

**Marktanteilspotenziale für den geplanten
Offshore Terminal Bremerhaven (OTB):
Plausibilitätsprüfung/ Ergänzende Analyse 2015**

Schlussbericht

für

bremenports GmbH & Co. KG
Am Strom 2
27568 Bremerhaven

vorgelegt von



PLANCO Consulting GmbH, Essen

Am Waldthausenpark 11, D-45127 Essen

Tel. +49-(0)201-43771-0; Fax +49-(0)201-411468

e-mail: gp@planco.de

<http://www.planco.de>

Juni 2015

	<u>Seite</u>
AUFGABENSTELLUNG	1
1 ERGEBNIS	2
2 HINTERGRUND	5
2.1 AUSGANGSPUNKT	5
2.2 ERGEBNISSE VORLIEGENDER STUDIEN UND ERGÄNZENDE HERANGEHENSWEISE	6
3 HAFENINFRASTRUKTUREN IN EUROPA UNTER DEM GESICHTSPUNKT DER OFFSHORE WINDKRARFTINDUSTRIE	8
3.1 EINFLUSSFAKTOREN AUF DIE ENTWICKLUNG DER HAFENINFRASTRUKTUREN	8
3.2 WINDKRAFTINDUSTRIE UND IHRE STANDORTE: HEIMATHÄFEN	10
3.3 ÜBRIGE INSTALLATIONS- UND BASISHÄFEN IN NORD- UND OSTSEE	14
4 MARKTPOTENZIAL DER OFFSHORE-WINDKRAFT	17
4.1 MARKT FÜR OFFSHORE-WINDKRAFT: ANSATZPUNKTE	17
4.2 MARKTENTWICKLUNG IN EUROPA	19
4.2.1 <i>Marktentwicklung bis 2020</i>	20
4.2.2 <i>Anhaltspunkte der Marktentwicklung für die Phase 2020 bis 2025/2030</i>	24
5 MARKANTEILSPOTENZIALE DER OFFSHORE-TURBINENPRODUZENTEN UND DES GEPLANTEN TERMINALS	29
5.1 BEWERTUNG DES MARKTES UND DER MARKTENTWICKLUNG	29
5.2 MARKANTEILSSTRUKTUREN DER TURBINENPRODUZENTEN UND ENTWICKLUNGSOPTIONEN	30
5.3 AUSLASTUNGSPOTENZIALE DES GEPLANTEN TERMINALS	36
6 ANSIEDLUNGSOPTIONEN	40
ANLAGE 1	47

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1	Plausibles Marktpotential und Umschlagsleistung in Europa 2018 - 2025 (Szenarien für 2021-2025) in OWEA	4
Tabelle 2	Kumulativer Ausbaustatus Offshore Windkraft in Europa 12/ 2014	21
Tabelle 3	Theoretisches Marktpotenzial 2018 bis 2020 für Vormontageleistungen und Komponentenzulieferungen	23
Tabelle 4	Annahmen zum Zubaupotenzial und der erwarteten Zubauleistung	28
Tabelle 5	Zahl und Anteil von Siemens-Turbinen an den jeweils neu ans Netz angeschlossenen Windkraftturbinen in Europa sind stabil bzw. wachsen:	32
Tabelle 6	Kapazität und Fertigung im Zeitverlauf am Standort Bremerhaven bei den Turbinenproduzenten* (analog Fertigung von Rotorblättern am Standort)	33
Tabelle 7	Übersicht deutscher Offshore Windparks - ans Netz angeschlossen, im Bau, genehmigt, mit gesichertem Turbinenauftrag	34

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1	Heimathäfen (grün), Heimathäfen in Bau (gelb) und weitere Basishäfen (violett) in der Nordsee	15
Abbildung 2	Anteil der europäischen Länder an der installierten Offshore-Leistung in Europa 12/2014 (kumuliert MW)	22
Abbildung 3	Entwicklungsszenarien installierter Leistung in GW in Europa	22
Abbildung 4	Anteil der OWEA-Produzenten am europäischen Markt zwischen 2012 und 2014: Anzahl ans Netz angeschlossener OWEA (Gesamt 2012 bis 2014)	31
Abbildung 5	Marktanteilsstrukturen für 22 deutsche Windparks (2010 bis 2018)	33
Abbildung 6	Geplante Fertigungsstätten für OWEA und OWEA-Komponenten in Westeuropa	41
Abbildung 7	<i>Anteil der Hersteller von Substrukturen# am europäischen Markt zwischen 2012 und 2014</i>	42
Abbildung 8	<i>Standorte zentraler Zulieferer für die Offshore-Industrie an der deutschen Ostseeküste</i>	43
Abbildung 9	Bremerhaven im zukünftigen Marktraum (Szenario 2)	44



AUFGABENSTELLUNG

Die Planco GmbH wurde im März 2015 beauftragt, eine Plausibilitätsprüfung der Ergebnisse der Prognos AG zu den Marktpotenzialen für den geplanten Offshore Terminal Bremerhaven vorzunehmen. Es lagen von der Prognos AG eine „Regionalwirtschaftliche Potenzialanalyse für einen Offshore Terminal Bremerhaven“ aus dem Jahr 2011, eine „Aktualisierung Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB (Prognos AG und LSAG GmbH) von Dezember 2012 sowie eine „Gutachterliche Stellungnahme“ zur Potenzialanalyse des OTB vom 14.3.2014 vor. Die sehr volatile Entwicklung der Offshore Windkraft im Zeitverlauf, bedingt durch ökonomische, technische und vor allem politisch schwierige Rahmenbedingungen sowie die Entwicklung der für die Offshore Windkraft notwendigen Hafeninfrastrukturen erfordern eine den Entscheidungsprozessen zeitnahe aktuelle Bewertung der Marktpotenziale des OTB. Die vorliegende ergänzende Analyse ist als Plausibilitätsprüfung nur auf die Frage nach der Auslastung des geplanten OTB in einem mittleren Zeithorizont aus der Sicht 2015 sowie der möglichen Ansiedlungspotenziale beschränkt, wobei es darum geht zu prüfen, inwieweit die Ergebnisse von Prognos zu den Marktpotenzialen bestätigt werden können.

In einem ersten Kapitel werden die Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung thesenhaft zusammengefasst.

Die Analyse beginnt mit der Vorstellung der Ergebnisse von Prognos zu den Marktpotenzialen. Im einem nächsten Abschnitt wird ein erweiterter Blick auf die Wertung der Hafeninfrastrukturen für die Offshore Windkraftindustrie vorgestellt, der die Ansiedlung von zwei der bisher fünf am Markt aktiven Produzenten von Offshore-Windkraftturbinen als Herz der Windkraftindustrie am Standort Bremerhaven stärker würdigt und die Rolle des „Heimathafens“ für die Gesamtproduktion (Vorinstallationen und Komponentengeschäft) der Produzenten begründet.

In den beiden folgenden Abschnitten wird die Entwicklung des nordeuropäischen Marktes für den OTB in seiner Komplexität für einen begrenzten Prognosezeitraum abgeleitet und mit den Anteilspotenzialen für den OTB unter Einbeziehung der realen Herstellerstrukturen und Marktverteilungsoptionen bewertet. Daraus leiten sich die Marktpotenziale für den OTB, gerechnet mit dem an Prognos angelehnten Indikator „Vorinstallierte OWEA“ ab. Es kann eine Plausibilitätsprüfung erfolgen.

In einem letzten Abschnitt werden die Ansiedlungsoptionen auf der Grundlage der hier gewählten erweiterten Betrachtung des Hafens als Heimathafen zweier Turbinenproduzenten sowie der möglichen Entwicklungspotenziale aufgezeigt, um einen weiteren Aspekt zur Frage nach den Zukunftschancen der Marktanteilsgewinnung sowie den Beschäftigungspotenzialen für Bremerhaven durch den OTB aus heutiger Sicht zu berücksichtigen.



1 ERGEBNIS

Der OTB könnte als einziger deutscher Heimathafen von Turbinenherstellern langfristig eine wichtige Rolle spielen.

Das Augenmerk sollte stärker auf die Rolle des Hafens als einzigen Heimathafen von Turbinenherstellern in Deutschland gelenkt werden. Zwei von aktuell fünf marktaktiven Turbinenherstellern Europas sind am Hafen Bremerhaven angesiedelt.

Der Markt des zukünftigen Terminals hängt entscheidend davon ab, wie sich die am Standort angesiedelten Marktteilnehmer im europäischen Markt positionieren und zwar insgesamt, unabhängig vom Anteil der Vorinstallationen direkt am Standort: dieser letztere Aspekt tritt stärker in den Hintergrund. Umgekehrt wird die Standortqualität im Hafen eine entscheidende Rahmenbedingung für den Markterfolg der Hersteller. Damit steht der Hafenstandort in erster Linie in Konkurrenz zu den anderen „Heimathäfen“ alternativer Marktteilnehmer und bestimmt die Konkurrenzfähigkeit der beiden Marktteilnehmer auf diese Weise mit.

Phase eines begrenzten Wachstums zwingt zur maximalen Unterstützung der Pioniere am Standort, um in Deutschland nicht den Anschluss zu verlieren.

Der Markt der Offshore Windkraft in Europa ist voraussichtlich bis etwa 2020/2022 auf die Länder beschränkt, die bereit sind, in Vorleistung zu treten und die Windkraftindustrie zu subventionieren. Es wird damit gerechnet, dass 2023 die Levelised Cost of Electricity¹ mit anderen Energieträgern konkurrenzfähig werden. Erst dann könnte der europäische Markt sich entfalten, wobei das Tempo völlig offen ist. Es ergibt sich vorerst eine Phase begrenzten Wachstums, hohen Risikos und wirtschaftlicher Gefährdung einzelner Marktteilnehmer mit dem Druck, in einem begrenzten Markt die Kosten um 30% bis 40% senken zu müssen.² Diese Phase muss erfolgreich überbrückt werden, ohne dass Deutschland den Anschluss verliert.

Das hat zum einen die Konsequenz, dass die beiden Turbinenhersteller in Deutschland jedwede Unterstützung benötigen, um diese Phase zu überstehen. Die Heimathäfen der konkurrierenden Turbinenhersteller sind und werden mit großem Aufwand auf die Bedürfnisse der Industrie eingestellt. Um zum Zeitpunkt des später wachsenden Marktes von diesem profitieren zu können, muss auch in Deutschland alles getan werden, um den Heimathafen der Turbinenhersteller, die das Herz der Offshore-Windkraftindustrie bilden, den Bedürfnissen anzupassen bzw. beste Standortbedingungen zu bieten.

Es wird in einem optimistischen Szenario angenommen, dass sich zwischen 2020 und 2025 für die Turbinenproduzenten der Markt entfalten wird, so dass sich gegenüber der Anfangsphase neue Perspektiven eröffnen und nachhaltige Ansiedlungseffekte wahrscheinlich werden.

Eine vertiefende Betrachtung der möglichen Entwicklung nach erreichter Konkurrenzfähigkeit der Kosten zeigt ein Potenzial am Markt, für das – auch auf Druck der EU – schon heute die Weichen gestellt werden, aber Wartepositionen eingenommen wurden. Eine Bottom-Up-

¹ Verwendeter und kommunikationsrelevanter Vergleichsfaktor in Europa (€/MWh), analog der Stromgestehungskosten: auf Grund der notwendigen europäischen Sichtweise findet dieser Begriff hier Anwendung.

² Zu den Kostensenkungspotentialen siehe u.a. auch: Prognos und Fichtner: Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, Berlin 2013



Analyse für einen Großteil der Länder Nord- und Mitteleuropas mit Meeresanbindung unterstützt das Szenario von Ernst&Young (März 2015), das für 2030 eine erreichbare Kapazität von 64,8 GW sieht. Die geographische Verortung des Marktpotenzials verweist auf ein großes Potenzial östlich der Linie Dänemark-Deutschland, wo sich bisher mangels Markt kein Turbinenhersteller angesiedelt hat. Gelingt es den in Bremerhaven angesiedelten Turbinenherstellern, eine Marktposition in diesem Raum zu sichern, dann ergibt sich ein weiteres erfolgversprechendes Ansiedlungspotenzial der Wertschöpfungskette am Standort Bremerhaven. Die Lage Bremerhavens zwischen den westlichen und östlichen Markträumen – verbunden durch den nahen Nord-Ostseekanal - erweist sich zu diesem Zeitpunkt als optimal. Hinweise auf Bemühungen der Produzenten zur Sicherung guter Ausgangspositionen im östlichen Marktraum lassen sich ausmachen.

Der Markt am Terminalstandort wird Mitte der 20er Dekade vorwiegend durch Teilinstallationen und Komponentenlieferungen in wachsendem Umfang dominiert, ergänzt um zahlenmäßig begrenzte OWEA-Vorinstallationen am Standort, die aber in Spitzenzeiten die speziell dafür geplante Kapazität gut auslasten werden.

Das Potenzial der am Hafen vorzuinstallierender OWEA wird durch die Deckelung der Ausbaupfade in Deutschland auch bis 2030 begrenzt bleiben. Hingegen kann das Leistungs- und Umschlagspotenzial am Standort durch nur teilweise vorinstallierter Turbinen und OWEA-Komponenten in einem Maße wachsen, das Kapazitätserweiterungen der Hersteller am Standort erforderlich macht. Es erscheint notwendig, auch am Hafenstandort Wachstumsreserven einzuplanen, die notfalls aktiviert werden können, schon deshalb, um das Entwicklungspotenzial nicht an andere – erst an zweiter Stelle in Erwägung gezogenen - Häfen zu verlieren.

Es ist zu berücksichtigen, dass am Standort zwei Turbinenproduzenten ansässig sind und der Hafen evtl. auch von Konkurrenten für Vorinstallationen ausgewählt werden könnte, so dass nicht auszuschließen ist, dass trotz im Jahresdurchschnitt nur begrenzter Vorinstallationsbedarfe am Standort durch die Volatilität des Marktes und der Auftragslagen, Phasen auftreten werden, in denen bis zu drei Projekte gleichzeitig bearbeitet werden müssen und außerdem in größerem Umfang Komponenten teilstalliert und verschifft werden müssen. Diese Spitzen müssen durch die Kapazitäten am Hafen abgedeckt werden.

Hohe Wirtschaftlichkeit ab 2022 bis 2025 und darüber hinaus erreichbar: Bestätigung der Größenordnung des ermittelten Marktpotenzials der Prognos AG mit Wachstumsoptionen.

Eine sehr vorsichtige Vorausschau bis 2025 – vor allem für die Phase nach 2022, die sehr von der Marktposition der ansässigen Produzenten bestimmt wird - sieht in Abhängigkeit vom Tempo der Kostendegression und der Marktposition der ansässigen Turbinenhersteller folgende Leistungspotenziale für den geplanten Terminal/Hafenstandort (Basisszenario, Szenario 2)



Tabelle 1 Plausibles Marktpotential und Umschlagsleistung in Europa 2018 - 2025 (Szenarien für 2021-2025) in OWEA

	deutsche Nordsee	übriges Europa*	Europa zusammen	Umschlagsleistung insgesamt**
2018 - 2020				
Marktpotenzial	150	275	425	
Marktanteil OTB	40%: 60	20%: 30** (55 Turbinen +)		90
Basisszenario				
2021 - 2025				
Marktpotenzial	150	350	500	
Marktanteil OTB	40%: 60	20%: 45** (65 - 75 Turbinen +)		105
Szenario 2				
2021-2022				
Marktpotenzial	150	480	630	
Marktanteil OTB	50%: 75	20%: 55** (90 - 100 Turbinen +)		125
2023-2025				
Marktpotenzial	150	735 (Durchschnitt)	885	
Marktanteil OTB	60%: 90	25%: 100** (170 Turbinen +)		190

* nur Seeanrainer nördliches Europa bis zur Biskaya

**gemessen in Anzahl OWEA-komplett ohne Fundamente, Zulieferungen übriges Europa mit reduziertem Umschlagsäquivalent: geschätzt

Nach 2025 sind je nach Ausbautempo noch wachsende Potenziale im östlichen Marktraum auszumachen, in Westeuropa und Deutschland addiert sich das Repowering zum Potenzial.

Entscheidend ist, dass damit die Größenordnung des Marktpotenzials für den OTB, das von Prognos ermittelt wurde, bestätigt wird.

Wachstumsphantasien durch Bauphase für breitgefächertes Ansiedlungsmarketing nutzen.

Die Phase verhaltenen Wachstums sowie der Bauphase sollte dazu genutzt werden, Ansiedlungspotenziale aus dem Exportgeschäft der Onshore –Windkraft sowie generell des Großanlagenbaus für den Standort zu gewinnen. Das Ausmaß sich ergebender Umschlagspotenziale nach 2025 ist einzukalkulieren.

Erwartete Beschäftigungseffekte mindestens in 2025 erreichbar, wenn rechtzeitig Kostensenkungspotenziale für die ansässigen Turbinenhersteller durch die Standortbedingungen ermöglicht werden.

Der Verlust der Turbinenproduktion in Deutschland hätte gravierende Auswirkungen auf den Anteil an den Wachstumseffekten der Offshore-Windkraft, den Deutschland gewinnen könnte. Den Aufwendungen, die erbracht werden, um die Vorreiterrolle zusammen mit den übrigen 5 Ländern zur Förderung der Offshore-Windkraft zu finanzieren, stehen Beschäftigungs- und Einkommenseffekte, die durch eine starke Windkraftindustrie und der entsprechenden Wertschöpfungskette auf deutschem Territorium erzielt werden, gegenüber. Prognos hat diese Effekte abgeschätzt.



2 HINTERGRUND

2.1 Ausgangspunkt

Der geplante Offshore Terminal Bremerhaven ist integraler und zentraler Bestandteil des Bremischen Hafenkonzpts 2020/2025. Entscheidend ist der komplexe Ansatz des Konzepts, der insgesamt zu einer neuen Qualität von Hafeninfrastruktur führen soll.

Ziel ist es, mit dem OTB optimale Bedingungen für die Logistik der Verbringung von Offshore-Windkraftkomponenten bzw. kompletter OWEA auf See zu gewährleisten, und vor allen Dingen die unmittelbare räumliche und technische Verknüpfung der Endfertigung und Endmontage der Produktion mit ihrer Verschiffung zu sichern (Warenausgangszone an den Kajen). Es wurde nach eingehender Prüfung von mehreren Alternativen eine Lösung gefunden, die es ermöglicht diese Kriterien zu erfüllen. Mit diesem Konzept können Kostenvorteile bei den ansässigen Produzenten, die in Anlehnung an Fichtner/Prognos³ auf 1-3% geschätzt werden, erzielt werden. In der Planrechtfertigung⁴ werden die Anforderungen aufgelistet, die einzuhalten sind. Neben dem Umschlag muss eine Vor- und Endmontage von Teilen möglich sein, die Kapazität dafür ist auf 160 OWEA ausgelegt. Es werden rd. 25 ha reine Lager- und Montageflächen mit ausreichender Flächentiefe sowie 500m Kajen vorgesehen. Das Hafenkonzpt beinhaltet die Optimierung aller Schnittstellen, die Hafenbahnverkehre und die Straßenverbindungen. Insoweit kann eine völlig neue Qualität von Hafen entstehen, der vor allem der Offshore Windkraft - aber nicht nur dieser - Standortvorteile verspricht.

Insoweit ist der geplante Terminal als Katalysator für Wachstum am Standort und für Beschäftigungseffekte zu betrachten. Von der Prognos AG wurden entsprechend die regionalwirtschaftlichen Effekte des Projekts ermittelt und die Marktentwicklung der Offshore-Windkraft sowie die Marktanteil des OTB, prognostiziert.⁵

Die Offshore- Windkraftindustrie ist eine europäische Industrie, die nur Optionen bietet, weil sie am Beginn der „Lernkurve“ mit Förderung unterstützt wird, um den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung deutlich zu erhöhen und damit den Klimazielen zu entsprechen. Dazu trägt auch Deutschland bei. Es geht um nicht weniger, als zu verhindern, dass die Windkraftindustrie in Deutschland den Anfangsbelastungen nicht standhält und mögliche Wachstumseffekte, wenn der Markt sich entfalten wird, außerhalb Deutschlands generiert werden. Dies sollte auch bei der Betrachtung des OTB nicht aus den Augen verloren werden.

Mit der Novellierung des EEG in 2014 wurde in Deutschland für Entscheidungen zur Entwicklung der Offshore-Windkraft Klarheit geschaffen. Das Ausbauziel für die Offshore Windkraft bis 2020 und bis 2030 wurde nach unten korrigiert, andere Rahmenbedingungen wurden konkretisiert und fördern die Entwicklung mit einer Einspeisevergütung, die ab 2018 leicht sinken soll⁶, Regelungen für Ausschreibungsmodelle bzw. die Einspeisevergütung nach 2020 sind noch in der Diskussion. In Deutschland sind bis zum Ende des Jahres 2014 über ein Gigawatt Leistung ans Netz gegangen. In Europa sind

³ Fichtner, Prognos, Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, Kurzfassung 2013.

⁴ Offshore Terminal Bremerhaven (OTB) – Planrechtfertigung, Stand: Januar 2013, S. 17.

⁵ Prognos: Gutachterliche Stellungnahme Potenzialanalyse OTB, 14.03.2014 und Prognos: Aktualisierung Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB, 14.12.2012

⁶ Siehe auch Anlage 1

insgesamt 8 GW Offshore-Windkraftleistung ans Netz gegangen, d.h. auch in anderen europäischen Ländern zeigte sich angesichts der Kosten und Risiken gegenüber ursprünglichen Planungen ein verringertes Ausbautempo. Parallel schritt die Etablierung der Windkraftindustrie aus Herstellersicht voran, ebenso – wenn auch zögerlich - der Ausbau von Häfen an der Nord- und Ostseeküste.

