

Gutachterliche Stellungnahme Potenzialanalyse OTB

unter Berücksichtigung der aktuellen wissenschaftlichen und politischen Diskussion

Auftraggeber:
bremenports
GmbH & Co. KG

Ansprechpartner:
Peter Kaiser

Mitarbeiter:
Fabian Malik

Bremen, 14.03.2014
2-7668

Das Unternehmen im Überblick**Geschäftsführer**

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitsprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH-4010 Basel

Telefon +41 61 3273-310

Telefax +41 61 3273-300

info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D-10623 Berlin

Telefon +49 30 52 00 59-210

Telefax +49 30 52 00 59-201

Prognos AG

Science 14 Atrium; Rue de la Science 14b

B-1040 Brüssel

Telefon +32 2808-7209

Telefax +32 2808-8464

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14

D-80335 München

Telefon +49 89 954 1586-710

Telefax +49 89 954 1586 288-710

Prognos AG

Domshof 21

D-28195 Bremen

Telefon +49 421 51 70 46-510

Telefax +49 421 51 70 46-528

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D-40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 91316-110

Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG

Friedrichstr. 15

D-70174 Stuttgart

Telefon +49 711 3209-610

Telefax +49 711 3209-609

Internet

www.prognos.com

Inhalt

1	Präambel	1
2	Aufgabenstellung	2
3	Aktuelle Entwicklungen und Ausgangslage des deutschen Offshore-Windenergiemarkts	4
3.1	Wesentliche Ergebnisse des Offshore-Windenergiemarktszenarios der Prognos Studie 2012	4
3.2	Grundlagen der Marktprojektion 2012: Das Leitszenario des Bundesumweltministeriums	6
3.3	Auswirkungen des Koalitionsvertrages auf die Errichtungsraten von Offshore-Windenergieanlagen	7
3.4	Aktueller Realisierungsstand von Offshore-Windprojekten	9
4	Energiepolitische Entwicklungen	11
4.1	Entwicklung des Genehmigungsprozesses	11
4.2	Entwicklung des seeseitigen Netzausbaus	12
4.2.1	Planerische Grundlagen	12
4.2.2	Umsetzung der Ausbauziele	16
4.3	Entwicklung der Förderkulisse für Offshore-Windstrom	18
5	Energiewirtschaftliche Entwicklungen	22
5.1	Vergleich von Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen	22
5.2	Entwicklung der Stromgestehungskosten von Offshore-Windenergie	27
6	Entwicklungen an deutschen Hafenstandorten der Offshore-Windindustrie	31
6.1	Entwicklungen an den deutschen Wettbewerbsstandorten	31
6.1.1	Cuxhaven	31
6.1.2	Emden	32
6.1.3	Brunsbüttel	32
6.1.4	Wilhelmshaven	33
6.2	Entwicklungen in Bremerhaven	33
6.2.1	Aktuelle Entwicklungen	33
6.2.2	Umschlagsgebundene Herausforderungen und Potenziale der Offshore-Windindustrie am Standort Bremerhaven	36
6.3	Standortunabhängige Entwicklungen und Herausforderungen	38
6.3.1	Binnenverschiffung von Onshore-Windenergieanlagen	38
6.3.2	Ansiedlungsimpulse durch das Recycling von Windenergieanlagen	39
6.3.3	Deckung des Fachkräftebedarfs	41

7	Entwicklungen im europäischen Offshore-Windenergiemarkt	42
7.1	Entwicklungen an den europäischen Wettbewerbsstandorten	42
7.1.1	Eemshaven	42
7.1.2	Esbjerg	43
7.1.3	Britische Nordseeküste	43
7.2	Die deutschen Nordseeanrainerstaaten (EU 5)	44
7.3	Umschlagspotenziale für Offshore-Basishäfen der EU5 und Bremerhaven	46
8	Ergebnisabgleich mit der Prognos Studie 2012 und zusammenfassende Stellungnahme	52
9	Glossar	56

1 Präambel

Die gutachterliche Stellungnahme überprüft die zentralen Ergebnisse der Studie aus dem Jahr 2012 und stellt teilweise auch Bezüge zur Vorgängerstudie aus dem Jahr 2010 her. Die Stellungnahme ergänzt die Ausführungen der Studien und berücksichtigt dabei den öffentlichen Diskurs. Es handelt sich somit nicht um eine für sich alleinstehende in sich geschlossene neue Analyse, so dass vorliegende Stellungnahme immer vor dem Hintergrund der Ausführungen aus dem Jahr 2012 betrachtet werden sollte.

2 Aufgabenstellung

Als einer der führenden Standorte der deutschen und europäischen Offshore-Windindustrie soll in Bremerhaven mit der Schaffung einer Warenausgangszone die infrastrukturellen Rahmenbedingungen zu Möglichkeiten für Vormontage und den Umschlag von (vormontierten) Windenergieanlagen (WEA) signifikant verbessert werden und damit die äußerst herausfordernde Logistik der Offshore-Windindustrie deutlich effizienter und sicherer gestalten. Gleichzeitig gilt die mit der Umsetzung des Offshore Terminal Bremerhaven (OTB) zu verwirklichende Warenausgangszone als ein entscheidender Faktor bei der Vermarktung des Industriestandorts Bremerhaven.

In der durch LSA und Prognos erstellten Studie Aktualisierung Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB¹ wurden von Prognos im Jahr 2012 die marktseitigen und regionalwirtschaftlichen Effekte eines OTB dargestellt. Voraussetzung für die Realisierung dieser Effekte ist ein prosperierender Offshore-Windenergiemarkt mit dem Umschlag an der Nordseeküste sowie die Errichtung von WEA in der (deutschen) Nordsee. Vor dem Hintergrund der aktuellen politischen, wissenschaftlichen und wirtschaftlichen Diskussion sowie der beobachteten Entwicklungen stellt sich die Frage, ob die prognostizierten marktseitigen und regionalwirtschaftlichen Effekte weiterhin realisiert werden können.

Die gutachterliche Stellungnahme unterteilt sich in fünf wesentliche Teilbereiche:

- Aktuelle Entwicklungen und Ausgangslage
- Energiepolitische Entwicklungen
- Energiewirtschaftliche Entwicklungen
- Entwicklungen an deutschen Hafenstandorten
- Entwicklungen im europäischen Offshore-Windenergiemarkt

Der erste Teilbereich gibt die wesentlichen Ergebnisse der Prognos Studie 2012 wieder und verdeutlicht die Auswirkungen der im Koalitionsvertrag 2013 vereinbarten Ausbauziele auf die Errichtungsraten von Offshore-Windenergieanlagen in der deutschen Nordsee. Die energiepolitischen Entwicklungen greifen die Themen Genehmigungsprozess, seeseitigen Netzausbau sowie das EEG und eine mögliche Novellierung des Gesetzes auf. Die Untersuchung der Stromgestehungskosten und ein Vergleich zwi-

¹ Quelle: Prognos et al. (2012): Aktualisierung Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB. Bremen/Bremerhaven.

schen Onshore- und Offshore-Windenergie erfolgt schließlich im dritten Teilbereich.

Der vierte Teilbereich spezifiziert ausgehend von den allgemeinen in Deutschland herrschenden Rahmenbedingungen auf einzelne standörtliche Entwicklungen. Der Fokus liegt hier klar auf Bremerhaven, wobei auch weitere, bisher eher wenig untersuchte Potenziale und Herausforderungen für die Generierung von Umschlag an speziellen Hafeninfrastrukturen wie den OTB herausgestellt werden.

Die Umschlagspotenziale für Offshore-Basishäfen in der EU5 und Bremerhaven werden im fünften Teilbereich dargestellt. Einem top-down Ansatz folgend werden die Ausbauziele der deutschen Nordseeanrainerstaaten untersucht und schließlich durch einen bottom-up Ansatz, der die Versorgung der zukünftigen Offshore-Windparks mit Gondeln der jeweils unterschiedlichen Produzenten analysiert, ergänzt.

Abschließend werden in einer zusammenfassenden Stellungnahme die Entwicklungen mit den Ergebnissen der Prognos Studie 2012 abgeglichen und bewertet.

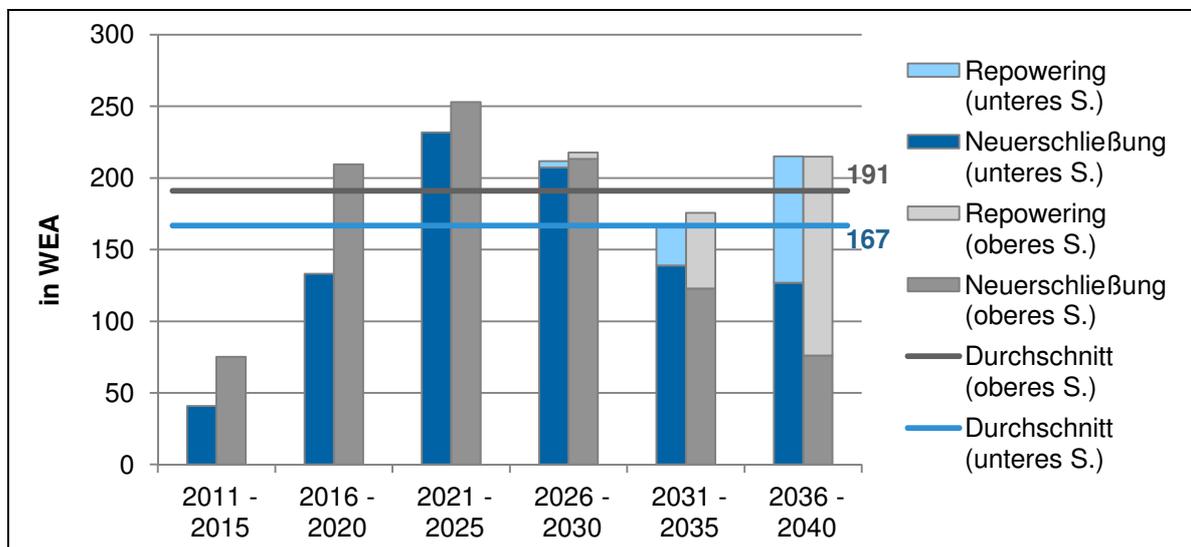
3 Aktuelle Entwicklungen und Ausgangslage des deutschen Offshore-Windenergiemarkts

Um die Ergebnisse der Prognos Studie aus dem Jahr 2012 vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussionen und Entwicklungen einzuordnen, erfolgt nachfolgend eine knappe Ergebnisaufbereitung des Offshore-Windenergiemarktszenarios der Studie aus dem Jahr 2012. Wesentliche Grundlage für die Marktprojektion bildete das sog. BMU-Leitszenario, dessen zentrale Ziele und Aussagen im sich anschließenden Abschnitt dargestellt werden. Durch die Bundestagswahl und den Regierungswechsel kam es zu Änderungen der politischen Ausbauziele. Diese Änderungen sind im Koalitionsvertrag festgehalten, der im dritten Abschnitt näher untersucht wird. Der Abschnitt zeigt zudem die Auswirkungen des Koalitionsvertrages auf die zukünftigen Errichtungsraten in der deutschen Nordsee auf. Abschließend wird der aktuelle Umsetzungsstand von Offshore-Windprojekten dargestellt.

