] M. Steven: *Handbuch Produktion: Theorie- Management- Logistik- Controlling*, Kohlhammer, Stuttgart, 2007.

[39] C. Eckert: *Methoden zur Bewertung von Offshore-Versorgungskonzepten: Möglichkeiten und Fehlerquellen*, in: Holbach, G.; Stanik, C. und Eckert, C. (Hrsg.): Maritime Lösungen für die Offshore-Windparkversorgung, Universitätsverlag der TU Berlin, Berlin, 2013, S. 123-144.

[40] G. Diruf: *Die quantitative Risikoanalyse. Ein OR-Verfahren zur Beurteilung von Investitionsobjekten*, in: Zeitschrift für Betriebswirtschaftslehre. 42. Jg., 1972, S. 821-832.

[41] K. Lüder: *Risikoanalyse bei Investitionsentscheidungen*, in: Angewandte Planung, Bd. 3, Physica-Verlag, Würzburg; Wien, 1979, S. 224-233.

[42] M. Heinhold: *Risikoanalyse*, in: Lück, W. (Hrsg.): Lexikon der Betriebswirtschaft, moderne Industrie, Landsberg am Lech, 1983, S. 970-971.

[43] V. Schindel: *Risikoanalyse: Darstellung und Bewertung von Risikorechnungen am Beispiel von Investitionsentscheidungen*, Florentz, München, 1977.

[44] W. Dinkelbach: *Sensitivitätsanalysen und parametrische Programmierung*, Springer Verlag, Berlin; Heidelberg; New York, 1969.

[45] K. Wübbenhorst: *Konzept der Lebenszykluskosten. Grundlagen, Problemstellungen und technologische Zusammenhänge*, Verlag für Fachliteratur, Darmstadt, 1984.

[46] K. Wübbenhorst: *Lebenszykluskosten*, in: Schulte, C. (Hrsg.): Effektives Kostenmanagement: Methoden und Implementierung. Schäffer-Poeschel Verlag, Stuttgart, 1992, S. 245-272.

[47] W. Götze: *Lebenszykluskosten*, in: Fischer, T.M. (Hrsg.): Kosten-Controlling: Neue Methoden und Inhalte, Schäffer-Poeschel Verlag, Stuttgart, 2000, S. 265-289.

[48] U. Götze: *Sensitive Risikoanalyse zur Vorberitung von Investitionsentscheidungen bei Unsicherheit*, in: Bloech, J.; Götze, U. und Sierke, B.R.A. (Hrsg.): Managementorientiertes Rechnungswesen: Konzepte und Analysen zur Entscheidungsvorbereitung. Gabler, Wiesbaden, 1993, S. 201-228.

[49] J. Fischer und G. Holbach: *Unsicherheiten bei der Kostenprognose*, in: Schiff & Hafen, Nr. 12, S. 12-17, 2009.

[50] J. Fischer und G. Holbach: *Cost Management in Shipbuilding: Planning, Analysing and Controlling Product Costs in the Maritime Industry*, GKP Publishing, Cologne, 2011.

[51] A. Satelli: *Sensitivity Analysis for Importance Assessment*, in: Risk Analysis, Vol. 22, No. 3, 2002, pp. 579-590.

[52] W. Götze: *Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben*, 6. Aufl., Springer-Verlag, Berlin; Heidelberg, 2008.

[53] C. Zehbold: *Lebenszykluskostenrechnung*, Gabler (krp-Edition), Wiesbaden, 1996.

[54] T. Günther und C. Kriegbaum: *Life Cycle Costing*, in: WISU, 26. Jg., 1997, S. 900-912.

[55] A. Coenenberg, T. Fischer und J. Schmitz: *Taget Costing und Product Life Cycle Costing als Instrumente des Kostenmanagements*, in: Freidank, C.-C.; Götze, U.; Huch, B. und Weber, J. (Hrsg.): Kostenmanagement: aktuelle Konzepte und Anwendungen. Springer-Verlag, Berlin; Heidelberg; New York, 1997, S. 195-232.

[56] G. Holbach, M. Seiter, C. Stanik und S. Bolt: *Life Cycle Costing in Schifffahrt und Schiffbau (IGF 421 ZN)*, Schlussbericht. Center of Maritime Technologies e.V., Hamburg, 31.07.2014.

[57] C. Stanik und G. Holbach: *Insturment zur Ermittlung von Lebenszykluskosten entwickelt*, in: Schiff & Hafen, Nr. 9, Jg. 66, September 2014, S. 74-78.

[58] G. van Bussel: *The Development of an Expert System for the determination of Availability and O&M Costs for Offshore Wind Farms*, in: Proceedings of the European Wind Energy Conference, Nice, France, March 1999, pp. 402-405.

[59] H. Braam und L. Rademakers: *Availability and Cost Analysis Model for Offshore Wind Farms: User Guide and Model Description*, ECN-X-07-073, Petten,The Netherlands, June 2007.

[60] L. Rademakers, H. Braam and T. Obdam: *Estimating costs of operation & maintenance for offshore wind farms*, EWEC 2008, Brussels, Belgium, 31. March - 3. April 2008.

[61] L. Rademakers, H. Braam, T. Obdam, P. Frohböse and N. Kruse: *Tools for estimating operation and maintenance costs of offshore wind farms: State of the Art*, EWEC 2008, ECN-M-08-026, Brussels, Belgium, 31 March - 3 April 2008.

[62] B. Pistol: *Konkretisierung des Hafenkonzepts Offshore-Häfen Nordsee SH*, UNICONSULT Universal Transport Consulting GmbH, Hamburg, 19. Juni 2011.

[63] R. Neulinger, R. Clark, K. Perinic, A. Hentschel und L. Stuible: *Betriebserfahrungen und Betriebskosten*, in: Böttcher, J. (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte. Oldenbourg Verlag, München, 2013, S. 432-453.

[64] G. van Bussel and A. Henderson: *State of the art and technology trends for offshore wind energy: operation and maintenance issues*, in: Proceedings of offshore wind energy special topic conference, Brussels, Belgium,10.-12. December 2001, pp. 1-4.

[65] G. van Bussel: *Offshore wind energy, the reliability dilemma*. Proceedings of the World Wind Energy Conference, Berlin, July 2002, pp. 2-6.

[66] H. Braam and L. Rademakers: *The influence of weather conditions on the strategies and costs of operation and maintenance*, EWEA Offshore Wind Energy Conference, Brussels, Belgium, 10.-12. December 2001.

[67] H. Hendriks and M. Zaaijer: *Executive summary of the public research activities. DOWEC: Dutch Offshore Wind Energy Converter 1997-2003*, ECN; TU Delft, Petten; Delft, January 2004.

[68] M. Ferguson, M. Kühn, G. van Bussel, W. Bierbooms, T. Cockerill, B. Göransson, L. Harland, J. Vugts and R. Hes: *Opti-OWECS Final Report Volo. 4: A Typical Design Solution for an Offshore Wind Energy Conversion System*, Institut for Wind Energy, TU Delft, Delft, The Netherlands, 1998.

[69] G. Holbach, C. Stanik, M. Seiter, M. Rusch und A. Rehder: *Offshore-Solutions: Dienstleistungspotenziale von Werften und Reedereien als Lösungsanbieter während des Betriebs von Offshore Windparks (IGF 394 ZN)*, Schlussbericht, Center of Maritime Technologies e.V., Hamburg, 31.01.2014.

[70] WindStats Newsletter: Volume 12 No. 4 (Automn 1999) to Volume 14 No. 3 (Summer 2001), WindStats Newsletter, Egaa, Denmark, 1999-2001.

[71] WMEP: *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm*, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Universität Gesamthochschule Kassel, Kassel, 2000.

[72] W. Eggersglüß: *Windenergie X: Praxisergebnisse 1997*, Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, Rendsburg, 1997.

[73] W. Eggersglüß: *Windenergie XI: Praxisergebnisse 1998*, Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, Rendsburg, 1998.

[74] W. Eggersglüß: *Windenergie XII: Praxisergebnisse 1999*, Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, Rendsburg, 1999.

[75] W. Eggersglüß: *Windenergie XIII: Praxisergebnisse 2000*, Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, Rendsburg, 2000.

[76] EPRI: *EPRI California failure and repair time data 1986+1987*, Electric Power Research Institute, California, USA, 1987.

[77] DOWEC: *Estimation of Turbine Reliability figures within the DOWEC project*, ECN/ TU Delft, Petten; Delft, The Netherlands, 22. January 2002.

[78] M. Durstewitz, B. Hahn und K. Rohrig: *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum Breitentest "250 MW Wind"*, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET), Kassel, Dezember 2006.

[79] S. Faulstich, M. Durstewitz, B. Hahn, K. Knorr und K. Rohrig: *Windenergie Report Deutschland 2008,* Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel, 2008.

[80] S. Faulstich, P. Kühn, S. Pfaffel and P. Lyding: *Monitoring Offshore Wind Energy Use in Europe; Offshore~WMEP. Establishing a common database for wind tubine failures*, 9th Deep Sea Offshore Wind R&D Seminar, Trondheim, Norway, 19-20 January 2012.

[81] J. Carroll, A. McDonald and D. McMillan: *Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines*, in: Wind Energy, Vol. 19, Issue 6, 2015, pp. 1107-1119

[82] L. Rademakers, H. Braam, T. Obdam and R. v.d. Pietermann: *Operation and Maintenance Cost Estimator (OMCE)*, Final Report, ECN-E--09-037, Petten, The Netherlands, 2009.

[83] P. Eecen, H. Braam and L. O. T. Rademakers: *Estimating Costs of Operations and Maintenance of Offshore Wind Farms*, ECN-M--07-045, EWEC 2007, Milan, Italy, 7-10 May 2007.

[84] R. van de Pieterman, H. Braam, T. Obdam, L. Rademakers and T. van der Zee: *Optimisation of maintenance strategies for offshore wind farms: A case study performed with the OMCE-Calculator*, The Offshore 2011 conference, Amsterdam, The Netherlands, 29 November - 01 December 2011.

[85] SystOp Offshore Wind: *Optimierung des Leistungssystems Offshore-Windpark*, Hochschule Bremen, 30. April 2014. Verfügbar: http://www.systop-wind.de. [Zugriff am 03.02.2015].

[86] J. Klinke und M. Klarmann: *SystOp Offshore Wind: German Wind Power Plant Model*. *Referenzprozessmodell für den Lebenszyklus von Offshore-Windparks*, BTC Business Technology Consulting AG, Oldenburg, 30.04.2014.

[87] Schiff & Hafen: *Servicekonzept zur Windparkversorgung*,18. Juni 2013. Verfügbar: http://www.schiffundhafen.de. [Zugriff am 03.02.2015].

[88] C. Jauernig und R. Brauner: *Studierende entwickeln Transportkonzept zur Versorgung von Windparks*, Jade Hochschule, 17. Juni 2013. Verfügbar: http://www.jade-hs.de. [Zugriff am 03.02.2015].

[89] C. Hermann: *Analyse und Modellierung maritimer Transportkonzepte zur Routen- und Einsatzplanung bei Betrieb und Wartung von Offshore-Windparks und deren softwaretechnische Umsetzung,* unveröffentlichte Diplomarbeit, Technische Universität Berlin, Fachgebiet Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme, Berlin, 6. Februar 2013.

[90] Y. Dalgic, I. Lazakis, I. Dinwoodie, D. McMillan and M. Revie: *The influence of multiple working shifts for offshore wind farm O&M activities - StrathOW-OM Tool*, Design & Operation of Offshore Wind Farm Support Vessels, The Royal Institution of Naval Architects, London, UK, 2015.

[91] Y. Dalgic, I. Lazakis, I. Dinwoodie, D. McMillan and M. Revie: *Cost benefit analysis of mothership concept and investigation of optimum operational practice for offshore wind farms*, 12th Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, Trondheim, Norway, 2015.

[92] Y. Dalgic, I. Dinwoodie, I. Lazakis, D. McMillan and M. Revie: *Optimum CTV fleet selection for offshore wind farm O&M activities*, in: Nowakowski, T.; Mlynczak, M.; Jodejko-Pietruczuk, A.; Werbinska-Wojciechowska, S. (eds.): Safety and Reliability: Methodology and Applications. CRC Press, Boca Raton, Florida, USA, 1 September 2014, pp. 1177-1185.

[93] I. Dinwoodie, D. McMillan, Y. Dalgic, I. Lazakis and M. Revie: *Quantification of the influence of climate on predicted and observed cost of energy for offshore wind*, Renew 2014, 1st International Conference on Renewable Energies Offshore, Lisbon, Portugal, 2014.

[94] I. Dinwoodie, D. McMillan, M. Revie, I. Lazakis and Y. Dalgic: *Development of a Combined Operational and Strategic Decision Support Model for Offshore Wind*, in: Energy Procedia, Vol. 35, 2013, pp. 157-166.

[95] Y. Dalgic: *Development of Offshore Wind Operational Expenditure Model and Investigation of Optimum Operation and Maintenance Fleet*, Ph.D Thesis, University of Strathclyde, Department of Naval Architecture, Ocean and Marine Engineering, Glasgow, UK, 26 June 2015.

[96] Y. Dalgic, I. Lazakis, I. Dinwoodie, D. McMillan, M. Revie and J. Majumder: *Cost benefit analysis of mothership concept and investigation of optimum chartering strategy for offshore wind farms*, in: Energy Procedia, Vol. 80, 2015, pp. 63-71.

[97] I. Dinwoodie: *Modelling the operation and maintenance of offshore wind farms*, Ph.D. Thesis, University of Strathclyde, Engineering, Centre for Doctoral Training in Wind Energy Systems, Department of Electronic and Electrical Engineering, Glasgow, UK, July 2014.

[98] P. Lyding und S. Faulstich: *Offshore~WMEP: Monitoring der Offshore-Windenergienutzung*, Fraunhofer Symposium Netzwert, München, 07.-08.12.2010.

[99] A. Lawrence und D. Meissner: *Offshore Wind Farm Operations & Maintenance: Benchmarks, costs and best practices for current and future wind farms*, in: Schiff & Hafen/ Ship & Offshore, DVV Media Group GmbH, Berlin; Hamburg, April 2011.

[100] M. vom Baur: *Herausforderungen Offshore-Windkraft: Aktuelle Entwicklungen und technische Highlights*, Symposium TU Berlin, Berlin, 8. Februar 2013.

[101] S. Faulstich und B. Hahn: *Schadensdatenbanken - Fehlerhäufigkeitsanalyse und Prognose von technischen Problemen*, Frauenhofer IWES, Hamburg, 2009.

[102] RAVE: *Forschung und Industrie präsentieren gemeinsame Erfolge*, Presseinformation, Fraunhofer IWES, research at alpha ventus, Bremerhaven; Kassel, 8. Mai 2011.

[103] T. Obdam: *Methods for Using Operational Experience for Optimizing O&M of Offshore Wind Farms*, TU Einhoven; ECN; TU Delft, Eindhoven; Petten, Delft, The Netherlands, May 2007.

[104] W. Lücke: *Investitionslexikon*, 2. Aufl., Vahlen-Verlag, München, 1991.

[105] F. Wagener: *Die partielle Risikoanalyse als Instrument der integrierten Unternehmensplanung*, in: Wirtschaftswissenschaftliche Forschung und Entwicklung, Bd. 24, Florentz, München, 1978.

[106] H. Schneeweiß: *Entscheidungskriterien bei Risiko*, Springer-Verlag, Berlin; Heidelberg; New York, 1967.

[107] J. Jandt: *Investitionsentscheidungen bei unsicheren Erwartungen mittels Risikoanalyse*, in: Wirtschaftsstudium, 15. Jg., 1986, S. 543-549

[108] L. Perridon und M. Steiner: *Finanzwirtschaft der Unternehmung*. 6. Aufl., Vahlen, München, 1991.

[109] J. Fischer und G. Holbach: *The shipyard´s aid to risk aversion*, in: The Naval Architect, February 2010, pp. 20-26.

[110] J. Fischer und G. Holbach: *Risiken bei der Angebotskalkulation minimieren*, in: Binnenschifffahrt, Nr. 6, 2010, S. 51-52.

[111] GWEC: *Global Wind Report: Annual Market Update 2013*, Global Wind Energy Council, Brussels, Belgium, 2013.

[112] GWEC: *Global Wind Energy Outlook 2014*, Global Wind Energy Council; Greenpeace International, Brussels, Belgium, October 2014.

[113] EWEA: *Wind energy scenarios for 2020*, European Wind Energy Association, Brussels, Belgium, July 2014.

[114] FOWIND/EU: *Offshore Wind Policy and Market Assessment: A Global Outlook*, FOWIND/European Union, Brussels, Belgium, December 2014.

[115] OECD/IEA: *Renewable Energy Medium-Term Market Report 2014: Market Analysis and Forecasts to 2020 - Executive Summary*, OECD/International Energy Agency, Paris, France, 2014.

[116] EWEA: *The European offshore wind industry- key trends and statistics 2014*, European Wind Energy Association, Brussels, Belgium, January 2015.

[117] DOE: *A National Offshore Wind Strategy: Creating an Offshore Wind Energy Industry in the United States*, U.S. Department of Energy, Washington DC, USA, 7 February 2011.

[118] Kommission der Europäischen Gemeinschaften: *Fahrplan für erneuerbare Energien - Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft*, in: Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament, Brüssel, Belgien, 10.01.2007.

[119] Europäische Union: *Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*, Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, Brüssel, Belgien, 23. April 2009.

[120] L. Beurskens und M. Hekkenberg: *Renewable Energy Projektions as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States*, ECN; European Environment Agency (EEA), Petten, The Netherlands, 1 February 2011.

[121] 4C Offshore: *Global Offshore Wind Farms Database*, 4C Offshore Limited, 2016. Verfügbar: http://www.4coffshore.com. [Zugriff am 04.07.2016].

[122] DECC: *UK Renewable Energy Roadmap Update 2013*, Deparment of Energy & Climate Change, London, November 2013.

[123] renewableUK: *Development Rounds*, RenewableUK, 2015. Verfügbar: http://www.renewableuk.com. [Zugriff am 16.02.2015].

[124] The Crown Estate: *Crown Estate Offshore Wind Map*, 21 December 2012. Verfügbar: http://www.renewableuk.com. [Zugriff am 16.02.2015].

[125] renewableUK: *Offshore Wind Project Timelines 2013*, RenewableUK, May 2013. Verfügbar: http://www.renewableuk.com. [Zugriff am 17.02.2015].

[126] M. Stark und M. Bermudez-Neubauer: *Changing the Scale of Offshore Wind: Examing Mega-Projects in the UK*, Accenture, London, 2013.

[127] K. Rohrig, V. Berkhout, S. Faulstich, P. Görg, B. Hahn, K. Linke, M. Neuschäfer, S. Pfaffel, K. Rafik, R. Rothkegel und M. Zieße: *Windenergie Report Deutschland 2013*, Fraunhofer Verlag, Kassel, 2014.

[128] E. Hau and H. von Renouard: *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, Springer, 2. ed, Berlin; Heidelberg; New York:, 2006.

[129] Bundesrepublik Deutschland: *Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtline 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*, 11. Februar 2015. Verfügbar: http://ec.europa.eu. [Zugriff am 11.02.2015].

[130] Bundesregierung: *Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See*, BMU, BMWi, BMVBW, BMVEL, BMVg, dena, Berlin, Januar 2002.

[131] Vestas: *Confidence through experience: Track record*, Vestas Wind Systems A/S, Aarhus, Denmark, 30 June 2012.

[132] B. Schuldt und J. Großmann: *Das GICON-SOF (Schwimmendes Offshore-Fundament)*, 5. Zukunftskonferenz der Maritimen Wirtschaft Mecklenburg Vorpommern, Rostock., 22.11.2012.

[133] ESG: *Baufortschritt GICON-SOF*, ESG Edelstahl und Umwelttechnik Stralsund GmbH, 02. Dezember 2014. Verfügbar: http://www.esg.gicon.de. [Zugriff am 06.03.2015].

[134] D. Briese und M. Westhäuser: *Zukunftsperspektiven und Herausforderungen der Offshore-Windenergie*, in: Böttcher, J. (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte, Oldenbourg Wissenschaftsverlag, München, 2013, S. 1-32.

[135] EWEA: *Deep water: The next step for offshore wind energy*, European Wind Energy Association, Brussels, Belgium, July 2013.

[136] BWE: *Anreise mit Schiff und Helikopter: Aufwändiges Pendeln zwischen Park und Hafen*, in: BWE-Marktübersicht spezial, 1. Ausg., Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, September 2010, S. 44-49.

[137] ONEP: *Offshore-Netzentwicklungsplan 2014*. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, Berlin; Dortmund; Bayreuth; Stuttgart, 4. November 2014.

[138] EG: *Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*, Europäische Gemeinschaften, Brüssel, Belgien, 19. Dezember 1996.

[139] D. Ohlhorst: *Windenergie in Deutschland: Konstellationen, Dynamiken und Regulierungspotenziale im Innovationsprozess*. Dissertation. Freie Universität Berlin., VS Verlag für Sozialwissenschaften, GWV Fachverlage, Wiesbaden, 1. Auflage 2009.

[140] EnWG: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz; juris GmbH, Berlin, 07.07.2005.

[141] E. Hau: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, 5. Aufl., Springer-Verlag, Berlin; Heidelberg, 2014.

[142] Vattenfall: *Windkraft*, Vattenfall GmbH, 2015. Verfügbar: http://corporate.vattenfall.de. [Zugriff am 18.03.2015].

[143] V. Eckhardt, R. Kafemann, K.-P. Lehmann, K. Övermöhle, I. Rennert und W. Wollert: *Offshore Windenergie - Chancen und Herausforderungen im Überblick*, 2002. Verfügbar: http://www.oevermoehle-consult.de. [Zugriff am 04.06.2015].

[144] IWR: *Fachliche Unterstützung der Bundesregierung bei der Weiterentwicklung und Realisierung einer Strategie für Windparks in Nord- und Ostsee*, Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, 2015. Verfügbar: http://www.offshore-windenergie.net. [Zugriff am 20.03.2015].