Zu beachten ist, dass der neue Terminal frühestens 2018/2020 die geplanten Effekte erreichen kann, dass er dann jedoch mehrere Jahrzehnte eine belastbare und effiziente Schnittstelle von Produktion und Seeverkehr bildet und im Zeitverlauf nicht nur für die Offshore-Windkraft neue Aufgaben übernehmen kann, sondern weitere exportlastige Fertigung anziehen wird.

2.2 Ergebnisse vorliegender Studien und ergänzende Herangehensweise

Die Studien der Prognos AG in 2011 und 2012 beschäftigen sich neben der Ableitung der regional-wirtschaftlichen Effekte ausführlich mit der Marktentwicklung der Offshore-Windkraftprojekte in Deutschland und Europa, wobei die zu dem Zeitpunkt optimistischen Annahmen der Länder über das Ausbautempo schon kritisch hinterfragt wurden. Die Ergebnisse bildeten die Grundlage für die Marktabschätzung des OTB. Dabei wurde für die Nordsee von 3 bis 4 Basishäfen ausgegangen, die sich das Potenzial der Windparkprojekte „teilen“. Es wird nur das Marktpotenzial betrachtet, das auch Vormontageleistungen am Hafen erfordert.

Auch mit der Reduzierung der Ausbaupfade in Deutschland nach Novellierung des EEG wird für den Offshore Terminal in der aktualisierten Studie 2014 ein Umschlagspotenzial von (vormontierten) 100 bis 160 OWEA für möglich gehalten, wobei ein 300sm-Radius für jeden Basishafen als Marktraum zugrunde gelegt wird. Es wird auf weitere Ansiedlungen verwiesen. Der Entwicklungsstand der Basishäfen wird skizziert, die Probleme erster Ansiedlungen von Großkomponentenherstellern in den deutschen Häfen, die 2013/2014 wirksam wurden, aufgezeigt. Es ergab sich 2014, dass die Ansiedlung von zwei Turbinenherstellern am Standort Bremerhaven im relativen Vergleich aller Häfen ein einzigartiger Standortvorteil ist, der gute Voraussetzungen bietet, das geplante Ziel der Etablierung eines Offshore-Zentrums unmittelbar in Kajennähe zu erreichen. Der Bezug zu den Marktanteilsstrukturen der Hersteller wird noch nicht vertieft betrachtet⁷. Siemens hatte nach Prognos zu dem Zeitpunkt – bezogen auf die im Bau befindlichen Offshore-Windenergieanlagen (Quelle: 4C Offshore) einen Anteil von 58% (Januar 2014). Es wurde davon ausgegangen, dass die Hersteller Senvion und Areva ausreichende Marktanteile im 300sm-Radius auf sich ziehen können und Neuansiedlungen stattfinden.

2015 lässt sich ein weiteres Jahr Offshore-Windkraft aus Sicht des Marktes, der Hersteller, des Ansiedlungsverhaltens in der europäischen Windkraftindustrie sowie der Basishafennutzung auswerten.

Die fortgeführte Analyse motiviert zu einigen Fragen und ergänzenden Erkenntnissen, die hierzu vorgestellt werden:

- Ist die bisherige Sicht auf den Aspekt konkurrierender Basishäfen ausreichend?
- Welche Rolle spielt die Ansiedlung zweier Turbinenhersteller am Standort?
- Unter welchem Gesichtspunkt ist somit das potenzielle Marktvolumen zu ermitteln, ist eine andere Sicht erforderlich als bisher?

⁷ Prognos, Gutachterliche Stellungnahme Potenzialanalyse OTB 14.3.2014

- Wie muss dieses Marktvolumen und das Tempo der Marktentwicklung überhaupt bewertet werden?
- Und wie entscheidend ist das Ausbautempo der Offshore Windkraft für die Entscheidung zum Ausbau der Hafeninfrastruktur für Offshore bzw. Schwerlastgüter am Standort Bremerhaven?
- Welche Schlüsse für den Gesamtansatz der Ausrichtung und Profilierung der Standortentwicklung leiten sich ab, um Risiken geringer Auslastungsphasen zu minimieren?



3 HAFENINFRASTRUKTUREN IN EUROPA UNTER DEM GESICHTSPUNKT DER OFFSHORE WINDKRRAFTINDUSTRIE

3.1 Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Hafeninfrastrukturen

Prognos sieht die Entwicklung der Offshore Basishäfen in der Nordsee im Vergleich der Häfen hinsichtlich der Verknüpfung der Infrastruktur mit dem Produktionscluster der Offshore-Windkraft. Nur in dieser Verknüpfung sind die entscheidenden Qualitäten zu konstatieren. Angesichts der sich gerade erst etablierenden Windkraftindustrie erscheinen alle Basishäfen bzw. Installationshäfen⁸ in Konkurrenz zu stehen, da sie die Ansiedlungspotenziale heranziehen könnten. Schon bei Prognos wird aber deutlich, dass es um keine echte Konkurrenz gehen kann, wenn keine Produktion am Standort angesiedelt ist. Es werden aber drei bis vier mögliche Basishäfen aufgelistet, die um das Marktpotenzial „vorzuinstallierender“ OWEA konkurrieren.

2015 ist es sinnvoll, angesichts der Entwicklungen das Thema der Hafeninfrastrukturen für die Offshore-Windkraft weiter zu vertiefen

Nachfolgend werden daher zwei Bedarfskomplexe betrachtet:

Zum einen, und das ist der entscheidende Aspekt, benötigen alle Hersteller von Großkomponenten – und ganz besonders die zentral zu sehenden Turbinenhersteller – eine Home Base, einen „Heimathafen“, der idealerweise die Identität von Fertigungsstandort und Hafenstandort ist oder – weniger optimal – so nah wie möglich am Fertigungsstandort liegt. Diese Häfen sind dann mit den entsprechenden Infrastrukturen die eigentlichen Knotenpunkte, von denen der Offshore-Windmarkt bedient wird. Sie sind das Rückgrat und sie müssen die infrastrukturellen Voraussetzungen bieten, um möglichst kostengünstig und mit hoher Zuverlässigkeit den gesamten Produktionsoutput auf See bringen zu können, d.h. Vorinstallationen am Hafen zu ermöglichen, Komponenten auszuliefern als auch Auftragspitzen jedweder Art abfangen zu können. Nur so werden die Möglichkeiten am Konkurrenzmarkt zu partizipieren voll ausgeschöpft. Es geht um ihre gesamte Produktion und ihre Marktfähigkeit.

Es kann dadurch ein Wechselprozess in Gang gesetzt werden, der weitere Ansiedler heranzieht, die einen Clustervorteil ausschöpfen können. Die zentralen Komponenten der OWEA-Produktion sind die Turbinen, so dass der Fertigungsstandort der Turbinenhersteller den Anstoß für die Entwicklung des „Heimathafens“ als Offshore-Basis geben kann.

Das was am Heimathafen umgeschlagen wird, hat unmittelbar etwas mit dem Marktanteil der Hersteller am Standort zu tun, der wiederum von der Standortqualität mit beeinflusst wird. Hinzu kommt die Lage des Standorts im Gesamtmarkt im Vergleich zu den Standorten anderer „Heimathäfen“ der Windkraftindustrie. Die Zahl der Key Player und die Zahl ihrer Fertigungsstätten in der Nähe von Hafenstandorten bestimmen das Ausmaß der Konkurrenz, die Wahl und die Zahl der tatsächlich miteinander vergleichbaren und konkurrierenden Häfen. Diese konkurrieren miteinander nur insoweit, wie sie ihren angesiedelten Herstellern Kostenvorteile verschaffen und attraktiv für weitere Ansiedler sind. Die Verteilung des Marktvolumens (nicht nur für Vorinstallationsleistungen) unter den Herstellern bestimmt die Auslastung der speziell für sie geschaffenen Infrastruktur. Diese Verquickung von Hafenin-

⁸

Diese Häfen ermöglichen die Vormontage an den Kajen und die Verladung auf die Installationsschiffe, so dass spezifische Anforderungen baulicher, technischer, flächenseitiger und maritimer Art erfüllt sein müssen, siehe hierzu u.a. Herausarbeitung von Chancen und Herausforderungen für die Hafen- und Werftindustrie im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung, Stiftung Offshore Windenergie 2013.



standort und Industrie ist prägend und zeigt, dass es um keine Auflistung von möglichen Basishäfen gehen kann, die dem Marktvolumen für Vorinstallationsbedarfe in einem ökonomisch tragbaren Radius gegenüber gestellt werden, sondern darum, der existierenden, angesiedelten Windkraftindustrie den bestmöglichen Heimathafen anzubieten.

Es zeigt sich, dass mit dem Erfassen der „Heimathäfen“ nicht alle bisher als Basishafen diskutierten Basishäfen einbezogen wären (z.B. Cuxhaven, Eemshaven...).

Ergänzend - und zum anderen – gibt es offensichtlich einen Bedarf an Hafeninfrastruktur an weiteren Standorten, die für die Windkraftindustrie – egal für welche und wo sie verortet ist - die Optionen bieten, im Eventualfall weitere Kostenersparnisse durch kurze Wege zum Windpark zu ermöglichen und die dann die Vorinstallationen und die Installationslogistik übernehmen. Diese Häfen ohne eigene Windkraftindustrie haben in dem Sinne eine Ergänzungsfunktion, eine Servicefunktion für alle Hersteller. Es gibt keine Anzeichen, dass sie sich zukünftig erübrigen werden.

Sie werden nur unter bestimmten Bedingungen genutzt, wenn die Lage zum Windpark sich deutlich verbessert. Dabei gilt:

- Die Zeitdauer der Installation verkürzt sich, das beeinflusst alle Kosten für Personal, Technikanmietungen bzw.-betrieb
- Die Kosten für die (sehr teuren) Installationsschiffe (wie lange werden sie benötigt?) und ihren Betrieb verringern sich
- Eine Optimierung von Wetterfenstern und Reaktionsmöglichkeiten verspricht bei einem höheren Tempo mehr Zuverlässigkeit

So kann es sinnvoll sein, vom Standort der Hersteller über den „Heimathafen“ zusätzlich einen weiteren Hafen dazwischen zu schalten. Aber diese Häfen bleiben nachrangig, sie dienen allen beteiligten Herstellern als Option, eine ergänzende Nutzung einzukalkulieren, um mögliche Kostenvorteile zu erschließen.

Wenn eine Entscheidung für einen Basishafen als Heimathafen für die Windkraftindustrie oder einen Basishafen als sogenannten Ergänzungshafen gefällt werden müsste, ergeben sich eindeutige Präferenzen. Insoweit ist es zu einem Zeitpunkt, an dem die Offshore-Windkraftindustrie - insbesondere die involvierten Turbinenhersteller- innerhalb des Einzugsbereichs der Nordsee den Markt abdecken (vergleiche Kapitel 5), nicht mehr hilfreich, alle Basishäfen einfach zu vergleichen und die Marktanteile auf die Basishäfen zu verteilen. Im Zentrum sollten die hier vereinfacht als Heimathäfen der Windkraftindustrie bezeichneten Standorte stehen. Das vorliegende Konzept für den OTB setzt genau hier an, was in der öffentlichen Debatte aber verkürzt wird.

Im Vordergrund stehen die Hafeninfrastrukturen für die Standorte der Hersteller: sie müssen perfektioniert werden, um den Herstellern ihre Chancen am Markt zu verbessern, unabhängig davon wie viel Häfen insgesamt Basishafenfunktionen erfüllen können. Es geht nicht nur um den Markt für Vorinstallationen am Standort, sondern um die gesamte infrastrukturelle Leistung für die ansässigen Hersteller. Deshalb ist diese Unterscheidung zweier Typen von Basishäfen relevant.

Diese Klärung lässt folgende Frage in den Vordergrund treten:

Was haben die Key Player am Markt für Hafenkonditionen und welchen Vorteil oder Nachteil bietet der Heimathafen Bremerhaven im Vergleich zu den übrigen zu Heimathäfen zu erklärenden Basishäfen?

Dazu sollen vorerst die Key Player vorgestellt und ihr Bezug zum Markt hinterfragt werden.

3.2 Windkraftindustrie und ihre Standorte: Heimathäfen

Im Zentrum der Windkraftindustrie stehen die Hersteller der Windkraftturbinen. Der Kostenblock der Turbinen hat einen Anteil an den Kosten einer installierten und operationalisierten OWEA von ca. 29%, je nach Turbinentyp und –leistung. Die gewünschte Offshore-Leistung stellt zuerst die Frage nach der Turbine, sie ist das Herz der Anlage.

Auch wenn die Offshore-Windkraftindustrie allmählich internationale Dimensionen erreicht, konzentriert sich die Fertigung für den Offshore-Bereich in Europa.

In Deutschland sind mit dem „Heimathafen“ Bremerhaven zwei Offshore-Turbinenhersteller, die sich auch in der Krise 2013 am Standort behaupten konnten, angesiedelt: Areva Wind, inzwischen Adwen, und Servion SE. (ergänzende Ansiedlung eine Fertigungsstätte für Rotorblätter).

Weitere Turbinenhersteller gibt es in Deutschland nicht. Damit steht und fällt die Etablierung einer nationalen Offshore-Windkraftindustrie mit dem Erfolg der beiden Produzenten am Standort und ihrem Potenzial, ein Cluster zu etablieren. Zulieferer und Hersteller weiterer Großkomponenten allein können diesen Effekt nicht erreichen.

Wenn es für die Offshore-Windkraft auf deutschem Territorium überhaupt eine Chance geben soll, kann dies nur mit einem Standort mit Bedingungen wie Bremerhaven, gelingen.

Weitere prägende europäische Turbinenproduzenten im Offshore-Bereich sind:

- *Siemens Wind Power*
„Heimathafen“: Esbjerg, Dänemark , Produktionsstätten für OWEA in Brande, rund 90km entfernt vom Hafen Esbjerg (Eine 2010 geplante Verlagerung der Serienfertigung von Turbinen der Firma Siemens von Brande in Dänemark an den Hafenstandort wurde nicht umgesetzt, hingegen wurde Esbjerg stark erweitert und ausgebaut (Leasing eines Hafenanteils zusammen mit Vestas, ein Testzentrum von Siemens wurde am Hafen etabliert),
- *MHI Vestas*
„Heimathafen“ Esbjerg, Dänemark Produktionsstätten u.a. in Randers, Dänemark: Leasing eines Hafenanteils von Esbjerg zusammen mit Siemens,
- *Alstom*
„Heimathafen“ Nantes- Saint Nazaire Port, Frankreich (Turbinen), Cherbourg (Rotorblätter, Türme), Produktionsstätte: Saint Nazaire im Hafen und in Cherbourg, beides seit 2014

In 2015 in konkreter Vorbereitung/ Bau:

- *Siemens Wind Power*
Ergänzender „Heimathafen“ Hull (Humbermündung, UK) Green Port Hull am „Alexandra Dock– offizielle Entscheidung am 25.3.2014 zu finanzieller Beteiligung, neue Produktionsstät-



te: OWEA - Rotor Blades für 6 MW- Turbinen direkt am Alexandra Dock, Produktionsbeginn 2016, als geplante Initialzündung für den Standort

(Ein neuer „Heimathafen“ für kommende Ansiedler: The Able Marine Energy Park mit moderner Offshore Infrastruktur soll nahe am Green Port Hull für Offshore-Windindustrie entstehen, Beschluss und gesicherte Finanzierung 2014, Baubeginn 2015 (Verzögerung durch Grundstücksstreitigkeiten gerichtlich beendet), Ansiedlungsinteresse z.B. Strabag (Fundamente)

- *Adwen*
„Heimathafen“ Le Havre, Frankreich, neue Produktionsstätte im Bau: 8 MW-Turbine

Samsung hat den Bau einer Fertigungsstätte für seine neue 7 MW-Turbine im Hafen Methil, Schottland mangels Aufträgen vorerst auf Eis gelegt.

General Electric kooperiert mit Alstom ohne eigene Offshore-Fertigung in Europa, nachdem 2012 der geplante Bau einer Fertigungsstätte in Schottland ebenfalls „in Warteschleife“ gesetzt worden ist. GE engagiert sich in Europa vorrangig noch nur in der Onshore-Windindustrie bzw. nur für die Offshore-Vernetzung, nachdem die Wachstumsphantasien der Offshore Windkraft vorerst ausgebremst worden sind.

Gamesa hat alle Fertigungsstätten in Spanien und wird Zulieferungen für Adwen auch von dort beziehen.

Damit reduziert sich zum Status quo bei einem bisher sehr beschränkten Markt mit einem Zubau von 2014 **von 408 OWEA in den EU 27** die Offshore-Turbinenfertigung auf 4 Fertigungsstätten mit 2 Heimathäfen, bzw. seit Januar 2015 auf 5 Fertigungsstätten mit 3 Heimathäfen.

Schon auf kommende Märkte in Frankreich bzw. in Europa reflektieren neu gebaute und geplante Fertigungsstätten (Frankreich, Großbritannien) – teilweise in Warteposition - mit neu auszubauenden „Heimathäfen“.

Die mit den Fertigungsstätten verquickten Häfen bewältigen somit je nach Marktanteil der Hersteller die gesamte Verschiffung zu allen errichteten Windparks, je nach Entfernung und Kostenoptimierungsdruck:

- mit vorheriger Entgegennahme weiterer Komponenten am Hafen, Vorinstallationen und aufwendiger Installationslogistik direkt vom Heimathafen oder
- mit Verschiffung der nicht oder nur teilweise vormontierten Turbinen und Inanspruchnahme eines zusätzlichen Installationshafens in direkter Nähe zum Windpark oder mit Installationen direkt auf See (teilweise von Siemens)

Eine „Aufteilung des Marktes“ für die zentral zu sehenden Turbinen betrifft folglich 2015 zuerst zwei Häfen, das sind **Esbjerg und Bremerhaven** und zwar in Abhängigkeit vom Marktanteil der jeweils ansässigen Hersteller (Der dritte Hafen „Saint Nazaire“ , liegt im Golf von Biskaya und wird hier nicht



weiter betrachtet: Er wird im Moment ausgebaut und als „Heimathafen“ vorbereitet. Le Havre wird erst ab 2018 interessant.)⁹

Der Marktanteil resultiert aus der Konkurrenzfähigkeit der ansässigen Hersteller hinsichtlich der gesamten Kosten, der Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Turbinen u.a.. Die Kosten werden auch von der Qualität der Hafeninfrastuktur beeinflusst.

Entscheidend ist jedoch die Erkenntnis, dass die Frage nicht darin besteht, die Zahl und Qualität aller an den Küsten zu findenden Basishäfen zu hinterfragen und ihre Konkurrenzfähigkeit zu vergleichen. Die Hauptfrage besteht darin, die Standorte der Windkraftindustrie, ihr Ansiedlungsverhalten sowie ihre Rahmenbedingungen an den „Heimat“-Kajen zu hinterfragen. Wie sieht der Beitrag der Hafeninfrastuktur aus, um die ansässige Industrie konkurrenzstärker zu machen? Ein prägnanter Marktanteil der ansässigen Turbinenhersteller kann dann auch eine Clusterentwicklung am jeweiligen Standort fördern, stimuliert durch eine hochmoderne Hafeninfrastuktur und Standortqualität.

Dabei ist die Größe des Marktes, das Zubautempo im Verhältnis zu den Größenordnungen der Fertigungsstätten (mindestens 100 Turbinen/Jahr) und ihres wirtschaftlich notwendigen Outputs zu reflektieren. Ohne ein Mindestmaß an Serienfertigung wird die zwingend notwendige Kostensenkung bis 2020 nicht erreichbar sein, so dass der Marktausbau weiter nur gebremst erfolgen kann.

Esbjerg

Siemens hat sich 2010 dagegen entschieden, den Fertigungsstandort direkt nach Esbjerg zu verlagern. Es ist davon auszugehen, dass der Kostennachteil, der durch die Anfahrten zum Hafenstandort entsteht, dadurch ausgeglichen wurde, am Hafenstandort die Bedingungen zu optimieren. Siemens und Vestas haben 2012 einen Teil des Osthafens geleast. Entsprechend des von ihnen erreichten sehr hohen Marktanteils (siehe weiter unten) wurden und werden enorme Investitionen in den Ausbau des Terminals gesteckt, teilweise auch und besonders von der Municipality von Esbjerg. Geplant waren 1000m Kajen und 100 ha erschlossene Flächenpotenziale für Lagerungen und Vormontagen zur Versorgung von 8 Windparks jährlich und für weitere Ansiedlungen aus dem Energiesektor. Zusätzliche Investitionen flossen in die Erweiterung der Fahrspuren der Zugangsstraßen, der Verlängerung der Straßen bis an die Kajen.¹⁰ Der neue Osthafen umfasste 2013 schon ein Areal über 65ha, nicht nur mit den speziellen Infrastrukturen für die Offshore-Windindustrie, sondern auch für die Öl- und Gasindustrie sowie Ro-Ro-Trailer und Container-Cargo. Das Ziel besteht nach wie vor darin, 100 ha zu erschließen, der Ausbau der Schwerlastkajen für die Offshore-Industrie wurde auf 2000m als Zielsetzung erweitert. 2014 werden 250 Unternehmen mit 13.500 Beschäftigten genannt, der Hafenstandort wirbt für sich als „Energy- Metropolis“.¹¹

⁹ Siehe z.B. www.aveva.com, Offshore-wind: GDF Suez, EDP Renewables, Neoen marine and Areva underline commitments with local stakeholders. Oder www.offshorewind.biz: Le Havre Port to become Hub for Offshore Wind development: 57 Mio.€ fließen in den Port Le Havre zur Gewährleistung der Anforderungen aus der Offshore-Windkraft am Standort.