3.1 Wesentliche Ergebnisse des Offshore-Windenergiemarktszenarios der Prognos Studie 2012

Die Aktualisierung der Potenzialanalyse aus 2012 unterstellt für die deutsche Nordsee zwischen 2011 und 2040 ein durchschnittliches Umschlagspotenzial von jährlich rund 170 bis 190 Windenergieanlagen (WEA) (vgl. Abbildung 1). Wird lediglich der Zeitraum von 2016 bis 2040 betrachtet, erhöht sich die durchschnittliche jährliche Errichtungsrate auf 190 bis gut 210 WEA. Jährliche Spitzen können bei über 250 WEA liegen. Nicht abgebildet ist das Umschlagspotenzial, welches sich aus der Demontage und dem Rücktransport alter WEA ergibt. Insbesondere ab den 2030er Jahren ist hier mit deutlichen Zuwächsen zu rechnen. Dabei werden jährliche Spitzen von bis zu 200 demontierter und rücktransportierter Anlagen erwartet.

Abbildung 1: Durchschnittliche jährliche Errichtungsrate von WEA in der deutschen Nordsee im unteren und oberen Szenario



Quelle: Prognos AG et al. (2012): Aktualisierung Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB – Aktualisierung der Bedarfsanalyse 2009 (LSA) und der Potenzialanalyse 2011 (Prognos)

Zusätzlich zu den jährlichen Errichtungsrate für die deutsche Nordsee wird das Potenzial der näheren Nordseeanrainerstaaten² betrachtet. Zusammen mit der deutschen Nordsee ergibt sich für diese Region, die sog. EU5, eine durchschnittliche jährliche Errichtungs- und Repoweringrate von rund 600 WEA. Auch hier resultiert aus der Demontage und dem Rücktransport der alten WEA zusätzliches Umschlagspotenzial. Entsprechend der Erfahrungen aus dem Onshore-Windenergiebereich ist mit einer Betriebsdauer und anschließenden Demontage der WEA spätestens 20 Jahre nach ihrer Neuerrichtung zu rechnen.

Die Aktualisierung der Potenzialanalyse aus dem Jahr 2012 geht von einem langfristigen Umschlagspotenzial für die Offshorehäfen aus. Für die deutsche Nordsee wird bis zum Jahr 2040 eine installierte Leistung von 26,8 GW angenommen, wobei die maximale Anzahl an installierten Offshore-WEA bei rund 4.500 Stück liegen wird. In der EU5 werden bis zum Jahr 2040 etwa 13.200 WEA installiert sein, was einer Stromleistung von 80,8 GW entspricht.

In der Aktualisierung der Potenzialanalyse im Jahr 2012 wird beim Vergleich zur Vorgängerstudie aus dem Jahr 2011 deutlich, dass sich der Status-Quo geändert hat. Europaweit waren mit Datenstand zum November 2012 bereits 4,4 GW Offshore-Windleistung installiert. Gegenüber den Daten der Vorgängerstudie aus dem Juli 2010 war dies eine Erhöhung um 2 GW bzw. 84 %. Auch bei den

² Berücksichtigt wurden das Vereinigte Königreich (UK), Dänemark, Niederlande und Belgien.

im Bau befindlichen WEA zeigt sich eine Steigerung von 2,1 GW im Juli 2010 auf 3,9 GW im November 2012. Zudem waren im November 2012 rund 20,4 GW Offshore-Windleistung genehmigt. Auf die deutsche Nordsee entfielen dabei etwa 7,5 GW Leistung. Insgesamt zeigt der Vergleich zwischen den beiden Status-Quo-Untersuchungen eine positive Entwicklung.

3.2 Grundlagen der Marktprojektion 2012: Das Leitszenario des Bundesumweltministeriums

Zentrale Grundlage für die Prognos Marktszenarien der Potenzialanalysen 2010 und 2012 bilden die im Jahr 2009 und im März 2012 vom Bundesumweltministerium publizierten Langfristszenarien und Ausbaustrategien für erneuerbare Energien in Deutschland. In der neusten Version auch bekannt als BMU-Leitszenario 2011.³ Berücksichtigung fanden ebenfalls Studien der European Wind Energy Association (EWEA), die nationalen Aktionspläne der Nordseeanrainerstaaten sowie Experteninterviews. Aufbauend auf den unterschiedlichen Informationsquellen wurden die in Kapitel 3.1 dargestellten durchschnittlichen jährlichen Errichtungsraten eines unteren und oberen Szenarios projiziert. Im Ergebnis unterstellen die Projektionen gegenüber dem BMU-Leitszenario bis einschließlich zum Jahr 2030 mindestens zwei Jahre Verzögerungen bei den Installationen in der deutschen Nordsee.

Das BMU-Leitszenario dient als Grundlage für den Umbau der Energieversorgung in Deutschland. Ausgehend von der Zielsetzung mindestens 85 % der energiebedingten CO₂-Emissionen zu reduzieren, gibt das Leitszenario einen Umbau- und Ausbaupfad für die Transformation der Strom-, Wärme- und Kraftstoffherzeugung in der Bundesrepublik vor. Der Fokus dieser systemanalytischen Untersuchung liegt dabei auf dem Ausbau der erneuerbaren Energie inklusive der Offshore-Windenergie. In unterschiedlichen Szenarien, wobei das *Szenario 2011 A* hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien das mittlere Szenario darstellt, werden mögliche Pfade zum Erreichen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung beschrieben. Das Szenario 2011 A dient auch für die von Prognos dargestellte Marktprojektion als Grundlage.

Das BMU-Leitszenario zeigt Entwicklungsperspektiven auf, um die gesetzten politischen Ziele zu erreichen. Es ist rechtlich nicht bindend, sondern entwickelt auf Grundlage der Zielsetzungen unter-

³ Quelle: BMU (Hrsg.)(2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Berlin.

schiedliche Ausbaupfade. Gleichwohl stützen sich wesentliche Inputgrößen auf die Vorgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung. So unterstellt das Leitszenario bis zum Jahr 2030 bspw. eine installierte Leistung von 23,5 GW Offshore-Windenergie. Ziel der Bundesregierung sind 25 GW Leistung. Das BMU-Leitszenario bildet damit die zentrale Unterlage für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland.

3.3 Auswirkungen des Koalitionsvertrages auf die Errichtungsraten von Offshore-Windenergieanlagen

Mit dem im Dezember 2013 beschlossenen Koalitionsvertrag der Großen Koalition für die 18. Legislaturperiode haben sich die gesetzten politischen Ziele beim Ausbau der Offshore-Windenergie signifikant verändert. Unter dem Begriff „Schlüsselindustrien weiter unterstützen“ will die Regierung „die Vernetzung der maritimen Wirtschaft mit der Offshore-Windenergie-Branche“ weiter voranbringen.⁴ „Das Sonderprogramm „Offshore-Windenergie“ der KfW Bankengruppe [soll] für den Bereich der Hafen- und Schiffskapazitäten“ geöffnet werden.⁵ Zudem soll zur Finanzierung von Spezialschiffen ein Kreditprogramm geprüft werden, „um den Ausbau der Offshore-Windenergie zu flankieren“.⁶

Der Ausbaupfad soll sich an den realistischen Ausbaumöglichkeiten orientieren und liegt für das Jahr 2020 bei 6,5 GW. Bis zum Jahr 2030 rechnet die Regierung dann mit einem durchschnittlichen jährlichen Zubau von zwei Windparks mit je rund 400 MW Leistung. Für das Jahr 2030 beläuft sich damit das Ausbauziel auf 15 GW.⁷ Auf Basis dieser Ausbauziele ermitteln sich die potenziellen jährlichen Errichtungsraten von Offshore-WEA und damit auch der mögliche Umschlag von Windenergieanlagen an speziellen Hafeninfrastrukturen wie dem OTB. Die Methodik zur Ermittlung der Errichtungsraten erfolgt analog zu dem Vorgehen der Studie aus dem Jahr 2012 (vgl. Abschnitt 3.2.3 der Prognos Studie 2012). Eine vertiefte Analyse, bspw. zur zukünftigen Entwicklung der Anlagengröße, durch eine erneute Expertenbefragung erfolgt nicht.

Im Vergleich zu den Zielen des BMU-Leitszenarios 2011 ergeben sich somit deutliche Abweichungen. Anvisiert wurde damals eine installierte Leistung von 10 GW im Jahr 2020. Auf Grundlage von

⁴ Quelle: CDU, CSU, SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, S. 20.

⁵ a.a.O., 47.

⁶ Quelle: CDU, CSU, SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, S. 47.

⁷ a.a.O., S. 54.

Experteninterviews und unterschiedlichen Faktoren wie bspw. den Verzögerungen beim seeseitigen Netzausbau sehen die Ausbauszenarien von Prognos aus dem Jahr 2012 für die Nord- und Ostsee eine installierte Leistung von 4,7 bis 7,6 GW bis zum Jahr 2020 vor. Im Mittel ergeben sich bis zum Jahr 2020 durch den Koalitionsvertrag somit kaum Auswirkungen auf die Prognos-Szenarien des Jahres 2012.