[145] BSH: *Entwurf der Fortschreibung Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg, Juli 2014.

[146] BSH: *Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Ostsee 2013 und Umweltbericht*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg, 07. März 2014.

[147] A. Schwab: *Elektro-Energiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 3., neu bearb. und erw. Aufl., Springer-Verlag, Berlin; Heidelberg, 2012.

[148] J. Dimas: *Offshore-Windenergie: Systemüberblick eines Offshore-Windkraftwerks*, Johannes Dimas, 2015. Verfügbar: http://johannesdimas.com/. [Zugriff am 17.03.2015].

[149] BMWi: *Informationsportal Erneuerbare Energien: Windenergie, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, 2015. Verfügbar: http://www.erneuerbare-energien.de. [Zugriff am 06.01.2015].

[150] BWE: *Turbinentechnik: Wind-Kraftwerke für die See*, in: BWE-Marktübersicht spezial: Offshore Service & Wartung, Bundesverband WindEnergie e.V., 1. Ausg., Berlin, September 2010, S. 72-89.

[151] Stiftung Offshore-Windenergie: *Unter Volllast: Wind vom Meer für neue Energie in Stadt und Land*, Stiftung Offshore-Windenergie, 2015. Verfügbar: http://www.offshore-stiftung.de. [Zugriff am 20.04.2015].

[152] DNV: *Offshore Standard DNV-OS-J101: Design of Offshore Wind Turbine Structures*, Det Norske Veritas AS, Hovik; Baerum, Norway, May 2014.

[153] 4C Offshore: *Foundations*, 4C Offshore, 12.06.2013. Verfügbar: http://www.4coffshore.com. [Zugriff am 27.04.2015].

[154] 4C Offshore: *Jacket of Lattice Structures*, 4 C Offshore, 12 05 2013. Verfügbar: http://www.4coffshore.com. [Zugriff am 27.04.2015].

[155] Stiftung Offshore-Windenergie: *Fundamentarten von Offshore-Windenergieanlagen*, Stiftung Offshore-Windenergie, 2015. Verfügbar: http://www.offshore-stiftung.de. [Zugriff am 18.08.2015].

[156] WSV: *Richtlinie "Offshore-Anlagen" zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs. Version 2.0*, Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes. Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt, Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken, Bonn, 01. Juli 2014.

[157] G. Clauss, E. Lehmann und C. Östergaard: *Meerestechnische Konstruktionen*, Berlin; Heidelberg: Springer-Verlag, 1988.

[158] S. Jayakodiy: *Installationskonzepte für Umspannwerke von Offshore-Windparks*, unveröffentlichte Diplomarbeit, TU Berlin, FG Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme, Berlin, 07. Oktober 2011.

[159] Riffgat: *Umspannwerk*, Offshore-Windpark RIFFGAT GmbH & Co. KG, 2015. Verfügbar: http://riffgat.de. [Zugriff am 01.07.2015].

[160] BWE: *Hotelschiff mit Kran und Gangway: REpower will als Dienstleiter Größe zeigen*, in: BWE Marktübersicht spezial: Offshore Service & Wartung, 1. Ausg., Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, September 2010, S. 38-41.

[161] A.-K. Wehrmann: *Prestige-Projekt mit großer Verspätung*, HANSA International Maritime Journal, Jg. 153, Nr. 07, 2016, S. 76-77.

[162] Global Tech I: *Ein neues Konzept - das schwimmende Offshore-Umspannwerk*, Global Tech I Offshore Wind GmbH, 2016. Verfügbar: http://www.globaltechone.de. [Zugriff am 12.07.2016].

[163] P. Nevitt and F. Fabozzi: *Project Financing*, seventh edition, Euromoney Institutional Investor PLC, London, UK,1 January 2000.

[164] W. Schmitt: *Internationale Projektfinanzierung bei deutschen Banken: Analyse einer neuen Bankmarktleistung unter besonderer Berücksichtigung risikopolitischer und implementierungsstrategischer Entscheidungsfelder*, Knapp, Düsseldorf, 1989.

[165] C. Decker: *Internationale Projektfinanzierung: Konzeption und Prüfung*, Books on Demand GmbH, Norderstedt, 2008.

[166] J. Böttcher: *Projektfinanzierung eines Offshore-Windparks*, in: Böttcher, J. (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte, Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, München, 2013, S. 55-88.

[167] K. Rebmann und M. Hirschmann: *Darstellung und Konzeption eines Due Diligence-Prozesses im Rahmen einer Akquisition eines Offshore-Windparks*, in: Böttcher, J. (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte, Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, München, 2013, S. 216-238.

[168] N. Erdmann: *Komplex und erfolgsentscheidend: Offshore Due Dilligence*, in: BWE Marktübersicht spezial: Finanzierung Onshore & Offshore, Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, September 2012, S. 102-105.

[169] L. Engelmann: *Maritime logistics for construction and operation of Offshore Wind Farms*, in: Holbach, G.; Stanik, C. und Eckert, C. (Hrsg.): Maritime Lösungen für die Offshore-Windparkversorgung, Universitätsverlag der TU Berlin, Berlin, 14.06.2013, S. 46-63.

[170] ZDS: *Offshore-Hafenatlas*, Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe e.V., 24.05.2011. Verfügbar: http://www.zds-seehaefen.de. [Zugriff am 17.08.2015].

[171] M. Schenk, R. Petri, H. D. Haasis und H. Schütt: *Verbesserung der Planungsgrundlagen für kampagnengeprägte Supply Chains (SC) am Beispiel von Offshore-Windenergieanlagen*, Abschlussbereicht LOG-OWEA, Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF; Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik (ISL), Magdeburg; Bremerhaven, 05.07.2010.

[172] P. Quast: *Gründungen für Offshore-Windenergieanlagen*, 1. EFUC-Konferenz, Suderburg, 2003.

[173] BSH: *Leitsätze für die Anwendung der Eingriffsregelung innerhalb der ausschließlichen Wirtschaftszone und auf dem Festlandsockel im Rahmen von § 58 Abs. 1 Satz 2 BNatSchG, 2010*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2015. Verfügbar: http:\\www.bsh.de. [Zugriff am 13.05.2015].

[174] K. Betke und R. Matuschek: *Messungen von Unterwasserschall beim Bau der Windenergieanlagen im Offshore-Testfeld "alpha ventus"*, ItaP Institut für technische und angewandte Physik GmbH, Oldenburg, 20.05.2011.

[175] M. Bellmann, S. Gündert und P. Remmers: *Offshore Messkampagne 1 (OMK 1) für das Projekt BORA im Windpark BARD Offshore 1*, ItaP Institut für technische und angewandte Physik GmbH, Oldenburg, 21.02.2014.

[176] Umweltbundesamt: *Empfehlung von Lärmschutzwerten bei der Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen (OWEA)*, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Mai 2011.

[177] T. Grießmann, J. Rustemeier, B. K. J. Gabriel, T. Neumann, G. Nehls, M. Brandt, A. Diederichs und J. Bachmann: *Erforschung und Anwendung von Schallminimierungsmaßnahmen beim Rammen des FINO3 - Monopiles*, FKZ 0325077-A, 0325077-B, 1-130. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Abschlussbericht zum BMU-Vorhaben „Schall bei FINO3", Berlin, 2009.

[178] T. Grießmann: *Forschungsplattform FINO 3 - Einsatz des großen Blasenschleiers*, BSH Meeresumweltsymposium, Hamburg, 2009.

[179] S. Koschinski und K. Lüdemann: *Entwicklung schallmindernder Maßnahmen beim Bau von Offshore-Windenergieanlagen*, Bundesamt für Naturschutz (BfN), Nehmten; Hamburg, 1. Februar 2013.

[180] M. Bellmann: *Die technische Entwicklung von Schallminderungstechnologien: Stand der Forschung (?)*, Fachtagung: Minimierung von Unterwasserschall bei der Gründung von Offshore-Windenergieanlagen: Anforderungen und Möglichkeiten, Rostock, 28.03.2012.

[181] J. Hepper: *Ist der Große Blasenschleier nun Stand der Technik?*, Fachtagung der Deutschen Umwelthilfe e.V.: Herausforderung Schallschutz beim Bau von Offshore-Windparks, Berlin, 25.-26. September 2012.

[182] F. Wilke, K. Kloske und M. Bellmann: *ESRa - Evaluation von Systemen zur Rammschallminderung an einem Offshore-Testpfahl*, Technischer Abschlussbericht, Mai 2012. Verfügbar: http://www.offshore-stiftung.com. [Zugriff am 18.05.2015].

[183] C. Ahrens und J. Wiegand: *Foundation of Offshore Wind Power Plats - an Introduction of the Vertical Shaft Machine as an Economic and Ecologic Alternative*, in: The 5th Civil Engineering Conferenece in the Asian Region and Australian Structural Engineering Conference, 2010, pp. 918-923.

[184] G. Holbach, A. Loewe und S. Ritz: *Spühlverfahren zur Installation von Offshore-Fundamenten*, in: HANSA International Maritime Journal, Jg. 150, Nr. 11, 2013, S. 22-24.

[185] H. Schütt und K. Lange: *Ein Logistik-Diagnose-Werkzeug für die Offshore-Windenergie*, in: Thoben, K.-D.; Haasis, H.-D. und Lewandowski, M. (Hrsg.): Logistik für die Windenergie: Herausforderungen und Lösungen für moderne Windkraftwerke, Universität Bremen; epubli GmbH, Bremen; Berlin, 2014, S. 69-74.

[186] M. Görges, J. Möller und J. Shao: *Simulationsgestätzte Planung und Steuerung in der Offshore-Logistik*, in: Thoben, K.-D.; Haasis, H.-D. und Lewandowski, M. (Hrsg.): Logistik für die Windenergie: Herausforderungen und Lösungen für moderne Windkraftwerke, Universität Bremen; epubli GmbH, Bremen; Berlin, 2014, S. 49-58.

[187] T. Beinke, M. Quandt, P. Becker und M. Vaske: *Simulationsumgebung zur Bewertung von wetterabhängigen Offshore-Installations- und Logistikszenarien*, in: Thoben, K.-D.; Haasis, H.-D. und Lewandowski, M. (Hrsg.): Logistik für die Windenergie: Herausforderungen und Lösungen für moderne Windkraftwerke, Universität Bremen; epubli GmbH, Bremen; Berlin, 2014, S. 59-68.

[188] A. Schweizer, T. Beinke und B. Scholz-Reiter: *Das Logistiknetzwerk der Offshore-Windenergie*, in: Industrie Management, Bd. 27, Nr. 6, 2011, S. 13-16.

[189] M. Bodenstab, C. Sagert und T. Beinke: *Konzeption einer operativen Planung und Steuerung für die Offshore-Windenergielogistik der Errichtungsphase*, in: Thoben, K.-D.; Haasis, H.-D. und Lewandowski, M. (Hrsg.): Logistik für die Windenergie: Herausforderungen und Lösungen für moderne Windkraftwerke, Universität Bremen; epubli GmbH, Bremen; Berlin, 2014, S. 75-86.

[190] C. Nath: *Zertifizierung von Windparks und Spezialschiffen*, studiForum Offshore Windenergie, Berlin, 16.11.2011.

[191] T. Thillessen: *Technische Herausforderungen beim Bau von Errichterschiffen, Plattformen, Living Quarters und Service-Schiffen*, Taylor Wessing: Spezialschiffbau für die Offshore-Windindustrie, Hamburg, 24.11.2011.

[192] K.-H. Hochhaus: *Errichterschiffe, ein neuer Schiffstyp für Offshore-Windparks im tiefen Wasser*, in: Schiffsbetriebstechnik, Bd. 4, Flensburg, Dezember 2012.

[193] M. Bilgili, A. Yasar und E. Simsek: *Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart*, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Nr. 15, 2011, pp. 905-915

[194] H. von Wedel: *Offshore-Wind-Errichterschiffe der dritten Generation*, in: HANSA International Maritime Journal, Jg. 149, Nr. 5 (Sonderpublikation Wind & Maritim 2012), 2012, S. 19-22.

[195] H. von Wedel und C.-S. Wibel: *Ladedock statt Ladedeck*, in: HANSA International Maritime Journal, Jg. 150, Nr. 6, 2013, S. 124-127.

[196] C. Garrett: *Docking Turbines*, in: DNV GL: energize renewables, Issue 01, 2013, pp. 22-23.

[197] A.-K. Wehrmann: *J-LASH soll den Bau von Windparks auf See schneller und günstiger machen*, in: HANSA International Maritime Journal, Jg. 151, Nr. 10, 2014, S. 52-53.

[198] KPMG: *Offshore-Wind – Potenziale für die deutsche Schiffbauindustrie*, Berlin, 2011.

[199] A.-K. Wehrmann: *Offshore-Windbranche hofft auf Verlässlichkeit*, in: HANSA International Maritime Journal, Jg. 151, Nr. 4, 2014, S. 18-22.

[200] K.-H. Hochhaus: *Vollbeschäftigung für "Vidar" in der Nordsee*, in: HANSA International Maritime Journal, Jg. 151, Nr. 4, 2014, S. 24-28.

[201] P. Svoboda: *Betriebskosten als Werttreiber von Windenergieanlagen - aktueller Stand und Entwicklungen*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 63., Heft 5, 2013, S. 34-38.

[202] M. Seiter, M. Rusch und C. Stanik: *Maritime Dienstleistungen: Potenziale und Herausforderungen im Betrieb von Offshore-Windparks*, Springer Fachmedien; Springer Gabler, Wiesbaden, 2015.

[203] BWE: *Service und Wartung durch Dritte: Erste Schritte unabhängiger Dienstleister*, in: BWE-Marktübersicht spezial, Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, September 2010, S. 90-95.

[204] A. von Plato: *Logistische Erfahrungen aus Sicht eines Helikopterbetreibers: Zwischen täglicher Offshore-Versorgung und Rettungseinsätzen*, in: Holbach, G.; Stanik, C. und Eckert, C. (Hrsg.): Maritime Lösungen für die Offshore-Windparkversorgung, Universitätsverlag der TU Berlin, Berlin, 14. Juni 2013, S. 64-74.

[205] H. Fritsch: *Methoden des Condition Monitoring für Windenergieanlagen*, in: BWE Marktübersicht spezial: Windenergie Service - Wartung & Instandhaltung, Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, September 2012, S. 46-53.

[206] Next Kraftwerke: *EEG 2014: Marktprämie & Marktprämienmodell*, Next Kraftwerke GmbH, 2015. Verfügbar: https://www.next-kraftwerke.de. [Zugriff am 25.08.2015].

[207] Next Kraftwerke: *Managementprämie*, Next Kraftwerke, 2015. Verfügbar: https://www.next-kraftwerke.de. [Zugriff am 25.08.2015].

[208] BMWi: *Windenergie auf See*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 1. August 2014. Verfügbar: http://www.bmwi.de. [Zugriff am 25.08.2015].

[209] BWE: *Repowering von Windenergieanlagen: Effizienz, Klimaschutz, regionale Wertschöpfung*, Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, April 2012.

[210] BWE: *Hintergrundinformation Offshore-Windenergie*, Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, Januar 2007. Verfügbar: www.wind-energie.de. [Zugriff am 15.01.2014].

[211] A. Krakau: *Branchenstudie Windenergie*, HSH Nordbank AG, Hamburg; Kiel, September 2014.

[212] H. von Wedel und C.-S. Wibel: *Ladedock statt Ladedeck: Leistungsfähige Offshore-Baustelle: Arbeitsteiliger Rückbau von komplexen Offshore-Strukturen mit Hilfe eines Feeder-Konzeptes*, Maritimes Kompetenzzentrum: Repowering/Rückbau Offshore Wind, Leer, 11.11.2014.

[213] B. Schuldt und J. Großmann: *Das GICON-SOF (Schwimmendes Offshore-Fundament)*, 5. Zukunftskonferenz der Maritimen Wirtschaft Mecklenburg-Vorpommern, Rostock, 22.11.2012.

[214] BSH: *Standard: Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg, 12. Juni 2007.

[215] BSH: *Standard Konstruktion: Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg; Rostock, 28. Juli 2015.

[216] BSH: *Standard: Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen (Anlage 2 - Fortschreibung Kapitel 4)*, Bundesamt für Seeschiffahrt und Hydrographie, Hamburg, 03. Januar 2011.

[217] T. Wetjen: *Repowering/ Rückbau Offshore Wind - Bedingungen an Hafen, Material und Personal aus Sicht eines Logistikers*, Maritimes Kompetenzzentrum: Repowering/ Rückbau Offshore Wind, Leer, 11.11.2014.

[218] C. Stanik und G. Holbach: *Offshore Solutions Supply Concept Decision Finder: Modelling O&M Concepts for the Operation of Offshore Wind Farms (OWF)*, in: OMWINDENERGY Germany 2013, Berlin, 8-9 October 2013.

[219] M. Rusch: *Vorgehen zur Gestaltung des Dienstleistungsportfolios von maritimen Unternehmen während des Betriebs von Offshore-Windenergieanlagen*, IPRI-Praxis Paper Nr. 8, Stuttgart, Juli 2014.

[220] P. Joschko, A. Widok, S. Appel, S. Greiner, B. Page and H. Albers: *Modelling and Simulation of Offshore Windfarms - Mapping and Analysis of relevant O&M Processes*, EnviroInfo 2013, Hamburg, 2.-4.09.2013.

[221] S. Greiner und P. Joschko: *Analyse von Instandhaltungsprozessen im Leistungssystem Offshore-Windpark*, in: Thoben, K.-D.; Haasis, H.-D.; Lewandowski, M. (Hrsg.): Logistik für die Windenergie- Herausforderungen und Lösungen für moderne Windkraftwerke, Universität Bremen, epubli GmbH, Bremen; Berlin, 2014, S. 87-98.

[222] H.-J. Abraham und G. Schaps: *Das Seerecht in der Bundesrepublik Deutschland: Kommentar und Materialsammlung*, Walter de Gruyter & Co., Berlin; New York, 1977.

[223] J. Basedow und W. Wurmnest: *Die Dritthaftung von Klassifikationsgesellschaften*, Mohr Siebeck, Tübingen, 2004.

[224] U.S. Department of Transportation: *basic helicopter handbook*, U.S. Department of Transportation: Federal Aviation Administration Flight Standards Service, Oklahoma City, USA, 1973.

[225] BWE: *Sichere Wege vom Schiff zum Turm*, in: BWE-Marktübersicht spezial, 1. Ausg., Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, September 2010, S. 58-63.

[226] BMVBS: *Bekanntmachung der Gemeinsamen Grundsätze des Bundes und der Länder über Windenbetriebsflächen auf Windenergieanlagen*, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Bonn, 18. Januar 2012.

[227] CAA: *CAP 437: Offshore Helicopter Landing Areas - Guidance on Standards*, Civil Aviation Authority, West Sussex, UK, August 2010.

[228] BWE: *Betrieb, Service und Wartung auf See: Windparks mit Insel, Wohnschiff und Helikopter*, in: BWE-Marktübersicht spezial, 1. Ausg., Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, September 2010, S. 6-17.

[229] M. Huber: *Icing In Helicopters? Land Right Away*, AIN Online: Aviation News, 04.03.2013. Verfügbar: http://www.ainonline.com. [Zugriff am 10.09.2015].

[230] BWE: *Schiffe für Aufbau und Wartung: Grosser Bedarf an schnellen Schiffen*, in: BWE-Marktübersicht spezial, Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, September 2010, S. 28-31.

[231] BWE: Helikopter für den Offshore-Einsatz, in: BWE-Marktübersicht spezial, Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, September 2010, S. 50-51.

[232] M. Boll: *Service-Konzept und erste Betriebserfahrungen des Offshore-Windparks EnBW Baltic 1*, VGB-Konferenz KELI 2012, Berlin, 08.-10. Mai 2012.

[233] HGB: *Handelsgesetzbuch*, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz; juris GmbH, Berlin, 31. August 2015.

[234] P. Andryszak: *SWATH: Seefahrt ohne Schaukeln*, Koehlers Verlagsgesellschaft, Hamburg, 2013.

[235] K. Spethmann, G. Knieling, G. Holbach und S. Ritz: *Halbtaucher-Service-Schiffe für den Offshore-Einsatz - das SWA-Konzept*, in: STG-Jahrbuch, Bd. 106, 2012, S. 169-179.

[236] G. F. Clauss, J. Y. Lee und S. Kosleck: *Offshore-Förderplattformen: Entwicklungen für die Tiefsee*, in: Jahrbuch der Schiffbautechnischen Gesellschaft. 98. Band, Springer-Verlag, Berlin; Heidelberg; New York, 2004, S. 369-388.

[237] C. Burkhardt: *Logistik- und Wartungskonzepte*, in: Böttcher, J. (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte, Oldenbourg Verlag, München, 2013, S. 423-431.

[238] O. Kösterke, B. Schweiger und T. Hanke: *Konstenoptimale Bestandsfestlegung: Ein risikoorientierter Ansatz zur Bestimmung des optimalen Ersatzteilbestands*, in: PRODUCTIVITY Management, Bd. 19, Nr. 1, März 2014, S. 22-24.

[239] J. Nielsen and J. Sorensen: *On risk-based operation and maintenance of offshore wind turbine components*, in: Reliability Engineering and System Safety, Bd. 96, 2011, pp. 218-229.

[240] Overdick: *Offshore-Gründungen: Von Öl und Gas zur Offshore Windenergie - Technische Herausforderungen, Probleme, Lösungen und Trends, auch im Bereich der Forschung und Entwicklung*. Vortragsreihe: Sea The Future, Duisburg, 17. Januar 2014.

[241] PKE: *Kabel(tiefen)erkundung (DOB - depth of burial)*, Patzold, Köbke Engineers GmbH & Co. KG, 2015. Verfügbar: http://www.pk-engineers.de. [Zugriff am 28.12.2015].