¹⁰ 20% der Straßeninvestitionen wurden vom Trans European Transport Network Fond finanziert.

¹¹ U.a. issuu.com, Denmark's Energy Metropolis; Port of Esbjerg: A study of an intermodal terminal at the port of Esbjerg; portfinanceinternational.com, Siemens and Vestas move into new Esbjerg terminal in Denmark, 12.6.2012.



Es wird deutlich, dass in Esbjerg intensiv daran gearbeitet wird, die Optionen auszuloten, um den Kostenblock der Installation, den Siemens und Vestas tragen müssen, zu minimieren. Ein Vorteil für die beiden Marktteilnehmer wurde mit dem zeitlichen Vorsprung erreicht. Trotzdem stellt die Verknüpfung von Warenausgangszone und Verschiffung durch eine zu überbrückende Entfernung zu den Fertigungsstätten nach wie vor einen Konkurrenznachteil dar. Die günstigen Bedingungen am Hafen sind jedoch ein wesentlicher Beitrag, den beiden Konkurrenten einen hohen Marktanteil zu sichern.

Bremerhaven

In Bremerhaven gibt es 2015 nach wie vor eingeschränkte Verschiffungsmöglichkeiten, die es den einzigen beiden Offshore-Turbinenproduzenten in Deutschland nicht erlauben, die Optionen zur Senkung des Kostenblocks der Installation auszuschöpfen, siehe zu den negativen Konsequenzen einer nicht erfolgenden Investition in Terminal und Hafeninfrastruktur ausführlich die vorliegenden Untersuchungen.¹² Insgesamt wird eine wachstumsorientierte Entwicklung des Hafenstandortes mit dem Ziel der Verschmelzung von Industrieansiedlung und Seeverschiffung ausgebremst. Ganz nebenbei ist auch die Blockierung des Containerterminals für die Offshore-Industrie ein wichtiger Aspekt, der über die Offshore-Windkraft hinausgeht. Entscheidend ist aber, dass es insgesamt keinen Wachstumsimpuls gibt, wenn der Terminal nicht gebaut werden wird. Es ist nur ein Aspekt, ob relativ schnell oder eventuell erst in 7 oder 9 Jahren ein echter Wachstumsschub in der Offshore-Windkraftindustrie einsetzen wird. Er wird früher oder später einsetzen (vergleiche Kapitel 4). Vor dem Hintergrund der im Kapitel 4 aufgelisteten Vorleistungen die in den genannten Ländern erbracht wurden, auch wenn aus Kostengründen vorerst keine weiteren Aktivitäten erfolgen (siehe folgende Seiten), muss davon ausgegangen werden, dass ein Weg rückwärts wenig wahrscheinlich ist. Der Klimawandel und die notwendige Dekarbonisierung der Energieversorgung erzwingen die Ausschöpfung aller Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Damit wird die Offshore-Windkraft am Standort eine Chance erhalten. Die kurzfristige Schaffung der entsprechenden Standortvoraussetzungen hilft den ansässigen Pionieren der Turbinenhersteller, die teure Lernkurve erfolgreich mit zu gestalten. Außerdem erfolgt ein genereller Wachstumsimpuls für den Standort, der die Offshore-Windkraft nur als ein Standbein sehen sollte, siehe weiter unten. Das konnte in den Studien der Prognos AG ausreichend dargestellt werden.

Die Förderung der Hersteller in Deutschland und des dafür notwendigen Hafenausbaus sollte auch vor dem Hintergrund des geplanten Hafens Hull in Großbritannien gesehen werden. Unbefriedigende Hafeninfrastrukturen in bisher genutzten britischen Häfen wie Grimsby (Humber) oder Lowestoft (Great Yarmouth) sowie die Verbesserung der politischen bzw. finanziellen Rahmenbedingungen für die Offshore-Windkraftentwicklung in Großbritannien führten dazu, dass Ende 2013 die Förderung des Able Marine Energy Park (AMEP) beschlossen wurde (1.289m Kajen, Infrastruktur für Produktion, Montage und Installation von OWEA). Parallel gab Siemens bekannt, zusammen mit den Associated British Ports (ABP) den Green Port Hull am Alexandra Dock zu bauen, mit einer Montagefabrik für OWEA sowie einer großen neuen Fertigungsstätte für Rotor Blades für die 6MW-Turbine von Siemens inklusiver eigener Hafeninfrastruktur (insgesamt 1000 Beschäftigte).¹³ Der Bau hat begonnen, wie

¹² Planbegründung, ebenda; Prognos, Gutachterliche Stellungnahme Potenzialanalyse OTB, 14.3.2014

¹³ Projektupdate Green Port Hull, Regional Growth Fund

auch die Personalsuche: In 2016 wird der Produktionsbeginn erwartet. Damit schafft Siemens sich einen neuen bzw. zweiten „Heimathafen“ in Großbritannien, der dazu führen wird, dass sich seine Konkurrenzfähigkeit am Markt weiter verbessert. Es wurde gezielt- nach anfänglich anderen Plänen- die direkte Fertigung an den Kajen beschlossen, da hier Kostenoptimierungspotenziale gesehen werden¹⁴. Diese Entwicklung beweist die Rolle der unmittelbaren Verknüpfung von Produktion und Hafeninfrastruktur für die Kostenentwicklung. Konkurrenten – wie Areva und Senvion - müssen selbstverständlich mindestens die gleichen Rahmenbedingungen an ihrem Heimathafen erhalten, um am Markt präsent bleiben zu können.

Es wird bei Realisierung des Projektes in Großbritannien, wo bisher der größte Marktanteil zu verorten ist und Zukunftspotenzial durch weitere Ausbaupläne erkennbar ist, ein Wachstumsimpuls für den Standort Hull und die Offshore-Windkraftindustrie ausgelöst. Hierdurch wird der Druck auf den deutschen Standort besonders deutlich.

3.3 Übrige Installations- und Basishäfen in Nord- und Ostsee

Die übrigen Basishäfen bieten allen Herstellern/Windparkinvestoren und -betreibern am Markt die Option, für ihre Vorinstallationslogistik weitere Alternativen durchzuspielen und am Ende die Option mit der geringsten Kostenbelastung zu wählen. Ihre Auslastung wird immer mehr davon abhängen, wie viel OWEA in welchen Windparks in kurzer Entfernung zu ihnen erreichbar sind, zusätzlich beeinflusst durch das Innovationstempo der Installationstechnologien und -logistik. Für die Verschiffung von Fundamenten und Türmen verschiedener Hersteller bieten sie davon unabhängig optimale Hafeninfrastrukturen.

In den letzten Jahren war weder das Ausbautempo der Offshore Windkraft noch das Ausmaß der sich wirtschaftlich tragenden Industrie ausreichend abzusehen. Die Wachstumsphantasien beflügelten die Ausbaupläne für Basishäfen, die davon ausgingen, Offshore-Windkraftindustrie an den Standort ziehen zu können. Es wurden sowohl Schwerlastkajen und –flächen, als auch Ansiedlungsflächen für Offshore-Gewerbe geplant und auch teilweise umgesetzt.

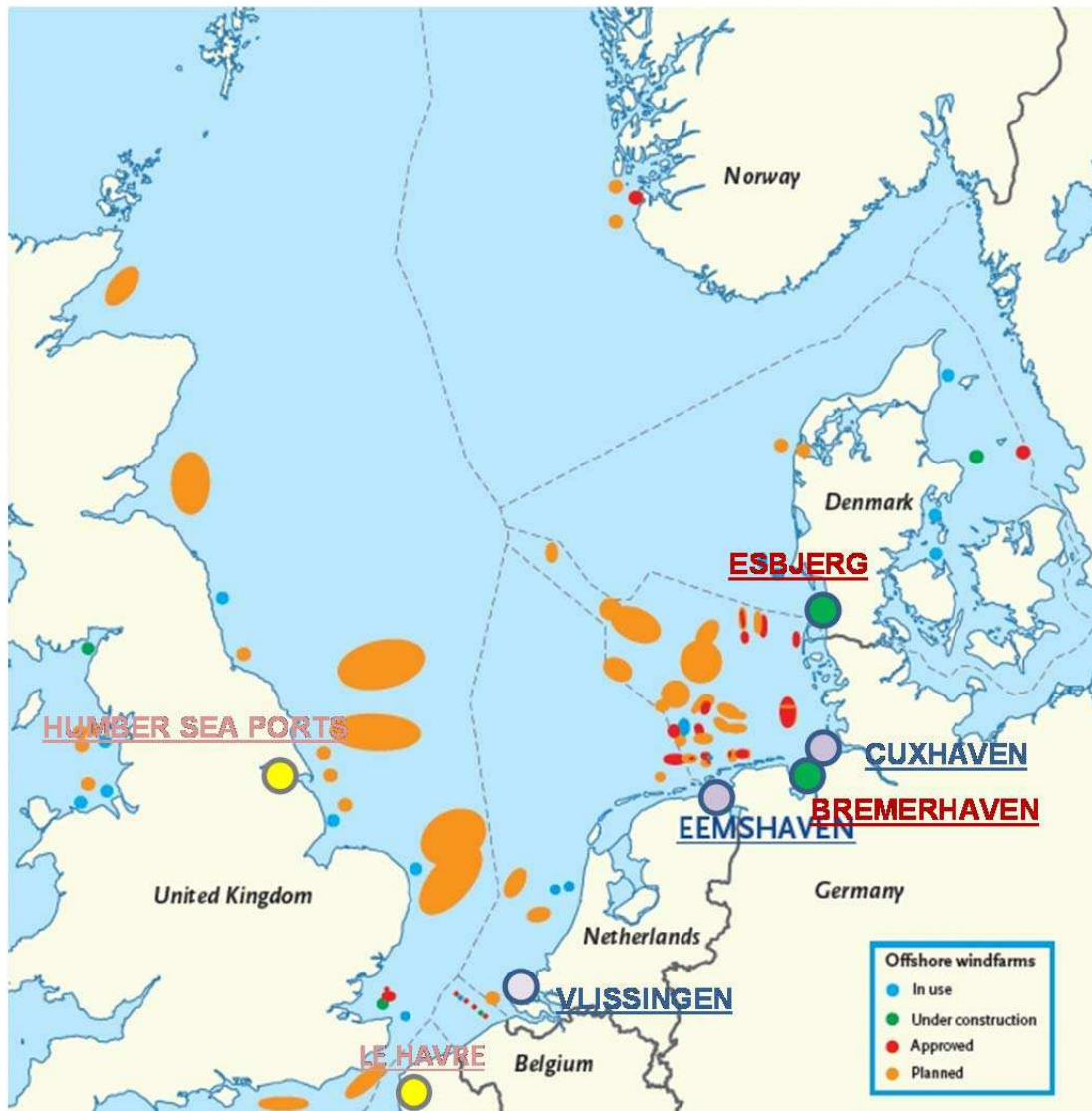
Solche Häfen sind zum Status quo:

- Groningen Seaports mit Eemshaven
- Vlissingen
- Cuxhaven (Ansiedlung eines marktrelevanten Fundamentherstellers: Ambau)
- Saßnitz (Ostsee), (wo Vestas sich mit Lager- und Montagekapazitäten – bevorzugt für Onshore-Windkraft – eingebracht hat)

Europaweit kommen weitere Projekte hinzu. Große Investitionen werden in einem weiteren dänischen Hafen getätigt, in Thyboron an der Nordwestküste, da dort noch Zubaupotenzial für Offshore-Windkraft ausgewiesen ist. Offen sind z.B. Infrastrukturinvestitionen für Offshore-Installationen in Brunsbüttel. In Emden wurden entsprechende Investitionen gestoppt.

¹⁴ ebenda

Abbildung 1 Heimathäfen (grün), Heimathäfen in Bau (gelb) und weitere Basis-
häfen (violett) in der Nordsee



Quelle: Map Port of Eemshaven, Website, ergänzt um die Standorte der Basishäfen.

Die existierenden Häfen erfüllen zum Status quo alle herausgearbeiteten Kriterien¹⁵, um als Installationshafen genutzt zu werden. Teilweise werden noch weitere infrastrukturelle Verbesserungen geplant und umgesetzt. Angesichts des aktuell begrenzten Marktvolumens ist nicht zu erwarten, dass die neuen Basishäfen weitere Turbinenproduzenten ansiedeln können.

Der genaue Bedarf an diesen Basishäfen ist unklar und es gibt keine Abstimmung zwischen den Ländern und Hafenbetreibern. Fehlinvestitionen sind daher zu erwarten.

¹⁵ Siehe Fußnote 6

Siemens ist das beste Beispiel dafür, dass diese Häfen ihre Existenzberechtigung grundsätzlich haben. Siemens nutzt für seine Windparkprojekte überwiegend Esbjerg als Installationshafen (oder installiert sogar auf See). Für die niederländischen Windparkprojekte Gemini vor der westfriesischen Küste vor Groningen hat er sich jedoch für die Groningen Seaports in Eemshaven als Basishafen entschieden, so dass der bisher schon als ergänzender Installationshafen fungierende Eemshaven noch einmal mit 56 Millionen Euro erweitert wird (Teil Beatrixhaven). Groningen Seaports Authority sieht hier eine Chance für einen weiteren Wachstumsimpuls am Standort (wo der Schwerpunkt "Energie" schon eine großes Ansiedlungspotenzial bildet), die Kajen werden von 700m auf 1420m erweitert, die Wassertiefe erhöht und es werden zusätzlich 90ha Ansiedlungsfläche am Markt angeboten.¹⁶ Dabei muss berücksichtigt werden, dass die bisher ausgewiesenen Zonen für die Offshore-Windkraft in den Niederlanden deutlich weiter westlich bzw. vor dem südlichen Küstenabschnitt liegen. Die Entscheidung von Siemens kann aber als Beleg dafür genommen werden, dass die mögliche Wahl eines Installationshafens in kurzer Entfernung zum Windpark selbst bei zusätzlichen Umfuhrkosten vom „Heimathafen“ zu einem anderen Installationshafen Kostenvorteile versprechen kann. Das ergibt sich offensichtlich (hier nur empirisch belegbar) auch bei geringeren Entfernungen als den bisher angenommenen 200sm oder sogar 300sm Entfernung zwischen Heimathafen und Windpark: Die Entfernung von Esbjerg zu den beiden Windparkstandorten Gemini vor den Niederlanden betragen lediglich ca. 130 Seemeilen. Weitere Beispiele für die Entscheidung zugunsten zusätzlich genutzter Basishäfen mit Entfernungen unter 200sm lassen sich finden.¹⁷

Daraus leitet sich folgendes ab:

- 1) Die Vermutung, dass sich angesichts der möglichen wählbaren Installationshäfen an den Nordseeküsten, der Radius von 300sm oder sogar von 200sm als Marktpotenzial für komplette Vorinstallationsleistungen am Standort Bremerhaven nicht mehr ausschöpfen lässt, scheint sich zu bestätigen. Jedoch ergibt sich dadurch keine Einschränkung des Marktpotenzials für den OTB, wenn er als Heimathafen der beiden Turbinenhersteller verstanden wird: Es geht um den gesamten Marktanteil der Hersteller, ob Vorinstallation oder Zulieferung zu einem alternativen Basishafen und es geht um die mögliche Kostenreduktion durch die Standortqualität.
- 2) Für die Abschätzung des möglichen Volumens an tatsächlichen kompletten Vorinstallationsleistungen der angesiedelten Hersteller am „Heimathafen“ verringert sich der potenzielle Einzugsradius, und zwar angesichts der Verortung von Windparks und Hafeninfrastrukturen an der Nordsee hauptsächlich auf die deutsche Nordsee.
- 3) Für die Abschätzung der kompletten Vorinstallationsleistungen in Bremerhaven kommen zu den Installationsleistungen der Hersteller am Standort evtl. Installationsleistungen von konkurrierenden Herstellern mit anderen Heimathäfen, wenn die Verkürzung der Entfernung zum versorgenden Windpark Kostenvorteile verspricht. Nur in dem Zusammenhang konkurriert der „Heimathafen“ mit nahe gelegenen alternativen Basishäfen.

¹⁶ Worldmaritimenews.com: Getting ready for an energetic future

¹⁷ Vom zukünftigen Heimathafen Le Havre werden von Adwen für zwei der akquirierten Windparks in Frankreich nach Plan auch alternative Basishäfen (Saint Nazaire, Brest) angesteuert, wobei der eine Windpark nur 160sm entfernt von Le Havre liegt.



Die Beauftragung von Herstellern mit größeren Entfernungen für Projekte in der deutschen Nordsee könnte zukünftig z.B. Alstom betreffen oder auch Vestas, die evtl. einen Installationshafen dazwischen schalten möchten. Die geographische Nähe der drei Häfen Cuxhaven, Bremerhaven und Eemshaven und ihre kurzen Entfernungen zu den deutschen Nordseeprojekten erzeugt für diesen Marktanteil einen Konkurrenzdruck. Es muss für Bremerhaven im Worst Case ein geringerer Anteil an diesen zusätzlichen Optionen auf Installationsmöglichkeiten am Standort einkalkuliert werden.

4 MARKTPOTENZIAL DER OFFSHORE-WINDKRAFT

4.1 Markt für Offshore-Windkraft: Ansatzpunkte

Ansatz Marktraum

Der Marktanteil der am Standort angesiedelten Turbinenproduzenten Senvion und Areva bzw. weiterer sich ansiedelnder Offshore-Produzenten ist die Grundlage für die Wertschöpfung im Terminal, d.h. dass dieser potenziell mögliche Marktanteil im Fokus steht. Daraus kann sich der Effekt der Vorinstallation kompletter Anlagen am Standort ergeben, d.h. eine echte Basishafenfunktion, oder aber auch nur eine Zulieferfunktion für entferntere Basishäfen, zum Beispiel für Saßnitz in der Ostsee (aktuelles Beispiel: Areva Auftrag für Wikinger) oder aber ein Schiff-Schiff-Transport, d.h. mit Installation am Windpark auf See.

Prognos hat als Marktraum für den OTB die deutsche Nordsee und die EU5 als Nordseeanrainer gesehen, da der Hafen nur in seiner angestrebten Funktion als Basishafen bzw. Installationshafen mit spezifischen Standortqualitäten angenommen wurde. Der 200sm-Radius der Installationsschiffe erfasst nur Teile von Dänemark und der Niederlande, der 300sm-Radius als maximal mögliche Entfernung für Installationsschiffe schließt auch Belgien und Teile von Großbritannien mit ein. Es ergab sich als Marktpotenzial unter dem Gesichtspunkt der 300sm-Zone demnach nur das Nordseepotenzial der EU5.

Dies setzt voraus, dass die Kostenvorteile am Standort für die Installation zu einer Entscheidung für den Basishafen Bremerhaven zulasten eines beispielsweise zum Windpark deutlich näher gelegenen Basishafens wie etwa Vlissingen (Belgien) oder Saßnitz (Ostsee) führen. Ob dies gelingt, ist fraglich.

Die möglichen Varianten sind:

- komplette Vorinstallation am Hafen mit allen Komponenten,
- Zulieferungen für entfernte Basishäfen und
- abgestimmte Zulieferungen vorbereiteter Teile einer OWEA direkt zum Windpark

Sie beanspruchen zwar den Terminal auf verschiedene Weise und mit unterschiedlicher Wertschöpfung, führen aber insgesamt zu kostenoptimierten Umschlagsleistungen für die Offshore-Industrie.

Das bedeutet, dass der Markt nicht nur auf die EU5 beschränkt bleibt, sondern das gesamte Produktionspotenzial betrifft: unter dem Gesichtspunkt der Umschlagsleistung also auch das gesamte Komponentengeschäft. Dem sind vom Marktraum her nur Kostengrenzen gesetzt und zwar in Relation zu den übrigen Marktteilnehmern. Ein großes Wachstumspotenzial wird im Offshore-Windmarkt auch

außerhalb Europas gesehen.¹⁸ Das Exportpotenzial wird noch deutlich zunehmen bis innerhalb Asiens und der übrigen Kontinente eigene effektive Kapazitäten aufgebaut sind. Die entscheidende Wirkung der europäischen Pionierleistung in der Offshore-Windkraft ist die, dass der insgesamt weltweit große Markt hohe Aufwendungen für Forschung, Entwicklung, Testing etc. seitens der Industrie rentabel machen wird. Der Vorsprung verschafft Konkurrenzvorteile und Aussichten auf umfangreiche Investments weltweit. Die entsprechenden Optionen für den Weltmarkt beflügeln somit die Windkraftindustrie unabhängig von der Größe des europäischen Marktes, wie er sich bis 2020 abzeichnet bzw. darüber hinaus entfalten könnte.

Im Sinne einer vorsichtigen Betrachtung wird für die Marktabschätzung nur der europäische Markt betrachtet und werden angesichts der Lage Bremerhavens im Vergleich zu anderen „Heimathäfen“ auch vorerst nicht die möglichen Entwicklungen im Mittelmeerraum und am Nordatlantik berücksichtigt.