Für den Zeitraum von 2020 bis 2030 zeigen sich hingegen signifikante Unterschiede. Die Errichtungsraten für die Perioden 2021-2025 und 2026-2030 liegen demnach deutlich unter den Ergebnissen der Vorgängerstudie aus dem Jahr 2012 (vgl. Abbildung 2). Die aktuellen Berechnungen folgen in der Vorgehensweise der Studie von 2012 und berücksichtigen in der anschließenden Darstellung nur die deutsche Nordsee. Die Verteilung zwischen Nord- und Ostsee wurde mit 10 : 1 angenommen, so dass im Jahr 2030 rund 13,6 GW an Offshore-Windleistung in der Nordsee installiert sein werden. Um das Ausbauziel von 15 GW zu erreichen, entfällt damit auf die Ostsee bis zum Jahr 2030 eine installierte Leistung von 1,4 GW. Bei einer Windparkgröße von 400 MW Leistung ergeben sich 3-4 Offshore-Windparks in der Ostsee. Die Ziele des BMU-Leitszenarios 2011 liegen für die Nord- und Ostsee im Jahr 2030 bei 23,5 GW. Zeitliche Verzögerungen oder auch Beschleunigungen beim Ausbau wurden in den aktuellen Berechnungen nicht unterstellt.

Auffällig ist, dass der Koalitionsvertrag von einem konstanten Zubau an WEA ausgeht. Es wird keine Lernkurve unterstellt. Um die 6,5 GW Offshore-Windenergieleistung bis Ende 2020 erreichen zu können, muss der Zubau bereits ab dem Jahr 2014 jährlich etwa 850 MW betragen. Liegt der Zubau in den kommenden Jahren unterhalb von 850 MW, müssten in den darauffolgenden Jahren die Raten dementsprechend höher sein. Ein sich daran anschließendes erneutes Absinken der Raten im Zeitraum 2020-2030 auf die im Koalitionsvertrag angestrebten 850 MW⁸ wäre dann wenig wahrscheinlich. Der Koalitionsvertrag bietet somit eine erste Grundlage, um die Ziele der Bundesregierung für die Entwicklungen der Offshore-Windenergie zu skizzieren. Ein genauer, wenn auch rechtlich nicht bindender Fahrplan, wie ihn das BMU-Leitszenario seinerzeit darstellte, ist der Koalitionsvertrag nicht.

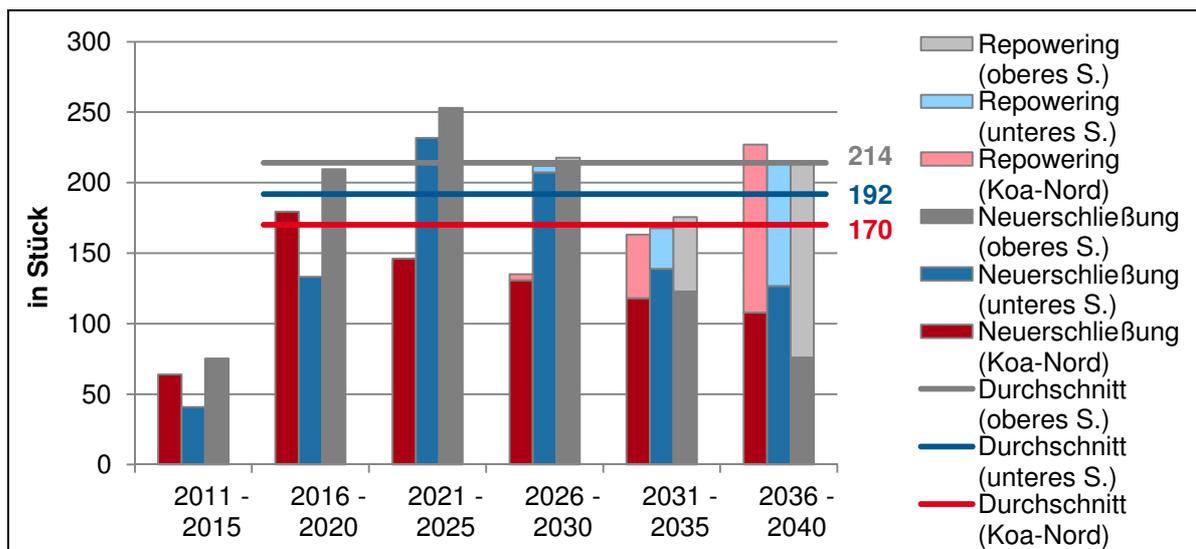
Der Koalitionsvertrag nimmt auf den Zeitraum nach 2030 keinen Bezug. Um die Energiewende erfolgreich zu gestalten, wird ein weiterer Ausbau der Erneuerbaren Energien aber unumgänglich sein. Sollte der Ausbau der Offshore-Windenergie bis zum Jahr

⁸ Anmerkung: Der Koalitionsvertrag sieht den Zubau von jährlich 2 Windparks mit rund 400 MW Leistung vor. Das Ausbauziel bis zum Jahr 2030 liegt bei 15 GW. Die Differenz zum Jahr 2020 mit einem Ziel von 6,5 GW beträgt 8,5 GW. Verteilt auf zehn Jahre ergibt sich damit ein rechnerischer Zubau von jährlich 850 MW an Offshore-Windenergieleistung in der deutschen Nord- und Ostsee.

2030 wie geplant verlaufen sein, ist es wenig wahrscheinlich, dass der Ausbau stoppt. Gemäß den Darstellungen der vorherigen Jahre unterstellt das aktualisierte Szenario für die Periode 2030-2040 einen weiteren jährlichen Zubau von rund 770 MW an Offshore-Windenergieleistung in der Nordsee (siehe Abbildung 2). Zusammen mit der Ostsee ergibt sich ein durchschnittlicher jährlicher Zubau von 850 MW. Durch das einsetzende Repowering, also die Erneuerung alter WEA durch neue WEA nach spätestens 20 Jahren Betriebszeit, ergeben sich zwischen 2030 und 2040 ähnlich hohe Errichtungsraten wie in der Prognos-Studie von 2012.

Für den gesamten Betrachtungszeitraum von 2016-2040 ergeben sich auf Basis des Koalitionsvertrags durchschnittliche Errichtungsraten von 170 WEA für die deutsche Nordsee. Die Potenzialanalyse von 2012 ging für denselben Zeitraum von rund 190 bis 210 WEA aus.

Abbildung 2: Durchschnittliche jährliche Errichtungsraten von WEA in der deutschen Nordsee auf Basis des Koalitionsvertrages im Vergleich zur Potenzialanalyse 2012



Oberes S. = Oberes Szenario (Studie 2012); Unteres S. = Unteres Szenario (Studie 2012); Koa-Nord = Szenario für die deutsche Nordsee auf Basis des Koalitionsvertrags

Quelle: Berechnungen Prognos AG auf Basis des Koalitionsvertrags der Großen Koalition

3.4 Aktueller Realisierungsstand von Offshore-Windprojekten

Mit Stand Januar 2014 befinden sich 8 Offshore-Windparks (OWP) in der deutschen Nordsee im Bau. Die OWP Riffgat, Nordsee Ost, Meerwind Süd/Ost, Global Tech I, Dan Tysk, Borkum West (Phase I), Borkum Riffgrund und Amrumbank West werden nach ihrer Fertigstellung über eine Gesamtleistung von 2,1 GW verfügen, die sich auf über 500 WEA verteilt. Der größte Teil der OWP wird im

Jahr 2014 fertiggestellt werden. Die Fertigstellung von Amrumbank West ist für Mitte 2015 geplant. Im August 2013 wurde mit BARD Offshore 1 der erste kommerzielle deutsche Windpark in Deutschland mit einer Leistung von 400 MW in Betrieb genommen.

Neben jenen OWP, die sich derzeit in Bau oder Betrieb befinden, sind bereits 22 OWP in der deutschen Nordsee genehmigt.⁹ 15 dieser OWP-Projekte verfügen über eine unbedingte Netzananschlusszusage. Ein Großteil dieser genehmigten OWP dürfte bis zum Jahr 2017 fertiggestellt werden, um die Einspeisevergütungen nach dem Stauchungsmodell des aktuell noch gültigen EEG nutzen zu können (vgl. Abschnitt 4.3). Ob es durch eine Neugestaltung des EEG zu zeitlichen Verschiebungen bei der Umsetzung der Projekte kommen wird, ist aktuell nicht abzusehen. Mit den OWP Delta Nordsee I und II wurde jedoch bereits vor dem Beschluss des Koalitionsvertrages Projekte genehmigt, die erst nach 2017 fertiggestellt werden sollen und somit ursprünglich nicht auf die Nutzung des Stauchungsmodells abzielten.

Seitens des Übertragungsnetzbetreibers TenneT wurde der Bau von 6,2 GW Netzübertragungskapazitäten in Auftrag gegeben. Nach Fertigstellung könnten demnach alle gegenwärtig im Bau befindlichen OWP und ein Großteil der genehmigten OWP an das Stromnetz angeschlossen werden.

⁹ Quelle: 4C Offshore: Offshore Wind Farms – Project Database. Online publiziert: <http://www.4coffshore.com/windfarms/windfarms.aspx?windfarmid=DE02> (Stand: 20.01.2014).

4 Energiepolitische Entwicklungen

Der Abschnitt energiepolitische Entwicklungen unterteilt sich in drei Bereiche. Die aktuelle Genehmigungslage beleuchtet den Genehmigungsprozess für OWP und gibt einen Überblick über den aktuellen Verfahrensstand. Im zweiten Abschnitt wird die Entwicklung des seeseitigen Netzausbaus näher erläutert und die Ausbauziele der kommenden 10 bzw. 20 Jahre dargestellt. Die Darstellungen bauen auf den aktuell noch gültigen Planungen zum Netzausbau auf. Welche Veränderungen sich durch die im Koalitionsvertrag festgehaltenen neuen Ausbauziele der Bundesregierungen zukünftig für die seeseitige Netzentwicklung ergeben, ist aktuell noch nicht abzusehen. Der letzte Bereich des Abschnitts widmet sich dem EEG und fokussiert auf das Stauchungsmodell. Dabei werden die aktuellen Reformvorschläge der Offshore-Windförderung diskutiert.