[242] DIN 31051: *Grundlagen der Instandhaltung*. DIN 31051:2003-06, DIN e.V.; Beuth Verlag, Berlin, 2003.

[243] M. Stieglbauer: *Rotorblätter optimal vor Erosion schützen*, BASF Coatings GmbH, 29.10.2013. Verfügbar: http://www.besserlackieren.de. [Zugriff am 10.11.2015].

[244] Rotor Control: *Arbeiten an Rotorblättern, Arbeitem am Turm, Gutachten, weitere Serviceleistungen*, Rotor Control GmbH, 2015. Verfügbar: http://www.rotor-control.de. [Zugriff am 10.11.2015].

[245] cp.max Rotortechnik: *Inspektion der Rotorblätter*, cp.max Rotortechnik Gmbh & Co. KG, 2010. Verfügbar: http://www.cpmax.com. [Zugriff am 10.11.2015].

[246] D. Wunderlich: *Entwicklung eines Modells zur Kompetenzbewertung deutscher Werften für Offshore-Windpark Dienstleistungen*, unveröffentlichte Diplomarbeit, Technische Universität Berlin, Fachgebiet Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme, Berlin, 02.06.2012.

[247] J.-B. Franke und R. Grzybowski: *Graufleckentragfähigkeit der Getriebeverzahnungen von Windenergieanlagen*, BWE-Seminar "Wartung und Instandsetzung von Getrieben", Hamburg, 24.09.2004.

[248] Westinghouse: *Technical Description WWG-0600 Wind Turbine*, PA, Pittsburg, 1985.

[249] BSH: *Standard - Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK 4)*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg; Rostock, Oktober 2013.

[250] JANUS Consulting: *Die Zukunft der maritimen Sicherheit: Fakten und Entwicklungen*, JANUS Consulting GmbH; Verband für Sicherheit in der Wirtschaft Norddeutschland e.V., Dietzenbach; Hannover, 07.12.2010.

[251] G.-J. Scholz: *Staatliche Daseinsfürsorge bei Offshore-Windparks*, Maritime Wirtschaft - Partner der Energiewende: Chancen der Offshore-Windenergie nutzen - Hindernisse überwinden. Workshop III: Sicherheit in Offshore-Windparks der deutschen AWZ, Hannover, 8. Januar 2013.

[252] H.-W. Monsens: *Fachkonzept Sicherheit in Offshore-Windparks*, Maritime Wirtschaft - Partner der Energiewende: Chancen der Offshore-Windenergie nutzen - Hindernisse überwinden. Workshop III: Sicherheit in Offshore-Windparks der deutschen AWZ, Hannover, 8. Januar 2013.

[253] W. Hintzsche: *Arbeits- und Gesudheitsschutz: Dienstleister für Errichtung und Betrieb von Offshore-Windparks in der deutschen AWZ*, Maritime Wirtschaft - Partner der Energiewende: Chancen der Offshore-Windenergie nutzen - Hindernisse überwinden. Workshop III: Sicherheit in Offshore-Windparks der deutschen AWZ, Hannover, 8. Januar 2013.

[254] N. Weinrich, D. Dethleff, M. Stuhr, M. V. Nielsen, D. Hory, K. Seide und C. Jürgens: *Medizinische Notfallversorgung und Rettungskonzepte für Offshore-Windparks*, in Holbach, G.; Stanik, C.; Eckert, C. (Hrsg.): Maritime Lösungen für die Offshore-Windparkversorgung, Universitätsverlag der TU Berlin, Berlin, 16.06.2013, S. 84-96.

[255] D. Dethleff, D. Hory, C. Jürgens, B. Kowald, M. V. Nielsen, K. Seide, M. Stuhr und N. Weinrich: *Rettungskette Offshore Wind: Erarbeitung eines Rettungskettenkonzepts für Unfallverletzte in Offshore-Windenergieanlagen*, Abschlussbericht, Berufsgenossenschaftliches Unfallkrankenhaus Hamburg, Hamburg, 23.02.2015.

[256] M. Schultz: *SOS - Sea and Offshore Safety: Telemedizinisches Notfallversorgungskonzept für das Personal auf Offshore-Windenergieanlagen*, Charite Universitätsmedizin Berlin, 2015. Verfügbar: http://projekt-sos.charite.de. [Zugriff am 19.11.2015].

[257] H. Seifert: *Offshore Windenergie - Schutz und Sicherheit (OWiSS)*, fk-wind: Institut für Windenergie Hochschule Bremerhaven; Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik (ISL), 2015. Verfügbar: https://www.owiss.de. [Zugriff am 19.11.2015].

[258] GDV: *Arbeitskreis VIII: Offshore Windkraft – Herausforderungen für die Sicherheit auf See*, Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V., 27 01 2011. Verfügbar: http://www.gdv.de. [Zugriff am 19.11.2015].

[259] S. Wehkamp: *Vernetzung der maritimen Wirtschaft mit der Branche der Offshore-Windenergie 2*, Zwischenbericht, Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, Varel, 24.07.2015.

[260] SchSV: *Schiffssicherheitsverordnung*, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz; juris GmbH, Berlin, 18.09.1998.

[261] ArbSchG: *Gesetz über die Durchführung von Maßnahmen des Arbeitsschutzes zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Beschäftigten bei der Arbeit (Arbeitsschutzgesetz)*, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz; juris GmbH, Berlin, 31. August 2015.

[262] S. Schnegelsberg: *Schutz- und Sicherheitskonzept für Arbeiten an Offshore-Windenergieanlagen*, Fachtagung Windenergie, Rheinsberg, 14.-15.03.2013.

[263] DGUV: *Unfallverhütungsvorschrift: Grundsätze der Prävention (BGV A1)*, aktualisierter Nachdruck, Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V., Carl Heymanns Verlag, Berlin; Köln, Januar 2009.

[264] ADAC-Luftrettung: *Partner in der Notfallmedizin. Die Stationen der ADAC-Luftrettung*, ADAC Luftrettung GmbH, München, März 2011.

[265] WSV: *Sicherheitskonzept Deutsche Küste*, Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Verkehrs und digitale Infrastruktur, Bonn, 06. September 2010.

[266] IMO: *International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS)*, International Maritime Organization, London, UK, 1974.

[267] BMV: *Bekanntmachung des Internationalen Übereinkommens von 1979 über den Such- und Rettungsdienst auf See*, Bundesanzeiger Verlag, Bonn, 10. April 1082.

[268] BMV und DGzRS: *Vereinbarung BMV-DGzRS über die Durchführung des Such- und Rettungsdienstes in Seenotfällen*, Bundesministerium für Verkehr; Deutsche Gesellschaft zur Rettung Schiffbrüchiger, Hamburg, 11.03.1982.

[269] DGzRS: *Seenotretter und Berliner Krankenhäuser bringen den virtuellen Notarzt hinaus auf See*, Deutsche Gesellschaft zur Rettung Schiffbrüchiger, 04 12 2014. Verfügbar: http://www.seenotretter.de. [Zugriff am 19.11.2015].

[270] GWO: *Global Wind Organisation Standard: Basic Safety Training (BST) (Onshore/Offshore)*, Version 5, The Global Wind Organisation, Frederiksberg, Danmark, 21. November 2013.

[271] DGUV: *BGR/GUV-R 198: Benutzung von persönlichen Schutzausrüstungen gegen Absturz*, Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung, Berlin, März 2011.

[272] DGUV: *BGR/GUV-R 199: Retten aus Höhen und Tiefen mit persönlichen Absturzschutzausrüstungen*, Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung, Berlin, Juli 2012.

[273] VDSI: *VDSI-Regel 01/2013: Inhalte von Arbeitsschutzunterweisungen und Schulungen in der Windenergie*, Verband Dutscher Sicherheitsingenieure e.V. - Fachgruppe Erneuerbare Energien, Hamburg, Januar 2013.

[274] OPITO: *OPITO Approved Standard: Basic Offshore Safety Introduction & Emergency Training, Helicopter Underwater Escape Training and Further Offshore Emergency Training*, OPITO, Portlethen; Aberdeen; Norfolk; UK, 11. November 2011.

[275] ISC: *BOSIET OFFSHORE TRAINING*, ISC Training & Assembly GmbH, 11 2015. Verfügbar: http://www.isc-ta.com. [Zugriff am 19.11.2015].

[276] BMI: *Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastrukturen (KRITIS-Strategie)*, Bundesministerium des Innern, 2009, 17. Juni 2009.

[277] F. Biehl: *Kollisionssicherheit von Offshore-Windenergieanlagen*, in: Stahlbau, Bd. 78, Nr. 6, Juni 2009, S. 402-409.

[278] DIN EN 13306: *Begriffe der Instandhaltung*, DIN EN 13306:2001-09, Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, September 2001.

[279] FGW: *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten. Teil 7: Instandhaltung von Kraftwerken für Erneuerbare Energien*, Rubrik A - Allgemeiner Teil: Definition von Begriffen, Normative Verweisungen und Beschreibungen von Prozessen und Systemaspekten, Revision 1, Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V., Berlin, 15. Oktober 2010.

[280] A. Schaffarczyk: *Technische Rahmenbedingungen*, in: Böttcher, J. (Hrsg.): Handbuch Windenergie - Onshore Projekte: Realisierung, Finanzierung, Recht und Technik, Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, München, 2012, S. 163-264.

[281] B. Hahn, A. Ringhandt, A. Schubert, V. Schulz und W. Sucrow: *Instandhaltung von Windkraftwerken: Können konventionelle Kraftwerke Vorbild sein?*, 6. Aachener Kolloquium für Instandhaltung, Diagnose und Anlagenüberwachung (AKIDA), Aachen, 14.-15. November 2006.

[282] M. Schenk: *Instandhaltung technischer Systeme: Methoden und Werkzeuge zur Gewährleistung eines sicheren und wirtschaftlichen Anlagenbetriebs*, Springer-Verlag, Berlin; Heidelberg, 2010.

[283] M. Reichinger: *Von der reaktiven zur zustandsorientierten Instandhaltung*, in: SPS-Magazin: Zeitschrift für Automatisierungstechnik, Ausg. 7, 2. Juli 2014. Verfügbar: http://www.sps-magazin.de. [Zugriff am 23.11.2015].

[284] Weyrich, M.: *Technologien der Fertigungsautomatisierung - Seminarreihe zu ausgewählten Forschungsthemen der industriellen Anwendung: Anwendung und Nutzen von "Condition Monitoring"*, Universität Siegen - Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung und Montage, 13. Februar 2013. Verfügbar: https://wiki.zimt.uni-siegen.de. [Zugriff am 23.11.2015].

[285] W. Teuscher: *Zur Liberalisierung des Luftverkehrs in Europa*, Vandenhoeck und Ruprecht, Göttingen, 1994.

[286] M. Wilkinson, B. Hendriks, F. Spinato, E. Gomez, H. Bulacio, J. Roca, P. Tavner, Y. Feng and H. Long: *Methodology and Results of the Reliawind Reliability Field Study*, European Wind Energy Conference, Warsaw, Poland, 2010.

[287] I. Göpfert: *Logistik Führungskonzeption: Gengenstand, Aufgaben und Instrumente des Logistik-Managements und -Controllings*, Vahlen Verlag, München, 2000.

[288] W. Delfmann: *Kernelemente der Logistikkonzeption*, in: Pfohl, H.-C. (Hrsg.): Logistikforschung - Entwicklungszüge und Gestaltungsansätze, Erich Schmidt Verlag, Berlin, 1999, S. 37-59.

[289] K. Bleicher: *Das Konzept Integriertes Management: Visionen - Missionen - Programme*. 5. Aufl., Campus Verlag, Frankfurt; New York, 1999.

[290] M. Hülsmann und J. Grapp: *Nachhaltigkeit und Logistik-Management - Konzeüptionelle Betrachtungen zu Kompatibilität - Komplexität -Widersprüchen - Selbststeuerung*, in: Müller-Christ, G.; Arndt, L.; Ehnert, I. (Hrsg.): Nachhaltigkeit und Widersprüche - Eine Managementperspektive, LIT Verlag, Hamburg, 2007, S. 83-126.

[291] H.-C. Pfohl: *Logistikmanagement: Konzeption und Funktion*, Springer-Verlag, Berlin; Heidelberg; New York, 2004.

[292] P. Ulrich und E. Fluri: *Management*, 7. Aufl., UTB, Stuttgart, Dezember 1995.

[293] H.-C. Pfohl und W. Stölzle: *Planung und Kontrolle: Konzeption, Gestaltung, Implementierung*, Vahlen, München, 1997.

[294] H.-C. Pfohl: *Logistikmanagement: Funktionen und Instrumente. Implementierung der Logistikkonzeption in und zwischen Unternehmen*, Springer-Verlag, Berlin; Heidelberg, 1994.

[295] C. Stanik: *Offshore-Solutions: Dienstleistungspotenziale für die maritime Industrie während des Offshore-Windparkbetriebs*, 1. Symposium zum Forschungsprojekt Rettungskette Offshore Wind, Berufsgenossenschaftliches Unfallkrankenhaus Hamburg, Hamburg, 26.-27.04.2013.

[296] I. Dinwoodie, O.-E. Endrerud, M. Hofmann, R. Martin and I. Sperstad: *Reference Cases for Verification of Operation and Maintenance Simulation Models for Offshore Wind Farms*, in: WIND ENGINEERING, Vol. 39, No. 1, 2015, pp. 1-14.

[297] P. Tavner, J. Xiang und F. Spinato: *Reliability Analysis for Wind Turbines*, in: WIND ENERGY, Vol. 10, 2007, pp. 1-18.

[298] BIBA: *IEK: Informationssystem zur echtzeitnahen Koordination von Wetter- und Seegangsbedingungen*, Bremer Institut für Produktion und Logistik GmbH, 2015. Verfügbar: http://www.iek.biba.uni-bremen.de/. [Zugriff am 08.12.2015].

[299] G. F. Clauss, M. Klein, M. Dudek und M. Onorato: *Deterministic Non-Linear Wave Forecast and Motion Prediction for Short-Term Offshore Operations*, The Twenty-fifth International Offshore and Polar Engineering Conference, Kona, Hawaii, USA, 21-26 June 2015.

[300] BMVi: *Deutsche Flagge: Offshore-Servicefahrzeuge*, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur; Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie; Dienststelle Schiffssicherheit der BG Verkehr, 2015. Verfügbar: http://www.deutsche-flagge.de. [Zugriff am 14.09.2015].

[301] MCA: *The Workboat Code: Industry Working Group Technical Standard*, Maritime & Coastguard Agency, Southhampton, UK, 1998.

[302] H. Deggim: *IMO safety and environmental regulations for OSVs*, International Maritime Organization, 2015. Verfügbar: http://www.imo.org. [Zugriff am 14.09.2015].

[303] K. Fach: *Schiffbauliche und -betriebliche Vorschriften für die Offshore-Windparkversorgung*, in: Holbach, G.; Stanik, C.; Eckert, C. (Hrsg.): Martime Lösungen für die Offshore-Windparkversorgung, Universitätsverlag der TU Berlin, Berlin, 14.06.2013, S. 75-83.

[304] VDR: *Wettbewerbsnachteile der deutschen maritimen Wirtschaft bei der Offshore-Windenergie beseitigt: Neue Sicherheitsstandards für deutsche Offshore-Servicefahrzeuge in Kraft getreten*, Verband Deutscher Reeder e.V., Hamburg, 15.12.2014.

[305] IMO: *2000 HSC Code: International Code of Safety for High-speed Craft*, Resolution MSC.97(73), International Maritime Organization, London, 5 December 2000.

[306] DNV: *IMO High Speed Craft Code: Rules for Classification of High Speed, Light Craft and Naval Sufrace Craft*, Det Norske Veritas, Veritasveien, Norway, January 2011.

[307] IMO: *Code of Safety for Special Purpose Ships*, IMO Resolution MSC.266(84), International Maritime Organization, London, 2008.

[308] BMVi: *Bekanntmachung des Code für den Bau, die Ausrüstung und den Betrieb von Offshore-Servicefahrzeugen (Code für Offshore-Servicefahrzeuge)*, in: VkBI. Amtlicher Teil, Heft 23-2014, 25. November 2014, S. 883-892.

[309] C. Barrass: *Ship Design and Performance for Masters and Mates*, Elsevier, Oxford, UK, 2004.

[310] C. Wilbur and C. Wight: *Pounder´s Marine Diesel Engines*, 6th edition, Butterworths, London, Boston, Durban, Singapore, Sydney, Toronto, Wellongton, 1984.

[311] N. Jensen: *Concepts for Transfer of Personnel in Offshore Wind*, Skibsteknisk Selskab, Maritimt Selskab, Transportens Innovationsselskab, Copenhagen, Denmark, 21 October 2013.

[312] OffshoreWind.biz: *Umoe Ventus Sinks After Catching Fire off Langeland*, 24 December 2015. Verfügbar: http://www.offshorewind.biz/. [Zugriff am 09.02.2016].

[313] C. Zohner: *INTPOW-EWEA 2015: World Marine Offshore AS*, INTPOW: 6th Offshore Wind Supply Chain Seminar, Copenhagen, Denmark, 9. März 2015.

[314] World Marine Offshore: *WS30 Design (Specifications)*, 2016. Verfügbar: http://www.wm-offshore.com. [Zugriff am 09.02.2016].

[315] WIKING: *Helikopterflotte*, WIKING Helikopter Service GmbH, 2015. Verfügbar: http://www.wiking-helikopter.de. [Zugriff am 09.12.2015].

[316] IMO: *OSV Code: Code of Safe Practice for the Carriage of Cargoes and Persons by Offshore Supply Vessels*, Resolution A.863(20), International Maritime Organization, London, 2000.

[317] IMCA: *International Guidelines for the Safe Operation of Dynamically Positioned Offshore Supply Vessels*, Rev. I, International Marine Contractors Association, London, August 2009.

[318] Rigzone: *Training: How Does Dynamic Positioning Work?*, Rigzone, 2012. Verfügbar: http://www.rigzone.com. [Zugriff am 11.12.2015].

[319] ANTS Offshore: *Main Particulars MV "Jaguar" - Open Top Vessel - DPII*, ANTS Offshore, 2015. Verfügbar: http://www.ants-offshore.com. [Zugriff am 10.12.2015].

[320] C. Salzmann: *Ampelmann, Development of the Access System for Offshore Wind Turbines*, Ph.D. Thesis, Uitgeverij BOXPress, Oisterwijk, Netherlands, 2010.

[321] Acta Marine: *Acta Orion: DP 2 W2W Offshore Support Vessel (Specification)*, Acta Marine, Rotterdam, The Netherlands, 2015.

[322] Siemens: *Siemens und Esvagt taufen weltweit erste Serviceschiffe für Windparks auf See*, Siemens AG, 25 06 2015. Verfügbar: http://www.siemens.com. [Zugriff am 15.12.2015].

[323] Linnhoff Schifffahrt: *Schleppschifffahrt*, LINNHOFF Schiffahrt GmbH & Co. KG, 2015. Verfügbar: http://www.linnhoff-schiffahrt.de. [Zugriff am 18.12.2015].

[324] WSA Cuxhaven: *Mehrzweckschiff Neuwerk*, Wasser- und Schifffahrtsamt Cuxhaven, Cuxhaven, 19. Januar 2010.

[325] BMVi: *Offshore Windenergie - Sicherheitsrahmenkonzept (OWE-SRK)*, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin, April 2014.

[326] THB: *Gerüstet für Offshore-Einsätze*, Täglicher Hafenbericht, 07.08.2015. Verfügbar: http://www.thb.info. [Zugriff am 20.12.2015].

[327] Ostfriesischer Kurier: *Noch mehr Strom aus der Nordsee,* Ostfriesischer Kurier, 7.05.2010, S. 17.

[328] SVS: *All Specialised Vessels*, Specialised Vessel Services Ltd, 2015. Verfügbar: http://www.specialisedvesselservices.com. [Zugriff am 28.12.2015].

[329] R. Temmeyer: *Unterlage zur Planfeststellung: Baubeschreibung zur Kabelverlegung und zum Kabeleinzug -Seetrasse-*, SAG CeGIT, Gifhorn, 20.04.2012.

[330] BSH: *Standard: Baugrunderkundung für Offshore-Windenergieparks*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg; Rostock, 25. Februar 2008.

[331] BALTIC: *DSV Wind Express: Technical Data*, Baltic Taucherei- und Bergungsbetrieb Rostock GmbH, 06 2014. Verfügbar: http://www.msp-jv.com. [Zugriff am 29.12.2015].

[332] H. Buchholz: *Auszug aus dem Forschungsprojekt: Strategien und Szenarien zur Raumnutzung in den deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszonen in Nord und Ostsee*, in: Raumordnung auf dem Meer? Raumordnungsstrategien für ein stärker integriertes Management des Küstenraumes, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Hannover, 28.10.2002, S. 5-42.

[333] WSV: *Richtlinie für Gestaltung, Kennzeichnung und Betrieb von Windenergieanlagen im Verantwoortungsbereich der WSDen Nord und Nordwest zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs*, Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes: Wasser- und Schiffahrtsdirektion Nordwest; Wasser- und Schifffahrtsdirektion Nord; Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken, Aurich; Kiel; Koblenz, 20. Mai 2009.

[334] S. Fischer: *Crew Transfer Vessel - ein entscheidender Faktor für den Betrieb eines Offshore-Windparks*, in: Symposium "Offshore Wind Energy - Cross Border Solutions", MARIKO, Leer, 12. September 2012.

[335] BSH: *CONTIS-Informationssystem: Nordsee Offshore-Windparks Pilotprojekte*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 08.01.2016. Verfügbar: http://www.bsh.de. [Zugriff am 17.03.2016].

[336] BSH: *CONTIS-Informationssystem: Ostsee Offshore-Windparks Pilotgebiete*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 27.08.2015. Verfügbar: http://www.bsh.de. [Zugriff am 17.03.2016].

[337] D. Härtig: *Erster Windpark vor der deutschen Nordseeküste fertiggestellt*, hk Gebäudetechnik, 17.11.2009. Verfügbar: www.hk-gebaeudetechnik.ch. [Zugriff am 06.01.2016].