Ansatz Prognosezeitraum

Die Investition in die Standortqualität in Bremerhaven ist auf einen Wirkungszeitraum von mindestens 30 Jahren angelegt. Von Prognos wurden Prognosen der Offshore-Windkraftentwicklung bis 2040 angeboten. 2010/2012 konnte das Ausbautempo der Offshore Windkraft von den beteiligten Akteuren (z.B. Global Wind Energy Council, EWEA...) in Europa noch nicht sicher vorhergesagt werden bzw. wurde das Ausbautempo teilweise überschätzt. Prognos verwies auf die Quellen, die für 2020 Offshore-Leistungen von 40 GW voraussagten, für 2030 sogar 150 GW. Prognos schließt in seiner Studie 2012¹⁹ eine ausführliche und gründliche Analyse des damaligen Status quo der genehmigten und in Bau befindlichen Projekte an und leitete auf der Basis weiterer Studien und Experteninterviews eine vorsichtigere Prognose der Entwicklung in den EU 5 ab, die 2014 noch einmal verifiziert wurde.

2015 lassen sich folgende Erkenntnisse zusammenfassen:

Das Zubautempo der Offshore-Windkraft wird durch die zu hohen LCoE (Levelised Cost of Electricity) im relativen Vergleich der Energieträger blockiert. Kostendegression kann nur erfolgen, wenn ein ausreichender Markt Lernkurven ermöglicht, Serienfertigung möglich wird und hohe Entwicklungskosten umgelegt werden können. Der Markt ist aber, wie sich zeigen wird, überschaubar, weil die Kosten zu hoch sind. Diese Blockade wird nur dort durchbrochen, wo die Länder bereit sind, den Markt zu subventionieren. Das war bisher am ehesten in den EU 5 der Fall, speziell bei den Hauptträgern des Zuwachses: Großbritannien, Dänemark und Deutschland. Mit Anpassungen des Zuwachstempos an die Realität und unter Berücksichtigung des Repowering waren Prognosen bis 2040 möglich.

Eine Vorausschau der Marktentwicklung der Offshore Windkraft für Europa insgesamt ist hingegen unsicher, da die Mehrzahl der Länder zum Status quo nicht bereit sind die Offshore-Windkraft entsprechend zu subventionieren.

Es werden die inzwischen nur noch bis 2020 veröffentlichten Prognosen der EWEA bzw. die Angaben über Zielwerte der Offshore-Entwicklung in der EU bis 2030 ausgewertet. Darüber hinaus erfolgt eine Bottom-Up - Darstellung der Situation am Offshore-Markt in den wichtigsten Ländern Nordeuropas, die es erlaubt, Szenarien des Ausbautempos in der Phase 2020 bis 2025 bzw. in der Mitte der Dekade

¹⁸ EWEA, EY, Offshore wind in Europe, March 2015

¹⁹ Prognos, Aktualisierung Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB Dezember 2012.

de 2020 bis 2030 abzuleiten. Je nach Ausbautempo kann erst die weitere Entwicklung des Marktes abgeschätzt werden.

Ansatz Turbinenleistung

Auf Grund der Tatsache, dass vorübergehend und weiterhin recht kleine Turbinenleistungen installiert wurden (und noch werden) wird von Prognos erst am Ende der Dekade bis 2020 mit im Schnitt 5 MW-Turbinen gerechnet, dann erst nach 8 Jahren eine Erhöhung der durchschnittlichen Turbinenleistung auf 6 MW angenommen. (diese Annahmen beeinflussen die Zahl der ermittelten OWEA, die die Zubauleistung pro Jahr quantifizieren). Im letzten Jahr wurde deutlich, dass der Druck auf die Turbinenleistung bei den Key Playern der europäischen Offshore- Windkraftindustrie sehr hoch ist. Während die teilweise vor 5 Jahren oder noch früher geplanten Windparks von Siemens immer noch mit den zuverlässigen 3,6 MW-Turbinen oder 4 MW-Turbinen ausgestattet werden (niedriger Durchschnittswert der Turbinenleistung in Europa zum Status quo)²⁰, sind die Key Player dabei, effiziente 7 und 8 MW-Turbinen zu testen und am Markt zu platzieren. Neuere Windparks werden nur noch in der 5-7 MW-Klasse geplant. Siemens realisiert inzwischen Windparks mit seinen 6 MW-Turbinen und wird in Großbritannien 7 MW-Turbinen produzieren (Auftrag: Walney 3, Phase 2, UK). Vestas wird seine 8 MW-Turbine für Walney 3 Phase 1 und Burbo Bank in Großbritannien liefern. Areva bzw. Adwen produziert ab 2018 seine 8 MW-Turbine für den französischen Markt mit ersten abgesicherten Aufträgen. Da mit den größeren Turbinen alle Kostenblöcke (abgesehen von der Turbine) im Verhältnis zur erzielten Leistung kleiner werden, steigt der Konkurrenzdruck erheblich und wird eine relativ schnelle Erhöhung der zugebauten Turbinenleistung bringen. Insoweit sollte am Markt mit einer etwas schneller steigenden durchschnittlichen Turbinenleistung gerechnet werden (hier: Basisszenario: 6 MW ab 2020, Szenario 2 zwischen 2020 bis 2025 von 5,5 auf 6 MW wachsend).

4.2 Marktentwicklung in Europa

Die Ergebnisse von Prognos in 2014 lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

Die EU5 werden zwischen 2016 und 2040 im Durchschnitt inklusive Repowering eine jährliche Zubauleistung von 655 OWEA aufweisen (alle 8 Jahre ein MW mehr Turbinenleistung). Im 300sm-Radius werden es 500 OWEA sein, im 200sm-Radius (Teil der Nordseeflächen Dänemarks und der Niederlande) 260 OWEA.

Für die deutsche Nordsee orientiert sich Prognos 2014 an den angegebenen Ausbaupfaden im Koalitionsvertrag, der den später in der EEG-Novelle festgehaltenen Ausbaupfaden entspricht. Die Szenarien des Zubaus bis 2020 in der Studie 2012 bestätigten sich. Für die Phase nach 2020 bis 2030 wird ein durchschnittlicher Zubau von 850 MW abgeleitet, danach etwas sinkend, ergänzt wiederum durch das allmählich anziehende Repowering. Insgesamt wurde somit der durchschnittliche jährliche Zubau für die deutsche Nordsee auf 170 OWEA zwischen 2016 und 2040 prognostiziert. Die Analyse des damaligen Status quo bei Genehmigungsverfahren, Netzausbau und Förderkulisse spiegelte sowohl die Problemfelder (insbesondere beim Netzausbau) als auch die möglichen positiven Impulse durch die Klärung der Rahmenkulisse wieder.

²⁰ EWEA, The European Offshore-Wind industry – key trends and statistics 2014, Januar 2015.



4.2.1 Marktentwicklung bis 2020

Deutsche Nordsee

Die EEG-Novelle in 2014 setzt im Wesentlichen keine anderen Rahmenbedingungen als Prognos in 2014 schon berücksichtigt hat. In der Anlage 1 sollen noch einmal die entscheidenden Punkte, so wie sie bis zum Status quo weiter umgesetzt wurden, vorgestellt werden. Entscheidend für diese Untersuchung sind die in der Prognosstudie schon vorgestellten Ausbaupfade, die gegenüber vorangegangenen Leitszenarien reduziert wurden. Sie bilden den Rahmen für den Netzausbau. 2018/2019 sollen sie dann auch die Grundlage für die Ausschreibungen von Offshore-Windparkprojekten sein, was von der Windindustrie sehr skeptisch gesehen wird. Welchen Einfluss das haben wird, kann im Rahmen dieser Studie nicht vertieft geprüft werden, zumal die Ausschreibungsmodi noch nicht geklärt worden sind.

Angesichts der bisher nicht zustande gekommenen Planung für weitere Hochspannungsverbindungen nach Süddeutschland ist vor allem die Absicherung der Umsetzung des Nordseekabels „Nordlink“ mit einer Kapazität von 1,4 GW zwischen Deutschland und Norwegen von Bedeutung (Inbetriebnahme ab 2018).²¹ Mit der Möglichkeit der Zwischenspeicherung von Energie ist eine wichtige Voraussetzung geschaffen, um die Offshore-Windenergie in Deutschland auch zukünftig weiter ausbauen zu können.

Es zeigt sich, dass insbesondere zu dem Problemfeld des Netzausbaus auf See die gesetzlichen Rahmenbedingungen weiter verbessert wurden. An einer stärkeren Abstimmung zwischen getätigten Netzanschlüssen und realisierten Windparkprojekten wird zurzeit gearbeitet. Allerdings wird 2015 deutlich, dass der Netzausbau ein wichtiges Instrument der Bundesregierung ist, um die Deckelung der Ausbaupfade durchzusetzen. In den kommenden 10 Jahren werden keine Netzanschlüsse in den küstenfernen Zonen 3,4, und 5 hergestellt und deshalb auch keine Genehmigungsverfahren in diesen Zonen mehr bearbeitet.²² Es wird vom BSH davon ausgegangen, dass die schon genehmigten Projekte sowie die Potenziale in den Küstenmeeren in Zone 1 und 2 ausreichen, um die Ausbaupfade zu erreichen. Damit ist zumindest die Annahme auszuschließen, dass der tatsächliche Ausbau angesichts möglicher potenzieller Investoren in den nächsten 10 Jahren deutlich über den Ausbaupfaden liegen wird.

In der deutschen Nordsee soll nach den bisherigen Plänen des Netzbetreibers TenneT bis 2019 eine Anschlusskapazität von 8.000 MW vorhanden sein, so dass die Ziele für 2020 leicht erreichbar sein werden. Genehmigt sind insgesamt bisher Windparks mit 9000 MW Leistung.

Die Ausbaupfade sehen für 2020 insgesamt 6,5 GW und für 2030 insgesamt 15 GW Offshore-Leistung vor. Angesichts der bisherigen Planungen von Investoren sowie der voranschreitenden Netzanbindung ist in einem mittleren Szenario 2020 ein Status anzunehmen, der leicht über dem Ausbaupfad liegt, für Nord- und Ostsee bei 7 GW. Die EWEA sieht in ihrer Prognose für das High Szenario 7,5 GW als möglich an, die sich bisher anzeigenden Aktivitäten seit Mitte 2014 lassen darauf schließen, dass 7 GW erreichbar sind.²³

²¹ www.eweaoffshore.org, Recherche 2015, Nexans gears for 1,4 GW Norway-Germany grid link.

²² www.bsh.de, Pressemitteilung vom 23.4.2015

²³ EWEA, Wind energy scenarios for 2020, July 2014, Table 3; u.a. Zitat Markus Tacke, Vorstandsvorsitzender der Konzernsparte Siemens Wind Power, in: Siemens fürchtet Flaute im Norden, Die Welt 14.2.2014.



Für die deutsche Nordsee könnten 2020 bis 6 GW realistisch werden. Damit ist ein Zubau von durchschnittlich 850 bis 900 MW anzunehmen, der allerdings von Jahr zu Jahr unterschiedlich ist und zwischen deutlich über 1 GW und 500 bis 600 MW schwankt. 2012 und 2013 bauten sich durch die Häufung verschiedener Unwägbarkeiten Verzögerungen bei Investitionsentscheidungen auf, Planung und Umsetzung von Projekten sind in den folgenden Jahren dadurch noch volatiler geworden. 2015 und 2016 werden deutlich mehr Offshore-Windkraftanlagen fertiggestellt als ein zu errechnender Durchschnittswert es anzeigt, was aber keinesfalls überschätzt werden darf.

Bei 5 bis 6 MW Turbinenleistung bestätigt sich in etwa die jährlich angenommene Zubauleistung von Prognos, wobei Ende der Dekade ein Wert von ca. 150-160 OWEA, für Nord- und Ostsee im Durchschnitt 160-180 OWEA gerechnet werden könnten.

Die zeitliche Volatilität der Umsetzung der Zubauleistung ist insoweit zu berücksichtigen, da sowohl Fertigungsstätten als auch Infrastrukturen in der Lage sein müssen, Spitzen in der Auftragsbearbeitung kapazitativ abfangen zu können (siehe weiter unten.)

Marktentwicklung in Europa (Ostsee, übrige Nordsee) zum Status quo und bis 2020

Die EWEA hat den aktuellen Status der Windparks sowie der angeschlossenen Turbinen bzw. der eingespeisten MW-Leistung im Januar 2015 veröffentlicht:

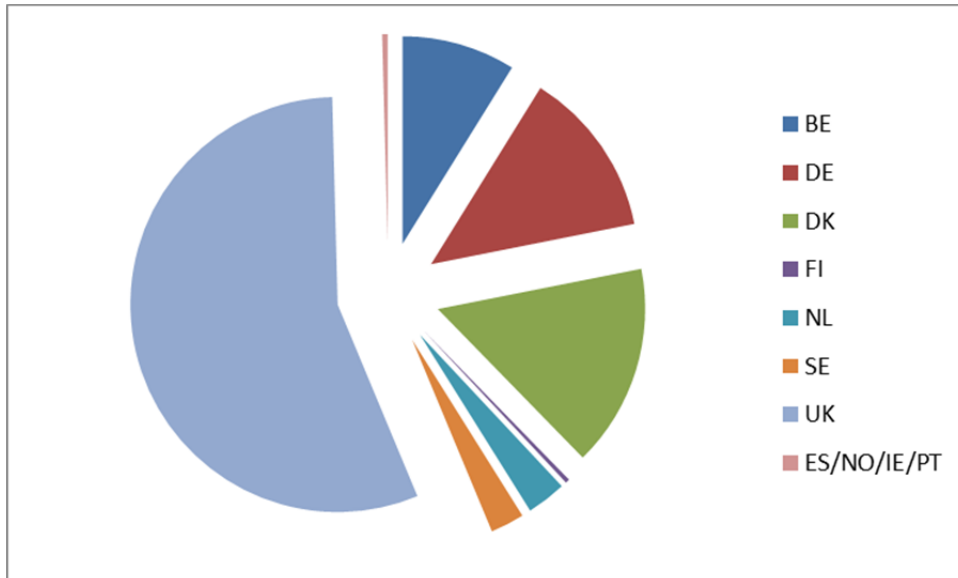
Tabelle 2 Kumulativer Ausbaustatus Offshore Windkraft in Europa 12/ 2014

TABLE 3: NUMBER OF WIND FARMS, NO. OF TURBINES CONNECTED AND NO. OF MW FULLY CONNECTED TO THE GRID AT THE END OF 2014 PER COUNTRY.

Country	BE	DE	DK	ES	FI	IE	NL	NO	PT	SE	UK	Total
No. of farms	5	16	12	1	2	1	5	1	1	6	24	74
No. of turbines	182	258	513	1	9	7	124	1	1	91	1,301	2,488
Capacity installed (MW)	712	1,048.9	1,271	5	26	25	247	2	2	212	4,494.4	8,045.3

Quelle: EWEA, *The European offshore wind industry- key trends and statistics 2014*, Januar 2015.

Abbildung 2 Anteil der europäischen Länder an der installierten Offshore-Leistung in Europa 12/2014 (kumuliert MW)

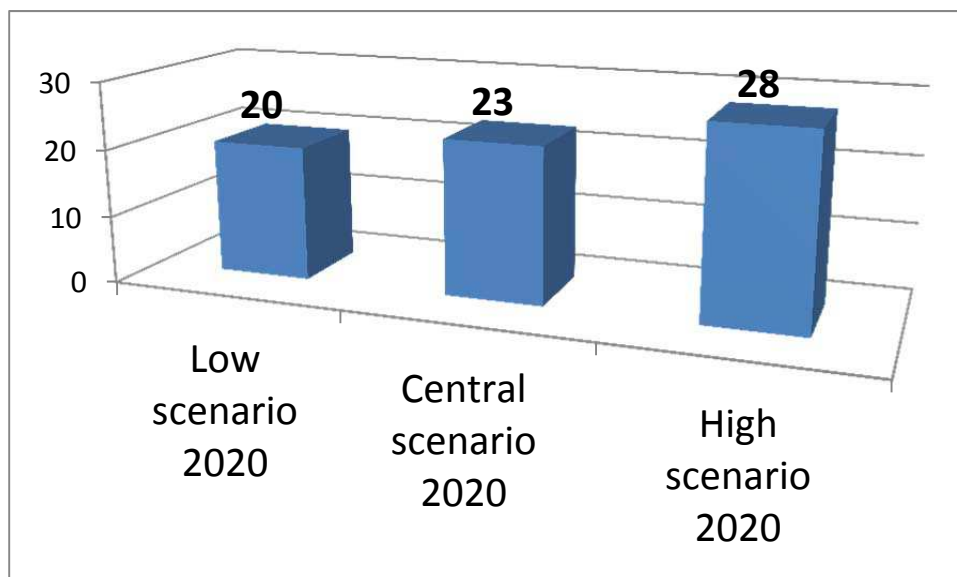


Quelle: EWEA, *The European offshore wind industry- key trends and statistics 2014*, Januar 2015.

Mehr als die Hälfte der bisher installierten Leistung kommt von Windkraftanlagen aus Großbritannien. Der dortige Markt hat wesentlich zur Förderung der in der Anfangsphase so riskanten Offshore-Windkraftindustrie beigetragen. Doch war es Dänemark mit den ersten Anlagen in der Ostsee, das für die Pioniere der Industrie wie Siemens den Ansiedlungsstandort der Fertigungsstätten bestimmte. Mit einem Gigawatt installierter Leistung konnte Deutschland in den letzten Jahren aufholen.

Die letzte Prognose bis 2020 gibt es vom Juli 2014 durch die EWEA:

Abbildung 3 Entwicklungsszenarien installierter Leistung in GW in Europa



Quelle: EWEA, *Wind energy scenarios for 2020*, July 2014

Vom aktuellen Status mit ca. 8 GW installierter Offshore-Leistung in Europa wird bis 2020 nach den von der EWEA (im Juli 2014 mit einem älteren Installationsstatus 2013) vorgenommenen Prognose in

3 Szenarien für 28 europäische Länder ein **Zubau zwischen 12 GW, 15 GW und 20 GW angenommen**, je nach Entwicklung der Rahmenbedingungen. Im mittleren Szenario wären das im Jahr 2500 MW Zubauleistung (in den letzten beiden Jahren kamen ca. 1.500 bis 1.600 MW jährlich dazu.) Das bedeutet, dass die jährlichen Installationen auf See – bezogen auf die Leistung – um zwei Drittel zunehmen müssten. Deutschland wird mit durchschnittlich evtl. 800 bis 900 MW Zubauleistung einen spürbaren Anteil daran haben (im mittleren Szenario etwa ein Drittel)

Das mögliche Potenzial für Zulieferungen/OWEA-Komponenten über die deutsche Nordsee hinaus, könnte sich in dieser Phase, die für die geplante Standortinvestition frühestens ab 2018 interessant wird, somit zwischen 1.600 und 1.700 MW jährlich zu installierender Leistung in Europa (als theoretische Obergrenze bei kompletter Zulieferung aus deutschen Standorten) bewegen. Das wären dann je nach Turbinenleistung im übrigen Europa für Hersteller an deutschen Standorten zum Ende der Dekade 265 bis 320 OWEA jährlich als gesamtes Potenzial.²⁴

Mit Deutschland könnte also zum Ende der Dekade vor 2020 ein jährliches Offshore-Zubaupotenzial von 425 bis 500 OWEA erreicht werden, falls sich die Turbinenleistung bei 5,5 MW bewegt, ansonsten liegt die Anzahl etwas darüber, bei evtl. 550 OWEA. Diese sehr vorsichtige Annahme auf der Basis der EWEA-Prognose geht davon aus, dass das Potenzial auch zum Ende der Dekade noch nicht viel mehr Länder einschließt als zum Status quo (Hauptanteil EU 5) und Frankreich noch keine OWEA ans Netz angeschlossen hat. Dahinter stehen die Abschätzungen über die als wahrscheinlich anzunehmende noch nicht ausreichende Kostendegression und die anhaltende Zurückhaltung der meisten Staaten.

Tabelle 3 Theoretisches Marktpotenzial 2018 bis 2020 für Vormontageleistungen und Komponentenzulieferungen

MW	Status 2014 installierte Leistung MW	EWEA Szenarien von 2014 bis 2020 (MW)			2015: angepasste Szenarien bis 2020	dav. Nordsee bis 2020 angenommen		durchschnittlicher jährlicher Zubau 2019/2020
		Low	central	high	central	Zubau Nordsee gesamt	Zubau Nordsee gesamt	
Deutschland	1049	5.000	6.500	7.500	7.000	5.500	4.500	1.000
Eu 26 (ohne D)	6996	14.543	16.993	20.268	17.000			1.600-1.700
Eu27	8045	19.543	23.493	27.768	24.000			2.600-2.700
OWEA*	Status 2014 installierte OWEA	EWEA Szenarien von 2014 bis 2020 (OWEA)			2015: angepasste Szenarien bis 2020	dav. Nordsee bis 2020 angenommen		durchschnittlicher jährlicher Zubau 2019/2020
		Low	central	high	central	Zubau Nordsee gesamt	Zubau Nordsee gesamt	
Deutschland	182	1.000	1.270	1.450	1.320	1.060	900	160-180
Eu 26 (ohne D)	2.230				4.500			265-320
EU 27	2.412				5.820			425 -500

*Anmerkung: geschätzt mit angepasster durchschnittlicher Turbinenleistung

Quelle: Wind energy scenarios for 2020, EWEA , Juli 2014, eigene Schätzungen /desk research.