4.1 Entwicklung des Genehmigungsprozesses

Im Januar 2014 waren neben den bereits im Bau befindlichen OWP in der deutschen Nordsee 22 OWP mit einer Gesamtleistung von 7,1 GW genehmigt.¹⁰ Die Genehmigung gibt den planrechtlichen Rahmen vor und ermöglicht prinzipiell die Installation von Offshore-WEA auf See. Eine Garantie, dass die genehmigten Projekte auch umgesetzt werden, ergibt sich dadurch nicht. Wesentlich für die Umsetzung eines Offshore-Windprojekts ist die finale Investitionsentscheidung (FIE) eines Unternehmens bzw. eines Investors. Der Großteil der genehmigten Windparks verfügt aktuell allerdings noch über keine verbindliche FIE. Für einige der verbleibenden OWP befindet sich der Entscheidungsprozess in einem weit fortgeschrittenen Stadium, während bei anderen OWP-Projekten noch keine Finanzierungsdetails bekannt sind.¹¹

Bislang war im Planungs- und Genehmigungsverfahren für die aktuell im Bau befindlichen OWP und die bis dato genehmigten OWP seitens des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) eine Genehmigung ausreichend. Offshore-Projekte, die zukünftig beantragt werden, müssen hingegen ein Planfeststellungsverfahren durchlaufen. Die Erfahrungen aus den ersten Genehmigungsprozessen führten seitens des BSH zur Entwicklung von Standardvorgaben, wie bspw. zur Baugrunderkundung oder der Auswirkungen auf die Meeresumwelt, die die Verfahrensdauer we-

¹⁰ Quelle: 4C Offshore: Offshore Wind Farms – Project Database. Online publiziert: <http://www.4coffshore.com/windfarms/windfarms.aspx?windfarmid=DE02> (Stand: 20.01.2014).

¹¹ Ebd.

sentlich verkürzt haben. Dauerte der Genehmigungsprozess für einige der ersten OWP noch bis zu 75 Monate, werden aktuell Projekte innerhalb von rund 18 Monaten genehmigt. Ob sich durch die benötigten Planfeststellungsbeschlüsse und des damit vermeintlich höheren Aufwands, eine Verlängerung des Verfahrensprozesses ergibt, wird sich in Zukunft zeigen. Gegenwärtig geht das BSH jedoch davon aus, dass es zu keinen Verzögerungen bei den Genehmigungsprozessen kommen wird.

Zur Verkürzung der Verfahrensdauer hat laut Aussage des BSH auch ein wesentlicher Lerneffekt bei der Beantragung von OWP seitens der Investoren, Bauräger und Betreiber beigetragen. Projektträger wissen inzwischen besser, welche Untersuchungen und Unterlagen von ihnen verlangt werden. Insgesamt hängt die Dauer des Verfahrens zum einen von den verfügbaren Kapazitäten des BSH und zum anderen wesentlich von der Qualität der Antragsunterlagen des Projektträgers ab.

Gegenstand der Genehmigung ist stets die maximale Flächenausdehnung sowie die Lage des OWP. Zudem wird eine maximale Anzahl an WEA genehmigt. Aufgrund von Baugrundvoruntersuchung ergeben sich ferner erste Hinweise auf die Leistung der später installierten WEA, doch ist die finale Anlagengröße nicht Gegenstand des Genehmigungsverfahrens. Eine Änderung der durch den Projektträger ursprünglich geplanten WEA-Größe ist somit möglich. Sollte durch die Verwendung von größeren WEA die Gesamtzahl gegenüber der ursprünglich geplanten Anzahl an WEA sinken oder die Energieausbeute insgesamt erhöht werden können, wird dies seitens des BSH prinzipiell begrüßt.

Aktuell befinden sich für die deutsche Nordsee knapp 50 OWP im Genehmigungsverfahren.¹² Der Verfahrensstand zwischen den einzelnen Projekten unterscheidet sich dabei deutlich. Nach Aussagen des BSH befinden sich gegenwärtig bereits OWP im Genehmigungsverfahren die frühestens 2019/2020 fertiggestellt werden sollen, also einen Vorlauf von fünf bis sieben Jahren haben.

4.2 Entwicklung des seeseitigen Netzausbaus

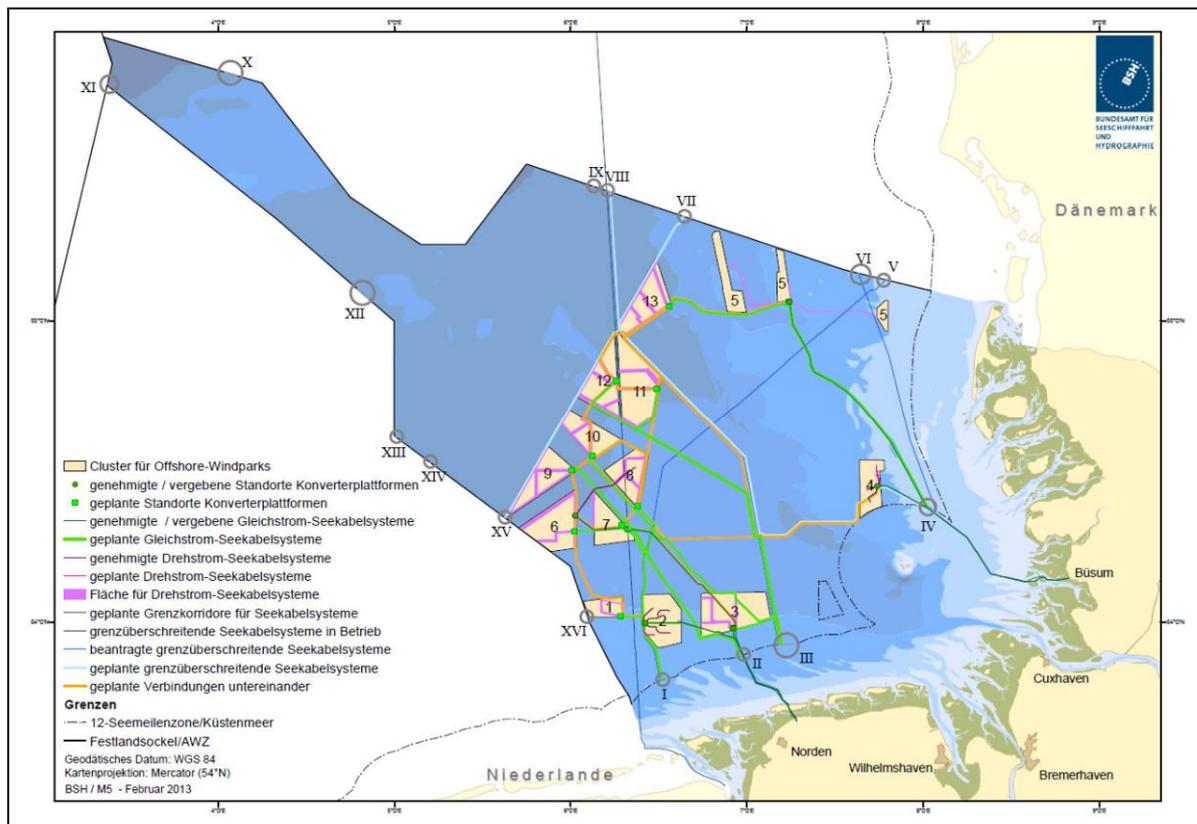
4.2.1 Planerische Grundlagen

Mit der Einführung des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) und des Bundesfachplans Offshore wurde Ende 2012 der Netzausbau auf See neugeregelt. Im Einvernehmen mit der Bundes-

¹² Quelle: 4C Offshore: Offshore Wind Farms – Project Database. Online publiziert: <http://www.4coffshore.com/windfarms/windfarms.aspx?windfarmid=DE02> (Stand: 20.01.2013).

netzagentur (BNetzA) erstellt das BSH jährlich den Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ). „Im Rahmen des Bundesfachplans Offshore werden die Netzanschlusssysteme, insbesondere für Offshore-Windparks, im Sinne einer koordinierten und aufeinander abgestimmten Gesamtplanung unter Zugrundlegung von Planungsgrundsätzen und standardisierten Technikvorgaben innerhalb der AWZ der Nordsee sowie der Ostsee räumlich geplant. Dazu werden Offshore-Windparks identifiziert und die für deren Netzanschluss erforderlichen Standorte für Konverterplattformen bzw. Umspannanlagen und Trassen für Seekabelsysteme räumlich festgelegt.“¹³ Aktuell sind 13 Cluster für OWP in der Nordsee ausgewiesen. Die bis zum Jahr 2022 angenommene installierte Leistung von 11,9 GW wird in den räumlichen Clustern 1 bis 8 entstehen (vgl. Abbildung 3). Eine Änderung der Planungen in Anlehnung an den Koalitionsvertrag wurde bis Ende Januar 2014 noch nicht umgesetzt.

Abbildung 3: Bundesfachplan Offshore für die ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2012



Quelle: BSH (2013): Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2012 und Umweltbericht. Hamburg.

¹³ Quelle: BSH: Bundesfachplan Offshore. Online publiziert: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/index.jsp> (Stand: 31.01.2013).

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) Ende 2012 wurden die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur jährlichen Erstellung eines Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) verpflichtet. Aufbauend auf den Vorgaben des Bundesfachplans Offshore gibt der O-NEP den erforderlichen Netzausbaubedarf wieder. Der O-NEP fußt dabei auf dem sog. Szenariorahmen. Dieser Szenariorahmen wird ebenfalls von den ÜNB jährlich erstellt und durch die BNetzA, evtl. in angepasster Form, bestätigt. Der Szenariorahmen gibt verschiedene potenzielle Ausbaupfade für das Angebot und die Nachfrage von Energieträgern wieder. In drei Szenarien – wobei das Szenario B als Leitszenario gilt – wird der Ausbau für die kommenden zehn Jahre dargestellt. Ein erweitertes Szenario projiziert den Ausbau für die kommenden 20 Jahre. Diese Szenarien stellen den kapazitiven Erweiterungsbedarf dar. Der fristgerechte Ausbau der Übertragungsnetze ist dem jeweils gültigen O-NEP zu entnehmen. Die räumliche Verortung des Ausbaus wird im Bundesfachplan Offshore festgehalten.

Zudem wurde mit der Novellierung des EnWG die Haftungsregelung zwischen OWP-Betreibern und Übertragungsnetzbetreibern geregelt und damit Unsicherheiten beseitigt. Potenzielle Ertragsrisiken auf der einen, sowie Haftungsrisiken auf der anderen Seite können jetzt besser eingeschätzt und bewertet werden. Nach Aussage der WAB wurde hier seitens der Bundesregierung schnell und zielorientiert gehandelt.