[338] BSH: *Seegangsstatistik der Messstationen in der Deutschen Bucht und der westlichen Ostsee im Jahr 2011*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 02.10.2012. Verfügbar: http://www.bsh.de. [Zugriff am 09.12.2015].

[339] BSH: *Station Arkona Becken*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2016. Verfügbar: http://www.bsh.de. [Zugriff am 07.07.2016].

[340] V. Barth, B. Canadillas, T. Neumann, A. Westerhellweg und B. Neddermann: *Abschätzung des Energieangebotes*, in Böttcher, J. (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte, Oldenbourg Verlag, München, 2013, S. 396-422.

[341] BSH: *FINO: Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 21.08.2013. Verfügbar: http://www.bsh.de. [Zugriff am 14.01.2016].

[342] M. Kompf: *Entfernungsberechnung,* 2015. Verfügbar: http://www.kompf.de. [Zugriff am 18.01.2016].

[343] P. Tavner: *Offshore Wind Turbines - Reliability, Availability and Maintenance*, 1st edition, Institution of Engineering and Technology, London; Glasgow; Birmingham, UK, 7 August 2012.

[344] R. Billinton and R. Allan: *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepty and Techniques*, 2nd edition, Plenum Press, New York; London, 1992.

[345] DoD: *Handbook Reliability Growth Management (MIL-HDBK-189)*, Department of Defense, Washington DC, USA, 13 February 1981.

[346] IEC: *IEC/TS 61400-26-1 Wind Turbines - Part 26-1: Time-based availability for wind tubine generating systems*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2011.

[347] C. C.J.: *Operational and reliability analysis of offshore wind farms*, European Wind Energy Conference, Copenhagen, Denmark, 2012 .

[348] Palfinger: *Broschüre: Marine Cranes*, Palfinger Marine- und Beteiligungs-GmbH, Köstendorf, Austria, 2012.

[349] L. Fingersh, M. Hand and A. Laxson: *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model*, Technical Report NREL/TP-500-40566, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado (USA), December 2006.

[350] DOTI: *Pressemitteilung: Austausch der M5000-Gondeln bei alpha ventus abgeschlossen*, Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG, 12. Oktober 2010. Verfügbar:www.offshore-stiftung.de. [Zugriff am 17.04.2015].

[351] IWES: *Wind Monitor: Verfügbarkeit*, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, 2016. Verfügbar:http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de. [Zugriff am 21.01.2016].

[352] S. Faulstich, B. Hahn and P. Tavner: *Wind turbine downtime and its importance for offshore deployment*, in: Wind Energy, Vol. 14, Nr. 3, 2011, pp. 327-337.

[353] B. Hahn: *Zuverlässigkeit von Windkraftanlagen: Auswertungen des Wissenschaftlichen Meß- und Evaluierungsprogramms (WMEP)*, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel, 1998.

[354] S. Eberlin und B. Hock: *Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit technischer Systeme: Eine Einführung in die Praxis*, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2014.

[355] Global Tech I: *Global Tech I, einer der größten deutschen Windparks, geht offiziell in Betrieb*, Global Tech I Offshore Wind GmbH, 2016. Verfügbar:http://www.globaltechone.de. [Zugriff am 05.02.2016].

[356] Bundesrat und Bundesregierung: *Verordnung über die Arbeitszeit bei Offshore-Tätigkeiten (Offshore-Arbeitszeitverordnung - Offshore-ArbZV)*, Drucksache 326/13, Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, Köln, 25. April 2013.

[357] O. Hütter: *Innovative access system: Wave compensating Platform on High Speed Catamarans- A new Approach from Baltec*, Offshore B2B-Meeting and Conference (OBMC) 2010, Husum, 9. November 2010.

[358] E. Muk-Pavic und H. Vargas: *O&M (operation & maintenance) access systems for 3rd generation windfarms*, in: Marine Renewable and Offshore Wind Energy - Papers, RINA, London, UK, 2010, pp. 171-174.

[359] S.-E. Martens: *Maritime Verkehrsträgerkonzepte für den Betrieb und die Wartung von Offshore-Windparks*, unveröffentlichte Diplomarbeit, Technische Universität Berlin: Fachgebiet Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme, Berlin, 23. November 2011.

[360] Mobimar: *Wind Farm Crew Transfer Vessel*, Mobimar Ltd., 2016. Verfügbar:http://www.mobimar.com. [Zugriff am 12.02.2016].

[361] Momac: *Momac Offshore Access Systems: MOTS 500 and MOTS G/GA/1000*, 01 11 2012. Verfügbar:http://www.momac-group.de. [Zugriff am 16.02.2016].

[362] Houlder: *TAS steps up to turbine access challenge,* Houlder Ltd., 30 June 2014. Verfügbar:http://www.houlderltd.com. [Zugriff am 12.02.2016].

[363] GL: *Guideline for Personnel Transfers by Means of Lifting Appliances*, Germanischer Lloyd SE, Hamburg, 1 November 2011.

[364] Osbit Power: *MaXccess: Walk to Work Offshore Access Systems*, Osbit Power Ltd., 2015. Verfügbar:http://www.osbitpower.com. [Zugriff am 12.02.2016].

[365] Barge Master: *BM-Gangway*, Barge Master BV, 2016. Verfügbar:http://www.barge-master.com. [Zugriff am 19.02.2016].

[366] Barge Master: *BM-MCH*, Barge Master BV, 2016. Verfügbar:http://www.barge-master.com. [Zugriff am 19.02.2016].

[367] TED: *Gestellung Personenbeförderungsfahrzeug (Crew Transfer Vessel) für den Betrieb des Offshore-Windparks Riffgat*, Tenders Electronic Daily (TED): Supplement zum Amtsblatt der Europäischen Union, 27.06.2014. Verfügbar:http://ted.europa.eu. [Zugriff am 19 02 2016].

[368] Barge Master: *BM-T700*, Barge Master, 2016. Verfügbar:http://www.barge-master.com. [Zugriff am 19.02.2016].

[369] T. Coghlin, A. Baker, J. Kenny und J. Kimball: *Time Charters*, 6th edition, Informa Law, Abingdon, UK, 2008.

[370] Rosenberg Overby, L.: *Key Aspects of the New Windtime Form*, in: Soyer, B.; Tettenborn, A. (eds.): Offshore Contracts and Liabilities, Informa Law, Abingdon; UK, 2015, S. 11-28.

[371] M. Reith: *Ein Life Cycle Costing Modell für den Systemvergleich zwischen Monohull, Katamaran, SWATH und SWASH*, unveröffentlichte Diplomarbeit, Fachgebiet Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme, TU Berlin, Berlin, 2012.

[372] B. Holst: *Gundlagen der Schifffahrt*, in: Winter, H.; Henning, C.; Gerhard, M. (Hrsg.): Grundlagen der Schiffsfinanzierung, Bd. 1, Frankfurt School Verlag, Frankfurt, 2008, S. 49-141.

[373] Y. Dalgic, I. Lazakis und O. Turan: *Vessel charter rate estimation for offshore wind O&M activities*, 15th International Congress of the International Maritime Association of the Mediterranean IMAM 2013, A Courna, Spain, 24 September 2014.

[374] BIMCO: *SUPPLYTIME 2005: Time Charter Party for Offshore Service Vessels*, The Baltic and International Maritime Council, Copenhagen, Denmark, 2005.

[375] BIMCO: *WINDTIME: Standard Offshore Wind Farm Personnel Transfer and Support Vessel Charter Party*, The Baltic and International Maitime Council, Copenhagen, Denmark, 2013.

[376] IMO: *International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL)*, International Maritime Organization, London, UK, 19 May 2005.

[377] EU: *Richtlinie 2012/33/EU des Europäischen Parlaments und des Rates*, Europäische Union, Straßburg, Luxemburg, 2012.

[378] MABUX: *Bunker prices OFC history*, MABUX: Marine Bunker Exchange, 2016. Verfügbar:http://www.mabux.com. [Zugriff am 26.02.2016].

[379] OANDA: *Währungsrechner*, OANDA Corporation, 2016. Verfügbar:http://www.oanda.com. [Zugriff am 13 05 2016].

[380] W. Kemmetmüller und S. Bogensberger: *Handbuch der Kostenrechnung: Das Grundlagenwerk zu Kostenrechnung und Kostenmanagement*, 8. aktual. und erw. Aufl., Service Fachverlag, Wien, 2004.

[381] H. Witthöft: *Container: Eine kleine Kiste macht Revolution*, Koehlers Verlagsgesellschaft, Hamburg, 2000.

[382] W.-C. Hildebrand: *Management von Transportnetzwerken im containerisierten Seehafenhinterlandverkehr: Ein Gestaltungsmodell zu Effizienzsteigerung von Transportprozessen in der Verkehrslogistik*, Universitätsverlag der Technischen Universität Berlin, Berlin, 2008.

[383] S. Phillips, I. Shin und C. Armstrong: *Crew Transfer Vessel Performance Evaluation*, Design & Operation of Wind Farm Support Vessels; The Royal Institution of Naval Architects (RINA), London, UK, 28-29 January 2015.

[384] ArbZG: *Arbeitszeitgesetz (ArbZG)*, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz; juris GmbH, Berlin, 06.06.1994.

[385] SeeArbG: *Seearbeitsgesetz (SeeArbG)*, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz; juris GmbH, Berlin, 20.04.2013.

[386] W. Neus: *Einführung in die Betriebswirtschaftslehre*. 7. Aufl., Mohr Siebeck, Tübingen, 2011.

[387] H. Müller-Mehrbach: *Einführung in die Betriebswirtschaftslehre*, 2. Aufl., Vahlen, München, 1976.

[388] A2SEA: *Welcome Sea Installer*, 19.02.2013. Verfügbar:http://www.a2sea.com. [Zugriff am 22 04 2016].

[389] BSH: *Zeichnung Nordseeboje II/ Zeichnung Nordseeboje III*, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2016. Verfügbar:http://www.bsh.de. [Zugriff am 22 04 2016].

[390] D. Klug: *Crew Transfer Vessel im Offshore-Einsatz*, in: HANSA International Maritime Journal - Sonderteil Wind & Maritim, 2013, S. 14-16.

[391] GL Garrad Hassan: *Verteilung der Service- und Wartungskosten für einen 750 MW Offshore-Windpark mit verschiedenen Zugangsstrategien*, in: BWE (Hrsg.): BWE Marktübersicht spezial: Offshore Service & Wartung, 1. Ausg., Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, September 2010, S. 17.

[392] U. Winkelmann: *Die Welt der großen Zahlen: Die Finanzierung von Offshore-Projekten aus Bankensicht*, in BWE (Hrsg.): BWE Marktübersicht spezial: Finanzierung Onshore & Offshore, 1. Aufl., Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, September 2012, S. 84-87.

[393] V. Quasching: *Understanding Renewable Energy Systems*, Earthscan, London, Sterling, 2005.

[394] V. Quasching: *Regenerative Energiesysteme: Technologie-Berechnung-Simulation*, 9. akt. und erw. Aufl., Carl Hanser Verlag, München, 2015.

[395] L. Jarass, G. Obermair und W. Voigt: *Windenergie: Zuverlässige Integration in die Energieversorgung*,Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2009.

[396] S.-E. Gryning, R. Floors, A. Pena, E. Batchvarova and B. Brümmer: *Weibull Wind-Speed Distribution Parameters Derived from a Combination of Wind-Lidar and Tall-Mast Measurements Over Land, Coastal and Marine Sites*, in: Boundary-Layer Meteorol, Vol. 159, 2016, S. 329-348.

[397] J. Wieringa: *Representatives of Wind Observations at Airports*, in: Bulletin of the American Meteorological Seciety, Vol. 61, No. 9, September 1980, pp. 962-971.

[398] A. Davenport: *Rationale for determining design wind velocities*, ASCE Journal of the Structural Division, Vol. 86, No. 5, 01 October 1960, pp. 39-68.

[399] J.-P. Molly: *Windenergie. Theorie - Anwendung - Messung*, C.F. Müller, Karlsruhe, 1990.

[400] S. Müller und J. Schwabe: *Meteorological measurements at the Offshore Platform FINO 2*, FINO 2011 Conference, Hamburg, 11 May 2011.

[401] S. Wied-Nebbeling und H. Schott: *Grundlagen der Mikroökonomik*, dritte verb. Aufl., Springer, Berlin; Heidelberg; New York, 2005.

[402] OPEC: *World Oil Outlook*, Organization of the Petroleum Exporting Countries, Vienna, Austria, October 2015.

[403] IEA: *Oil Medium-Term Market Report 2015: Market Analysis and Forecasts to 2020*, International Energy Agency, Paris, France, 2015.

[404] J. Schindler und W. Zittel: *Zukunft der weltweiten Erdölversorgung*, Energy Watch Group, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, Mai 2008.

[405] GL: *Annual Report 2008*, Germanischer Lloyd, Hamburg, 2009.

[406] MAN Diesel & Turbo: *Costs and Benefits of Alternative Fuels for an LR1 Product Tanker*, Dieselfacts, Nr. 01, S. 6-7, 2016.

[407] D. Freiheit: *Helikoptereinsätze im täglichen Offshore-Windparkbetrieb - technologische und ökonomische Aspekte,* unveröffentlichte Bachelorarbeit, Technische Universität Berlin, Fachgebiet Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme, Berlin, 11.03.2014.

[408] USDA; U.S. FS: *Helicopter Services: Hourly Flight Rates, Fuel Consumption and Weight Reduction Chart Effective for Contracts Awarded 2011-2013*, United States Department of Agriculture; U.S. Forest Service, 16 May 2016. Verfügbar:http://www.fs.fed.us. [Zugriff am 24.05.2016].

[409] IATA: *Fuel Price Analysis*, International Air Transport Association (IATA), 13 May 2016. Verfügbar:http://www.iata.org. [Zugriff am 24.05.2016].

[410] Helialert: *Rahmen-Kostensätze (Höchstsätze) für Einsätze von Helialert*, Deutscher Hubschrauber Verband e.V., Januar 2012. Verfügbar:http://www.helialert.de. [Zugriff am 30.05.2016].

[411] Statistisches Bundesamt: *Erzeugerpreise für Dienstleistungen*, *Erzeugerpreisindizes für Güterverkehrsdienstleistungen,* Wiesbaden, 2016. Verfügbar: https://www.destatis.de. [Zugriff am 24.11.2016].

[412] K. Gaedke, M. Nöstlthaller-Kropf, G. Pinter, C. M. Rhomberg und A. Weigl: *Praxishandbuch: Innovative Finanzierung & Investitionen im Klein- & Mittelbetrieb*, dbv-Druck-, Beratungs- und Verlagsgesellschaft mbH, Graz, Österreich, Januar 2012.

[413] VDR: *Industry Guidance on Compliance with the Sulphor ECA Reguirements: Assistance to ship owners, operators and crew*, Verband Deutscher Reeder e.V., Hamburg, 21 October 2014.

[414] IMO/MEPC: *Resolution MEPC.245(66): 2014 Guidelines on the method of calculation of the attained energy efficiency design index (EEDI) for new ships*, International Maritime Organization/The Marine Environment Protection Committee, London, UK, 4 April 2014.

Anhang

A 1. Deutsche Nordsee-Windparkprojekte (ohne derzeitig in Planung befindliche).....264

A 2. Deutsche Ostsee-Windparkprojekte (ohne derzeitig in Planung befindliche).....265

B. Auswertungsergebnisse zur ermittelten signifikanten Wellenhöhe.....266

C. Exemplarische jährliche und tägliche Einsatzkostenkalkulation für eine Wohnplattform (vgl. Kapitel 5.5.6).....268

D. Tabellarischer Wertevergleich zur CTV-Einsatzabgrenzung beim landbasierten Service- und Versorgungskonzept „Shore 1“ (vgl. Kapitel 6.2.1).....268

E 1. Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den Reparaturschiffeinsatz (vgl. Kapitel 7.1.1.1).....269

E 2. Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den CTV-Einsatz zur Reparaturschiffversorgung (vgl. Kapitel 7.1.1.1).....269

E 3. Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den CTV-Einsatz bei „Shore 1“ (vgl. Kapitel 7.1.1.2).....272

E 4. Erläuterungen zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den CTV-Einsatz bei „Shore 2“ (vgl. Kapitel 7.1.1.2).....274

E 5. Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den Offshore-Versorgungsschiffeinsatz bei den seebasierten Service- und Versorgungskonzepten (vgl. Kapitel 7.1.1.3).....275

E 6. Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den Wohnschiffeinsatz (vgl. Kapitel 7.1.1.3).....275

F. Algorithmus zur Berechnung der konzeptspezifischen jährlichen Einsatz- und Versorgungskosten der Service- und Versorgungskonzepte (vgl. Kapitel 7.1.2).....277

G. Tabellarische Werteermittlung zur Sensitivitätsanalyse der Einsatz- und Versorgungskosten hinsichtlich Änderungen unsicherer Inputfaktoren.....279

H. Exemplarische Lebenszykluskostenanalyse für das Szenario 1 bei unveränderten Inputfaktorwertern und einer geringfügigen Bunkerpreissteigerung.....281

I. Barwerte der kumulierten diskontierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten (BW_{EVK} (n=20 Jahre, i=7,19 %)) bei min. oder max. Inputfaktor-änderungen und unterschiedlichen Bunkerpreisszenarien (vgl. Kapitel 7.3).....282

A 1. Deutsche Nordsee-Windparkprojekte (ohne derzeitig in Planung befindliche)

Projektnamen (in Betrieb befindlicher deutscher Nordsee-Windparks)	Anzahl OWEA	Gesamt-leistung [MW]	Projektstatus	Geographische Koordinaten in Dezimalgrad	
				Latitude [°]	Longitude [°]
Amrumbank West	80	288	in Betrieb	54,537	7,638
BARD Offshore 1	80	400	in Betrieb	54,423	6,019
Borkum Riffgat	30	108	in Betrieb	53,677	6,436
Borkum Riffgrund I	78	312	in Betrieb	53,994	6,491
Borkum West – Alpha Ventus	12	60	In Betrieb	54,000	6,573
ENOVA Ems Emden	1	4,5	in Betrieb	53,332	7,211
Trianel Windpark Borkum - Phase 1	40	200	in Betrieb	54,000	6,407
Butendiek	80	288	in Betrieb	54,967	7,800
Dan Tysk	80	288	in Betrieb	55,228	7,166
Globaltech I	80	400	in Betrieb	54,454	6,389
Meerwind Süd/Ost	80	288	in Betrieb	54,400	7,648
Nordsee Ost	48	295,2	in Betrieb	54,471	7,641
Gesamt (in Betrieb, Stand Juni 2016):	**689**	**2931,7**	**in Betrieb**		

(Stand: 04.07.2016; Quelle: Eigene Darstellung veröffentlichter Daten von *4C Offshore* [121] in Anlehnung an *BSH* [6])

Projektnamen (im Bau befindlicher deutscher Nordsee-Windparks)	Anzahl OWEA	Gesamt-leistung [MW]	Projektstatus	Geographische Koordinaten in Dezimalgrad	
				Latitude [°]	Longitude [°]
Borkum Riffgrund II	97	349	im Bau	53,991	6,419
Gode Wind I	77	231	im Bau	54,052	6,942
Gode Wind II	42	252	im Bau	54,052	6,942
Innogy Nordsee 1 - Phase 1	54	332,1	im Bau	53,979	6,814
Nordergründe	25	125	im Bau	53,847	8,165
Sandbank	80	288	im Bau	55,280	6,800
Veja Mate	80	400	im Bau	54,275	5,910
Gesamt (im Bau, Stand Juni 2016):	**455**	**1977,1**	**im Bau**		

(Stand: 04.07.2016; Quelle: Eigene Darstellung veröffentlichter Daten von *4C Offshore* [121] in Anlehnung an *BSH* [6])

Projektnamen (bereits genehmigter deutscher Nordsee-Windparks)	Anzahl OWEA	Gesamt-leistung [MW]	Projektstatus	Geographische Koordinaten in Dezimalgrad	
				Latitude [°]	Longitude [°]
Albatros	79	395	Genehmigt	54,511	6,273
Borkum Riffgrund West I	80	400	Genehmigt	54,069	6,071
Trianel Windpark Borkum - Phase 2	25 -34	200	Genehmigt	54,050	6,466
Delta Nordsee 1 und 2	80	400	Genehmigt	54,069	6,748
Deutsche Bucht	42	210	Genehmigt	54,287	5,781
He Dreiht	80	400	Genehmigt	54,437	6,133
Hohe See	80	400	Genehmigt	54,460	6,259
Gode Wind IV	42	252	Genehmigt	54,043	7,076
Innogy Nordsee 1 - Phase 2	48	295,2	Genehmigt	54,032	6,842
Innogy Nordsee 1 - Phase 3	60	369	Genehmigt	54,068	6,894
Kaikas	83	415	Genehmigt	54,604	6,172
Merkur Offshore	80	400	Genehmigt	54,000	6,501
Nördlicher Grund	64	320	Genehmigt	55,101	6,863
OWP West	80	400	Genehmigt	54,078	6,179
Sandbank 2	24	96	Genehmigt	55,178	6,877
Gesamt (genehmigt, Stand Juni 2016):	**922**	**4952,2**	**Genehmigt**		

(Stand: 04.07.2016; Quelle: Eigene Darstellung veröffentlichter Daten von *4C Offshore* [121] in Anlehnung an *BSH* [6])