²⁴ Es sind nur sehr ungefähre Annahmen möglich, da die zukünftig umgesetzten Turbinenleistungen schwer abzuschätzen sind...es finden wiederholt Umplanungen von kleineren zu größeren Kapazitäten statt...

4.2.2 Anhaltspunkte der Marktentwicklung für die Phase 2020 bis 2025/2030

Basierend auf einem EWEA-Szenario 2030 (Dezember 2014)²⁵, wird von Ernst&Young in einem Strategiepapier der Zielwert von 64,8 GW Kapazität Offshore-Windkraft genannt, der es ermöglicht, zusammen mit den Onshore-Windkapazitäten 25,7% der erforderlichen Elektrizität in Europa aus Windenergie zu erzeugen. Das Referenzszenario der IEA geht von 43,8 GW aus, was schon nahezu eine Verdoppelung gegenüber 2020 bedeuten würde. Die Differenz der Vorausschau zeigt zum einen die Problematik, das Ausbautempo zu prognostizieren, zum anderen fordert sie zur Positionierung auf. Die aktuelle Studie benennt prägnant die Problempunkte und stellt politische Interventionsmöglichkeiten vor, um das Ausbautempo stärker zu pushen.²⁶ De facto bremsen zum Status quo Risiko und hohe Kosten, fehlende Netzkapazitäten und fundierte Regelungen die Aktivitäten in einem Maße, das eine Vorausschau schwierig erscheint. Es ist deshalb realistisch, in einem Basisszenario davon auszugehen, dass sich der Markt weiterhin sehr gebremst entwickelt und die Windkraftindustrie am Standort mäßig profitiert.

Andererseits wird klar, dass das Ausbautempo davon abhängt, wie und wann es gelingt, die Kosten ausreichend zu senken, damit die Investitionstätigkeit Fahrt gewinnt und sich von finanziellen Vorleistungen der Länder weitgehend abkoppeln kann. Dazu ist es sinnvoll, zu analysieren, welche Potenziale es in den bisher bremsenden Ländern gibt und welche Vorleistungen bisher erbracht wurden bzw. noch erbracht werden sollen.

Es werden für eine Bottom-Up-Schätzung die Optionen in einigen Ländern differenzierter vorgestellt:

Entsprechend der Deckelung der Ausbaupfade **in Deutschland** wurde auch für die Periode zwischen 2020 und 2030 - basierend auf der Lückenschließung zwischen 6,5 GW in 2020 und 15 GW in 2030 - ein durchschnittlicher jährlicher Zubau in der deutschen Nordsee von 850 MW angenommen, der dann bei höherer Turbinenleistung kaum mehr 150 OWEA betreffen könnte. Die Entwicklung in der deutschen Ostsee basiert insgesamt auf einer Zubauleistung bis 2030 von ca. 1,4 bis 1,6 GW. Das sind insgesamt ca. 300 bis 340 OWEA 2015 bis 2030, von denen aber evtl. 260 OWEA um 2020 installiert sein werden, der jährliche Zubau wäre dann marginal.

In **Großbritannien** waren ursprünglich für 2020 ein Zielwert von 25 GW Leistung angegeben, erreicht werden nach neuesten Veröffentlichungen 10 GW, es sind jedoch insgesamt (Status Oktober 2014) zusätzlich 17,9 GW²⁷ im Bau/genehmigt und geplant. Wenn das bisherige Tempo beibehalten wird, kann zumindest bis 2025 bei steigender Turbinenleistung mit einem jährlichen Zubau von 180 bis 200 OWEA gerechnet werden. Ein Repowering könnte erst zum Ende der Dekade wirklich wirksam werden. 18 GW Zubauleistung von 2020 bis 2030 können angenommen werden.

Dänemark²⁸ will schon 2020 51% seiner Elektrizitätsproduktion durch erneuerbare Energien decken, das betrifft vorrangig Onshore und Offshore Windenergie. Das soll durch eine intelligente komplexe Planung von Windfarmentwicklung und Netzübertragung in einem Cross-Border Electricity Market

²⁵ EY: Offshore wind in Europe, March 2015,

²⁶ Siehe hierzu auch: Positionspapier der EWEA, Mai 2014.

²⁷ Green Investment Bank, UK offshore wind: Opportunities for trade and investment, London 2014.

²⁸ Wind energy moving ahead, March 2015 (Broschüre); Danish Ministry of climate, energy and Building, Wind, vom 22.2.2015.



erzielt werden. In Dänemark sind bisher 1.271 MW offshore installiert. Projekte werden gut und unter dem Gesichtspunkt gefördert, Kosten zu senken. Es kursiert ein Zielwert, der schon 2007 vorgegeben wurde, der für 2020 4,6 GW Offshore-Leistung vorsieht. Geplant sind vorerst 9 kleine und mittlere Vorhaben, die zusammen 1 bis 1,5 GW Zubauleistungen umfassen. Davon liegt nur ein Windpark in der Nordsee: Horns Rev 3 mit 400 MW, der für 2017 geplant ist. Es ist davon auszugehen, dass schon vor 2025 das Schwergewicht auf einem Repowering existierender Onshore- und auch erster Offshore-Windanlagen liegen wird, da die existierenden Anlagen 20 Jahre alt sind und geringe Turbinenleistungen aufweisen. Entscheidend ist jedoch, dass die Mehrzahl der Anlagen in der Ostsee installiert sind und auch neue küstennahe Standortpotenziale überwiegend nahe den Ostseeinseln liegen. Optionen werden auch an der Nordwestküste ausgewiesen. Neuerschließungen aus den Potenzialen lassen für eine *Phase nach 2020 vorerst auf ca. 1 GW schließen. Ein jährlicher Zubau zuzüglich Repowering* könnte im Jahresdurchschnitt ca. 40-50 OWEA für Nord- und Ostsee betreffen: potenzielle Zubauleistung 2020 bis 2030 höchstens 2,5 GW.

Die **Niederlande**²⁹ haben ihre Ziele für die Offshore-Windkraft-Entwicklung auf Initiative der EU bis 2020 wieder angehoben. Aus dem „White Paper on Offshore Wind Industry“ der niederländischen Regierung 2014 geht hervor, dass bis 2023 4,45 GW Offshore-Leistung operationalisiert werden sollen, d.h. ein Ausbau bis 2020 in dieser Größenordnung geplant wird. Es sind 2 Parks im Bau (Vestas und Siemens 3 MW-Turbinen), ein großer Park über 600 MW wird mit 4 MW-Turbinen von Siemens geplant. Es werden zurzeit eine gründliches neues Rahmenpaket vorbereitet, Zonen ausgewiesen, der Netzausbau geplant und Tender vorbereitet. Eine Ausschöpfung des Potenzials vor den Küsten von angenommenen 8,5 GW (also *weiteren 4 GW nach 2020*) wird davon abhängen, in welchem Tempo die Kosten sinken und ob weitere Förderungen über die Zielwerte bis 2023 hinaus beschlossen werden. 95 OWEA jährlich wäre das Optimum, um das Potenzial bis 2030 zu erschließen, 60 - 80 OWEA erscheinen plausibler. Bisher gibt es dafür aber keine belastbaren Anhaltspunkte.

Belgien³⁰ weist innerhalb eines festgelegten 240 km² großen Areals vor der Nordseeküste für Wasserkraftwerke und Windparks 7 Projektzonen aus, in denen ein Potenzial von 2,2 GW Windenergieleistung erschlossen werden kann. Seit 2014 wird am Plan und der Umsetzung des Belgischen Offshore-Netzes gearbeitet (vorher und alternativ jeder Park ein „Exportkabel“), in Abstimmung mit dem Ausbau des Stromnetzes an Land und des „Nemo“-Projektes, einer Seekabelverbindung nach Großbritannien. 5 genehmigte Projekte und ein Projekt in früher Planung sind auszumachen, die ca. 1,5 GW Kapazität aufweisen würden. Wie groß der Anteil sein wird, der vor 2020 umgesetzt wird, ist offen. Bei vorsichtigem Zubautempo könnten bis 2025 jährlich noch zwischen 40 und 50 OWEA hinzukommen (bis 2030 ca. 2GW?)

In den EU 5 ergibt sich somit für die Phase zwischen 2020 und 2030 ein Zubaupotenzial von 35 GW, dessen volle Ausschöpfung jedoch nicht gesichert angenommen werden kann.

In **Frankreich** (nur Englischer Kanal, Biskaya hier im Zentrum) werden seit 2011 die Implementierungsverfahren geschaffen, um inzwischen mit Blick auf die Jahre nach 2020 einen Wachstumsschub der Offshore Windkraft zu erzielen. *2030 sind 15 GW Offshore Kapazität angestrebt.* Bisher gab es zwei Tenderrunden, in denen 6 Windparks vergeben wurden, die zusammen knapp 3 GW Leistung

²⁹ 4coffshore, Netherland; LoyensLoeff, North sea Offshore Wind, Developments in Belgium and the Netherlands, November 2014

³⁰ LoyensLoeff, North sea Offshore Wind, Developments in Belgium and the Netherlands, November 2014; 4coffshore: Belgium



bringen werden, frühestens gegen Ende der Dekade, vorwiegend nach 2020. Die Turbinenproduzenten sind Adwen (8 MW-Turbine) und Alstom (6 MW-Turbine Haliade), die beide dafür neue Fertigungsstätten errichten. Die Supply-Chain-Infrastruktur wird in Le Havre, Saint Nazaire und Cherbourg weiter ausgebaut. 2015 erfolgt die dritte Tenderrunde.³¹ Um die Ziele bis 2030 erreichen zu können, wäre ab 2020 ein jährlicher Zubau von 230 Turbinen mit mindestens 6 MW notwendig. Die Verspätungen bei der Umsetzung des Ausbaus lassen vermuten, dass ein geringeres Tempo realistisch ist: 120 bis 180 hochleistungsfähige Turbinen im jährlichen Durchschnitt wären ein plausibler Ansatz.

In **Norwegen**³² (Europäisches Nordmeer, Skagerrak) wurden 2009 5 Zonen einer Kategorie A festgelegt, in denen nach einem Bewertungsschema uneingeschränkt Offshore-Windkraft möglich und in denen vor 2025 ein Netzanschluss gesichert sein soll. Bisher sind lediglich Testturbinen in Betrieb. In *Zone A ist ein Kapazitätspotenzial von ca. 5 GW angegeben, weitere Potenziale sind bei schwierigeren Bedingungen und Einschränkungen mit Mitigation Measures hinsichtlich negativer Effekte (z.B. Vogelschutz) in Zone B und C zu erschließen.* Für weniger als 1 GW sind Projekte in der Warteschleife, die aus Kostengründen nicht fortgesetzt werden. Es gibt Meldungen, wonach EON an 9 Windparks mit 1,5 GW Leistung interessiert ist bzw. in Warteschleife. Damit könnte je nach Kostendegression auch in Norwegen nach 2020/2022 ein jährliches Zubaupotenzial von 80 bis 150 OWEA denkbar werden.

Mit Interesse sollte die Entwicklung des Zubaupotenzials in der Ostsee für die Periode nach 2020 verfolgt werden, da bisher keine Offshore-Turbinenhersteller, die eine Lernkurve kostengünstiger und zuverlässiger OWEA-Produktion vorweisen können, östlich von Bremerhaven lokalisiert sind. Vergleiche dazu weiter unten. Zur Marktentwicklung:

In **Schweden** könnte sich je nach Kostenreduktion bei der Offshore-Energieerzeugung eventuell noch vor 2020 ein sehr interessantes Potenzial eröffnen. Die schwedische Energy Agentur hat angesichts der Forderungen der EU zur Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien "National Interest Areas for Windfarms" ausgewiesen: *29 Offshore Areas mit einem Kapazitätspotenzial von 16,3 bis 20,4 GW.*³³ Zurzeit wird kein Windparkprojekt umgesetzt, da seitens der Politik die Kosten als zu hoch eingeschätzt werden, allerdings sind zahlreiche Projekte in der Pipeline. 7 Projekte mit zusammen ca. 450 OWEA und 2 GW Leistung sind relativ weit in der Planung, mindestens drei „schlafende“ Projekte mit 1,5 GW Leistung (über 300 OWEA) könnten bei gewährten ausreichend hohen Incentives aktiv werden, mindestens vier weitere Projekte (allein 2 mit evtl. 1000 OWEA) sind genehmigt und 13 befinden sich in der frühen Planungsphase. Sollte es politisch zu Entscheidungen kommen, ergeben sich selbst bei vorsichtigen Herangehen jährliche Zubauleistungen von mindestens 150 bis 200 OWEA bzw. bei späteren Einsatz nach 2025 von deutlich über 200 OWEA.

In **Polen** ergab sich angesichts ökologischer Begrenzungen ein Flächenpotenzial vor der Ostseeküste in der Ausschließlichen Wirtschaftszone, das *Offshore-Windkraftleistungen von 7,5 GW ermöglichen* könnte.^{34 35} *Bis 2020 werden 500 MW Leistungen realistisch.* Eine Reihe von Gründen verhindern

³¹ 4coffshore, France; social.windenergyupdate.com

³² Außerhalb der EU: Druck zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie greift in diesem Land folglich nicht; 4coffshore. Norway; www.renewablesb2b.com: Marktanalyse: Norwegens Energiepotenzial mit dem Schwerpunkt Windenergie

³³ 4coffshore: Schweden,

³⁴ www.eclareon.com Informationsveranstaltung auf der Messe Hamburg 21.10.2013 (polnischer Renewable Action Plan)



zurzeit die Aktivierung der Offshore-Windkraft, nicht zuletzt die notwendige Entwicklung des polnischen Offshore-Netzes oder die notwendige Schaffung der legislativen und finanziellen Voraussetzungen. Es wurden 2013 insgesamt 70 Anträge zur Errichtung von Windparks angenommen, davon sind 55 genehmigt, aber bisher 49 ohne Informationen. Bekannt geworden sind zum Status quo 6 Projekte, die zusammen ca. 1000 OWEA betreffen mit 5,7 GW Leistungspotenzial. Offen bleibt, ob die Voraussetzungen des Netzausbaus ab 2020 einen zügigen Zubau ermöglichen. Ein jährlicher Zubau von im Durchschnitt 80 bis 120 OWEA kann vor 2025 angenommen werden. Zwischen 2020 und 2030 wäre somit ein Zubaupotenzial von 7 GW zu rechnen.

Finnland vergibt „Demo-Supports“ an Windparkprojekte, die aber angesichts der noch hohen Kosten keinen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen, so dass potenzielle Projekte bisher nicht aktiviert werden. 16 Projekte sind in einem frühen oder mittleren Entwicklungsstadium bis vor dem erforderlichen Water Permit bzw. dem Antrag auf den angebotenen Demo-Support. Sie sind im Vergleich zu Schweden eher mit kleineren Turbinen und in geringer Größenordnung geplant, zusammen ergeben sich aber knapp 700 Turbinen, die bei stärkerer Kostenreduzierung nach 2020 in geringerer Größenordnung mit voraussichtlichen Umplanungen realisiert werden könnten.³⁶ Die finnische Wind Power Association gibt an, dass 17 Projekte *mit zusammen 2,3 GW in Planung* sind.³⁷

Von den **drei baltischen Staaten** ist Litauen am weitesten vorangeschritten, da Tender zumindest geplant sind. Die Subventionierung ist allerdings auch hier so gering, dass keine Projekte aktiviert werden. Nach „4Coffshore“³⁸ sind Pläne für 8 Parks auszumachen, die zusammen *3,5 GW Kapazität* aufweisen könnten. Da aber der fossile Markt sehr gefördert wird und eine Netzverbindung nach Schweden vor dem Abschluss steht (billiger Strom), bleibt es fragwürdig, ob vor 2025 OWEA installiert werden. Bei deutlich zu geringer Subventionierung sind in Estland immerhin 8 Projekte in früher Planung bzw. Warteschleife mit *4,5 GW Kapazität* (ca. 800-850 OWEA, überwiegend 7 MW-Turbinen).

Resümee:

Das mögliche Potenzial übersteigt die mit knapp 65 GW von Ernst&Young angegebenen Kapazitätsziele³⁹ für die gesamte EU für 2030 sogar noch. Ernst&Young kalkuliert somit bereits ein, dass einige Länder den Ausbau nicht weiter betreiben werden. Angesichts der erwarteten Kostenreduktion, der in den kommenden Jahren wieder zunehmenden Preissteigerungen bei fossilen Energieträgern sowie der politisch zu erwartenden Effekte, kann aber davon ausgegangen werden, dass die Option in dieser Branche durch die Investoren und die Länder auf dem dann erreichten Niveau der Lernkurve mit den Wachstumspotenzialen, also evtl. ab 2023 ergriffen werden. Dieser Zeitpunkt der Konkurrenzfähigkeit der Kosten wird auch von Prognos 2014 genannt.⁴⁰

Für die vorliegende Analyse wurden auf der Basis der Recherchen folgende Annahmen getroffen:

³⁵ South Baltic Offshore Wind Energy Regions (Blog); 4coffshore: Poland.

³⁶ 4coffshore, Finnland

³⁷ www.rechargenwes.com: In Depth: Offshore Wind warms to the cold Baltic Sea, 13.04.2015

³⁸ 4coffshore, Lithuania, Latvia, Estonia, und ebenda.

³⁹ Auch ohne Norwegen, das kein EU-Mitglied ist

⁴⁰ Prognos, a.a.O 2014.



Tabelle 4 Annahmen zum Zubaupotenzial und der erwarteten Zubauleistung

in GW	EU 5	Frankreich	Norwegen	Schweden	Polen	Finnland	Litauen, Estland
ausgewiesenes Zubaupotenzial 2020 bis 2030 ++ (GW)	35	15	5 ++	16,3-20,4	7,0	2,3	8
angenommene Zubauleistung 2020(2023)-2030 (GW)	30	10	5	9	5	2	5

Mit Norwegen errechnen sich in der Summe 66 GW als Zubaupotenzial, das bei vorsichtiger Annahme bis 2030 als Option ausgenutzt werden könnte. Es wird außerdem davon ausgegangen, dass nach dem erfolgten Generationenwechsel und der Erschließung der Kostensenkungspotenziale sowie durch die länger geplanten Windparks in den neuen Markträumen die durchschnittliche Turbinenleistung nach 2020 wieder weniger schnell zunimmt. Mit diesen Annahmen lassen sich die Marktpotenziale nachgefragter OWEA im Modell ermitteln:

In einem optimistischen Szenario 2 wird davon ausgegangen, dass sich zwischen 2020 und 2025 die ansässigen Hersteller in einem sich langsam entfaltenden Markt besser positionieren können und vor allem nach 2023 Potenziale im Komponentengeschäft erschließen.

Für die Periode 2020 bis 2022 ergibt sich im entsprechenden Modell für die EU 5 mit Frankreich ein jährliches Zubaupotenzial von 630 OWEA.

Für die Periode 2023 bis 2025 erhöht sich westlich des Standortes Bremerhaven durch den plausiblen Eintritt von Norwegen in den Markt (spätestens 2023) das jährliche Zubaupotenzial auf 735 OWEA, östlich der Linie Dänemark –Bremerhaven ergeben sich in der Modellrechnung 2023 230 und 2025 520 OWEA Zubaupotenzial (Ostseeraum inklusive des baltischen und bottnischen Meerbusens und des Kattegats). Insgesamt umfasst der Zubaumarkt in 2025 in einer plausiblen Größenordnung knapp 1400 OWEA, wachsend bis 2030 auf noch über 1.500 OWEA.

Voraussetzung dafür, ist, dass die Levelised Cost of Electricity (LCoE) bis 2020 auf 100 Euro je MWh sinken müssen, allein um die Politik zu positiven Entscheidungen hinsichtlich dann ausreichender Subventionen und Netzausbauaktivitäten zu motivieren. Es muss gelingen, eine komplexere Sicht auf die Wirtschaftlichkeit der Offshore-Windkraft zu erreichen, die sich nicht nur an den direkten Levelised Cost of Electricity misst, sondern an der langfristigen Versorgungssicherheit, der zu erwartenden Kostensteigerungen der fossilen Energie, der Wirkung auf die Klimaziele, der indirekten Effekte etc. In Deutschland lagen die Kosten der Offshore Windkraft 2013 zwischen 119 und 194 Euro/MWh, ein Ausblick der britischen Green Bank sieht für 2020 im Durchschnitt der großen Nordseeanrainer die LCoE noch über 120 €/MWh.⁴¹

⁴¹ Green Investment Bank, UK offshore wind: Opportunities for trade and investment, London 2014.

5 MARKANTEILSPOTENZIALE DER OFFSHORE-TURBINENPRODUZENTEN UND DES GEPLANTEN TERMINALS

5.1 Bewertung des Marktes und der Marktentwicklung

2014 wurden in den EU 27 insgesamt 408 OWEA ans Netz angeschlossen.

Die Analyse und Prognose der EWEA lässt darauf schließen, dass zum Ende der Dekade (um 2020) die Zubauleistungen in MW gerechnet zwar deutlich höher sind, auf Grund dann steigender Turbinenleistungen jährlich im Durchschnitt kaum mehr als 425 bis 500 OWEA neu ans Netz angeschlossen werden. Messbare Offshore-Leistungen erbringen im Jahr 2020 dann eventuell erst 6 oder 7 EU-Länder.