Sowohl der Bundesfachplan Offshore wie auch der O-NEP orientieren sich derzeit noch an den Zielen des BMU-Leitszenarios (vgl. Abschnitt 3.2). Das Leitszenario des Bundesumweltministeriums beschreibt das übergeordnete politische Ziel den Offshore-Windstrom in Deutschland signifikant auszubauen. Bis zum Jahr 2030 sieht es für die Nord- und Ostsee eine installierte Leistung von 23,5 GW vor. Durch den Bundesfachplan Offshore und den O-NEP erfolgt jetzt eine jährlich aktualisierte Ausführungsplanung, die auf Grundlage des jeweils aktuellen Planungs- und Umsetzungsstands von den Zielen des Leitszenarios abweichen können.

Mit dem Beschluss des Koalitionsvertrags der Großen Koalition und dem darin enthaltenen reduzierten Ausbauziel bis 2030 nur 15 GW statt 23,5 GW Offshore-Leistung zu installieren, werden sich auch die Ziele des seeseitigen Netzausbaus anpassen. Die nachfolgenden Daten verdeutlichen somit die zurückliegenden Entwicklungen und haben mit Stand Januar 2014 auch noch rechtlichen Bestand. Insgesamt verfügen sie aber eher über nachrichtlichen Charakter. Die Realisierung der Ziele bzw. die Geschwindigkeit ihrer Umsetzung wird sich offensichtlich verlangsamen und in dieser Form mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht erfolgen. Der Bremer Bürgermeister Böhrnsen forderte laut Medien jedoch bei der

Fortschreibung des O-NEP 2014 „seien mindestens die Annahmen der entsprechenden Planungen von 2013 zugrunde zu legen“.¹⁴

In ihrem Entwurf des Szenariorahmens 2013 gehen die Übertragungsnetzbetreiber trotz des um ein Jahr verlängerten Zeitraums mit 10,7 und 17,9 GW von einer geringeren installierten Leistung als noch ein Jahr zuvor aus.¹⁵ Seitens der Bundesnetzagentur erfolgte die Genehmigung des Szenariorahmens jedoch für 11,0 GW im Jahr 2024 und für 20,1 GW im Jahr 2034.¹⁶ Vor dem Koalitionsvertrag sollten diese Zielgrößen auch Eingang in den rechtlich bindenden kommenden O-NEP 2014 finden. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur vom August 2013 sind die Forderungen der ÜNB nach einer deutlichen Reduzierung der Ausbauziele nicht von „ausreichend „harten“ Fakten gestützt“¹⁷ (zur weiteren Begründung vgl. auch Abschnitt 4.2.2).

Abbildung 4: Unterschiedliche Planungsstufen für den Ausbau der Offshore-Übertragungskapazitäten in der deutschen Nordsee

	2022	2023	2024		2030		2033	2034
	in GW							
Bundesfachplan Offshore	11,9	-	-	...	21,3	...	-	-
Szenariorahmen 2012 – Entwurf (Szenario B)	-	11,0	-	...	-	...	23,6	-
Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 (O-NEP)	-	12,8	-	...	-	...	20,1	-
Szenariorahmen 2013 – Entwurf (Szenario B)	-	-	10,7	...	-	...	-	17,9
Genehmigung des Szenariorahmens 2013	-	-	11,0	...	-	...	-	20,1

Quelle: Darstellung Prognos AG 2013 auf Basis der angegebenen Studien und Pläne

Die in Abbildung 4 dargestellten Ausbauziele berücksichtigen lediglich die deutsche Nordsee. Zusammen mit den Zielen für die Ostsee erfüllen jedoch alle Ausbauuntersuchungen ungefähr die Vorgaben des BMU-Leitszenarios. Mit den Änderungen der Ausbauziele durch die Große Koalition ist eine Umsetzung der dargestellten und rechtlich bindenden Planungen mit Stand Januar 2014

¹⁴ WeserKurier vom 31.01.2014: Offshore-Branche verlangt Verlässlichkeit. S. 3.

¹⁵ Quelle: 50Hertz Transmission GmbH et al. (2013): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2014 – Entwurf. Berlin.

¹⁶ Quelle: Bundesnetzagentur vom 30.08.2013: Genehmigung – In dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG.

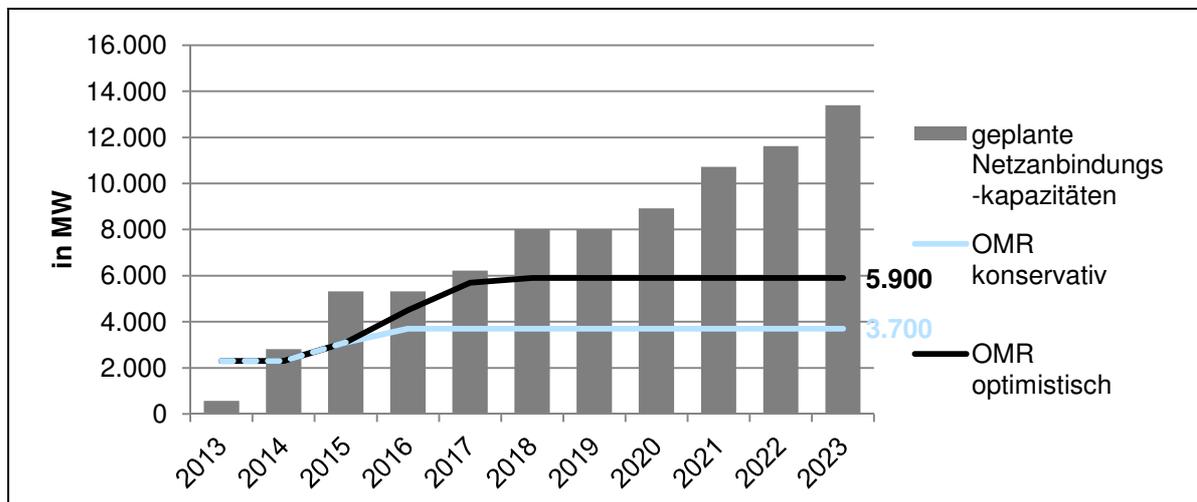
¹⁷ Quelle: Bundesnetzagentur vom 30.08.2013: Genehmigung – In dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG. S. 65.

allerdings letztlich nicht zu beantworten, erscheint aber eher unwahrscheinlich.

4.2.2 Umsetzung der Ausbauziele

Gegenüber den ursprünglichen Annahmen des BMU-Leitszenarios 2011 verzögert sich der Ausbau der Offshore-Windenergie. Bereits vor den im Koalitionsvertrag neu vereinbarten Ausbauzielen zeigte sich als eine wesentliche Ursache für den verzögerten Ausbau die zu langsame Entwicklung der seeseitigen Netzanbindung. Diese fällt in die Zuständigkeit des Netzbetreibers Tennet. Dieses Problem zeigt sich bspw. an der noch nicht realisierten Netzanbindung des fertiggestellten OWP Riffgat, was für den Windparkbetreiber trotz gesetzlicher Entschädigungsregeln hohe Zusatzkosten verursacht. Die Bergung von Munitionsaltlasten aus dem 2. Weltkrieg ist nicht rechtzeitig erfolgt. Unter anderem kommt es auch beim Netzananschluss des OWP DanTysk zu zeitlichen Verzögerungen. Als Grund werden Weichbodenschichten genannt, so dass die Gründungen tiefer sein müssen als geplant. Der Bau von DanTysk soll im Herbst 2014 angeschlossen werden und damit ein halbes Jahr später als ursprünglich geplant.¹⁸

Abbildung 5: Geplante Netzanbindungskapazitäten und Entwicklungsszenarien installierter Offshore-Windenergieleistung bis zum Jahr 2023



OMR = Szenario von Offshore Management Resources

Quelle: Offshore Management Resources (2013): Projektbericht – Umsetzungsstatus von Offshore Wind Park (OWP) Projekten in der Deutschen Nordsee, gekürzte Fassung; Eigene Darstellung Prognos AG 2014.

¹⁸ Quelle: Vattenfall: DanTysk Blog: Grid access – The Grid company has announced further delay of the export cable. Online publiziert: <http://dantysk.vattenfall.com/grid-access-the-grid-company-has-announced-further-delay-of-the-export-cable/> (Stand: 14.08.2013).

Abbildung 5 zeigt die geplanten Netzanbindungskapazitäten bis zum Jahr 2023. Sie beruhen auf dem O-NEP 2013, liegen mit 13,4 GW im Jahr 2023 aufgrund standardisierter Netzanbindungssysteme jedoch etwas oberhalb der Zielvorgaben von 12,8 GW. Da viele der bereits genehmigten OWP-Projekte bisher über keine finale Investitionsentscheidung (FIE) verfügen, geht Offshore Management Resources (OMR) – im Auftrag des Übertragungsnetzbetreibers Tennet – in einer Studie davon aus, dass den geplanten Netzanbindungskapazitäten keine entsprechende Größe an installierter Leistung gegenübersteht. Als Hauptgrund für die fehlenden Finanzierungszusagen sieht OMR die ungeklärte Entwicklung des EEG nach 2017, dem gegenwärtig noch gesetzlich festgeschriebenen Ende des Stauchungsmodells (vgl. Abschnitt 4.3). OMR geht in seiner bereits vor der Bundestagswahl veröffentlichten Studie davon aus, dass dieses regulatorische Umfeld das größte Hindernis für weitere FIE darstellt. OMR folgert daraus, dass bis zum Jahr 2023 lediglich mit 3,7-5,9 GW installierter Offshore-Windenergieleistung zu rechnen sei, sofern hinsichtlich des Stauchungsmodells nicht kurz- bis mittelfristig Anpassungen vorgenommen werden.