Projektnamen (von im Verfahren befindlicher deutscher Nordsee-Windparks)	Anzahl OWEA	Gesamt-leistung [MW]	Projektstatus	Geographische Koordinaten in Dezimalgrad	
				Latitude [°]	Longitude [°]
Albatros - Phase 2	50	283,2	Im Verfahren	54,515	6,279
Atlantis I	80	640	Im Verfahren	54,268	5,947
Austerngrund	80	400	Im Verfahren	54,395	5,781
Bight Power I	80	400	Im Verfahren	54,269	6,169
Bight Power II	80	400	Im Verfahren	54,274	6,286
Borkum Riffgrund West II	43	265	Im Verfahren	54,057	6,148
He Dreiht II	39	195	Im Verfahren	54,322	6,207
Globaltech II	79	553	Im Verfahren	54,284	6,199
Gode Wind III	15	90	Im Verfahren	54,052	6,942
Kaskasi II	34	280	Im Verfahren	54,489	7,695
Horizont I	51	306	Im Verfahren	54,873	6,227
Horizont II	75	450	Im Verfahren	54,872	6,333
Horizont III	74	444	Im Verfahren	54,808	6,368
HTOD 1	81	486	Im Verfahren	54,069	6,748
HTOD 2	85	510	Im Verfahren	55,192	5,199
HTOD 3	84	504	Im Verfahren	55,146	5,290
HTOD 4	95	570	Im Verfahren	55,147	5,101
HTOD 5	68	476	Im Verfahren	55,041	5,429
H2-20	80	400	Im Verfahren	55,796	3,849
Jules Verne	80	480	Im Verfahren	54,985	5,587
Nautilus I	80	480	Im Verfahren	55,015	5,483
Nordpassage	80	400	Im Verfahren	55,181	7,126
Sandbank Extension	40	240	Im Verfahren	55,202	6,855
Sea Storm II	58	406	Im Verfahren	54,548	6,034
Sea Wind I	26	182	Im Verfahren	54,494	6,407
Sea Wind III	68	399	Im Verfahren	54,612	6,071
Sea Wind IV	78	546	Im Verfahren	54,664	6,011
Skua	80	400	Im Verfahren	54,451	6,580
Strom-Nord	45	270	Im Verfahren	54,874	13,852
Gesamt (im Verfahren, Stand Juni 2016):	**1908**	**11455,2**	**Im Verfahren**		

(Stand: 04.07.2016; Quelle: Eigene Darstellung veröffentlichter Daten von *4C Offshore* [121] in Anlehnung an *BSH* [6])

A 2. Deutsche Ostsee-Windparkprojekte (ohne derzeitig in Planung befindliche)

Projektnamen (deutscher Ostsee-Windparks)	Anzahl OWEA	Gesamt-leistung [MW]	Projektstatus	Geographische Koordinaten in Dezimalgrad	
				Latitude [°]	Longitude [°]
Baltic 1	21	48,3	In Betrieb	54,609	12,651
Baltic 2	80	288	in Betrieb	55,007	13,153
Breitling	1	2,5	in Betrieb	54,161	12,131
Arkona	80	480	im Bau	54,795	14,061
Wikinger	80	400	im Bau	55,012	14,129
Arkadis Ost 1	58	348	Genehmigt	54,823	13,643
Adlergrund 500	20	72	Im Verfahren	54,818	14,095
Adlergrund GAP	31	155	Im Verfahren	54,822	14,129
Adlergrund Nordkap	31	155	Im Verfahren	54,849	14,062
Baltic Eagle	83	415	Im Verfahren	54,827	13,866
Baltic Power	80	500	Im Verfahren	54,967	13,221
Beta Baltic	50	150	Im Verfahren	54,277	11,403
Ostseeperle	35	245	Im Verfahren	54,783	13,869
Ostseeschatz	45	225	Im Verfahren	54,879	13,850
Wikinger Nord	8	40	Im Verfahren	54,856	14,045
Windanker	42	252	Im Verfahren	54,884	14,032
Gesamt (in Betrieb, Stand Juni 2016):	**102**	**338,8**	**in Betrieb**		
Gesamt (im Bau, Stand Juni 2016):	**160**	**880**	**im Bau**		
Gesamt (genehmigt, Stand Juni 2016):	**58**	**348**	**Genehmigt**		
Gesamt (im Verfahren, Stand Juni 2016):	**425**	**2209**	**Im Verfahren**		

(Stand: 04.07.2016; Quelle: Eigene Darstellung veröffentlichter Daten von *4C Offshore* [121] in Anlehnung an *BSH* [6])

B. Auswertungsergebnisse zur ermittelten signifikanten Wellenhöhe

Messstation Arkona	Geogr. Lage: Latidude: 54° 53´N Longitude: 13°52´E											
	rel. Häufigkeiten [%] der signifikanten Wellenhöhe H_S [m] in den jeweiligen Bezugsjahren											
Jahr	$H_S < 1{,}5$ m			$1{,}5\ m \leq H_S < 2{,}0$ m			$2{,}0\ m \leq H_S < 2{,}5$ m			$H_S \geq 2{,}5$ m		
	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter
2006	**89,0%**	59,6%	29,4%	**6,7%**	1,9%	4,8%	**2,8%**	0,6%	2,2%	**1,5%**	0,4%	1,1%
2007	**80,3%**	53,7%	26,6%	**12,0%**	5,3%	6,7%	**4,9%**	1,6%	3,3%	**2,8%**	1,2%	1,6%
2008	**77,3%**	38,1%	39,2%	**12,2%**	3,6%	8,6%	**5,9%**	0,7%	5,2%	**4,6%**	0,1%	4,5%
2009	**82,8%**	45,6%	37,2%	**11,2%**	5,1%	6,1%	**3,3%**	0,7%	2,6%	**2,7%**	0,3%	2,4%
2010	**81,8%**	51,0%	30,8%	**8,4%**	1,2%	7,2%	**4,8%**	0,6%	4,2%	**5,0%**	0,3%	4,7%
2011	**88,1%**	55,7%	32,4%	**7,9%**	3,4%	4,5%	**2,3%**	0,9%	1,4%	**1,7%**	0,3%	1,4%
2012	**94,1%**	70,9%	23,2%	**4,3%**	1,2%	3,1%	**1,0%**	0,5%	0,5%	**0,6%**	0,0%	0,6%
2013	**81,3%**	48,1%	33,2%	**10,9%**	2,7%	8,2%	**5,0%**	0,8%	4,2%	**2,8%**	0,1%	2,7%
Arithmetisches Mittel	**84,3%**	52,8%	31,5%	**9,2%**	3,1%	6,2%	**3,8%**	0,8%	3,0%	**2,7%**	0,3%	2,4%
Standard-abweichung	**5,5%**	9,8%	5,3%	**2,8%**	1,6%	1,9%	**1,7%**	0,3%	1,6%	**1,5%**	0,4%	1,5%
Standard-fehler (+/-)	**2,0%**	3,5%	1,9%	**1,0%**	0,6%	0,7%	**0,6%**	0,1%	0,6%	**0,5%**	0,1%	0,5%

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Beobachtungsdaten des *BSH*)

Messstation Fino 1	Geogr. Lage: Latidude: 54°N Longitude: 6°35´E											
	rel. Häufigkeiten [%] der signifikanten Wellenhöhe H_S [m] in den jeweiligen Bezugsjahren											
Jahr	$H_S < 1{,}5$ m			$1{,}5\ m \leq H_S < 2{,}0$ m			$2{,}0\ m \leq H_S < 2{,}5$ m			$H_S \geq 2{,}5$ m		
	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter
2006	**60,0%**	32,9%	27,1%	**15,0%**	5,1%	9,9%	**9,9%**	3,0%	6,9%	**15,1%**	2,3%	12,8%
2007	**55,7%**	40,3%	15,4%	**16,3%**	11,4%	4,9%	**11,1%**	6,5%	4,6%	**16,9%**	5,4%	11,5%
2008	**58,5%**	39,8%	18,7%	**17,0%**	6,3%	10,7%	**11,4%**	2,9%	8,5%	**13,1%**	1,5%	11,6%
2009	**69,0%**	40,7%	28,3%	**13,5%**	4,8%	8,7%	**8,1%**	2,2%	5,9%	**9,4%**	6,9%	2,5%
2010	**63,8%**	40,4%	23,4%	**14,7%**	6,9%	7,8%	**8,8%**	4,4%	4,4%	**12,7%**	4,1%	8,6%
2011	**61,1%**	35,3%	25,8%	**14,9%**	6,7%	8,2%	**10,0%**	4,0%	6,0%	**14,0%**	12,8%	1,2%
2012	**54,6%**	36,0%	18,6%	**23,1%**	11,3%	11,8%	**12,1%**	5,6%	6,5%	**10,2%**	3,2%	7,0%
2013	**61,8%**	40,4%	21,4%	**17,7%**	8,4%	9,3%	**10,0%**	3,0%	7,0%	**10,5%**	1,3%	9,2%
Arithmetisches Mittel	**60,6%**	38,2%	22,3%	**16,5%**	7,6%	8,9%	**10,2%**	4,0%	6,2%	**12,7%**	4,7%	8,1%
Standard-abweichung	**4,6%**	3,0%	4,6%	**3,0%**	2,6%	2,1%	**1,3%**	1,5%	1,3%	**2,6%**	3,8%	4,3%
Standard-fehler (+/-)	**1,6%**	1,1%	1,6%	**1,1%**	0,9%	0,7%	**0,5%**	0,5%	0,5%	**0,9%**	1,3%	1,5%

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Beobachtungsdaten des *BSH*)

Messstation NSB 2/3	Geogr. Lagen: NSB 2: Latidude: 55°N Longitude: 6°20´E NSB 3: Latidude: 54°41´N Longitude: 6°46´E											
	rel. Häufigkeiten [%] der signifikanten Wellenhöhe H_S [m] in den jeweiligen Bezugsjahren											
Jahr	$H_S < 1{,}5$ m			$1{,}5\ m \leq H_S < 2{,}0$ m			$2{,}0\ m \leq H_S < 2{,}5$ m			$H_S \geq 2{,}5$ m		
	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter
2006	**56,4%**	38,9%	17,5%	**16,3%**	7,7%	8,6%	**8,9%**	3,8%	5,1%	**18,4%**	3,5%	14,9%
2007	**43,3%**	19,9%	23,4%	**16,3%**	4,3%	12,0%	**11,1%**	1,5%	9,6%	**29,3%**	1,5%	27,8%
2008	**55,7%**	41,9%	13,8%	**15,1%**	8,2%	6,9%	**9,6%**	3,5%	6,1%	**19,6%**	3,3%	16,3%
2009	**54,3%**	37,9%	16,4%	**18,8%**	0,1%	18,7%	**11,1%**	5,1%	6,0%	**15,8%**	6,1%	9,7%
2010	**56,2%**	27,0%	29,2%	**21,7%**	7,6%	14,1%	**12,1%**	3,2%	8,9%	**10,0%**	1,0%	9,0%
2011	**43,7%**	26,7%	17,0%	**14,4%**	7,0%	7,4%	**8,9%**	3,5%	5,4%	**33,0%**	14,3%	18,7%
2012	**47,3%**	10,8%	36,5%	**18,4%**	3,1%	15,3%	**11,0%**	2,5%	8,5%	**23,3%**	1,2%	22,1%
Arithmetisches Mittel	**51,0%**	29,0%	22,0%	**17,3%**	5,4%	11,9%	**10,4%**	3,3%	7,1%	**21,3%**	4,4%	16,9%
Standard-abweichung	**6,0%**	11,3%	8,2%	**2,5%**	3,0%	4,4%	**1,2%**	1,1%	1,9%	**7,9%**	4,7%	6,7%
Standard-fehler (+/-)	**2,3%**	4,3%	3,1%	**1,0%**	1,1%	1,7%	**0,5%**	0,4%	0,7%	**3,0%**	1,8%	2,5%

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Beobachtungsdaten des *BSH*)

Messstation Außenelbe	Geogr. Lage: Latidude: 54°N Longitude: 8°07´E											
	rel. Häufigkeiten [%] der signifikanten Wellenhöhe H_S [m] in den jeweiligen Bezugsjahren											
Jahr	$H_S < 1,5$ m			1,5 m ≤ $H_S < 2,0$ m			2,0 m ≤ $H_S < 2,5$ m			$H_S \geq 2,5$ m		
	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter
2006	**78,2%**	50,6%	27,6%	**11,2%**	4,8%	6,4%	**6,2%**	1,9%	4,3%	**4,4%**	1,1%	3,3%
2007	**71,9%**	41,3%	30,6%	**14,6%**	7,4%	7,2%	**7,3%**	3,4%	3,9%	**6,2%**	1,9%	4,3%
2008	**74,1%**	45,8%	28,3%	**14,0%**	4,8%	9,2%	**5,6%**	1,3%	4,3%	**6,3%**	0,6%	5,7%
2009	**80,7%**	40,7%	40,0%	**10,9%**	5,0%	5,9%	**5,5%**	2,5%	3,0%	**2,9%**	1,1%	1,8%
2010	**81,6%**	41,9%	39,7%	**10,5%**	4,1%	6,4%	**4,5%**	1,5%	3,0%	**3,4%**	1,3%	2,1%
2011	**75,2%**	38,7%	36,5%	**11,4%**	4,8%	6,6%	**6,6%**	2,1%	4,5%	**6,8%**	2,2%	4,6%
2012	**76,9%**	41,5%	35,4%	**12,8%**	6,1%	6,7%	**5,7%**	1,8%	3,9%	**4,6%**	0,9%	3,7%
2013	**79,0%**	40,7%	38,3%	**12,7%**	3,7%	9,0%	**4,8%**	1,2%	3,6%	**3,5%**	0,5%	3,0%
Arithmetisches Mittel	**77,2%**	42,7%	34,6%	**12,3%**	5,1%	7,2%	**5,8%**	2,0%	3,8%	**4,8%**	1,2%	3,6%
Standard-abweichung	**3,3%**	3,8%	5,0%	**1,5%**	1,2%	1,2%	**0,9%**	0,7%	0,6%	**1,5%**	0,6%	1,3%
Standard-fehler (+/-)	**1,2%**	1,3%	1,8%	**0,5%**	0,4%	0,4%	**0,3%**	0,3%	0,2%	**0,5%**	0,2%	0,5%

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Beobachtungsdaten des *BSH*)

Messstation Helgoland	Geogr. Lage: Latidude: 54°10´N Longitude: 7°53´E											
	rel. Häufigkeiten [%] der signifikanten Wellenhöhe H_S [m] in den jeweiligen Bezugsjahren											
Jahr	$H_S < 1,5$ m			1,5 m ≤ $H_S < 2,0$ m			2,0 m ≤ $H_S < 2,5$ m			$H_S \geq 2,5$ m		
	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter
2006	**76,8%**	49,5%	27,3%	**11,8%**	5,1%	6,7%	**6,0%**	1,9%	4,1%	**5,4%**	0,9%	4,5%
2007	**67,9%**	41,2%	26,7%	**14,2%**	6,8%	7,4%	**8,8%**	3,0%	5,8%	**9,1%**	1,6%	7,5%
2008	**78,5%**	68,2%	10,3%	**11,2%**	8,4%	2,8%	**5,6%**	4,0%	1,6%	**4,7%**	1,7%	3,0%
2009	**76,2%**	43,9%	32,3%	**12,7%**	6,0%	6,7%	**6,4%**	2,4%	4,0%	**4,7%**	1,6%	3,1%
2010	**81,5%**	54,0%	27,5%	**9,0%**	4,5%	4,5%	**5,2%**	1,9%	3,3%	**4,3%**	1,5%	2,8%
2011	**72,4%**	37,4%	35,0%	**11,3%**	4,8%	6,5%	**7,1%**	2,0%	5,1%	**9,2%**	2,5%	6,7%
2012	**71,9%**	39,6%	32,3%	**15,4%**	7,2%	8,2%	**7,6%**	2,4%	5,2%	**5,1%**	1,0%	4,1%
2013	**77,2%**	57,0%	20,2%	**12,4%**	4,5%	7,9%	**5,5%**	1,0%	4,5%	**4,9%**	0,2%	4,7%
Arithmetisches Mittel	**75,3%**	48,9%	26,5%	**12,3%**	5,9%	6,3%	**6,5%**	2,3%	4,2%	**5,9%**	1,4%	4,6%
Standard-abweichung	**4,3%**	10,5%	8,0%	**2,0%**	1,4%	1,8%	**1,2%**	0,9%	1,3%	**2,0%**	0,7%	1,7%
Standard-fehler (+/-)	**1,5%**	3,7%	2,8%	**0,7%**	0,5%	0,6%	**0,4%**	0,3%	0,5%	**0,7%**	0,2%	0,6%

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Beobachtungsdaten des *BSH*)

Messstation Sylt	Geogr. Lage: Latidude: 54°55´N Longitude: 8°14´E											
	rel. Häufigkeiten [%] der signifikanten Wellenhöhe H_S [m] in den jeweiligen Bezugsjahren											
Jahr	$H_S < 1,5$ m			1,5 m ≤ $H_S < 2,0$ m			2,0 m ≤ $H_S < 2,5$ m			$H_S \geq 2,5$ m		
	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter	Gesamt	davon im Sommer	davon im Winter
2006	**74,0%**	48,7%	25,3%	**13,3%**	5,3%	8,0%	**6,7%**	1,9%	4,8%	**6,0%**	0,5%	5,5%
2007	**71,6%**	37,2%	34,4%	**13,8%**	6,9%	6,9%	**7,7%**	2,4%	5,3%	**6,9%**	0,9%	6,0%
2008	**75,5%**	49,5%	26,0%	**12,3%**	4,3%	8,0%	**6,3%**	1,3%	5,0%	**5,9%**	0,1%	5,8%
2009	**82,5%**	41,8%	40,7%	**11,1%**	5,8%	5,3%	**4,0%**	1,7%	2,3%	**2,4%**	0,5%	1,9%
2010	**89,8%**	50,2%	39,6%	**6,4%**	4,0%	2,4%	**2,6%**	1,8%	0,8%	**1,2%**	0,9%	0,3%
2011	**79,5%**	41,4%	38,1%	**10,4%**	5,1%	5,3%	**5,7%**	2,6%	3,1%	**4,4%**	1,6%	2,8%
2012	**78,7%**	19,1%	59,6%	**12,7%**	1,3%	11,4%	**5,5%**	0,8%	4,7%	**3,1%**	0,1%	3,0%
2013	**77,4%**	48,2%	29,2%	**11,5%**	2,3%	9,2%	**6,6%**	1,1%	5,5%	**4,5%**	0,2%	4,3%
Arithmetisches Mittel	**78,6%**	42,0%	36,6%	**11,4%**	4,4%	7,1%	**5,6%**	1,7%	3,9%	**4,3%**	0,6%	3,7%
Standard-abweichung	**5,6%**	10,4%	11,1%	**2,3%**	1,8%	2,8%	**1,6%**	0,6%	1,7%	**2,0%**	0,5%	2,0%
Standard-fehler (+/-)	**2,0%**	3,7%	3,9%	**0,8%**	0,7%	1,0%	**0,6%**	0,2%	0,6%	**0,7%**	0,2%	0,7%

(Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung von Beobachtungsdaten des *BSH*)

C. Exemplarische jährliche und tägliche Einsatzkostenkalkulation für eine Wohnplattform (vgl. Kapitel 5.5.6)

Nutzungs-dauer	Buchwert	Abschrei-bungen	Kapitalkosten (WACC=7,19%)	Catering und Unterbringung	Instand-haltung	Einsatzkosten pro Jahr	Einsatzkosten pro Tag
Jahr 0	65.000.000 €						
Jahr 1	61.750.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 2	58.500.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 3	55.250.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 4	52.000.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 5	48.750.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 6	45.500.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 7	42.250.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 8	39.000.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 9	35.750.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 10	32.500.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 11	29.250.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 12	26.000.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 13	22.750.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 14	19.500.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 15	16.250.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 16	13.000.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 17	9.750.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 18	6.500.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 19	3.250.000 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €
Jahr 20	1 €	3.250.000 €	4.673.500 €	2.737.500 €	2.132.200 €	12.793.200 €	35.050 €

D. Tabellarischer Wertevergleich zur CTV-Einsatzabgrenzung beim landbasierten Service- und Versorgungskonzept „Shore 1“ (vgl. Kapitel 6.2.1)

CTV-Einsatzabgrenzung bei „Shore 1“ an einem Beispielwindpark (vgl. Kapitel 6.2.1)

Vorgang (pro Tag) aus Sicht eines Servicetechnikers	Vorgangsdauern [h] bei einem 12 Pax CTV (mit vier Serviceteams)	Vorgangsdauern [h] bei einem 24 Pax CTV (mit acht Serviceteams)
Transit vom Hafen zum Windpark	2 h	
Personenüberstiegs-, Materialtransfer- und Innerparktransportvorgänge	2 h	4 h
Soll-Nettoarbeitszeit an der OWEA [198]	8 h	
Transit vom Windpark in den Hafen	2 h	
Sich ergebende Ist-Bruttoarbeitszeit	14 h	16 h
Gesatzlich vorgeschriebene maximale Bruttoarbeitszeit für die landbasierte Versorgung (vgl. Offshore-ArbZV [356])	14 h	

(Annahmen: Servicehafenentfernung des Beispielwindparks i.H.v. 50 km, Personenversatz- und Materialtransferdauer im Hafen und an jeder OWEA jeweils i.H.v. 15 min., Vollauslastung des CTV, durchschnittliche CTV-Dienstgeschwindigkeit während des Transitvorgangs i.H.v. 15 kn, bei einer wesentlich geringeren durchschnittlichen Innerparktransportgeschwindigkeit zwischen zwei OWEA (rund 4 kn), aufgrund häufiger Brems-, Manövrier- und Beschleunigungsvorgänge)

E 1. Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den Reparaturschiffeinsatz (vgl. Kapitel 7.1.1.1)

Der folgende Algorithmus lässt sich zur Ermittlung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den konzeptübergreifenden Reparaturschiffeinsatz in der Jahreswartung heranziehen. Zur Bemessung dieser für ein Reparaturschiff i, bezieht sich der Auswahlalgorithmus einerseits auf die durchschnittlichen Treibstoffkosten während des Transitvorgangs zwischen Hafen und Windpark ($TK_{\text{Jack-Up i, Transit}}$ [€]), jeweils für Hin- und Rückfahrt (Faktor 2), und andererseits auf jene, für die Innerparkfahrten zwischen den OWEA im Windpark ($TK_{\text{Jack-Up i,Windpark}}$ [€]), in Abhängigkeit der OWEA-Anzahl eines Windparks, an denen in der Jahreswartung Reparaturtätigkeiten durchzuführen sind ($N_{\text{OWEA, JW}}$).