Das bedeutet, dass der Markt vorläufig nur geringe Wachstumspotenziale aufweist. Auch Deutschland, das immerhin zu den wenigen Ländern gehört, welches ausreichende Incentives gewährt, hält durch die Deckelung der Ausbaupfade das Marktpotenzial eher konstant. Daraus ergeben sich Konsequenzen für die Windkraftindustrie:

- Es bleibt unabhängig von der Marktaufteilung ein hoher Konkurrenzdruck zwischen den aktiven Produzenten, der keine Luft für weitere Marktteilnehmer lässt und wenig Volumen und Spielräume, um Kostensenkungspotenziale zu erschließen.
- Es wächst das Risiko für die Industrie, zu früh auf kommende Märkte zu setzen bzw. wirtschaftlich nicht durchzuhalten bis die Märkte wachsen.

Damit erhöht sich der Druck auf die Politik, den existierenden Produzenten, die als Vorreiter schwierige Rahmenbedingungen in Kauf nehmen, in der Hoffnung, Marktpositionen für die Zukunft zu sichern, mit öffentlichen Vorleistungen entgegen zu kommen. Das betrifft konkret auch das hier geplante Vorhaben, welches den ansässigen Turbinenherstellern Kostenvorteile verschaffen würde. Ein abschließlicher Blick auf die jährlichen Umschlagspotenziale am neuen Terminal verkennt die komplexe und grundlegende Rolle, die derartige Investitionen spielen.

Es zeigt sich aber auch, dass deutlich mehr politische Aktivitäten – insbesondere seitens der EU – erforderlich sind, der Offshore-Windkraftnutzung bessere Rahmenbedingungen zu schaffen. Dazu ist es zuerst erforderlich, den Blick der Länder auf die tatsächlichen Kosten und Nutzen zu lenken, die bei einem Vergleich der Energieträger anfallen. Neben den Levelised Costs of Electricity sind das aus volkswirtschaftlicher Sicht Subventionen, die Kosten der Netzübertragung sowie der Risikoabsicherung, die insgesamt aber den sozialen, geopolitischen und Beschäftigungseffekten gegenübergestellt werden müssen: Modell des Society's Cost of Electricity.(SCoE)⁴² Dann zeigt sich das deutlich bessere Verhältnis selbst der teuren Offshore-Windkraft in Relation zu den fossilen Energieträgern und zur Atomkraft.

Grundsätzlich wird von der Industrie gefordert, dass von der EU-Kommission robuste Instrumente eingeführt werden, um das Ziel der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien bis 2030 auf 27% zu erreichen, es sollten Mechanismen greifen, wenn die Länder die Ziele nicht einhalten.⁴³

⁴² Global Wind Report 2013.

⁴³ EWEA-Position on 2030 governance, position-paper 30.5.2030

In der Studie von Ernst&Young zur Offshore Windkraft wird ausdrücklich klargestellt, dass „Business as usual“ nicht mehr ausreicht. Es werden die politischen Maßnahmen als bisher unzureichend eingeschätzt und Vorschläge unterbreitet, um die gesteckten Ziele zu erreichen.⁴⁴

Ernst&Young gehen davon aus, dass die Konkurrenzfähigkeit hinsichtlich der LCoE der Offshore Windkraft in 2023 erreicht sein kann.

Damit werden für die Jahre nach 2020/2022 Szenarien mit unterschiedlichen Ausbautempo denkbar, es wird deshalb nur die kurze Phase zwischen 2023 bis 2025 in Betracht gezogen und als Phase gesehen, in der die Länder, die die Nutzung von Offshore-Windkraft vorbereiten, in den Markt eintreten.

Das unterschiedliche Ausbautempo und der Zeitpunkt des beginnenden Wachstumsschubs hat für die Windkraftindustrie folgende Konsequenzen:

Bei einem späteren Eintritt und langsameren Tempo muss ein längerer Zeitraum durchgehalten werden, bis sich die Auftragslagen verbessern können. Es kommt bis Anfang der Dekade nach 2020 noch kaum zu erfolgreichen neuen Investitionen in die Windkraftindustrie. Die schon am Markt präsenten Turbinenhersteller haben aber die Chance, die neuen Marktpotenziale für sich zu gewinnen (Wartepositionen zahlreicher Projekte ohne Auftragsvergaben) und Zeit, ihre Fertigungsstätten auf den wachsenden Markt einzustellen.

Bei höherem Tempo ergeben sich Wachstumsphantasien und es werden möglicherweise neue geographische Strukturen der Fertigung motiviert. (siehe hierzu weiter unten). Welche Rolle die aktuelle Standortverteilung für Bremerhaven spielen kann, wird noch aufgezeigt. Unabhängig davon ist das Marktvolumen dann als relativ hoch zu bewerten. Die heute schon aktiven Marktteilnehmer, die dann über die ersten Hürden der Lernkurve hinaus sind, haben das Know How, um in dem wachsenden Markt gute Marktanteile zu generieren und ihre Fertigungsstätten zu erweitern.

Welche Konsequenzen hat das für die Standortentwicklung Bremerhaven?

Wenn die Investition in Terminal und Hafeninfrastuktur in 2018 bis 2020 umgesetzt worden ist, hat sich bei wachsender Turbinenleistung der Markt für die Offshore-Windkraft gemessen in OWEA noch nicht wesentlich über das bisherige Maß hinaus entfaltet. Der Zeitpunkt spürbar wachsender Zubauleistung kann nach 2020 kurzfristig, aber auch erst nach einigen Jahren einsetzen. Entscheidend ist die Frage, wie es den ansässigen Turbinenproduzenten gelingt, die „Durststrecke“ wirtschaftlich zu bewältigen und welche Möglichkeiten es gibt, ihnen mit der Standortoptimierung beste Bedingungen zu sichern. Wenn es gelingt, in Deutschland die Offshore Turbinenhersteller zu halten und damit die Grundlage für eine wachsende Offshore-Windindustrie entlang der Wertschöpfungskette abzusichern, dann kann Deutschland und der Standort Bremerhaven zum gegebenen Zeitpunkt vom Wachstum der Offshore-Windkraft profitieren.

5.2 Marktanteilsstrukturen der Turbinenproduzenten und Entwicklungsoptionen

Zurzeit teilen sich in Nordeuropa in erster Linie 5 Turbinenhersteller den Markt, siehe auch Kapitel 3.2. Die BARD-Gruppe hat aufgegeben, während der französische Hersteller Alstom mit der Entwicklung

⁴⁴ EY, a.a.O.

der 6-MW-Turbine Haliade aktuell verstärkt in den Markt drängt. (Produktionsbeginn in neuer Fertigungsstätte 2015).

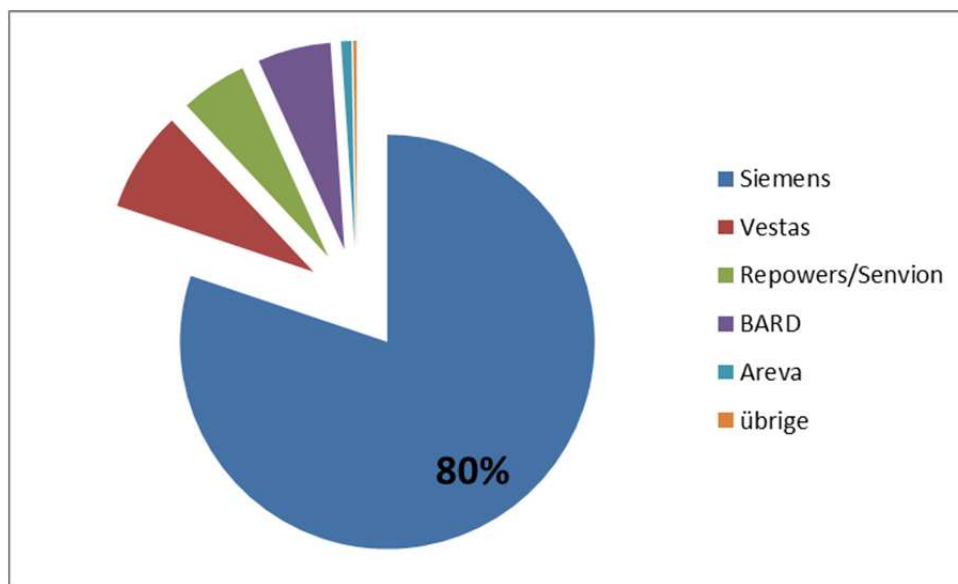
GE mit langjähriger Erfahrung mit Onshore-Windkraftturbinen sowie Gasturbinen steht auf dem Sprungbrett, indem das Unternehmen den Eintritt in den Offshore Markt durch die Kooperation mit Alstom vorbereitet und sich bei der Netztechnik für Offshore-Anbindung engagiert.⁴⁵ Ebenso verharret Samsung mit einer 7 MW-Turbine vorerst in Warteposition.

2015 ist es möglich, 3 Jahre (2012 bis 2014) mehr als marginaler Turbineninstallation in Europa auch aus Herstellersicht auszuwerten.

Es zeigt sich eine Vormachtstellung von Siemens, der bisher überwiegend mit kleinen, aber zuverlässigen und – wovon auszugehen ist - inzwischen auch relativ (!) kostengünstigen Turbinen den Markt für sich gewinnen konnte.

Auch das mit Mitsubishi verbundene Unternehmen Vestas, das eine Monopolstellung in Dänemark im Onshore-Bereich hat, und – ähnlich wie Repower/Senvion- ihre Offshore-Turbinen aus diesem langjährigen Know How ableiten konnte, konnte mit 3 MW-Turbinen in den Markt eindringen.

Abbildung 4 Anteil der OWEA-Produzenten am europäischen Markt zwischen 2012 und 2014: Anzahl ans Netz angeschlossener OWEA (Gesamt 2012 bis 2014)



Quelle: Annual statistics offshore wind industry 2012, 2013 und 2014, EWEA.

Zwischen 2012 und 2014 waren Senvion und Areva mit zusammen 6% am europäischen Markt der ans Netz angeschlossenen OWEA beteiligt.

Auf Grund der bis vor kurzem noch langen Zeiträume vom Beginn einer Planung bis zum Zeitpunkt des Netzanschlusses der installierten OWEA sind in dieser Marktstruktur aktuelle und zukünftige Trends der Marktanteilsverteilung noch nicht ersichtlich. Das (hier nicht vorgestellte) Bild allein für 2014 zeigt eher bedenkenswerte Strukturen:

⁴⁵ Offshore wind UK.: Siemens better watch out for General Electric Company, December 2014.

2014 beherrschten Siemens und MHI Vestas mit über 90% den OWEA-Markt in Europa, bezogen auf die ans Netz angeschlossenen Turbinen. (Die BARD-Gruppe war nicht mehr am Markt beteiligt.)

Tabelle 5 Zahl und Anteil von Siemens-Turbinen an den jeweils neu ans Netz angeschlossenen Windkraftturbinen in Europa sind stabil bzw. wachsen:

Jahr	2012	2013	2014
Angeschlossene OWEA insgesamt	293	418	408
Anteil Siemens abs.	239	309	349
<i>In %</i>	<i>82%</i>	<i>74%</i>	<i>86%</i>

Quelle: Annual statistics offshore wind industry 2012, 2013 und 2014, EWEA.

Es muss davon ausgegangen werden, dass diese Marktanteilsstruktur auch aus dem bisher hohen Risiko und der bisher begrenzten Erfahrungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Leistungsfähigkeit der Turbinen erwachsen ist. Die Generation kleiner Turbinen kam dem entgegen. Es ist bezeichnend, dass die durchschnittliche Turbinenleistung der angeschlossenen OWEA in Europa eher gesunken als gestiegen ist. Risikominimierung stand vor möglichen Kostenvorteilen, wenn zahlenmäßig weniger, aber leistungsfähigere Turbinen die gleiche Energieleistung anbieten.

Der Kostendruck ist jedoch so hoch, dass alle Hersteller in den letzten Jahren daran arbeiteten, leistungsfähigere Turbinen zu entwickeln.

Siemens beginnt in 2015 seine 6 MW-Turbinen zu installieren und ist dabei, diese Turbine für eine 7 MW-Leistung weiter zu entwickeln.

MHI Vestas stellten auf der Offshore Messe in Kopenhagen die 8 MW-Turbine vor, für die in Großbritannien Aufträge gesichert sind.

In Frankreich werden mit abgesicherten Aufträgen die 8 MW-Turbinen von Areva vom dortigen Standort aus ab 2018 installiert werden, ebenso wie die 6-MW-Turbine Haliade von Alstom.

Angesichts des Konkurrenzdrucks hinsichtlich der Kosten ist damit der Generationenwechsel zu leistungsfähigeren Turbinen eingeleitet. Das wird kurzfristig dazu beitragen, den in Bremerhaven ansässigen Turbinenherstellern bessere Marktbedingungen zu schaffen.

Areva Wind entwickelte und produziert in Bremerhaven eine 5 MW-Turbine, die bisher angesichts der Rolle der kleinen Siemens-Turbinen nur begrenzte Chancen hatte, gegenüber den nun größeren wenig erprobten Turbinen aber vorerst mehr Sicherheiten und Zuverlässigkeit verspricht.

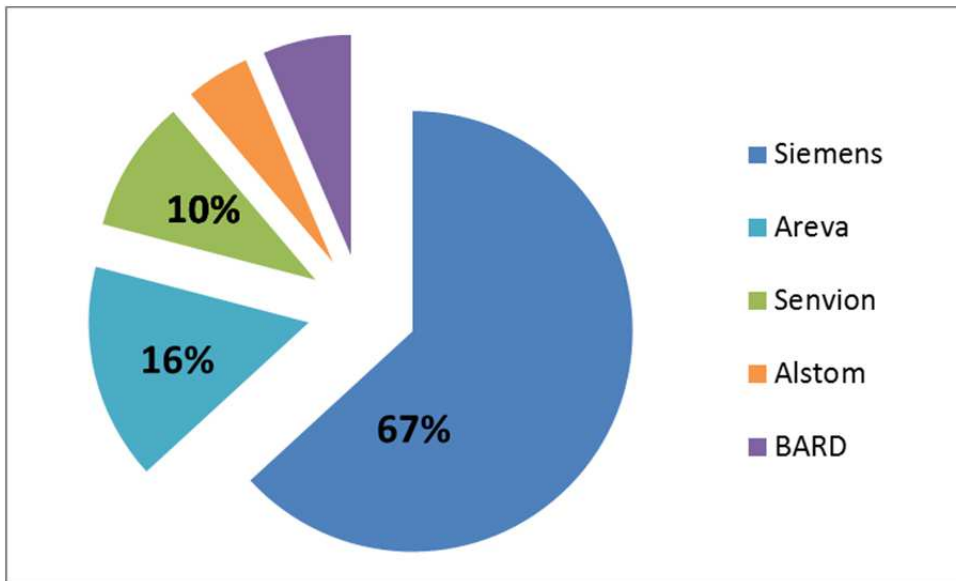
Senvion konnte mit der Installation der am Standort produzierten 6,15 MW-Turbine in Belgien, Großbritannien und Deutschland ein Know How aufbauen, das die Marktchancen bei wachsender Nachfrage nach leistungsfähigeren Turbinen verbessert, abgesehen davon, dass ständig an einer weiteren Verbesserung der Turbinenleistung gearbeitet wird.

Der Generationenwechsel bei den Turbinen wird den Markt noch einmal verändern.

Die Marktanteilsstrukturen stellen sich unter dem Gesichtspunkt des deutschen Marktraums für die beiden ansässigen Turbinenhersteller günstiger dar, obwohl die starke Position von Siemens auch hier deutlich wird.

Es wurden 22 Windparks in Nord- und Ostsee, die installiert, im Bau, bis ca. 2018 geplant und mit Aufträgen für die Turbinen versehen wurden, ausgewertet.

Abbildung 5 Marktanteilsstrukturen für 22 deutsche Windparks (2010 bis 2018)



Quelle: eigene Auswertungen

Die ansässigen Hersteller können bisher nur 26% des deutschen Marktes für sich gewinnen.

Die Marktchancen für Senvion und Areva nehmen zu, parallel jedoch auch der Konkurrenzdruck.

Tabelle 6 Kapazität und Fertigung im Zeitverlauf am Standort Bremerhaven bei den Turbinenproduzenten* (analog Fertigung von Rotorblättern am Standort)

Areva		Senvion	
Jahreskapazität	100	Jahreskapazität	100
2008	6 D	2008	12 D: 6
2010/2011	Investition Fertigungsstätte	2011/2012	78 Europa
2012/2013/2014	120 D	2013/2014	48 D
zusammen:	126	zusammen:	138
Plan 2015/2016	70 D	Plan 2015/2017	72 D

*D Deutschland; Europa: übriges Europa

Quelle: Websites der Unternehmen, Recherchen

Tabelle 7 Übersicht deutscher Offshore Windparks - ans Netz angeschlossen, im Bau, genehmigt, mit gesichertem Turbinenauftrag

Windpark	Leistung WP MW	OWEA	Turbinen MW	(vorauss.) Fertigstellung	Auftragnehmer Turbine
1 Alpha Ventus	60,0	12	5,00	2010	Areva/Senvion
2 Bard Offshore 1	400,0	80	5,00	2013	BARD
3 Riffgat	108,0	30	3,60	2014	Siemens
4 Meerwind Süd/Ost	288,0	80	3,60	2014	Siemens
5 Dan Tysk	288,0	80	3,60	2014	Siemens
6 Nordsee Ost	295,2	48	6,15	2014	Senvion
7 Trianel WP Borkum (Phase 1)	200,0	40	5,00	2014	Areva
8 Amrumbank West	288,0	80	3,60	2015	Siemens
9 Borkum Riffgrund 1	312,0	78	4,00	2015	Siemens
10 Global Tech 1	400,0	80	5,00	2015	Areva
11 Butendiek	288,0	80	3,60	2015	Siemens
12 Godewind 1	324,0	54	6,00	2016	Siemens
13 Godewind 2	252,0	42	6,00	2016	Siemens
14 Sandbank (Phase 1)	288,0	72	4,00	2016	Siemens
15 Nordergründe	110,7	18	6,15	2016	Senvion
16 Nordsee One	332,0	54	6,15	2017/2018	Senvion
17 Veja Mate	402,0	67	6,00	2017/2018	Siemens
18 Godewind 3	90,0	15	6,00		Siemens
Nordsee zusammen	4726	1010			
19 Baltic 1	48	21	2,3	2011	Siemens
20 Baltic 2	288	80	3,6	2015	Siemens
21 Wikinger	350	70	5	2017/2018	Areva
22 Arcadis Ost	348	58	6	2018/2019	Alstom
Ostsee zusammen	1034	229			
Gesamtkapazität	5760	1239			
	3264	779			Siemens
	980	196			Areva
	768	120			Senvion
	348	58			Alstom

Daraus ergibt sich der Druck für beide Fertigungsstätten, einerseits zusätzliche Wertschöpfung in alternativen Geschäftsfeldern zu generieren (z.B. Operation and Maintenance, Senvion: Onshore-Turbinen), andererseits den Generationenwechsel zu nutzen, um noch vor dem möglichen Wachstumsschub mit den angebotenen Turbinen höhere Marktanteile am europäischen Markt zu gewinnen.



Die Wirtschaftlichkeit der Fertigungsstätten am Standort ist die Voraussetzung, dass die Phase bis zum Wachstumsschub in der Offshore-Windkraft überbrückt werden kann. Nur so sind die Investitionen in die Offshore-Infrastruktur am Standort chancenreich.

Senvion, ein Unternehmen, das insgesamt mit Gewinnen arbeitet, hat sich in der Vergangenheit eine starke international ausgerichtete Position in der Onshore-Windkraft erarbeitet, wobei 2014 der Zubau in Deutschland mit 2,3 GW herausragt. Die Produktion von Onshore-WEAs erfolgt in erster Linie an ostdeutschen Standorten, insbesondere in Brandenburg (Trampe, Eberswalde), wird aber seit kurzem auch am Standort Bremerhaven ausgebaut, um die Beschäftigten auszulasten und Skaleneffekte zu erreichen. Neben den deutschen Standorten gibt es Fertigungsstätten in Portugal und China. Die erste Offshore-Windkraftanlage wurde 2004 schon mit einer 5 MW-Turbine ausgestattet (UK), es folgten weitere kleine Projekte in Großbritannien und Belgien mit 5 MW-Turbinen und der neueren 6,15 MW-Turbine (Thornton Bank II und III in Belgien). Die 6,15 MW-Turbine ist die größte Turbine, die bisher in Serienfertigung hergestellt werden kann. Die Firma arbeitet nach eigenen Angaben intensiv an der technischen Weiterentwicklung ihrer Turbinen. Es wird eine Wachstumsstrategie, vor allem auch im internationalen Markt angekündigt.