Die Bundesnetzagentur geht in ihrer Ende August 2013 ausgestellten Genehmigung für den Szenariorahmen 2013 von zeitlichen Verschiebungen gegenüber dem BMU-Leitszenario von zwei Jahren aus. Als Grund werden die Verzögerungen bei der Realisierung der Anbindungsleitungen genannt. Bezugnehmend auf die von Tennet in Auftrag gegebene Studie spricht die Bundesnetzagentur von der „wenig glaubwürdige[n] Annahme, dass ab 2017 kein einziger neuer Offshore Windpark errichtet werde“¹⁹. Auch das BSH teile eine von den Übertragungsnetzbetreibern abweichende Einschätzung. „Demnach lasse sich zumindest in der Nordsee keine belastbare Einschätzung ableiten, nach der eine Verzögerung des Ausbaus der Offshore-Windenergie auf Seiten der Windparks zu verorten wäre. Eine von den Übertragungsnetzbetreibern behauptete Verzögerung könne lediglich für bereits genehmigte Offshore-Windparkverfahren auf der Grundlage der zur Verfügung stehenden Informationen festgestellt werden. Spätere Baubeginne seien nachvollziehbar mit der Verspätung des notwendigen Netzanschlusses begründet worden und somit nicht den Windparkbetreibern zuzurechnen.“²⁰

Mit Stand Januar 2014 sind seitens des ÜNB Tennet 6,2 GW Übertragungsnetzkapazitäten zur Installation in Auftrag gegeben

¹⁹ Quelle: Bundesnetzagentur vom 30.08.2013: Genehmigung – In dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG. S. 66.

²⁰ Ebd.

worden.²¹ Durch die Genehmigung des Szenariorahmens 2013 war schon vor den neuen Ausbauzielen des Koalitionsvertrages davon auszugehen, dass die in Abbildung 5 dargestellten geplanten Übertragungsnetzkapazitäten im Jahr 2023 etwas geringer ausfallen werden bzw. die geplante Zielgröße von 13,4 GW sich um zwei Jahre verschieben wird. Mit den aktuell im Bau befindlichen Windparks und der Umsetzung der genehmigten Projekte wären die im aktuell noch gültigen O-NEP 2013 festgehaltenen Ziele von 11,0 GW installierter Leistung bis zum Jahr 2023 allerdings bereits zu drei Vierteln realisiert.

Trotz einzelner Herausforderungen beim Netzanschluss wurde mit der neuen Haftungsregelung durch die Novellierung des EnWG und insbesondere mit den jährlich fortentwickelten Szenariorahmen und O-NEP die Planungssicherheit deutlich verbessert. Zwar werden in dem Ende August 2013 genehmigten Szenariorahmen 2013 Verzögerungen von zwei Jahren gegenüber den Zielen des O-NEP 2013 deutlich, dennoch sehen die Planungen weiterhin einen deutlichen Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten vor. Wie sich die durch den Koalitionsvertrag geänderten Ausbauziele auf den Szenariorahmen 2014 auswirken, ist derzeit nicht abzusehen. Die Planungspraxis mit einer jährlichen Aktualisierung des Szenariorahmens und des O-NEP scheint sich aber zu bewähren.

4.3 Entwicklung der Förderkulisse für Offshore-Windstrom

Mit der Novelle des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes (EEG) aus dem Jahr 2012 stieg die Anfangsvergütung für eine Kilowattstunde (kWh) produzierten Offshore-Windstroms auf 15 ct. Dieser Vergütungssatz wird über 12 Jahre erstattet. Durch das Stauchungsmodell steigt die Anfangsvergütung auf 19 ct je kWh, wobei sich die Laufzeit der Vergütung auf 8 Jahre reduziert. Das Stauchungsmodell kann nach aktuell noch geltender Gesetzeslage lediglich für Windenergieanlagen in Anspruch genommen, die bis einschließlich zum Jahr 2017 installiert und angeschlossen worden sind. Anlagen die nach 2017 installiert und an das Netz angeschlossen werden, erhalten einen Vergütungssatz von 3,5 ct je kWh.

Der Koalitionsvertrag sieht eine Verlängerung des Stauchungsmodells um zwei Jahre bis 2019 vor. Die Kabinettsitzung vom 22. Januar 2014 bestätigte mit dem Eckpunktepapier für die Reform des EEG diese Planungen im Grundsatz. Mit dem Referentenentwurf des EEG vom 4. März 2014 ist zudem eine Erhöhung der

²¹ Quelle: TenneT: Unsere Netzanbindungs-Projekte auf See. Online publiziert: <http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/offshore-projekte.html> (Stand: 31.01.2014).

Vergütung um 0,4 ct/kWh vorgesehen. Im Basis- und Stau-
chungsmodell erhöhen sich damit die Vergütungssätze auf 15,4
bzw. 19,4 ct/kWh. 12 bzw. 8 Jahre nach der Inbetriebnahme der
Offshore-WEA liegt die Grundvergütung dann bei 3,9 ct/kWh.²²
Diese Vergütungsstruktur unterstellt eine Lernkurve bei der Instal-
lation und dem Betrieb von Offshore-WEA, die eine deutliche Sen-
kung der Stromgestehungskosten zur Folge haben wird (vgl. Ab-
schnitt 5.2).

Ein Großteil der aktuell genehmigten OWP-Projekte sieht die Nut-
zung des Stauchungsmodells vor. Die Diskussion über eine sog.
„Strompreisbremse“ seitens der Politik und rückwirkende Kürzungen
beim EEG im März 2013 verunsicherte den Markt nachhaltig.
Insbesondere für den Zeitraum nach 2017 sind die Folgen deutlich
zu spüren. Die Auftragslage bei den Unternehmen ging zurück, da
die finalen Investitionsentscheidungen für zahlreiche OWP-
Projekte weiterhin ausstehen. Von Seiten der Unternehmen wurde
deshalb dringend Klarheit für die Ausprägungen des EEG und
langfristige Planungssicherheit gefordert.

Mit der im Koalitionsvertrag festgehaltenen Verlängerung des
Stauchungsmodells scheint jetzt eine Lösung gefunden worden zu
sein. Abschließende Gewissheit, welche Ausprägungen das sog.
EEG 2.0 haben wird, sind aber erst für April 2014 zu erwarten. Das
in der Kabinettsitzung vom 22. Januar 2014 beschlossene Eck-
punktepapier für die Novellierung des EEG sieht vor, dass die
Bundesregierung am 9. April den Gesetzentwurf im Kabinett be-
schließt und die Novellierung am 1. August 2014 in Kraft treten
kann.²³

Das Eckpunktepapier und der Referentenentwurf bestätigen die
Ausbauziele für die Offshore-Windenergie von 6,5 GW bis 2020
und von 15 GW bis 2030. Für den Zeitraum bis 2020 wird eine
Mengensteuerung eingeführt, die jene Projekte vorrangig berück-
sichtigt, die eine unbedingte Netzanschlusszusage haben. Nach
2020 sollen Ausschreibungen oder andere geeignete, kosteneffizi-
ente Instrumente die Zielerreichung gewährleisten. Die Förder-
höhe für alle Erneuerbaren Energien soll spätestens ab 2017
durch noch genauer zu definierende Ausschreibungen ermittelt
werden. Zudem soll eine verpflichtende Direktvermarktung für Er-
neuerbare Energien eingeführt werden.²⁴

²² Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (04.03.2014): Referentenentwurf – Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts. Online publiziert: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-eines-gesetzes-grundlegenden-reform-eeg,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Stand: 12.03.2014).

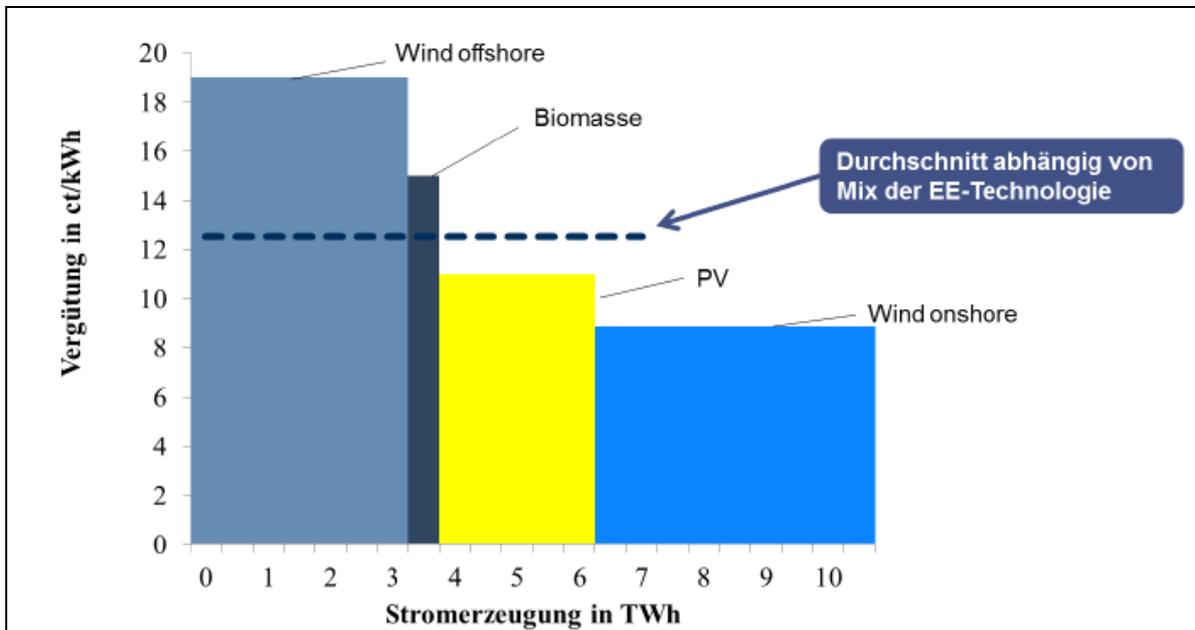
²³ Quelle: Die Bundesregierung (21.01.2014): Eckpunkte für die Reform des EEG. Online publiziert: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=617196.html> (Stand: 28.01.2014).

²⁴ Quelle: Die Bundesregierung (21.01.2014): Eckpunkte für die Reform des EEG. Online publiziert: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=617196.html> (Stand: 28.01.2014).

Aus Gründen des Vertrauensschutzes genießen Altanlagen bei der Vergütung Bestandsschutz. Offshore-WEA, die bis zum 31. Dezember 2019 in Betrieb genommen werden, können von dem Stauchungsmodell des EEG 2.0 profitieren. Dabei soll die Degression neu gestaltet werden und der Vergütungssatz nach 2017 jährlich um 1 ct/kWh gesenkt werden. D. h., dass der Vergütungssatz von 19,4 ct/kWh im Jahr 2017 auf 18,4 ct/kWh im Jahr 2018 und auf 17,4 ct/kWh im Jahr 2019 sinkt. Hier zeigen sich Unterschiede gegenüber der öffentlichen politischen Diskussion und dem Koalitionsvertrag. Eine Degression der Einspeisevergütung für das Stauchungsmodell wurde in dieser Form nicht kommuniziert. Um die Attraktivität des EEG Basismodells zu erhöhen, sieht der Referentenentwurf eine langsamere Degression als im Stauchungsmodell vor.