Diesbezüglich wird eine Näherung vorgenommen, da die vergleichsweise geringeren Treibstoffverbräuche während der Jacking-Vorgänge, im aufgejackten Zustand und im Basishafen, vernachlässigt werden. Um Tageswerte für die Treibstoffkosten zu erhalten, werden die gesamten Treibstoffkosten des Einsatzes der jeweiligen Reparaturschiffvariante i durch die Einsatztage (t_{JW} [Anzahl]), entsprechend der Dauer der Jahreswartung, geteilt.

$$TK_{Jack-Up\ i} \approx \frac{2 * TK_{Jack-Up\ i,Transit} + \left(N_{OWEA,JW} - 1\right) * TK_{Jack-Up\ i,Windpark}}{t_{JW}}, i = 1, \dots, n$$

Die jeweiligen durchschnittlichen Treibstoffkosten für die Transit- und Innerpark-transportvorgänge ($TK_{\text{Jack-Up i, Transit}}$, $TK_{\text{Jack-Up i,Windpark}}$ [€]), lassen sich in Abhängigkeit der jeweiligen durchschnittlichen Dienstgeschwindigkeit ($v_{\text{Jack-Up i, Transit}}$, $v_{\text{Jack-Up i, Windpark}}$ [kn]) und des entsprechenden jeweiligen Treibstoffverbrauchs ($TV_{\text{Jack-Up i, Transit}}$, $TV_{\text{Jack-Up i, Windpark}}$ [t/h]) für diese Vorgänge (vgl. Kapitel 5.5.6), den aktuellen Treibstoffpreisen ($P_{\text{Treibstoff}}$ [€/mt]), der jeweiligen Hafenentfernung des Windparks (r_{OWP} [nm]) sowie den durchschnittlichen OWEA-Abständen zueinander (r_{OWEA} [nm]) ermitteln.

$$t_{Jack\ Up\ i,Transit}[h] = \frac{r_{OWP}}{v_{Jack-Up\ i,Transit}},\ t_{Jack\ Up\ i,Windpark}[h] = \frac{r_{OWEA}}{v_{Jack-Up\ i,Windpark}},\ i = 1, \dots, n$$

$$TK_{Jack\ Up\ i,Transit} = P_{Treibstoff} * TV_{Jack-UP\ i,Transit} * t_{Jack-Up\ i,Transit}, i = 1, \dots, n$$

$$TK_{Jack\ Up\ i,Windpark} = P_{Treibstoff} * TV_{Jack-UP\ i,Windpark} * t_{Jack-Up\ i,Windpark}, i = 1, \dots, n$$

E 2. Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den CTV-Einsatz zur Reparaturschiffversorgung (vgl. Kapitel 7.1.1.1)

Aufgrund der Vielseitigkeit der täglichen Prozesse, stellt sich die Ermittlung der täglichen Treibstoffkosten für ein CTV i ($TK_{\text{CTV i}}$ [€]), welches zur Reparaturschiffversorgung in der Jahreswartung eingesetzt wird, bei diesem Auswahlalgorithmus jedoch etwas komplexer dar. Es gilt sämtliche anfallenden relevanten Treibstoffkostenanteile dessen pro Tag zu berücksichtigen (durchschnittliche Treibstoffkostenanteile für Transitvorgänge (a_i), für Innerparktransporte (b_i), Überstiegs-/Transfervorgänge (c_i) und für Ruhezeiten im stationären Einsatz (c_i)). Auch gilt es diese in Form von Tageswerten vergleichbar zu machen. Aus diesem Grund werden zunächst die Einzelbestandteile im Rahmen dieses Auswahlalgorithmus gesondert aufbereitet, die zusammenfassend aufsummiert werden.

$$TK_{CTV\ i} \approx a_i + b_i + c_i + d_i, \qquad i = 1, \dots, n$$

Um einen Tagesvergleichswert (a_i) der durchschnittlichen Treibstoffkosten für alle Transitvorgänge zwischen Hafen und Windpark, über die Dauer der Jahreswartung, zu erhalten, sind die Einzelvorgangstreibstoffkosten ($TK_{CTV\ i,\ Transit}$ [€]), jeweils für Hin- und Rückfahrt (Faktor 2), mit der Anzahl an Transitvorgängen insgesamt ($N_{CTV,\ Transit,\ JW,\ ges}$ [Anzahl]) zu multiplizieren und durch die jeweiligen Einsatztage t_{JW} [Anzahl an Tagen]) zu teilen.

$$a_i = \frac{2 * N_{CTV,Transit,JW,ges} * TK_{CTV\ i,Transit}}{t_{JW}}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Wie auch beim Reparaturschiffeinsatz, ergeben sich die Treibstoffkosten des CTV i während eines Transitvorgangs ($TK_{CTV\ i,\ Transit}$ [€]) in Abhängigkeit dessen durchschnittlicher Dienstgeschwindigkeit ($v_{CTV\ i,\ Transit}$ [kn]) und dem entsprechenden durchschnittlichen Treibstoffverbrauch ($TV_{CTV\ i,\ Transit}$ [t/h]) während des Transitvorgangs, sowie den aktuellen Treibstoffpreisen ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]) und der jeweiligen Hafenentfernung des Windparks (r_{OWP} [nm]).

$$t_{CTV\ i,Transit}[h] = \frac{r_{OWP}}{v_{CTV\ i,Transit}}, \qquad i = 1, \dots, n$$

$$TK_{CTV\ i,Transit} = P_{Treibstoff} * TV_{CTV\ i,Transit} * t_{CTV\ i,Transit}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Die täglichen Treibstoffkosten für die CTV-Innerparktransporte (b_i), gestalten sich im Rahmen dieses Auswahlalgorithmus, in Abhängigkeit der durchschnittlichen Treibstoffkosten für einen Innerparktransportvorgang zwischen zwei OWEA ($TK_{CTV\ i,\ Windpark}$ [€]), als auch in Abhängigkeit der OWEA-Anzahl im Windpark, an denen an einem Tag, im Rahmen eines CTV-Verteil- bzw. Sammelvorgangs j, Hauptüberholungsarbeiten anfallen ($N_{OWEA,\ HÜ,\ j}$ [Anzahl]). Es ist darauf hinzuweisen, dass CTV-Innerparktransporte sowohl für morgendliche Verteilprozesse als auch für Sammelprozesse des Offshore-Servicepersonals am Abend anfallen, wodurch sich der Faktor 2 erklärt.

$$b_i = 2 * TK_{CTV\ i,Windpark} * \sum_{j=1}^{m} \left(N_{OWEA,HÜ,j} + 1\right), \qquad i = 1, \dots, n$$

m: Anzahl der CTV-Verteil- bzw. Sammeldurchläufe zwischen Reparaturschiff und den OWEA, an denen an einem Tag Hauptüberholungen durchzuführen sind

Sind beispielsweise an einem Tag bei insgesamt fünf OWEA Hauptüberholungsarbeiten durchzuführen und besteht ein Serviceteam für diese Tätigkeiten aus sechs Servicetechnikern, müsste ein 24 Pax CTV insgesamt m=2 Verteildurchläufe vollziehen, um alle Serviceteams zu den fünf OWEA zu transportieren. Im ersten Verteildurchlauf würden z.B. 24 Personen zu vier OWEA transportiert werden und im zweiten Verteildurchlauf sechs Personen auf die fünfte (vgl. Abb. 58). Insgesamt wäre nach dieser Gleichung somit mit sieben Verteiltransportvorgängen am Morgen und sieben Sammeltransportvorgängen am Abend zu rechnen, die mit den durchschnittlichen CTV-Treibstoffkosten je Verteil- bzw. Sammelvorgang ($TK_{CTV\ i,\ Windpark}$) multipliziert werden.

Da sich die Durchführung von Hauptüberholungen parallel zum täglichen Windparkbetrieb vollzieht, in der ohnehin Serviceteams mit drei Personen je OWEA tätig sind, kann zur Unterstützung dieser, von weiteren sechser Serviceteams je OWEA ausgegangen werden, sodass im Rahmen der Jahreswartung pro Tag, bis zu neun Servicetechniker parallel an sämtlichen Hauptkomponenten einer OWEA tätig werden können (jeweils drei Servicetechniker für Turm,

Gondel und Rotor) [228, S. 14]. Unter diesen Prämissen müsste ein 24 Pax CTV, bei insgesamt zusätzlichen 30 Servicetechnikern auf dem Reparaturschiff (in 6er Serviceteams), diese in den beschriebenen zwei Verteil- und Sammeldurchläufen auf fünf OWEA pro Tag transferieren. Wird weiterhin von einer Einsatzerfüllung für Hauptüberholungen an jeder OWEA in Höhe von jeweils zwei Arbeitstagen ausgegangen [81], ließen sich die Hauptüberholungen somit insgesamt über 32 Tage im Jahr für alle im Windpark befindlichen OWEA eines 80 OWEA-Windparks zugrundelegen. Im Vergleich zur ermittelten jährlichen Reparaturschiffeinsatzdauer in einem 80 OWEA-Windpark von rund 33 Tagen (vgl. Kapitel 5.4.5), würde sich somit der Zeitraum zur Durchführung von Hauptüberholungen und jener zur Durchführung von Großkomponentenwechseln angleichen.

Die durchschnittlichen Treibstoffkosten des CTV i während eines Innerparktransports ($TK_{CTV\ i,\ Windpark}$ [€]) ergeben sich in Abhängigkeit dessen durchschnittlicher Dienstgeschwindigkeit ($v_{CTV\ i,\ Windpark}$ [kn]) und dem entsprechenden durchschnittlichen Treibstoffverbrauch ($TV_{CTV\ i,\ Windpark}$ [t/h]) während des Innerparktransports, sowie den aktuellen Treibstoffpreisen ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]) und der durchschnittlichen OWEA-Entfernung zueinander (r_{OWEA} [nm]).

$$t_{CTV\ i,Windpark}[h] = \frac{r_{OWEA}}{v_{CTV\ i,Windpark}}, \qquad i = 1, \dots, n$$

$$TK_{CTV\ i,Windpark} = P_{Treibstoff} * TV_{CTV\ i,Windpark} * t_{CTV\ i,Windpark}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Weiterhin werden die bei diesen Verteil- und Sammelprozessen anfallenden Treibstoffkosten für Transfer- bzw. Überstiegsvorgänge pro Tag berücksichtigt (c_i). Diese lassen sich komplementär zu dem zuvor dargestellten Zusammenhang ermitteln, und zwar in Abhängigkeit der durchschnittlichen Treibstoffkosten für einen Transfer- bzw. Überstiegsvorgang ($TK_{CTV\ i,\ Transfer}$ [€]) und der Anzahl an OWEA, an denen im Rahmen eines Verteildurchlaufs j Hauptüberholungsarbeiten anfallen($N_{OWEA,\ HÜ,\ j}$).

$$c_i = 2 * TK_{CTV\ i,Transfer} * \sum_{j=1}^{m} \left(N_{OWEA,HÜ,j} + 1\right), \qquad i = 1, \dots, n$$

m: Anzahl der CTV-Verteil- bzw. Sammeldurchläufe zwischen Reparaturschiff und den OWEA, an denen an einem Tag Hauptüberholungen durchzuführen sind

Jedoch handelt es sich in diesem Fall nicht um eine Bestimmung streckenbezogener Treibstoffkosten. Vielmehr ist das Zustandekommen dieser Gleichung wie folgt zu erklären: Sollen in einem Verteildurchlauf j beispielsweise vier Serviceteams versetzt werden, müssen diese zunächst auf das CTV übersteigen, bevor dieses die vier Serviceteams zu den vier OWEA transportiert. Somit bestehen für diesen Verteildurchlauf insgesamt fünf Transfer- bzw. Überstiegsvorgänge für das CTV ($N_{OWEA,\ HÜ,\ j}$+1). Bei dem jeweiligen Sammeldurchlauf würde hingegen, zusätzlich zu den eigentlichen Transfer- bzw. Überstiegsvorgängen auf das CTV von den $N_{OWEA,\ HÜ,\ j}$, ein weiterer anschließender Transfer- bzw. Überstiegsvorgang vom CTV auf die OWEA anfallen, an der das Reparaturschiff mit seiner Transferbrücke anliegt. Somit würden auch innerhalb eines Sammeldurchlaufs dieses Beispielfalls insgesamt fünf Transfer- bzw. Überstiegsvorgänge anfallen ($N_{OWEA,\ HÜ,\ j}$+1). Da täglich sowohl Verteil- als auch Sammelprozesse anfallen, erklärt sich auch bei dieser Gleichung die doppelte Faktorisierung.

Die durchschnittlichen Treibstoffkosten für einen Transfer- bzw. Überstiegsvorgang ($TK_{CTV\ i,\ Transfer}$ [€]) ergeben sich über die durchschnittliche Dauer eines Transfer- bzw. Überstiegsvorgangs ($t_{CTV\ i,\ Transfer}$[h]), den durchschnittlichen Treibstoffverbräuchen des CTVs bei solch einem Vorgang ($TV_{CTV\ i,\ Transfer}$ [t/h]) und dem aktuellen Treibstoffpreis ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]).

$$TK_{CTV\ i,Transfer} = P_{Treibstoff} * TV_{CTV\ i,Transfer} * t_{CTV\ i,Transfer}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Schließlich sind noch die durchschnittlichen CTV-Treibstoffkosten zu berücksichtigen, die während der täglichen Ruhezeiten des CTVs anfallen (d_i). Da es sich bei dem einzucharternden CTV um ein vordergründig stationär eingesetztes Transportmittel handelt, sind sämtliche Tageszeitfenster als CTV-Ruhezeiten ($t_{CTV\ i,\ Ruhe}$ [h]) zugrundezulegen, in denen das CTV keine Transport- bzw. Transferaufgaben übernimmt. Um diese zu bemessen, sind somit von einem ganzen Tag (24 h) die durchschnittlichen Tageszeitfenster für Transitvorgänge (aus a_i), für Innerparktransporte (aus b_i) und für Transfer- bzw. Überstiegsvorgänge (aus c_i) abzuziehen.

$$t_{CTV\ i,Ruhe} = 24\ h - 2 * \left(\frac{N_{CTV,Transit,JW,ges} * t_{CTV\ i,Transit}\ [h]}{t_{JW}[Anzahl\ an\ Tagen]} + \left(t_{CTV\ i,Windpark} + t_{CTV\ i,Transfer}\right) * \sum_{j=1}^{m}\left(N_{OWEA,H\ddot{U},j} + 1\right)\right), \qquad i = 1, \dots, n$$

Die durchschnittlichen täglichen CTV-Treibstoffkosten im Ruhemodus (d_i= $TK_{CTV\ i,\ Transfer}$ [€]) ergeben sich nun über die Multiplikation der durchschnittlichen täglichen Dauer der Ruhezeit ($t_{CTV\ i,\ Transfer}$[h]) mit den durchschnittlichen Treibstoffverbräuchen des CTVs im Ruhemodus ($TV_{CTV\ i,\ Transfer}$ [t/h]) und dem aktuellen Treibstoffpreis ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]).

$$d_i = TK_{CTV\ i,Ruhe} = P_{Treibstoff} * TV_{CTV\ i,Ruhe} * t_{CTV\ i,Ruhe}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Somit lässt sich zur Bestimmung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten des Einsatzes eines CTV i ($TK_{CTV\ i}$ [€]) somit der zuvor beschriebene Näherungsansatz bilden, der aufgrund seiner aufgezeigten Vielseitigkeit, nur verkürzt dargestellt wird.

$$TK_{CTV\ i} \approx a_i + b_i + c_i + d_i, \qquad i = 1, \dots, n$$

Auch bei dieser Treibstoffkostenermittlung handelt es sich um einen Näherungsansatz, da beispielsweise sämtliche Treibstoffkosten während der Hafenliegezeiten des CTVs nicht berücksichtigt werden. Im Gegensatz zum Reparaturschiffeinsatz wurden bei diesem Näherungsansatz jedoch zusätzlich zu sämtlichen Transportvorgängen, auch Treibstoffkosten während des Personenversatzes und während der Ruhezeiten berücksichtigt, da diese beim CTV im schwimmenden Zustand anfallen (und nicht in einem aufgejackten festen Ruhezustand).

E 3. Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den CTV-Einsatz bei „Shore 1" (vgl. Kapitel 7.1.1.2)

Auch an dieser Stelle wird, aufgrund der Vielseitigkeit der täglichen CTV-Prozesse, der Ansatz einer separaten Erläuterung der anfallenden relevanten Treibstoffkostenanteile pro Tag gewählt. Für ein CTV i in einer Konstellation j ergeben sich dessen durchschnittlich täglich anfallenden Treibstoffkosten ($TK_{CTV\ i}$ [€]) aus der Summe der durchschnittlichen Treibstoffkostenanteile für Transitvorgänge (a_i), für Innerparktransporte (b_i), Überstiegs- bzw. Transfervorgänge (c_i) und für Ruhezeiten (d_i).

$$TK_{CTV\ i} \approx a_i + b_i + c_i + d_i, \qquad i = 1, \dots, n$$

Da bei „Shore 1“ für alle CTVs i täglich zwei Transitvorgänge zwischen Hafen und Windpark anfallen (jeweils am Morgen und am Abend), ergeben sich die täglichen durchschnittlichen CTV-Treibstoffkosten für Transitvorgänge (a_i) aus den doppelten Einzelvorgangstreibstoffkosten ($TK_{CTV\ i,\ Transit}$ [€])

$$a_i = 2 * TK_{CTV\ i,Transit}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Die Treibstoffkosten des CTV i während eines Transitvorgangs ($TK_{CTV\ i,\ Transit}$ [€]) ergeben sich auch bei diesem Ansatz komplementär, in Abhängigkeit dessen durchschnittlicher Dienstgeschwindigkeit ($v_{CTV\ i,\ Transit}$ [kn]) und dem entsprechenden Treibstoffverbrauch ($TV_{CTV\ i,\ Transit}$ [t/h]) während des Transitvorgangs sowie den aktuellen Treibstoffpreisen ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]) und der jeweiligen Hafenentfernung des Windparks (r_{OWP} [nm]).

$$t_{CTV\ i,Transit}[h] = \frac{r_{OWP}}{v_{CTV\ i,Transit}}, \qquad i = 1, \dots, n$$

$$TK_{CTV\ i,Transit} = P_{Treibstoff} * TV_{CTV\ i,Transit} * t_{CTV\ i,Transit}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Die täglichen Treibstoffkosten für CTV-Innerparktransporte (b_i) gestalten sich im Rahmen dieses Berechnungsalgorithmus, in Abhängigkeit der durchschnittlichen Treibstoffkosten, für einen Innerparktransportvorgang zwischen zwei OWEA ($TK_{CTV\ i,\ Windpark}$ [€]), sowie der OWEA-Anzahl im Windpark, die von dem jeweiligen CTV i versorgt wird ($N_{OWEA,\ CTV\ i}$). Da es aus einer strategischen Planungsperspektive schwierig erscheint konkrete Entfernungen der tatsächlich im Betrieb anzufahren OWEA auszumachen, wird zur Bemessung der anfallenden Fahrtanzahlen der Fall gewählt, bei dem zurückgelegte Strecken nach der Feinverteilung nochmals abgefahren werden müssen, um anschließend Sammelvorgänge durchzuführen. Nach den Sammelvorgängen würden diese Strecken wieder zurückgelegt werden, bevor der Transit zum Servicehafen durchgeführt wird (vgl. Abb. 59). Bei täglich vier von einem CTV i zu versorgenden OWEA ($N_{OWEA,\ CTV\ i}$=4), würden sich somit aus Sicht des CTV i, insgesamt zwölf Innerparktransporte ergeben.

$$b_i = 4 * \left(N_{OWEA,CTV\ i} - 1\right) * TK_{CTV\ i,Windpark}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Auch bei diesem Ansatz ergeben sich die durchschnittlichen Treibstoffkosten des CTV i während eines Innerparktransports ($TK_{CTV\ i,\ Windpark}$ [€]) in Abhängigkeit dessen durchschnittlicher Dienstgeschwindigkeit ($v_{CTV\ i,\ Windpark}$ [kn]) und dem entsprechenden Treibstoffverbrauch ($TV_{CTV\ i,\ Windpark}$ [t/h]) während des Innerparktransports, sowie den aktuellen Treibstoffpreisen ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]) und der durchschnittlichen OWEA-Entfernung zueinander (r_{OWEA} [nm]).

$$TK_{CTV\ i,Windpark} = P_{Treibstoff} * TV_{CTV\ i,Windpark} * t_{CTV\ i,Windpark}, \qquad i = 1, \dots, n$$

$$t_{CTV\ i,Windpark}[h] = \frac{r_{OWEA}}{v_{CTV\ i,Windpark}}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Die täglich anfallenden Treibstoffkosten für Transfer- bzw. Überstiegsvorgänge (c_i). ergeben sich ebenfalls in Abhängigkeit der durchschnittlichen Treibstoffkosten für einen Transfer- bzw. Überstiegsvorgang ($TK_{CTV\ i,\ Transfer}$ [€]) und der Anzahl an OWEA, die von dem jeweiligen CTV i versorgt wird ($N_{OWEA,\ CTV\ i}$) und dies jeweils für sämtliche morgendlichen Verteil- und abendlichen Sammelvorgänge. Bei täglich vier von einem CTV i zu versorgenden OWEA ($N_{OWEA,\ CTV\ i}$=4), würden sich somit aus Sicht des CTV i insgesamt acht Transfervorgänge im Windpark pro Tag ergeben (vgl. Abb. 59).