Areva Wind gehört zu dem französischen Mutterkonzern Areva, der 2014 einen Rekordverlust von rund 5 Milliarden Euro (nicht mit Windkraft) erwirtschaftete. Es wurden von Areva Wind seit der Errichtung der ersten 6 Offshore-Windturbinen für alpha ventus bis 2014 insgesamt im deutschen Nordseeraum insgesamt 126 OWEAS installiert, weitere 70 sind im Ostseeraum beauftragt. Der Konzern ist dabei, seine strategischen Schwerpunkte nach Westeuropa – insbesondere nach Frankreich - zu verlagern, wo die Marktchancen für den französischen Konzern deutlich größer sind. Es wurde ein Joint Venture mit dem spanischen Unternehmen Gamesa (5 MW-Turbinen, WP vor Gran Canaria) gebildet, um Kosten zu optimieren: seit März 2015 neue Marke „**Adwen**“. Areva hat mit einem Konsortium die Ausschreibung von drei Windparks in der Normandie und der Bretagne mit zusammen 1500 MW gewonnen, die mit der 8 MW-Turbine von Areva ab 2019 errichtet werden sollen. Der Produktionsstart der 8 MW-Turbine wird in dem neu geplanten Werk in Le Havre für 2017/2018 erwartet. Ursprünglich war der Windpark in der Bretagne (erster Tender) mit den 5 MW-Turbinen (Bremerhaven) geplant. Es werden nun deutliche Kosteneinsparungen durch die Planänderung zugunsten der 8 MW-Turbine erwartet (statt 100 nur 62 Turbinen). Nach Aussage des Unternehmens wird die 5-MW-Turbine für Areva bzw. Adwen für den deutschen Markt (vorläufig?) weiter produziert (Messe Kopenhagen). Verschiedene Pressemeldungen zur Strategie sind sicher mit Vorsicht zu sehen. Adwen plant, in Europa zukünftig einen Marktanteil von 20% zu erreichen, wobei langfristig die 8 MW-Turbine im Vordergrund stehen dürfte.

Vertiefte Recherchen zur Marktentwicklung zeigen, dass Areva verstärkte Bemühungen unternimmt, um im zukünftigen Ostseemarkt bzw. weiteren Märkten in Warteposition rechtzeitig Fuß zu fassen.⁴⁶ Hinweise lassen sich für Polen und Norwegen finden. Es ist keinesfalls davon auszugehen, dass hier nur Marktpotenziale für die 8 MW-Turbine in Aussicht stehen. Es ergibt sich auch für die Fertigungsstätte in Bremerhaven eine Chance, frühzeitig am beginnenden Wachstumsschub teilzunehmen. Vorbereitungen für die Produktion in Le Havre (Ausbildung, Entwicklungsleistungen, Tests etc.) können am Standort Bremerhaven erfolgen. Vor allen Dingen muss aber die Option gesehen werden, dass der Wachstumsboom zum Beginn/zur Mitte der 20er Dekade umfangreiche Erweiterungsinvestitionen

⁴⁶ Differenzierte Auswertungen der 4C offshore-Datenbank



der Offshore-Industrie bedingen und für Areva die Fertigungsstätte in Bremerhaven für den Ostseemarkt dafür aus räumlicher Sicht bessere Voraussetzungen bietet als der Standort Le Havre, so dass auch hier in Zukunft die 8 MW-Turbine denkbar wird.

Insoweit haben beide gute Chancen, den zukünftig deutlich wachsenden Markt wesentlich mit zu bestimmen.

5.3 Auslastungspotenziale des geplanten Terminals

Angesichts der möglichen Bau- und dann auch Übergangszeiten wird vorrangig die Periode ab 2020 betrachtet.

Es wird zunächst von einem Basisszenario ausgegangen, in welchem zwischen 2021 und 2025 – gemessen an der Umschlagsleistung für vorinstallierte OWEA ein Umschlagsäquivalent (Umrechnung der Teilinstallationen und Komponentenlieferungen) von 105 als realistisch betrachtet wird.

Es erhöht sich hier der Marktanteil der beiden Turbinenproduzenten am Standort am Marktpotenzial der deutschen Nordsee auf 40% (das wäre eine moderate Erhöhung gegenüber dem aktuellen Stand von 26%) und im übrigen Europa auf 20%, wobei der Markt weiterhin als stagnierend angenommen wird und die Standortgefährdung eines der Hersteller nicht ausgeschlossen wird.

Im optimistischen Szenario 2 kommt es zu einem allmählichen Anwachsen des Marktes, da es gelingt die Kosten weiter zu senken. Beide Hersteller können ihre Position am Markt festigen und stärker ausweiten. Ab 2023 öffnen sich die Märkte, so dass hier noch zwei Phasen unterschieden werden.

Folgende Prämissen liegen der Vorausschau für die Phase 2021 bis 2022 zugrunde:

- Die beiden Hersteller am Standort festigen im Zuge des Generationenwechsels der Turbinen und weiterer Kostensenkungen, die durch die neue Hafeninfrastuktur mit erzielt werden kann, einen Marktanteil in der deutschen Nordsee von 40%. Alle produzierten Turbinen am Standort für die deutsche Nordsee werden vorinstalliert.
- 10% des deutschen Marktes, das wären 15 Turbinen, kommen im Schnitt dazu, weil der OTB vom Heimathafen alternativer Hersteller als Installationshafen dazwischen geschaltet wird. Hierbei ist berücksichtigt, dass Siemens sich – den deutschen Markt betreffend – voraussichtlich daran nicht beteiligt. Infrage kommen Alstom und auch Vestas als potenzielle Marktteilnehmer am deutschen Markt. Berücksichtigt ist ebenfalls, dass zwei weitere Basishäfen im Nahbereich eine - wenn auch weniger attraktive - Alternative darstellen.
- Marginale Effekte errechnen sich angesichts der Kosten durch mögliche Vorinstallationen der Hersteller in Bremerhaven für entferntere Windparks, sie liegen im Worst Case im Schwankungsbereich.
- Das bedeutet nicht, dass in dieser Übergangsphase jährlich im Durchschnitt 75 OWEA am Standort vorinstalliert werden. Angesichts der Volatilität des Marktes im Zeitverlauf, ist es zwingend erforderlich, eine mögliche gleichzeitige Abwicklung von mehreren Projekten zu ermöglichen. Spitzen in doppelter Höhe müssen aufgefangen werden. Wenn das nicht ermöglicht wird, können zum einen keine zusätzlichen Leistungen alternativer Hersteller und Projekte dazu gewonnen werden. Die Auslastung würde sich auf 60 bis 65 OWEA Vorinstallationen pro Jahr beschränken. Zum anderen: Da es sich um zwei Produzenten handelt, die beide



gleichzeitig ein Projekt abwickeln können, würden geringere Kapazitäten den Kostenvorteil optimierter Logistikkvorgänge wieder verspielen.

- Davon abgesehen, ist der zusätzliche Effekt auszuliefernder Komponenten, die nur teilweise vorinstalliert werden, aber angesichts der Verknüpfung der Warenausgangszone mit den Käfen optimal und kostengünstig verschifft werden können, ein wichtiges Element der Wertschöpfung. Es wird davon ausgegangen, dass die beiden Turbinenhersteller am Standort entsprechend ihrer Strategien und unterstützt durch den neuen Terminal weiterhin 20% Anteil am Markt im übrigen Europa halten können, das heißt, dass Turbinen und teilweise auch Rotorblätter (je nach Auftragnehmer) für 95 OWEA verschifft werden könnten⁴⁷. Es wird ein Umschlagsäquivalent von ca. 55 (vorinstallierter) OWEA angenommen.

Insgesamt ergeben sich zwischen 2021 und ca. 2022 im Durchschnitt 75 OWEA mit Vorinstallationsleistungen am Standort sowie Turbinen/Rotorblätter-Teilinstallationen/Lieferungen für 95 OWEA, dies erfolgt im Zeitverlauf sehr volatil und könnte auch zwei bis drei Windparkprojekte parallel betreffen.

Folgende Prämissen liegen der Vorausschau für die Phase 2023 bis 2025 zugrunde:

- Die Marktanteilsverteilung für die deutschen Nordseeprojekte verändert sich noch einmal durch den sich nun ausweitenden Markt, die heimischen Turbinenhersteller können ihren Standortvorteil besser ausspielen, der Druck der Konkurrenten auf den deutschen Markt verlagert sich auf die neuen Markträume, so dass der Marktanteil der beiden ansässigen Turbinenhersteller auf 50% wächst. 10% kommen nach wie vor durch die Konkurrenten, so dass insgesamt 90 OWEA am Standort vorinstalliert werden können.
- Der Lagevorteil Bremerhavens im relativen Vergleich der Hersteller zum Marktraum östlich des Standortes sowie die rechtzeitigen Bemühungen der Hersteller, Marktanteile in diesem Marktraum zu generieren, führen dazu, dass sich bei Aktivierung der Projekte ein hoher Marktanteil für die ansässigen Hersteller sichern lässt. Im Worst Case wird angenommen, dass beide Hersteller mit den Fertigungsstätten am OTB im Schnitt beider Markträume 25% Marktanteil erzielen. Das ist eine sehr vorsichtige Schätzung sie würde aber dazu führen, dass einer oder beide – je nach Anteil - Produzenten ihre Fertigungsstätten erweitern müssen. Je nach Marktvolumen ergeben sich in dieser Phase pro Jahr im Durchschnitt 170 auszuliefernde Turbinen (Rotorblätter entsprechend).
- Nicht berücksichtigt ist ein ergänzender Export der Turbinen in weitere Markträume.
- Mit der Markterweiterung sowie den Investitionen in die Erweiterung der schon angesiedelten Fertigungsstätten werden in dieser Phase Neuansiedlungen der Offshore-Wertschöpfungskette zu erwarten sein, vergleiche Kapitel 6.

Insgesamt ergeben sich zwischen 2023 und 2025 im Durchschnitt 90 OWEA mit Vorinstallationen am Standort sowie Turbinen/Rotorblätter-Teilinstallationen/Lieferungen für 170 OWEA.

⁴⁷

Im etablierten Markt der EU 5 mit starker Monopolstellung von Dong Energy, der nur mit Siemens und Vestas als dänische Produzenten arbeitet sowie Siemens eigenem Engagement am Offshore-Investitionsmarkt sind Marktanteilserhöhungen der deutschen Produzenten sehr vorsichtig anzusetzen.



Nach 2025 ergeben sich weitere Wachstumspotenziale der Offshore-Windkraft insbesondere östlich des Standortes Bremerhaven. Das Marktpotenzial kann sich bis 2030 und darüber hinaus noch weiter erhöhen bis das Repowering rückläufige Trends ausgleichen kann.⁴⁸

Die Komponentenlieferungen und Teilinstallationen erfordern eine geringere Umschlagsleistung als die Vorinstallationsleistungen, haben aber ein solches Wachstumspotenzial, dass in der Summe das von Prognos ermittelte jährliche Marktpotenzial an Wertschöpfung zwischen 100 und 160 vorinstallierter OWEA eher übertroffen werden kann. Zumindest kann das von Prognos ermittelte Potenzial – auch mit der hier vorgestellten alternativen Betrachtung - als plausibel bezeichnet werden.

Anmerkung:

Wenn die Absenkung der LCoE der Offshore Windkraft ein Niveau erreicht hat, das sie gegenüber fossilen Energieträgern konkurrenzfähig macht, könnten politische Rahmenbedingungen neu diskutiert werden. Die Erschließung der Offshore-Potenziale in den ausgewiesenen deutschen Nordseezonen 3 bis 5 bzw. mögliche neu ausgewiesene Areale könnte offensiver möglich werden bzw. die Ausbaupfade angehoben werden, da die öffentlichen Vorleistungen je Offshore-MWh deutlich sinken. Das wäre Mitte der nächsten Dekade durchaus im Bereich des Möglichen. In dem Fall müsste die Hafeninfrastuktur deutlich mehr Wertschöpfung für die Offshore- Windkraft erbringen können, als zurzeit absehbar ist.

Die nachfolgende Tabelle stellt noch einmal das Marktpotenzial und den Marktanteil des OTB in den zwei Szenarien dar.

⁴⁸ Siehe Prognos a.a.O., 2012, 2014.

**Tabelle 8 (Tabelle 1) Plausibles Marktpotential und Umschlagsleistung in Europa 2018 - 2025
(Szenarien für 2021-2025)**

	deutsche Nordsee	übriges Europa*	Europa zusammen	Umschlagsleistung insgesamt**
2018 - 2020				
Marktpotenzial	150	275	425	
Marktanteil OTB	40%: 60	20%: 30** (55 Turbinen +)		90
Basisszenario				
2021 - 2025				
Marktpotenzial	150	350	500	
Marktanteil OTB	40%: 60	20%: 45** (65 - 75 Turbinen +)		105
Szenario 2				
2021-2022				
Marktpotenzial	150	480	630	
Marktanteil OTB	50%: 75	20%: 55** (90 - 100 Turbinen +)		125
2023-2025				
Marktpotenzial	150	735 (Durchschnitt)	885	
Marktanteil OTB	60%: 90	25%: 100** (170 Turbinen +)		190

* nur Seeanrainer nördliches Europa bis zur Biskaya

**gemessen in Anzahl OWEA-komplett ohne Fundamente, Zulieferungen übriges Europa mit reduziertem Umschlagsäquivalent: geschätzt

6 ANSIEDLUNGSOPTIONEN

Das Ansiedlungsverhalten der Offshore-Windkraftindustrie in den letzten Jahren bzw. so wie es sich zur Zeit noch beobachten lässt, zeigt eine starke Orientierung auf Westeuropa, zum einen, weil Großbritannien die Förderkonditionen noch einmal verbessert hat und Wachstumsphantasien weckt, zum anderen weil auch in Frankreich der Markt inzwischen einen Schub erhält. Die Transportkosten der Großkomponenten motivieren zur Verkürzung der Entfernungen zum vielversprechenden Marktraum. Im Vergleich der Konkurrenten werden Standortvorteile gesucht. Zudem wirkt der Clustervorteil am Standort, z.B. angesichts der endlich gesicherten Entwicklung des Hafensstandortes Hull, obwohl offensichtlich weitere Standortfaktoren keine geringe Rolle spielen (Interesse am Standort Schottland).

Geplante/in Bau befindliche/kürzlich fertiggestellte neue Fertigungsstätten für die Offshore-Windkraftindustrie in Europa

- Siemens: Fertigungsstätte OWEA in Hull, GB Entscheidung 11/2014 (190 Mio. €, Personalsuche hat begonnen, Baubeginn erfolgt, 2016 Produktion), Fertigungsstätte Rotor Blades (für 6-MW-Baureihe) Paull in Eastriding, GB
- Areva/Gamesa: Fertigungsstätte Le Havre (Frankreich) für 8 MW-Turbinen
- Areva: Absichtserklärung für 3. Standort in Europa: neue Produktionsstätte für OWEA im Osten Schottlands (GB), 11/2012 zur „Senkung der Logistikkosten für britische Projekte“ und „um von der wachsenden Offshore-Zulieferindustrie vor Ort zu profitieren“ //de. Areva.com
- Alstom: neue Produktionsstätte für OWEA in Saint Nazaire (Frankreich) eingeweiht (12/2014)
- MHI Vestas Offshore Wind: Fertigungsstätte auf der Isle of Wight (GB) eingeweiht (Rotor blades für die 8 MW-Turbine)
- Gemeinschaftsunternehmen Bladt/EEW SPC „Offshore Strategies“ GB (im Nordosten Englands am Fluss Tees geplant) für Foundations/Transition Pieces
- Investition Strabag GmbH (Fundamente) geplant in Hull: AMEP

Samsung hat einen Plan für eine Fertigungsstätte in Methil (Schottland) auf Eis liegen.

Auffallend ist auch die Verlagerung der Fertigungen der besonders transportintensiven Rotorblätter sowohl von MHI Vestas als auch von Siemens nach Großbritannien.



Abbildung 6 Geplante Fertigungsstätten für OWEA und OWEA-Komponenten in Westeuropa



Es werden offensichtlich ebenfalls Zulieferer motiviert, sich in Westeuropa neu anzusiedeln.

Exkurs: Herstellerstrukturen für Gründungen/Fundamente

Die Zahl der Hersteller von Fundamenten ist immer noch relativ hoch. Die Marktbarrieren sind kleiner, da die Hersteller in der Regel ein breiteres Produktportfolio im Bereich der Stahlrohrproduktion haben.

Key Player (Foundations, transition pieces) und deren Standorte

Bladt (2014: 43%, 2013 37% Marktanteil Europa): Hauptsitz in Dänemark, Aalborg, Subcontractor in Rostock: EEW, weitere Standorte in Lubmin und Sczeccin, gemeinsames Vorhaben mit EEW „Offshore structures“: neuer Fertigungsstandort in England

SIF (2014 25%, 2013 12% Marktanteil Europa): Standort in Roermond, Niederlande

EEW (2014: 18% Marktanteil Europa): Standort Rostock, Lubmin,

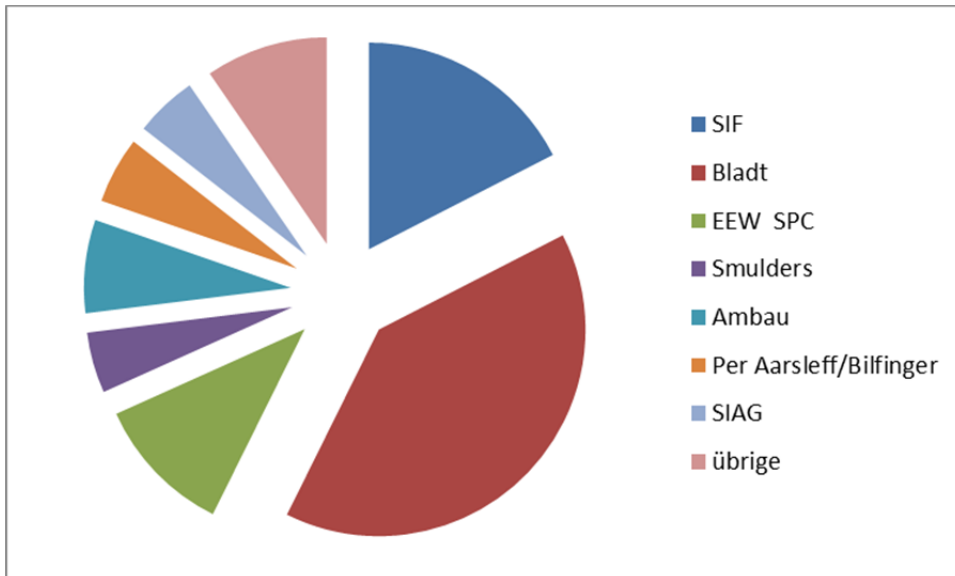
Ambau (2013 15% Marktanteil, 2014 -): Standorte Cuxhaven, Bremen, (Dessau, Gräfenhainichen..)

Bilfinger/Aarsleff (2013 Marktanteil 13,2%, 2014 -), Standorte Sczeccin, (Verkauf der Offshore-Sparte geplant)

Smulders (Marktanteil 2014: 11%, 2013 4%): Standorte in Belgien

Abbildung 7 Anteil der Hersteller von Substrukturen# am europäischen Markt zwischen 2012 und 2014

auch für Konverterplattformen, Messstationen u.ä.

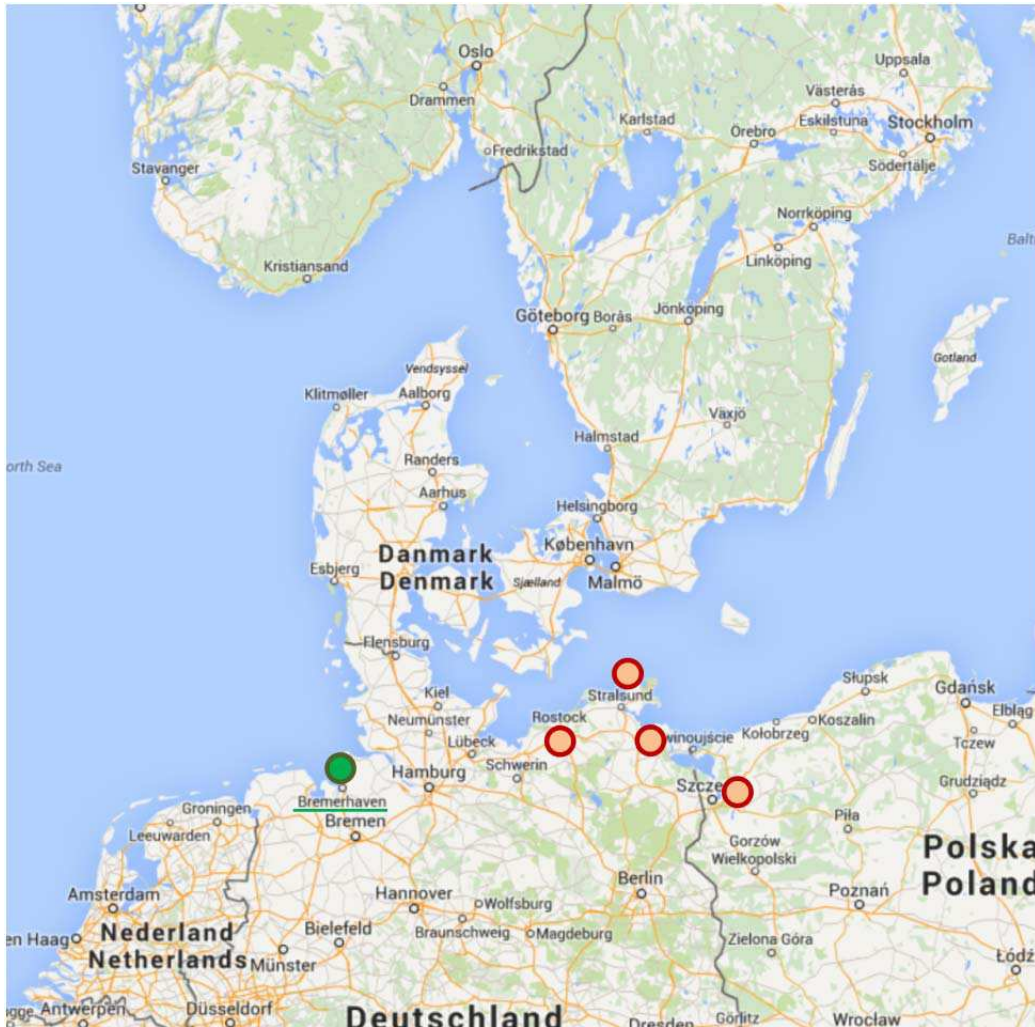


Quelle: Annual statistics offshore wind industry 2012, 2013 und 2014, EWEA.