Für das Jahr 2015 geht die Bundesregierung von einer durchschnittlichen Vergütung für Erneuerbare Energien von rund 12 ct/kWh aus (vgl. Abbildung 6). Die Vergütung für Offshore-WEA liegt bei 19 ct/kWh. Die Bundesregierung betont jedoch, dass die Offshore-Windenergie am Anfang ihrer Entwicklung steht und sowohl technologisches als auch industrielles Potenzial birgt.

Abbildung 6: Voraussichtliche EEG-Vergütungsstruktur für Neuanlagen im Jahr 2015



Quelle: Die Bundesregierung (21.01.2014): Eckpunkte für die Reform des EEG. S. 5. Online publiziert: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=617196.html> (Stand: 28.01.2014).

Die WAB bestätigt, dass eine wesentliche Voraussetzung für die Schaffung von Investitionssicherheit zuverlässige Rahmenbedingungen beim EEG sind. Obwohl es für die Entwicklung nach 2017 noch keine gesetzliche Grundlage gibt, sind mit den OWP Delta I und Delta II Projekte genehmigt, die bereits heute - und schon vor

dem Beschluss des Koalitionsvertrags – eine Fertigstellung nach 2017 anstreben. Zudem gingen nach Aussage des BSH schon vor der angekündigten Verlängerung des EEG Genehmigungsanträge für OWP-Projekte ein, deren Baubeginn nach dem Jahr 2017 liegt. Zwar sind damit noch nicht die finalen Investitionsentscheidungen gefallen, dennoch wird mit den anhaltenden Genehmigungsanträgen der Eindruck erweckt, dass die Projektträger auf eine positive Entwicklung beim EEG vertrauen. Durch die Ankündigung des Koalitionsvertrags das Stauchungsmodell zu verlängern, schienen sich die Erwartungen zu bestätigen. Mit der im Eckpunktepapier angekündigten Degression nach 2017 wird jedoch seitens der Politik wiederum eine gewisse Verunsicherung verursacht. Die finale Gestaltung des EEG ist erst nach Abstimmung mit den Bundesländern für Ostern 2014 zu erwarten, da eine Novellierung des EEG vom Bundesrat bestätigt werden muss.

Die Verunsicherungen durch das EEG beschränken sich auf den deutschen Markt. Die Entwicklungen auf dem europäischen Markt werden nach Aussage der WAB weiterhin als gut bezeichnet und werden in Abschnitt 7 näher betrachtet.

5 Energiewirtschaftliche Entwicklungen

Neben den energiepolitischen Entwicklungen zeigen sich auch aus energiewirtschaftlicher Sicht einige Diskussionspunkte, die einer näheren Betrachtung bedürfen. Mit der Agora-Studie zum kostenoptimalen Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland²⁵ entwickelte sich eine Debatte über die Verlagerung der Windenergie weg vom Offshore-Bereich hin zum Onshore-Bereich. Der erste Abschnitt in diesem Kapitel befasst sich mit der Studie, berücksichtigt zugleich aber auch die neuen Ausbauziele der Bundesregierung. Es wird ein Vergleich der beiden Stromerzeugungsformen aus energiewirtschaftlicher Sicht gezogen.

Ein wesentlicher Grund für die Verlagerungsdebatte zwischen On- und Offshore-Windenergie sind die gegenwärtig noch recht hohen Kosten der Stromgestehung im Offshore-Bereich. Der Abschnitt 5.2 fokussiert auf die Stromgestehungskosten in der Offshore-Windenergie und beleuchtet ihre zukünftige Entwicklung. Im August 2013 hat Prognos eine Studie zu den Kostensenkungspotenzialen der Offshore-Windenergie erarbeitet²⁶, deren zentrale Ergebnisse in den nachfolgenden Abschnitten skizziert werden.

5.1 Vergleich von Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen

Die gegenwärtig noch relativ hohen Stromgestehungskosten des Offshore-Windstroms (vgl. Abschnitt 5.2) führte in der öffentlichen Diskussion unter anderem zu dem Vorschlag mehr Strom aus Onshore-WEA anstatt aus Offshore-WEA zu produzieren. Im Vergleich zum Ausbaupfad der erneuerbaren Energien im BMU-Leitszenario untersucht *Agora Energiewende* in ihrer Studie *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*²⁷ zwei alternative Ausbauszenarien. Beide Szenarien gehen jeweils von derselben Menge produzierten Stroms entsprechend des Leitszenarios aus. Im Unterschied zum Leitszenario verlagert sich die Stromproduktion jedoch zu einem deutlich gestiegenen Anteil an Onshore-Wind verbunden mit einem sinkenden Anteil an Strom aus Offshore-Wind. Der unterstellte Mindestausbau der Offshore-Windenergie liegt bei 5 GW im Jahr 2023 und bei 9 GW im Jahr 2033. Die Unterschiede bei der Stromproduktion aus Photovoltaik sind vergleichsweise geringer. *Agora Energiewende* kommt zu

²⁵ Quelle: Agora Energiewende (2013): *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energie in Deutschland – Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033*. Berlin.

²⁶ Quelle: Prognos et al. (2013): *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland – Langfassung*. Berlin.

²⁷ Quelle: Agora Energiewende (2013): *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energie in Deutschland – Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033*. Berlin.

dem Schluss, dass durch die beschriebenen Verlagerungen hin zur Onshore-Windenergie und zur Photovoltaik alleine im Jahr 2023 1,9 bis 2,4 Mrd. € eingespart werden könnten. Die Einsparungen kommen unter anderem durch geringere Installationskosten zustande, berücksichtigen aber auch Kosten für die Abregelung der Anlagen bei Stromüberkapazitäten oder auch Kosten für die Verteilernetze.

Die Kostenannahmen der Studie basieren auf Daten des BMU-Leitszenarios, wurden jedoch von Agora Energiewende zeitlich angepasst, so dass die Investitionskosten für Offshore-Wind drei Jahre später wirksam werden als ursprünglich im Leitszenario dargestellt (vgl. Abbildung 7). Aktuelle Untersuchungen der Prognos AG gehen von deutlich höheren Kosten sowohl für den Onshore-Bereich als auch für den Offshore-Bereich aus. Zwar stimmen die Bezugsjahre nicht direkt überein, doch trotz des zwei Jahre späteren Zeitpunkts, liegen die Investitionskosten für Onshore-Wind 46-55 % (2015) bzw. 29-39 % (2035) über denen von Agora Energiewende in den Jahren 2013 bzw. 2033. Im Offshore-Bereich fallen die Unterschiede mit 7-26 % im Jahr 2013 deutlich geringer aus. Für das Jahr 2023 zeigen sich mit 33-63 % hingegen die höchsten Unterschiede bei den Kostenansätzen.

Abbildung 7: Investitionskostenvergleich für Onshore- und Offshore-Wind

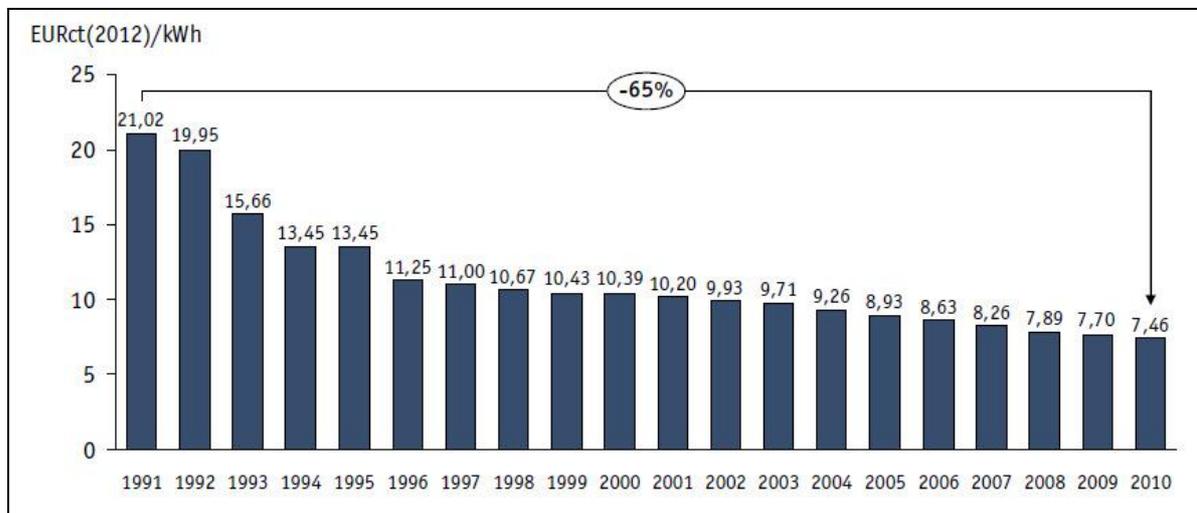
		2013	2015		2023		2033	2035
					[in €/kW]			
Agora	Onshore (Schwachwind)	1.163	-		1.052		1.032	-
	Onshore (Starkwind)	957	-		931		853	-
	Offshore	3.500	-		2.200		1.800	-
Prognos AG	Onshore (Süddeutschland, entspricht Schwachwind)	-	1.785		-		-	1.430
	Onshore (Norddeutschland, entspricht Starkwind)	-	1.400		-		-	1.100
	Offshore (Kosten in Abhängigkeit zur Küste/Wassertiefe)	3.753 - 4.399	-		2.934 - 3.590		-	-

Quellen: Agora Energiewende (2013): *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energie in Deutschland – Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033*. Berlin. Prognos AG (2013): *Entwicklung der Stromproduktionskosten – Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende*. Berlin. Prognos AG et al. (2013): *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland – Langfassung*. Berlin.