$$c_i = 2 * TK_{CTV\ i,Transfer} * N_{OWEA,CTV\ i}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Auch bei diesem Ansatz ergeben sich die durchschnittlichen Treibstoffkosten für einen Transfer- bzw. Überstiegsvorgang ($TK_{CTV\ i,\ Transfer}$ [€]) über die durchschnittliche Dauer eines Transfer- bzw. Überstiegsvorgangs ($t_{CTV\ i,\ Transfer}$[h]), dem durchschnittlichen Treibstoffverbrauchs des CTVs i bei solch einem Vorgang ($TV_{CTV\ i,\ Transfer}$ [t/h]) und dem aktuellen Treibstoffpreis ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]).

$$TK_{CTV\ i,Transfer} = P_{Treibstoff} * TV_{CTV\ i,Transfer} * t_{CTV\ i,Transfer}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Schließlich sind noch die durchschnittlichen CTV-Treibstoffkosten zu berücksichtigen, die während der täglichen Ruhezeiten des CTVs anfallen (d_i). Da es sich bei dem Service- und Versorgungskonzept „Shore 1" um landbasiert eingesetzte CTVs handelt, sind sämtliche Tageszeitfenster innerhalb der maximalen Bruttoarbeitszeit (t_{Brutto}=14 h) als CTV-Ruhezeiten ($t_{CTV\ i,\ Ruhe}$ [h]) zugrundezulegen, in denen das CTV keine Transport- bzw. Transferaufgaben (aus a_i, b_i und c_i) übernimmt.

$$t_{CTV\ i,Ruhe} = t_{Brutto} - (2 * t_{CTV\ i,Transit} + 4 * t_{CTV\ i,Windpark} * (N_{OWEA,CTV\ i} - 1) + 2 * t_{CTV\ i,Transfer} * N_{OWEA,CTV\ i}), \qquad i = 1, \dots, n$$

Die durchschnittlichen täglichen CTV-Treibstoffkosten im Ruhemodus (d_i= $TK_{CTV\ i,\ Ruhe}$ [€]) ergeben sich nun über die Multiplikation der durchschnittlichen täglichen Dauer der Ruhezeit ($t_{CTV\ i,\ Ruhe}$[h]) mit den durchschnittlichen Treibstoffverbräuchen des CTVs im Ruhemodus ($TV_{CTV\ i,\ Ruhe}$ [t/h]) und dem aktuellen Treibstoffpreis ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]).

$$d_i = TK_{CTV\ i,Ruhe} = P_{Treibstoff} * TV_{CTV\ i,Ruhe} * t_{CTV\ i,Ruhe}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Somit lässt sich zur Bestimmung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten des Einsatzes eines CTV i ($TK_{CTV\ i}$ [€]) der zuvor beschriebene Näherungsansatz bilden. Auch bei diesem handelt es sich explizit um einen Näherungsansatz, da weitere Treibstoffkostenanteile, die z.B. während der Hafenliegezeiten anfallen, unberücksichtigt bleiben.

$$TK_{CTV\ i} \approx a_i + b_i + c_i + d_i, \qquad i = 1, \dots, n$$

E 4. Erläuterungen zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den CTV-Einsatz bei „Shore 2" (vgl. Kapitel 7.1.1.2)

In Bezug auf die Treibstoffkostenermittlung bei „Shore 2" ergeben sich gewisse Unterschiede zu „Shore 1", die daraus resultieren, dass eines dieser CTVs nur Materialversorgungsaufgaben und das andere nur stationäre Personenversatzaufgaben wahrnehmen würde. Bei ersterem würden die Personenversatzaufgaben wegfallen, sodass sich die Treibstoffkosten nur auf Transitvorgänge zwischen Hafen und Windpark, Innerparktransporte und Materialtransfervorgänge beziehen würden. Auch Ruhezeiten müssten für dieses nicht berücksichtigt werden, da dieses nach der Materialverteilung und Sammlung von Verschleißteilen, täglich wieder den Servicehafen anlaufen könnte. Da es sich wiederum bei dem zweiteren CTV um ein stationär im Windpark eingesetztes Transportmittel handelt, würden hingegen die Transitvorgänge zwischen Servicehafen und Windpark vernachlässigt werden können. Dies ermöglicht sich dadurch, dass es über das landbasiert eingesetzte CTV mit Betriebsmitteln versorgt werden kann. Auch dessen Schiffsbesatzung kann über das landbasiert eingesetzte CTV ausgewechselt werden. Somit würden sich die täglichen Treibstoffkosten komplementär zu den zuvor aufgeführten Ansätzen bei „Shore 1" ermitteln lassen, nur mit dem Unterschied, dass als Transitvorgang nur die Kurzstrecke zwischen Umspannwerk und den einzelnen OWEA anzusetzen wäre. Auch ist zu berücksichtigen, dass das stationär eingesetzte CTV mehrere Verteil- und Sammeldurchläufe pro Tag unternimmt.

E 5. Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den Offshore-Versorgungsschiffeinsatz bei den seebasierten Service- und Versorgungskonzepten (vgl. Kapitel 7.1.1.3)

Zur Bemessung der durchschnittlichen Treibstoffkosten für einen Einsatztag eines OSV i ($TK_{OSV\ i}$), bezieht sich der Algorithmus einerseits auf die durchschnittlichen Treibstoffkosten während des Transitvorgangs zwischen Hafen und Windpark für Hin- und Rückfahrt ($TK_{OSV\ i,\ Transit}$) und andererseits auf jene, während der Material- und ggf. Personalversatzaufgabe zum Wohnschiff bzw. zur Wohnplattform im Windpark ($TK_{OSV\ i,\ Transfer}$), bei der das Versorgungsschiff im DP-Modus betrieben werden muss. Auch diesbezüglich wird eine Näherung vorgenommen, da beispielsweise etwaige Treibstoffkosten während der Hafenliegezeiten vernachlässigt werden.

$$TK_{OSV\ i} \approx 2 * TK_{OSV\ i,Transit} + TK_{OSV\ i,Transfer}, \quad i = 1, \dots, n$$

Die jeweiligen Treibstoffkosten für die Transitvorgänge eines Offshore-Versorgungsschiffes i ($TK_{OSV\ i,\ Transit}$ [€]) lassen sich in Abhängigkeit der durchschnittlichen Dienstgeschwindigkeit ($v_{OSV\ i,\ Transit}$ [kn]) und des jeweiligen Treibstoffverbrauchs der Schiffe für diese Vorgänge ($TV_{OSV\ i,\ Transit}$, [t/h]), den aktuellen Treibstoffpreisen ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]) sowie der jeweiligen Hafenentfernung des Windparks (r_{OWP} [nm]) ermitteln.

$$TK_{OSV\ i,Transit} = P_{Treibstoff} * TV_{OSV\ i,Transit} * t_{OSV\ i,Transit}, i = 1, \dots, n$$

$$t_{OSV\ i,Transit}[h] = \frac{r_{OWP}}{v_{OSV\ i,Transit}}, i = 1, \dots, n$$

Die jeweiligen Treibstoffkosten für den Personen- bzw. Materialtransfervorgang eines OSV i im Windpark ($TK_{OSV\ i,\ Transfer}$ [€]) lassen sich in Abhängigkeit des jeweiligen Treibstoffverbrauchs der Schiffe für diesen Vorgang ($TV_{OSV\ i,\ Transfer}$ [t/h]), den aktuellen Treibstoffpreisen ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]) sowie den durchschnittlichen Transferdauern ($t_{OSV\ i,\ Transfer}$ [h]) ermitteln.

$$TK_{OSV\ i,Transfer} = P_{Treibstoff} * TV_{OSV\ i,Transfer} * t_{OSV\ i,Transfer}, i = 1, \dots, n$$

E 6. Algorithmus zur Berechnung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten für den Wohnschiffeinsatz (vgl. Kapitel 7.1.1.3)

Da das Wohnschiff vordergründig stationär im Windpark eingesetzt wird, lassen sich dessen durchschnittlichen Treibstoffkosten komplementär zum beschriebenen Ansatz zur Treibstoffkostenermittlung bei einem stationären CTV darstellen, wie er zu „Shore 2“ aufgezeigt wurde. Da das Wohnschiff mit sämtlichen benötigten Betriebsmitteln von einem Offshore-Versorgungsschiff versorgt werden würde, müsste es nicht wiederholt den Servicehafen anlaufen, um beispielsweise zu bunkern. Die durchschnittlich täglich anfallenden Treibstoffkosten für ein Wohnschiff ($TK_{AV\ i}$ [€]) ergeben sich somit vordergründig aus der Summe der durchschnittlichen Treibstoffkostenanteile für Innerparktransporte (a_i), Überstiegs- bzw. Transfervorgänge (b_i) und für Ruhezeiten (c_i).

$$TK_{AV\ i} \approx a_i + b_i + c_i, \qquad i = 1, \dots, n$$

Die täglichen Treibstoffkosten für Innerparktransporte des Wohnschiffs (a_i), gestalten sich im Rahmen dieses Auswahlalgorithmus, in Abhängigkeit der durchschnittlichen Treibstoffkosten für einen Innerparktransportvorgang zwischen zwei OWEA ($TK_{AV\ i,\ Windpark}$ [€]) sowie der OWEA-Anzahl im Windpark, die von dem Wohnschiff i versorgt wird ($N_{OWEA,\ AV\ i}$). Auch bei dem Wohnschiffeinsatz wird der Fall gewählt, bei dem zurückgelegte Strecken nach der Feinverteilung

nochmals abgefahren werden müssen, um anschließend wieder erneut Sammelvorgänge durchzuführen. Bei täglich zehn von einem Wohnschiff i zu versorgenden OWEA ($N_{OWEA,\ AV\ i}$=10), würden sich somit aus Sicht des Wohnschiffs i insgesamt 27 Innerparktransporte ergeben.

$$b_i = 3 * \left(N_{OWEA,AV\ i} - 1\right) * TK_{AV\ i,Windpark}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Auch bei diesem Ansatz ergeben sich die durchschnittlichen Treibstoffkosten des Wohnschiffs i während eines Innerparktransports ($TK_{AV\ i,\ Windpark}$ [€]) in Abhängigkeit dessen durchschnittlicher Dienstgeschwindigkeit ($v_{AV\ i,\ Windpark}$ [kn]) und dem entsprechenden Treibstoffverbrauch ($TV_{AV\ i,\ Windpark}$ [t/h]) während des Innerparktransports sowie den aktuellen Treibstoffpreisen ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]) und der durchschnittlichen OWEA-Entfernung zueinander (r_{OWEA} [nm]).

$$TK_{AV\ i,Windpark} = P_{Treibstoff} * TV_{AV\ i,Windpark} * t_{AV\ i,Windpark}, \qquad i = 1, \dots, n$$

$$t_{AV\ i,Windpark} = \frac{r_{OWEA}}{v_{AV\ i,Windpark}}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Die täglich anfallenden Treibstoffkosten für Transfer- bzw. Überstiegsvorgänge (b_i) ergeben sich ebenfalls in Abhängigkeit der durchschnittlichen Treibstoffkosten für einen Transfer- bzw. Überstiegsvorgang ($TK_{AV\ i,\ Transfer}$ [€]) und der Anzahl an OWEA, die von dem Wohnschiff versorgt wird ($N_{OWEA,\ AV\ i}$) und dies jeweils für sämtliche Verteil- und Sammelvorgänge. Bei täglich zehn von einem Wohnschiff zu versorgenden OWEA ($N_{OWEA,\ AV\ i}$=10), würden sich somit aus Sicht des Wohnschiffes, insgesamt 20 Transfervorgänge im Windpark über einen Tag hinweg ergeben (vgl. Abb. 59).

$$b_i = 2 * TK_{AV\ i,Transfer} * N_{OWEA,AV\ i}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Auch bei diesem Ansatz ergeben sich die durchschnittlichen Treibstoffkosten für einen Transfer- bzw. Überstiegsvorgang ($TK_{AV\ i,\ Transfer}$ [€]) über die durchschnittliche Dauer dieses Vorgangs ($t_{AV\ i,\ Transfer}$[h]), dem durchschnittlichen Treibstoffverbrauch des Wohnschiffs bei solch einem Vorgang ($TV_{AV\ i,\ Transfer}$ [t/h]) und dem aktuellen Treibstoffpreis ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]).

$$TK_{AV\ i,Transfer} = P_{Treibstoff} * TV_{AV\ i,Transfer} * t_{AV\ i,Transfer}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Schließlich sind noch die durchschnittlichen Treibstoffkosten des Wohnschiffes zu berücksichtigen, die während dessen täglichen Ruhezeiten anfallen (c_i). Dabei sind sämtliche Tageszeitfenster als Ruhezeiten ($t_{AV\ i,\ Ruhe}$) zugrundezulegen, in denen das Wohnschiff keine Transport- bzw. Transferaufgaben übernimmt. Um diese zu bemessen, sind somit von einem ganzen Einsatztag (24 h) die durchschnittlichen Tageszeitfenster für Innerparktransporte (aus a_i) und für Transfervorgänge (aus b_i) abzuziehen.

$$t_{AV\ i,Ruhe} = 24\ h - (3 * t_{AV\ i,Windpark} * \left(N_{OWEA,AV\ i} - 1\right) + 2 * t_{AV\ i,Transfer} * N_{OWEA,AV\ i}), \quad i = 1, \dots, n$$

Die durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten des Wohnschiffs im Ruhemodus (c_i= $TK_{AV\ i,\ Ruhe}$ [€]) ergeben sich nun über die Multiplikation der durchschnittlichen täglichen Dauer der Ruhezeit ($t_{AV\ i,\ Ruhe}$[h]), mit den durchschnittlichen Treibstoffverbräuchen des Wohnschiffs im Ruhemodus ($TV_{AV\ i,\ Ruhe}$ [t/h]) und dem aktuellen Treibstoffpreis ($P_{Treibstoff}$ [€/mt]).

$$c_i = TK_{AV\ i,Ruhe} = P_{Treibstoff} * TV_{AV\ i,Ruhe} * t_{AV\ i,Ruhe}, \qquad i = 1, \dots, n$$

Somit lässt sich zur Bestimmung der durchschnittlichen täglichen Treibstoffkosten des Einsatzes eines Wohnschiffes i ($TK_{AV\,i}$ [€]) der zuvor beschriebene Näherungsansatz bilden. Auch bei diesem ist zu erwähnen, dass es sich explizit um einen Näherungsansatz handelt, da in diesem weitere Treibstoffkostenanteile, die beispielsweise während etwaiger Transitfahrten zum Hafen und während den dabei anfallenden Hafenliegezeiten, nicht berücksichtigt werden.

$$TK_{AV\,i} \approx a_i + b_i + c_i, \qquad i = 1, \dots, n$$

F. Algorithmus zur Berechnung der konzeptspezifischen jährlichen Einsatz- und Versorgungskosten der Service- und Versorgungskonzepte (vgl. Kapitel 7.1.2)

Konzeptübergreifend gelten zunächst folgende Zusammenhänge hinsichtlich der maximalen jährlichen Einsatz- und Versorgungszeit (t_{max} [Anzahl an Tagen]) insgesamt, der jährlichen maximalen Schiffseinsatz- und –versorgungszeit (t_{Schiff} [Anzahl an Tagen]), und der jährlichen maximalen Helikoptereinsatz- und -versorgungszeit ($t_{Helikopter}$ [Anzahl an Tagen]), für einen Personenversatz zwischen Transportmittel und OWEA.

$$t_{max} = t_{Helikopter}; \quad t_{max} \geq t_{JW}$$

$$t_{Schiff} = A_{Schiff} * 365\,Tage$$

$$t_{Helikopter} = A_{Helikopter} * 365\,Tage$$

Demnach entspricht die maximale jährliche Einsatz- und Versorgungszeit für jedes Service- und Versorgungskonzept jener der jährlichen Helikoptereinsatz- und –versorgungszeit und ist mindestens so hoch wie die Dauer der Jahreswartung (in der Regel ist diese jedoch sehr viel höher als die Dauer der Jahreswartung). Durch den vorgenommen Zusammenhang zur Jahreswartung soll dargestellt werden, dass die Jahreswartung konzeptübergreifend einen jährlichen Mindestversorgungsumfang im Windparkbetrieb ausmacht. Die maximale jährliche Einsatz- und Versorgungszeit für den Personenversatz über Schiffe (t_{Schiff}) ergibt sich aus dem Produkt der jährlichen OWEA-Zugänglichkeit des jeweiligen Schiffs A_{Schiff} (CTV (A_{CTV}) oder Wohnschiff (A_{AV})) mit der maximal denkbaren (365 Tage).

Ebenso verhält es sich mit der jährlichen Helikopter Einsatz- und Versorgungszeit. In der Regel ist diese höher als bei einem Schiff, weshalb sich die maximale jährliche Einsatz- und Versorgungszeit insgesamt auch an dieser orientiert. Erfahrungsgemäß ist eine OWEA-Zugänglichkeit eines Helikopters ($A_{Helikopter}$) mit 96 % fast ganzjährig gegeben [228, S. 14]. Bei Schiffen (mit bewegungskompensierenden Transfersystem) bzw. SWATH- oder Trimaran-CTVs, liegt diese in einem Nordseewindpark (um NSB 2/3) im Schnitt bei 79 % (vgl. Kapitel 5.5.5). Die sich pro Jahr im täglichen Windparkbetrieb ergeben Einsatz- und Versorgungskosten der fünf Konzepte ($EVK_{k,\,TW}$), lassen sich nun wie folgt ermitteln. Die einzelnen konzeptspezifischen täglichen Einsatz- und Versorgungskostenbestandteile wurden in Kapitel 7.1.1 erläutert.

Jährliche Einsatz- und Versorgungskosten bei „Shore 1“ (EVK_1), wobei $t_{Schiff} = t_{CTV}$:

$$EVK_{1,\ TW} = t_{CTV} * VK_{CTV,ges} + (365 - t_{CTV}) * TCR_{CTV,ges} + (t_{max} - t_{CTV}) * VK_{Helikopter,ges}$$

$$TCR_{CTV,ges} = \sum_{i=1}^{n} TCR_{CTV\,i}$$

Demnach werden die CTVs im täglichen Windparkbetrieb zumindest solange eingesetzt, wie sie einen sicheren Personenversatz ermöglichen können, bevor auf Helikopter zurückgegriffen

werden muss. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass ein weiterer Einsatz dieser für Materialtransferaufgaben auch parallel zum Helikoptereinsatz durchaus denkbar wäre, der (hinsichtlich entstehender reiseabhängiger Kosten) nicht explizit in den Formeln zur Ermittlung der jährlichen konzeptspezifischen Einsatz- und Versorgungskosten berücksichtigt wird. Es wird zumindest der Umstand berücksichtigt, dass die Tagescharterraten der n CTVs ganzjährig anfallen und somit auch zu jenen jährlichen Zeitfenstern, in denen ein Schiffseinsatz für Personenversatzaufgaben nicht ermöglicht werden kann (365 Tage – t_{CTV}). Dies begründet sich auch aus der Charterstrategie, CTVs für den täglichen Windparkbetrieb ganzjährig einzuchartern. Somit wird zumindest die Möglichkeit berücksichtigt, die Schiffe weitestgehend im Jahr einzusetzen.

Jährliche Einsatz- und Versorgungskosten bei „Shore 2“ (EVK_2), wobei $t_{Schiff} = t_{CTV}$:

$$EVK_{2,\ TW} = t_{CTV} * VK_{CTV,ges} + (365 - t_{CTV}) * TCR_{CTV,ges} + t_{CTV} * VK_{Helikopter,ges,Pendel} + (t_{max} - t_{CTV}) * VK_{Helikopter,ges}$$

Zur Ermittlung der jährlichen Einsatz- und Versorgungskosten bei „Shore 2“ ergibt sich im Vergleich zu jener Herangehensweise bei „Shore 1“, der Unterschied, dass sich ein zusätzlicher Helikoptereinsatz im Pendelverkehr zwischen Servicehafen und Windpark, auch zu jenen Zeitfenstern darstellt, in denen ein Schiffseinsatz möglich ist. Dies begründet sich durch die Tatsache, dass bei diesem Konzept das Offshore-Servicepersonal standardgemäß mit Helikoptern zum Windpark befördert wird und eine Feinverteilung des Personals auf die einzelnen OWEA nur zu jenen Zeitfenstern erfolgt, in denen das stationär eingesetzte CTV für einen Personenversatz zwischen Schiff und OWEA aus technischen Gründen nicht mehr zur Verfügung stehen würde.

Jährliche Einsatz- und Versorgungskosten bei „SEA-AP 1“ (EVK_3), wobei $t_{Schiff} = t_{CTV}$:

$$EVK_{3,\ TW} = t_{CTV} * VK_{CTV,ges} + (365 - t_{CTV}) * TCR_{CTV,ges} + 52 * VK_{OSV,ges} + (t_{max} - t_{CTV}) * VK_{Helikopter,ges} + 365 * EK_{AP,ges}$$

Beim Service- und Versorgungskonzept „SEA-AP 1“ werden, zur Ermittlung der jährlichen Einsatz- und Versorgungskosten, zusätzlich jene für den wöchentlichen Offshore-Versorgungsschiffeinsatz (52 Tage im Jahr), als auch jene für den ganzjährigen Einsatz einer Wohnplattform berücksichtigt.

Jährliche Einsatz- und Versorgungskosten bei „SEA-AP 2“ (EVK_4), wobei $t_{Schiff} = t_{CTV:}$

$$EVK_{4,\ TW} = t_{CTV} * VK_{CTV,ges} + (365 - t_{CTV}) * TCR_{CTV,ges} + 52 * VK_{OSV,ges} + 26 * VK_{Helikopter,ges,Pendel} + (t_{max} - t_{CTV}) * VK_{Helikopter,ges} + 365 * EK_{AP,ges}$$

Der Ansatz zur Ermittlung der jährlichen Einsatz- und Versorgungskosten bei „SEA-AP 2“ unterscheidet sich zu jenem bei „SEA-AP 1“ nur durch den Aspekt, dass der „Crew Change“ im Abstand von zwei Wochen (an insgesamt 26 Tagen pro Jahr) nicht über das Offshore-Versorgungsschiff, sondern über einen Helikoptereinsatz im Pendelverkehr erfolgt.