2012 waren an 485 Fundamenten insgesamt 10 Hersteller beteiligt, 2013 ebenso viele, jedoch nicht alle dieselben, 2014 waren es noch 6 Hersteller, die zusammen 446 Fundamente lieferten, davon 91% Monopiles. Drei der Produzenten mit Sitz an den deutschen Nordseehäfen mussten Insolvenz anmelden. Angesichts eines jährlichen Outputs von weniger als 500 Fundamenten, die zu 91% aus Monopiles bestanden, ist eine Marktbereinigung naheliegend. Von Unterauslastungen gesonderter technischer Industrieanlagen für Offshore-Fundamente ist auszugehen (die aktuelle Krise in der Öl- und Gasförderung, die auch den Offshore-Bereich erfasst hat, wirkt sich zusätzlich aus.)

Marktanteilsverschiebungen sind weiterhin zu erwarten, auch in Abhängigkeit von den Angebotsstrukturen (Art der Fundamente) und von den Anpassungsfähigkeiten an die sich verändernden Anforderungen durch die größeren Turbinen und verschiedenen Hochseebedingungen. Insgesamt ist das Verhältnis der am deutschen Markt beteiligten Herstellerzahl zum deutschen Auftragspotenzial zum Status quo unausgewogen und erfordert zwingend die europäische Ausrichtung.

Abbildung 8 Standorte zentraler Zulieferer für die Offshore-Industrie an der deutschen Ostseeküste



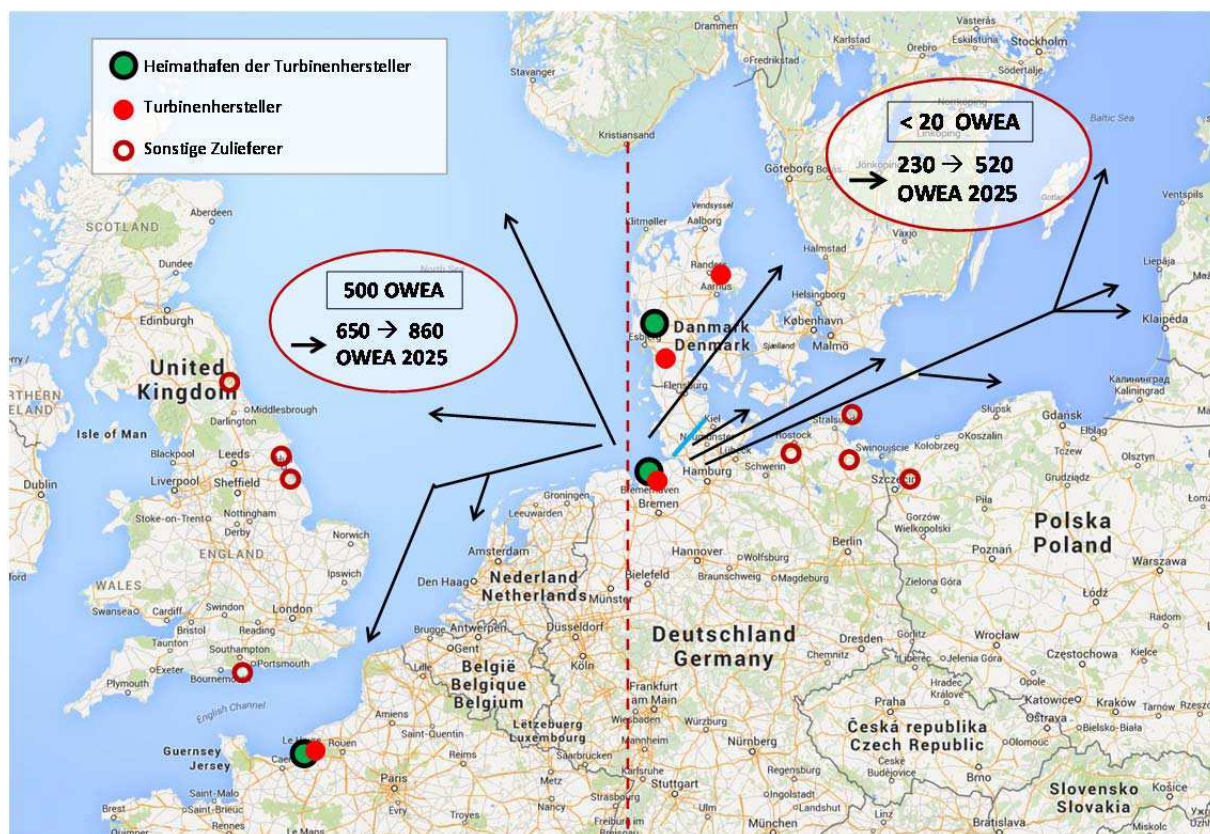
Angesichts des bisher schwachen Marktes im Ostseeraum, der sich kaum vor 2020 entfalten wird, ist eine Standortverlagerung der östlich angesiedelten Zulieferer zum aktuell vielversprechenden Markt-raum in Richtung Westeuropa, nachvollziehbar.

Die Ansiedlungsoptionen aus der Offshore Windkraftindustrie bzw. der entsprechenden Wertschöpfungskette sollten angesichts der Marktentwicklung aus mittelfristiger Sicht beurteilt werden.

Wo liegen wie viel Zubaupotenzial, wenn der Markt wie angenommen wächst, und welche Rolle kann dann der Standort Bremerhaven spielen, wenn die aktuellen geographischen Strukturen der Fertigungsstätten berücksichtigt werden?

Folgende Karte stellt die raumökonomische Lage des Standortes Bremerhaven angesichts der Standortverteilung der Windkraftindustrie zum Status quo und der potenziellen Marktentwicklung im Szenario 2 westlich und östlich des Standortes dar.

Abbildung 9 Bremerhaven im zukünftigen Markt (Szenario 2)



Sobald sich der Blick von der bisher eingeengten Sicht auf Westeuropa löst, gewinnt die Lage des Standortes Bremerhaven deutlich an Gewicht. Der zukünftige Markt westlich des Standortes wächst zwar in diesem Szenario auch nicht unerheblich, wird aber von den sich inzwischen dort konzentrierten Fertigungsstätten gut bedient, Wachstumstreiber sind dann neben Großbritannien Frankreich und Norwegen. Ganz anders stellt sich die Lage östlich des Standortes hinter dem nahen Nord-Ostseekanal dar. Der Markt bietet Potenziale, die von einem jährlichen Zubaupotenzial von fast null auf 300, 400 bis 520 OWEA pro Jahr vor 2025 anwachsen kann. Keiner der Key Player am Turbinenmarkt hat bisher Signale ausgestreut, sich in diesem Markt neu zu verorten. Ein Standort in Schweden oder Polen würde seinen Markt von vornherein auf den Ostseeraum beschränken, er hätte sich vom westlichen Markt gegenüber den Konkurrenten abgekoppelt. Optionen für den interkontinentalen Export müssten mit größerem Aufwand kalkuliert werden usw.

Als potenzielle Auftragnehmer werden in dem neuen östlichen Markt die erfahrenen Turbinenproduzenten am aktuellen Markt bevorzugt werden, da sie die besten Konditionen versprechen. Insofern ergeben sich deutliche Chancen für alle 5 Hersteller sowie für deutlich mehr Zulieferer als momentan im Ostseeraum zu verorten sind.

Der Standort Bremerhaven erweist sich zu dem Zeitpunkt als optimaler Standort zwischen beiden Märkten. Er lässt alle Optionen für alle Märkte offen bzw. konkurrenzfähig erscheinen. Das schließt auch den interkontinentalen Export ein.

Es ist dabei durchaus einzukalkulieren, dass auch Esbjerg als Heimathafen von Siemens und Vestas diesen Lagevorteil weiter ausschöpfen wird. Dort ist die Ansiedlung – und zwar deutlich über die Offshore-Windindustrie hinausgehend – schon zum gegenwärtigen Zeitpunkt weit vorangeschritten, da der

Hafen in großem Stil modernisiert wurde. 65 ha von 100ha Ansiedlungsfläche sind belegt, zum Teil auch durch die Offshore Gas- und Ölindustrie. Die Frage ist, inwieweit nach 2020 ausreichend Potenziale vorhanden sind, um selbst wenn weitere Ansiedler der Offshore-Windkraft Flächen vorfinden, diese mit den Kajen, den Liegeplätzen, der Technik und den Transportverkehren effektiv bewältigen zu können.

Ansiedlungspotenziale an den übrigen nahen Basishäfen wie Cuxhaven und Eemshaven, ob heute schon existent oder zukünftig im Angebot, werden für eine Ansiedlung der dann wachsenden Offshore-Windkraft weniger Chancen haben als Bremerhaven mit den schon angesiedelten Key Playern der Turbinenproduktion, mit dem sich allmählich schon entwickelnden clusterbildenden Ansiedlungen aus Forschung, Entwicklung, Testing, Zulieferung, Dienstleistung./Service- und Logistikleistungen sowie dem entsprechenden Qualifikationspool am Standort, das heute schon eine Rolle spielt.

Der Standort Bremerhaven wird mit der Umsetzung des Hafenkonzeptes 2020 neue und moderne Infrastrukturen anbieten und am Standort Luneplate optimal straßenseitig angebundene Flächenpotenziale über insgesamt 270 ha zur Verfügung haben. Der Umfang der Flächen bietet Raum für deutlich mehr Industrieansiedlung, die alle Schwerlastgüter, insbesondere der exportlastigen einschließen kann, inclusive entsprechender Zulieferer.

Erste Ansatzpunkte für diese weiteren Ansiedlungspotenziale ergeben sich aus den noch deutlich wachsenden Optionen im Exportmarkt der Onshore-Windindustrie. Die Verlagerung eines Teils der Onshore-Turbinenfertigung von Senvion nach Bremerhaven zur Ausschöpfung des Qualifikationspools der Beschäftigten am Standort wäre dafür ein Einstieg.

Exkurs: Export von Onshore-Windkraftanlagen

Die starke Position der Windkraftindustrie in Deutschland drückt sich in einer Exportquote von 67% aus.⁴⁹ Wird das Produktionsvolumen von 2013 zugrunde gelegt, wären zu dem Zeitpunkt (theoretisch umgerechnet) ca. 1.500 bis 1.700 Onshore-WEA exportiert worden, davon ein begrenzter – in dieser Untersuchung nicht zu quantifizierender Teil – über die Nordseehäfen.

Seit 2009 sind die jährlichen Zubauraten weltweit im Durchschnitt deutlich höher als in den Vorjahren. Nach einem leichten Einbruch 2013 wuchs die Zubauleistung von 36 GW auf den Spitzenwert von über 51 GW. Länder wie China, Kanada, Brasilien und Schweden hatten in einem Jahr Zuwachsraten von über 20%. Abgesehen von Deutschland hatten Großbritannien, Frankreich und Indien Zuwachsraten deutlich über 10%.⁵⁰ Allerdings sind länderspezifisch auch politisch forcierte Stagnationen zu verfolgen. Je nach nationaler Schwerpunktsetzung in der Energiepolitik ist im Schnitt aller Länder mit weiterem Wachstum zu rechnen, so dass es gute Optionen für einen absolut wachsenden Export der Branche gibt. Die World Wind Energy Association rechnet bis 2020 noch mit einer knappen Verdoppelung des aktuellen Ausbauniveaus auf 700 GW weltweit.

Die auf den Onshore-Markt orientierte Windkraftindustrie in Deutschland hat nach einer inzwischen langjährigen Aufbauphase einen relativ konkurrenz sicheren Status erreicht und somit ein weiter wachsendes Exportpotenzial.

⁴⁹ www.maschinenmarkt.de, L. Lochmaier, J. Schreier, Export bleibt Haupttriebkraft des Windenergieanlagenbaus.2012.

⁵⁰ www.windea.org World wind Energy Association: New record in worldwide wind installations, 5.2.2015.

Doch sollte generell der Großanlagenbau im weitesten Sinn als potenzielle Branche für eine Ansiedlung weiter hinterfragt werden. Hierzu gehören beispielsweise Schwergutkomponenten des Maschinen- und Anlagenbaus, Hebe- und Schleppanlagen, Teile des Fahrzeug- und Schiffbaus, Zulieferteile für den Tief- und Brückenbau u.a.. Der Umschlag dieser Leistungen betrifft in der Regel keine großen Stückzahlen, kann jedoch im Cluster Größenordnungen erreichen und gleichermaßen Arbeitsplätze schaffen sowie weitere Dienstleister an den Standort heranziehen. Eine gute Grundlage bildet die schon vorhandene Ansiedlung in der maritimen Wirtschaft, wodurch sich ein qualifiziertes Beschäftigtenpotenzial ergibt. Die Branche des Großanlagenbaus klagt extrem über die schlechte Verkehrsinfrastruktur, die sie zur Erreichung der Hafenstandorte, speziell für den Export nutzen muss. Besonders betroffen sind nach einer VDMA-Umfrage Unternehmen aus Baden-Württemberg, Hessen, Rheinland-Pfalz und NRW.⁵¹

Resümee zu Kapitel 6:

Nachhaltige Ansiedlungspotenziale aus der Wertschöpfungskette der Offshore-Windindustrie ergeben sich mit Blick auf die Anfang bis Mitte der 20er Jahre wahrscheinliche Ausweitung des Offshore-Marktes. Nachhaltige Ansiedlungen aus diesem Sektor werden somit weniger kurzfristig als mittelfristig zu erwarten sein. Bremerhaven kann von der Lage zwischen zwei wachsenden Markträumen, von der Ansiedlung zweier prägender Turbinenhersteller, der Neuheit und Abgestimmtheit der Hafeninfrastrukturen, ausreichender Kapazitäten an Fläche und Seeverladungskapazitäten sowie dem qualifizierten Beschäftigtenpool der Windindustrie profitieren.

Die aufwendigen Hafeninfrastrukturen sollten sich durch weitere Ansiedlungen aus der Onshore-Windkraftindustrie sowie dem exportorientierten Großanlagenbau eine breitere Basis für die Auslastung sichern, zumal die Flächenpotenziale das hergeben. Dadurch können auch zögerliche Entwicklungen überbrückt werden. Die zu erwartenden Standortqualitäten motivieren diese Ansiedlungen. Sie werden allerdings dann besonders anziehen, wenn auch die Offshore-Windkraft stärker ansiedelt, da hier – wie sich in Esbjerg gezeigt hat – ein Klima des Wachstums und umfangreiche Serviceleistungen am Standort zusätzlich Ansiedlungsinteresse erzeugt.

⁵¹ Axel Granzow, Nadelöhr Transport, DVZ, 7.10.2014.



ANLAGE 1

Entwicklung der Offshore-Windkraft in Deutschland nach 2018 - Politische Rahmenbedingungen

EEG 2014 Ausbaupfad

In § 3 des EEG 2014 wird zur Erreichung der Ziele des § 1 Absatz 2 Satz 2 eine Steigerung der installierten Leistung der Windenergieanlagen auf See auf insgesamt 6.500 Megawatt im Jahr 2020 und 15.000 Megawatt im Jahr 2030 vorgesehen. Für die übrigen regenerativen Energien werden entsprechende Pfade genannt.

In § 30 wird eine Absenkung der Förderung für Strom aus Windenergie auf See festgeschrieben. Die anzulegenden Werte verringern sich

(1) Für Strom aus Windenergie auf See verringern sich die anzulegenden Werte erstens nach § 50 Absatz 2

- zum 1. Januar 2018 um 0,5 Cent pro Kilowattstunde,
- zum 1. Januar 2020 um 1,0 Cent pro Kilowattstunde und
- ab dem Jahr 2021 jährlich zum 1. Januar um 0,5 Cent pro Kilowattstunde,

und zweitens nach § 50 Absatz 3 zum 1. Januar 2018 um 1,0 Cent pro Kilowattstunde.

Das EEG 2014 sieht für Offshore-Windparks, die vor dem 01. Januar des Jahres 2020 in Betrieb gehen, derzeit zwei unterschiedliche Vergütungsansätze vor:

- Inanspruchnahme der Anfangsvergütung von 15,4 ct/kWh über einen Zeitraum von mindestens 12 Jahren, oder
- Inanspruchnahme einer Anfangsvergütung von 19,4 ct/kWh für insgesamt 8 Jahre (sog. optionales Stauchungsmodell)

Nach Ablauf des jeweiligen Zeitraums liegt die Grundvergütung pauschal bei 3,9 ct/kWh.

Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie in Deutschland

Die Analyse von Stromgestehungskosten ermöglicht es, die durchschnittlichen Kosten der Stromerzeugung mittels verschiedener erneuerbarer und konventioneller Technologien zu vergleichen. Dabei fließen in die Stromgestehungskosten alle Investitions- und Betriebskosten über die gesamte Nutzungsdauer sowie die Kosten der Finanzierung der jeweiligen Erzeugungsanlagen ein, geteilt durch die Stromerträge. Entsprechend werden Stromgestehungskosten üblicherweise in €/MWh bzw. in (ct/kWh) angegeben. Einschränkend zu beachten ist, dass die projektspezifischen Standortbedingungen bei allen Technologien entscheidend sind für die jeweilige konkrete Höhe der Stromgestehungskosten. Im Falle der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie umfassen die Investitionsaufwendungen im Wesentlichen die Kosten für Turbinen, Fundamente, Kabel, Umspannplattform, Zertifizierung und Genehmigung sowie Installation. Die Betriebskosten von Offshore-Windenergieanlagen umfassen neben den Wartungs- und Reparaturkosten auch noch die Aufwendungen für Versicherungen. Die Kosten für die Finanzierung ergeben sich aus den Zinsen auf das eingesetzte Fremd- und



Eigenkapital. Die Höhe dieser Zinsen wird wesentlich von der Einschätzung der Risiken der Technologie und des konkreten Projektes beeinflusst, sowie auch von den allgemeinen Finanzierungsbedingungen.

Netzanschlüsse – Regelung Bundesnetzagentur

Im Dezember 2012 trat eine neue gesetzliche Regelung in Kraft, die die Probleme der anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber beim Bau von Netzanbindungen lösen soll. Der sogenannte Systemwechsel enthält auf der einen Seite Regelungen zum Umgang mit Entschädigungszahlungen, wenn beim Bau einer Netzanbindung Verzögerungen auftreten. Auf der anderen Seite überträgt er der Bundesnetzagentur die Kompetenzen für die Zuweisung und die Übertragung von Anbindungskapazitäten. Aufgrund der zu erwartenden Änderungen im EnWG zum 1. August 2014 hat die Bundesnetzagentur frühzeitig Gespräche mit der Offshore-Branche aufgenommen, um notwendige Änderungen am geplanten Festlegungsentwurf zu diskutieren. Die Festlegung zur Bestimmung eines Verfahrens zur Zuweisung und zum Entzug von Offshore-Anschlusskapazitäten wurde daraufhin zeitnah am 13. August 2014 beschlossen. Ende August 2014 hat die Bundesnetzagentur auf Basis der Festlegung ein Verfahren zur Zuweisung von Anschlusskapazität auf Anbindungsleitungen für Windenergieanlagen auf See eingeleitet und insgesamt acht Antragsteller mit einer Gesamtkapazität von 1.826,6 MW zum Verfahren zugelassen. Mit einem Abschluss des Kapazitätszuweisungsverfahrens ist erst im Jahr 2015 zu rechnen. Die Bundesnetzagentur steht weiterhin im regelmäßigen Kontakt mit allen Beteiligten, um bei Fragen der Netzanbindung von Windparks Hilfe zu leisten. Bei der Bundesnetzagentur wurden bis 1. November 2014 insgesamt 27 Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen für die Netzanbindung von OWPs mit einem Volumen von 22 Mrd. Euro gestellt, davon wurden 21 Anträge mit einem Volumen von 15,6 Mrd. Euro bereits genehmigt.

Genehmigung von Offshore Windenergieparks

Zulassung von Windenergieanlagen

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) entscheidet über die Zulassung von Windenergieanlagen in weiten Teilen der deutschen Nord- und Ostsee. Es ist zuständig für Antragsverfahren innerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ).

Der Großteil der Planungen für Offshore-Windparks in Deutschland betrifft Standorte innerhalb der AWZ. Innerhalb der 12 sm-Grenze, d.h. im Bereich des Küstenmeeres, sind die jeweiligen Bundesländer für die Errichtung von Anlagen zuständig. Eine durch das BSH erteilte Genehmigung bzw. ein Planfeststellungsbeschluss für die Errichtung von Anlagen in der AWZ hat keine rechtsverbindliche Wirkung für die Genehmigungsverfahren im Küstenmeer und an Land.

Grundlagen für die Errichtung von Anlagen in der AWZ sind das Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982 (SRUe) und das deutsche Seeaufgabengesetz (SeeAufgG). Die darauf beruhende Seeanlagenverordnung - SeeAnIV regelt das Zulassungsverfahren.

Ein Planfeststellungsbeschluss zur Errichtung eines Windparks darf nur erteilt werden, wenn die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs und die Sicherheit der Bündnisverteidigung nicht beeinträchtigt und die Meeresumwelt und der Vogelzug nicht gefährdet werden und andere Anforderungen nach dieser Verordnung oder sonstigen öffentlich-rechtlichen Vorschriften erfüllt werden.