Jährliche Einsatz- und Versorgungskosten bei „SEA-AV“ (EVK_5), wobei $t_{Schiff} = t_{AV:}$

$$EVK_{5,TW} = t_{AV} * EK_{AV,ges} + (365 - t_{AV}) * TCR_{AV} + 52 * VK_{OSV,ges} + (t_{max} - t_{AV}) * VK_{Helikopter,ges}$$

Die jährlichen Einsatz- und Versorgungskosten für das Konzept „SEA-AV“ ergeben sich ebenfalls dadurch, dass ein Wohnschiffeinsatz solange präferiert wird, wie dessen jährliche Einsatzfähigkeit gegeben ist, bevor auf einen Helikoptereinsatz zurückgegriffen werden mus.

G. Tabellarische Werteermittlung zur Sensitivitätsanalyse der Einsatz- und Versorgungskosten hinsichtlich Änderungen unsicherer Inputfaktoren

Einsatz- und Versorgungskosten bei geänderten CTV-Tagescharterraten [€]				
Schwankungs-bereich	Shore 2	SEA-AP 1	SEA-AP 2	SEA-AV
-25%	25.138.585 €	25.310.095 €	26.169.063 €	25.790.470 €
-20%	25.375.185 €	25.428.395 €	26.287.363 €	25.790.470 €
-15%	25.611.785 €	25.546.695 €	26.405.663 €	25.790.470 €
-10%	25.848.385 €	25.664.995 €	26.523.963 €	25.790.470 €
-5%	26.084.985 €	25.783.295 €	26.642.263 €	25.790.470 €
0%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	25.790.470 €
5%	26.558.185 €	26.019.895 €	26.878.863 €	25.790.470 €
10%	26.794.785 €	26.138.195 €	26.997.163 €	25.790.470 €
15%	27.031.385 €	26.256.495 €	27.115.463 €	25.790.470 €
20%	27.267.985 €	26.374.795 €	27.233.763 €	25.790.470 €
25%	27.504.585 €	26.493.095 €	27.352.063 €	25.790.470 €

Einsatz- und Versorgungskosten bei geänderten OSV-Tagescharterraten [€]				
Schwankungs-bereich	Shore 2	SEA-AP 1	SEA-AP 2	SEA-AV
-30%	26.321.585 €	25.410.756 €	26.394.381 €	25.424.288 €
-25%	26.321.585 €	25.492.562 €	26.455.412 €	25.485.318 €
-20%	26.321.585 €	25.574.369 €	26.516.442 €	25.546.349 €
-15%	26.321.585 €	25.656.175 €	26.577.472 €	25.607.379 €
-10%	26.321.585 €	25.737.982 €	26.638.502 €	25.668.409 €
-5%	26.321.585 €	25.819.788 €	26.699.533 €	25.729.439 €
0%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	25.790.470 €
5%	26.321.585 €	25.983.401 €	26.821.593 €	25.851.500 €
10%	26.321.585 €	26.065.208 €	26.882.623 €	25.912.530 €
15%	26.321.585 €	26.147.014 €	26.943.654 €	25.973.560 €
20%	26.321.585 €	26.228.821 €	27.004.684 €	26.034.591 €
25%	26.321.585 €	26.310.627 €	27.065.714 €	26.095.621 €
30%	26.321.585 €	26.392.434 €	27.126.744 €	26.156.651 €

Einsatz- und Versorgungskosten bei geänderten Wohnschiff-Tagescharterraten [€]				
Schwankungs-bereich	Shore 2	SEA-AP 1	SEA-AP 2	SEA-AV
-15%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	23.688.370 €
-10%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	24.389.070 €
-5%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	25.089.770 €
0%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	25.790.470 €
5%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	26.491.170 €
10%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	27.191.870 €
15%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	27.892.570 €

Einsatz- und Versorgungskosten bei geänderten Bunkerpreisen [€]				
Schwankungs-bereich	Shore 2	SEA-AP 1	SEA-AP 2	SEA-AV
-40%	26.059.244 €	25.650.248 €	26.508.775 €	25.215.083 €
-20%	26.190.414 €	25.775.922 €	26.634.669 €	25.502.776 €
0%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	25.790.470 €
20%	26.452.755 €	26.027.268 €	26.886.457 €	26.078.163 €
40%	26.583.926 €	26.152.941 €	27.012.351 €	26.365.856 €
60%	26.715.097 €	26.278.615 €	27.138.245 €	26.653.549 €
80%	26.846.267 €	26.404.288 €	27.264.139 €	26.941.242 €
100%	26.977.438 €	26.529.961 €	27.390.033 €	27.228.936 €

Einsatz- und Versorgungskosten bei geänderten Helikoptertransportpreisen [€]				
Schwankungs-bereich	Shore 2	SEA-AP 1	SEA-AP 2	SEA-AV
-25%	22.163.261 €	24.848.480 €	25.421.679 €	24.586.229 €
-20%	22.994.926 €	25.059.103 €	25.689.456 €	24.827.077 €
-15%	23.826.591 €	25.269.726 €	25.957.233 €	25.067.925 €
-10%	24.658.256 €	25.480.349 €	26.225.009 €	25.308.773 €
-5%	25.489.920 €	25.690.972 €	26.492.786 €	25.549.622 €
0%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	25.790.470 €
5%	27.153.250 €	26.112.218 €	27.028.339 €	26.031.318 €
10%	27.984.914 €	26.322.841 €	27.296.116 €	26.272.166 €
15%	28.816.579 €	26.533.464 €	27.563.893 €	26.513.014 €
20%	29.648.244 €	26.744.087 €	27.831.669 €	26.753.862 €
25%	30.479.909 €	26.954.710 €	28.099.446 €	26.994.710 €

Einsatz- und Versorgungskosten bei geänderten Wohnplattform-Einsatzkosten [€]				
Schwankungs-bereich	Shore 2	SEA-AP 1	SEA-AP 2	SEA-AV
-35%	26.321.585 €	21.436.225 €	22.295.193 €	25.790.470 €
-30%	26.321.585 €	22.074.135 €	22.933.103 €	25.790.470 €
-25%	26.321.585 €	22.712.045 €	23.571.013 €	25.790.470 €
-20%	26.321.585 €	23.349.955 €	24.208.923 €	25.790.470 €
-15%	26.321.585 €	23.987.865 €	24.846.833 €	25.790.470 €
-10%	26.321.585 €	24.625.775 €	25.484.743 €	25.790.470 €
-5%	26.321.585 €	25.263.685 €	26.122.653 €	25.790.470 €
0%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	25.790.470 €
5%	26.321.585 €	26.539.505 €	27.398.473 €	25.790.470 €
10%	26.321.585 €	27.177.415 €	28.036.383 €	25.790.470 €
15%	26.321.585 €	27.815.325 €	28.674.293 €	25.790.470 €
20%	26.321.585 €	28.453.235 €	29.312.203 €	25.790.470 €
25%	26.321.585 €	29.091.145 €	29.950.113 €	25.790.470 €
30%	26.321.585 €	29.729.055 €	30.588.023 €	25.790.470 €
35%	26.321.585 €	30.366.965 €	31.225.933 €	25.790.470 €

Einsatz- und Versorgungskosten bei geändertem Offshore-Servicepersonalbedarf [€]				
Schwankungs-bereich	Shore 2	SEA-AP 1	SEA-AP 2	SEA-AV
-30%	20.862.401 €	24.425.300 €	24.918.484 €	24.210.988 €
-20%	26.237.304 €	25.817.314 €	26.676.282 €	25.767.598 €
-10%	26.279.445 €	25.859.454 €	26.718.422 €	25.779.034 €
0%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	25.790.470 €
10%	27.754.387 €	26.353.777 €	27.304.191 €	26.295.647 €
20%	33.129.290 €	27.745.791 €	29.061.988 €	27.852.257 €
30%	33.171.430 €	27.787.932 €	29.104.129 €	27.863.693 €

Einsatz- und Versorgungskosten bei einer Änderung der rel. Häufigkeit von H>HS=2,5m [€]				
Schwankungs-bereich	Shore 2	SEA-AP 1	SEA-AP 2	SEA-AV
-50%	25.639.775 €	23.375.366 €	24.385.156 €	23.000.629 €
-40%	25.783.314 €	23.907.204 €	24.885.242 €	23.587.964 €
-30%	25.908.911 €	24.372.562 €	25.322.817 €	24.101.882 €
-20%	26.052.450 €	24.904.399 €	25.822.902 €	24.689.217 €
-10%	26.195.988 €	25.436.237 €	26.322.988 €	25.276.552 €
0%	26.321.585 €	25.901.595 €	26.760.563 €	25.790.470 €
10%	26.465.124 €	26.433.432 €	27.260.648 €	26.377.804 €
20%	26.608.663 €	26.965.270 €	27.760.734 €	26.965.139 €
30%	26.734.259 €	27.430.628 €	28.198.309 €	27.479.057 €
40%	26.877.798 €	27.962.466 €	28.698.395 €	28.066.392 €
50%	27.021.337 €	28.494.303 €	29.198.480 €	28.653.727 €

H. Exemplarische Lebenszykluskostenanalyse für das Szenario 1 bei unveränderten Inputfaktorwertern und einer geringfügigen Bunkerpreissteigerung

Kumulierte diskontierte Einsatz- und Versorgungskosten bei der Konzeptalternative „SEA-AP 1“ zur Ermittlung deren konzeptspezifischen gegenwärtigen Barwerte nach 20 Betriebsjahren:

	Jahr	2017	2018	...	2035	2036	Barwert nach 20 Jahren
Kumulierte abdiskontierte Einsatz- und Versorgungskosten bei "SEA-AP 1" (i=7,19%, Inflation: 1,5 %)		**87.686.595 €**	**109.255.402 €**	**...**	**346.007.256 €**	**354.328.859 €**	**354.328.859 €**
E	**Entstehung**	**65.000.000 €**	**65.000.000 €**	**...**	**65.000.000 €**	**65.000.000 €**	**65.000.000 €**
E.2	Wohnplattform (Investitionskosten)	65.000.000 €	65.000.000 €	...	65.000.000 €	65.000.000 €	65.000.000 €
B	**Betriebskosten**	**22.686.595 €**	**44.255.402 €**	**...**	**281.007.256 €**	**289.328.859 €**	**289.328.859 €**
U	**Unterhaltskosten**	**22.686.595 €**	**44.255.402 €**	**...**	**281.007.256 €**	**289.328.859 €**	**289.328.859 €**
U.1	**Verbrauchsgüter**	**1.826.804 €**	**3.643.127 €**	**...**	**27.448.111 €**	**28.369.682 €**	**28.369.682 €**
U.1.1	Treibstoff (für alle Schiffe)	1.826.804 €	3.643.127 €	...	27.448.111 €	28.369.682 €	28.369.682 €
U.5	**Gebühren**	**11.316.591 €**	**22.032.459 €**	**...**	**137.557.711 €**	**141.572.283 €**	**141.572.283 €**
U.5.1	**Bereederung**	**7.104.130 €**	**13.831.150 €**	**...**	**86.353.558 €**	**88.873.756 €**	**88.873.756 €**
U.5.1.1	CTV Charterraten (tägl. OWP-Betrieb)	2.366.000 €	4.606.405 €	...	28.759.681 €	29.599.022 €	29.599.022 €
U.5.1.2	CTV Charterraten (Jahreswartung)	297.000 €	578.234 €	...	3.610.154 €	3.715.515 €	3.715.515 €
U.5.1.3	Reparaturschiff Charterraten	2.805.000 €	5.461.101 €	...	34.095.903 €	35.090.980 €	35.090.980 €
U.5.1.4	OSV Charterraten (mit Transfersystem)	1.636.130 €	3.185.409 €	...	19.887.820 €	20.468.239 €	20.468.239 €
U.5.S	**Sonstige Gebühren**	**4.212.461 €**	**8.201.310 €**	**...**	**51.204.153 €**	**52.698.528 €**	**52.698.528 €**
U.5.S.1	Helikopter (Schlechtwetterhelikopter)	4.212.461 €	8.201.310 €	...	51.204.153 €	52.698.528 €	52.698.528 €
U.S	**Sonstiger Unterhalt**	**9.543.200 €**	**18.579.815 €**	**...**	**116.001.433 €**	**119.386.893 €**	**119.386.893 €**
U.S.1	Sonstige Einsatzkosten der Wohnplattform	9.543.200 €	18.579.815 €	...	116.001.433 €	119.386.893 €	119.386.893 €

Kumulierte diskontierte Einsatz- und Versorgungskosten bei der Konzeptalternative „SEA-AV“ zur Ermittlung deren konzeptspezifischen gegenwärtigen Barwerte nach 20 Betriebsjahren:

	Jahr	2017	2018	...	2035	2036	Barwert nach 20 Jahren
Kumulierte abdiskontierte Einsatz- und Versorgungskosten bei "SEA-AV" (i=7,19%, Inflation: 1,5 %)		**25.790.470 €**	**50.336.742 €**	**...**	**321.060.930 €**	**330.604.925 €**	**330.604.925 €**
B	**Betriebskosten**	**25.790.470 €**	**50.336.742 €**	**...**	**321.060.930 €**	**330.604.925 €**	**330.604.925 €**
U	**Unterhaltskosten**	**25.790.470 €**	**50.336.742 €**	**...**	**321.060.930 €**	**330.604.925 €**	**330.604.925 €**
U.1	**Verbrauchsgüter**	**2.636.904 €**	**5.258.679 €**	**...**	**39.620.030 €**	**40.950.273 €**	**40.950.273 €**
U.1.1	Treibstoff (für alle Schiffe)	2.636.904 €	5.258.679 €	...	39.620.030 €	40.950.273 €	40.950.273 €
U.5	**Gebühren**	**23.153.566 €**	**45.078.063 €**	**...**	**281.440.901 €**	**289.654.652 €**	**289.654.652 €**
U.5.1	**Bereederung**	**18.336.605 €**	**35.699.842 €**	**...**	**222.888.807 €**	**229.393.737 €**	**229.393.737 €**
U.5.1.1	Wohnschiff Charterraten	14.014.000 €	27.284.090 €	...	170.345.805 €	175.317.286 €	175.317.286 €
U.5.1.2	CTV Charterraten (Jahreswartung)	297.000 €	578.234 €	...	3.610.154 €	3.715.515 €	3.715.515 €
U.5.1.3	Reparaturschiff Charterraten	2.805.000 €	5.461.101 €	...	34.095.903 €	35.090.980 €	35.090.980 €
U.5.1.4	OSV Charterraten (ohne Transfersystem)	1.220.605 €	2.376.416 €	...	14.836.945 €	15.269.956 €	15.269.956 €
U.5.S	**Sonstige Gebühren**	**4.816.961 €**	**9.378.221 €**	**...**	**58.552.093 €**	**60.260.915 €**	**60.260.915 €**
U.5.S.1	Helikopter (Schlechtwetterhelikopter)	4.816.961 €	9.378.221 €	...	58.552.093 €	60.260.915 €	60.260.915 €

Kumulierte diskontierte Einsatz- und Versorgungskosten bei der Konzeptalternative „Shore 2“ zur Ermittlung deren konzeptspezifischen gegenwärtigen Barwerte nach 20 Betriebsjahren:

	Jahr	2017	2018	...	2035	2036	Barwert nach 20 Jahren
Kumulierte abdiskontierte Einsatz- und Versorgungskosten bei "Shore 2" (i=7,19%, Inflation: 1,5 %)		**26.321.585 €**	**51.333.727 €**	**...**	**325.270.908 €**	**334.886.143 €**	**334.886.143 €**
B	**Betriebskosten**	**26.321.585 €**	**51.333.727 €**	**...**	**325.270.908 €**	**334.886.143 €**	**334.886.143 €**
U	**Unterhaltskosten**	**26.321.585 €**	**51.333.727 €**	**...**	**325.270.908 €**	**334.886.143 €**	**334.886.143 €**
U.1	**Verbrauchsgüter**	**1.854.290 €**	**3.697.942 €**	**...**	**27.861.099 €**	**28.796.536 €**	**28.796.536 €**
U.1.1	Treibstoff (für alle Schiffe)	1.854.290 €	3.697.942 €	...	27.861.099 €	28.796.536 €	28.796.536 €
U.5	**Gebühren**	**24.467.295 €**	**47.635.785 €**	**...**	**297.409.809 €**	**306.089.607 €**	**306.089.607 €**
U.5.1	**Bereederung**	**7.834.000 €**	**15.252.145 €**	**...**	**95.225.420 €**	**98.004.540 €**	**98.004.540 €**
U.5.1.1	CTV Charterraten (tägl. OWP-Betrieb)	4.732.000 €	9.212.810 €	...	57.519.363 €	59.198.045 €	59.198.045 €
U.5.1.2	CTV Charterraten (Jahreswartung)	297.000 €	578.234 €	...	3.610.154 €	3.715.515 €	3.715.515 €
U.5.1.3	Reparaturschiff Charterraten	2.805.000 €	5.461.101 €	...	34.095.903 €	35.090.980 €	35.090.980 €
U.5.S	**Sonstige Gebühren**	**16.633.295 €**	**32.383.640 €**	**...**	**202.184.389 €**	**208.085.067 €**	**208.085.067 €**
U.5.S.1	Helikopter (Schlechtwetterhelikopter)	3.971.564 €	7.732.304 €	...	48.275.957 €	49.684.874 €	49.684.874 €
U.5.S.2	Helikopter (Pendelhelikopter)	12.661.731 €	24.651.335 €	...	153.908.432 €	158.400.194 €	158.400.194 €

Bunkerpreisentwicklung in Anlehnung an die Ölpreisprognose von *OPEC* [402, S. 46-50]. Tabellarische Darstellungen wurden mit dem „LCC Demonstrator“ [57] erzeugt.

I. Barwerte der kumulierten diskontierten Auszahlungen der Einsatz- und Versorgungskosten (BW_{EVK} (n=20 Jahre, i=7,19 %)) bei min. oder max. Inputfaktor-änderungen und unterschiedlichen Bunkerpreisszenarien (vgl. Kapitel 7.3)

Bunkerpreisszenario für LS-MGO	**Geringfügige Bunkerpreissteigerung gemäß dem Prognosemodell nach OPEC**			**Erhebliche Bunkerpreissteigerung gemäß dem Prognosemodell nach GL**		
Inputfaktoränderung (BW_{EVK} im Vergleich zum Basisszenario)	***BW_{EVK} [€] (SEA-AV)***	***BW_{EVK} [€] (SEA-AP 1)***	***BW_{EVK} [€] (Shore 2)***	***BW_{EVK} [€] (SEA-AV)***	***BW_{EVK} [€] (SEA-AP 1)***	***BW_{EVK} [€] (Shore 2)***
Basisszenario	330,6 Mio.	354,3 Mio.	334,8 Mio.	347,3 Mio.	365,9 Mio.	346,6 Mio.
Minimierung der Tagescharterraten für CTVs (um -25%)	un-verändert	346,9 Mio. (Δ: -2%)	320,1 Mio. (Δ: -4%)	un-verändert	358,5 Mio. (Δ: -2%)	331,8 Mio. (Δ: -4%)
Maximierung der Tagescharterraten für CTVs (um +25%)		361,7 Mio. (Δ: +2%)	349,7 Mio. (Δ: +4%)		373,3 Mio. (Δ: +2%)	361,4 Mio. (Δ: +4%)
Minimierung der Tagescharterraten für OSVs (um -30%)	326 Mio. (Δ: -1%)	348,2 Mio. (Δ: -2%)	un-verändert	342,7 Mio. (Δ: -1%)	359,8 Mio. (Δ: -2%)	un-verändert
Maximierung der Tagescharterraten für OSVs (um +30%)	335,2 Mio. (Δ: +1%)	360,5 Mio. (Δ: +2%)		351,9 Mio. (Δ: +1%)	372 Mio. (Δ: +2%)	
Minimierung der Tagescharterraten für AVs (um -15%)	304,3 Mio. (Δ: -8%)	un-verändert	un-verändert	321 Mio. (Δ: -8%)	un-verändert	un-verändert
Maximierung der Tagescharterraten für AVs (um +15%)	356,9 Mio. (Δ: +8%)			373,6 Mio. (Δ: +8%)		
Minimierung der Helikoptertransport-preise (um -25%)	315,5 Mio. (Δ: -5%)	341,2 Mio. (Δ: -4%)	282,9 Mio. (Δ: -16%)	332,2 Mio. (Δ: -4%)	352,7 Mio. (Δ: -4%)	294,6 Mio. (Δ: -15%)
Maximierung der Helikoptertransport-preise (um +25%)	345,7 Mio. (Δ: +5%)	367,5 Mio. (Δ: +4%)	386,9 Mio. (Δ: +16%)	362,4 Mio. (Δ: +4%)	379,1, Mio. (Δ: +4%)	398,7 Mio. (Δ: +15%)
Minimierung der rel. Häufigkeit von $H>H_s$ =2,5 m (um -50%)	296,2 Mio. (Δ: -10%)	322,9 Mio. (Δ: -9%)	326,6 Mio. (Δ: -2%)	310,4 Mio. (Δ: -11%)	333,6 Mio. (Δ: -9%)	337,1 Mio. (Δ: -3%)
Maximierung der rel. Häufigkeit von $H>H_s$ =2,5 m (um +50%)	365,9 Mio. (Δ: +11%)	386,6 Mio. (Δ: +9%)	343,4 Mio. (Δ: +3%)	385,2 Mio. (Δ: +11%)	399,1 Mio. (Δ: +9%)	356,4 Mio. (Δ: +3%)

Beispielrechnungen für den Referenzwindpark. Relevante Inputfaktoränderungen sind farblich hinterlegt.