Welche Auswirkungen die unterschiedlichen Kostenansätze auf die Ergebnisse der Agora Energiewende Studie haben, lässt sich nicht mit Bestimmtheit sagen. Gleichwohl wird eine signifikante Diskrepanz zwischen den Annahmen von Agora Energiewende

und den unterschiedlichen Prognos-Studien deutlich. Seitens Agora Energiewende wäre zudem eine Prüfung der Sensitivitäten ihrer Studienergebnisse wünschenswert gewesen. Die Investitionskosten stellen die zentrale Eingangsgröße in den Berechnungen von Agora Energiewende dar. Es lässt sich aber nicht nachvollziehen, ob eine Veränderung der Investitionskosten lineare Auswirkungen auf die jährlichen Gesamtkosten hat. Ob die zuvor beschriebenen potenziellen Einsparungen von 1,9 bis 2,4 Mrd. € im Jahr 2023 sich halbieren, wenn sich auch die Investitionskosten halbieren oder ob die Einsparungen dann evtl. nur noch bei einem Viertel der gegenwärtigen Berechnungen liegen, wird leider nicht erläutert.

Abbildung 8: Inflationsbereinigte anfängliche Einspeisevergütung für Onshore-Windstrom



Quelle: WAB (2013): Gute Argumente für Offshore-Windenergie – Wettbewerbsfähiger und grundlastnaher Strom aus Wind.

Die Bundesregierung hat mit dem Koalitionsvertrag und dem Eckpunktepapier für die Reform des EEG deutlich gemacht, wie viel Leistung aus Onshore- und wie viel aus Offshore-Windenergie zu gebaut werden soll. Der weitere Vergleich zwischen den beiden Erzeugungsformen fokussiert deshalb nicht darauf, ob eine Verlagerung stattfinden muss, sondern verdeutlicht die Potenziale, die die Offshore-Windenergie birgt. Dieses Potenzial zeigt sich bspw. für die Einspeisevergütung von Offshore-Windstrom. Die in Abbildung 8 dargestellte Einspeisevergütung für Onshore-Windstrom belegt, dass in den Anfangsjahren der Onshore-Windenergie auch dort sehr hohe Vergütungssätze gezahlt wurden. In den Folgejahren ging die Vergütung schließlich signifikant zurück. Auch die Offshore-Windenergie benötigt für eine „Anschubfinanzierung“ auskömmliche Vergütungen, die am Anfang einer Lernkurve höher liegen. Mit zunehmender Erfahrung werden dann auch die Stromgestehungskosten sinken (vgl. Abschnitt 5.2). Das Eckpunktepapier für die Reform des EEG belegt, dass auch für die Offshore-

Windindustrie die zugesicherte Einspeisevergütung sukzessive zurückgehen wird und die Branche ähnlich wie im Onshore-Bereich schließlich unabhängiger von den EEG-Subventionen agieren muss.

Der Vergleich zwischen Investitionskosten im Onshore- und im Offshore-Bereich in Abbildung 7 belegt, dass die Kosten für Bau und Installation von Offshore-Windenergieanlagen auch zukünftig über denen im Onshore-Bereich liegen werden. Neben der Kostenfrage sind aber auch Fragen der Akzeptanz und der Versorgungssicherheit zu klären. So befasst sich die von Agora Energiewende vorgelegte Studie zwar ausschließlich mit der Kostenoptimierung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien, dennoch stellt auch sie fest, dass Offshore-Windkraftanlagen „eine gleichmäßigere Einspeiseganglinie [besitzen], was sich an den rund 1,5-fach höheren Volllaststunden²⁸ dieser Anlagen zeigt. Damit ist auch die Netzauslastung gleichmäßiger und Belastungsspitzen, die bei verzögertem Netzausbau regelmäßig zu Abregelungen führen, sind seltener als bei einem Ausbaupfad mit [...] höherer Einspeisung aus Onshore-Windkraftanlagen in Norddeutschland“.²⁹

Insgesamt dürften die Volllaststunden einer Offshore-WEA sogar eher doppelt so hoch ausfallen, wie die einer durchschnittlichen Onshore-WEA³⁰ und bei deutlich über 4.000 Volllaststunden p. a. (h/a) liegen. Im Vergleich dazu lagen die mittleren Volllaststunden aller fossilen Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2010 bei 4.600 Stunden³¹, wobei sich zwischen den Kraftwerkstypen Braunkohle (6.300 h/a), Steinkohle (3.900 h/a) und Erdgas (3.600 h/a) deutliche Unterschiede zeigen³². Durch die sehr hohe Anzahl an Volllast- bzw. Betriebsstunden kann die Offshore-Windenergie wesentlich zur Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen. Insofern ist Offshore-Windstrom grundlastnah. Da Strom dauerhaft benötigt wird und der Wind auf dem Meer sehr konstant weht, ermöglicht die Offshore-Windenergie unter den regenerativen Energien, mit Ausnahme von Biomassekraftwerken, die gleichmäßigste Bereit-

²⁸ Das Kalenderjahr hat 8.760 Stunden. Die Summe der Volllaststunden ergibt sich aus dem Verhältnis der Stromjahresproduktion zur Nennleistung der Anlage.

²⁹ Quelle: Agora Energiewende (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energie in Deutschland – Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033. S. 54. Berlin.

³⁰ Der erste deutsche Offshore-Windpark Alpha Ventus produzierte im Betriebsjahr 2012 4.463 Volllaststunden (vgl. <http://alpha-ventus.de/index.php?id=137>, Stand:09.10.2013). Der Bundesdurchschnitt für eine Onshore-Anlage liegt derzeit bei 1.700 Volllaststunden. Durch optimierte Anlagentechnik werden zukünftig im Mittel mit 2.440 Volllaststunden gerechnet (vgl. <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energie-als-ressource/potenzial-der-windenergie-an-land>, Stand: 09.10.2013).

³¹ Quelle: BMU (Hrsg.)(2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. S. 118. Berlin.

³² Quelle: Forschungsradar Erneuerbare Energien (2013): Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland. Berlin.

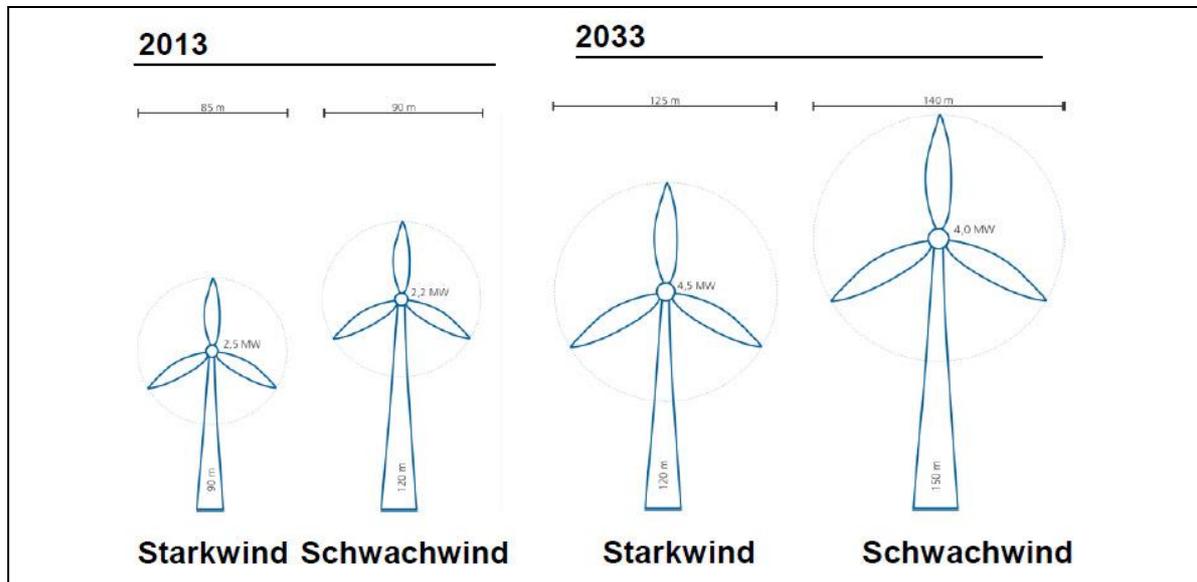
stellung von Strom. Sie erreicht, wie oben dargestellt, die Volllaststunden fossiler Kraftwerke.

Das Fraunhofer-Institut kommt in einer Studie zur energiewirtschaftlichen Bedeutung der Offshore-Windenergie³³ sogar zum Ergebnis, dass Offshore-Windenergie die Systemkosten des gesamten Versorgungssystems im Vergleich zu anderen regenerativen Energien erheblich senkt. Unter Berücksichtigung der Kosten für Stromspeicher, Abregelungskosten wenn die regenerativen Energien „zu viel“ Strom produzieren oder Brennstoffkosten für fossile Kraftwerke bei „zu wenig“ verfügbarem Strom aus regenerativen Energien, zeigen sich deutlich die Vorteile von Offshore-Windenergie. Durch die grundlastnahe und vor allem sehr gleichmäßige Stromversorgung aus Offshore-Windenergie fallen die genannten Kostenpositionen deutlich geringer aus als bei Onshore-Windenergie oder Energie aus Photovoltaik. Selbst wenn diesen sog. Flexibilitätskosten die höheren Kosten der Stromgestehung gegenüber gestellt werden, zeigen sich Vorteile für die Offshore-Windenergie.

Der Vergleich der Volllaststunden zwischen Onshore- und Offshore-Windenergie zeigt, dass Onshore etwa zweimal so viele WEA installiert werden müssten wie Offshore, um die gleiche Stromausbeute zu erhalten. Damit einher gehen deutliche Eingriffe insbesondere hinsichtlich des Landschaftsbildes und Akzeptanzprobleme bei Anwohnern, die bei Offshore-WEA nicht bestehen. Abbildung 9 illustriert die Auslegungen von Onshore-WEA in den Jahren 2013 und 2033. Dabei entsprechen die Dimensionen der Onshore-WEA aus dem Jahr 2033 den Maßen von heutigen Offshore-WEA. Durch die weiter zunehmende Größe von Onshore-WEA ist somit auch von einem weiter steigenden Akzeptanzproblem in der Bevölkerung auszugehen.

³³ Quelle: Fraunhofer IWES (2013): Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Bremerhaven/Kassel.

Abbildung 9: Annahmen zur Auslegung von Onshore-Windkraftanlagen nach Standort und Zeitpunkt



Quelle: Agora Energiewende (2013): Studie zum kostenoptimalen Ausbau der Erneuerbaren Energien – Hintergrunddokument zu Kostenannahmen der Erneuerbaren Mai 2013. S. 18. Berlin.

Das aktuelle Eckpunktepapier für die Reform des EEG sieht für das Jahr 2015 eine Konzentration auf die Onshore-Windenergie und die Photovoltaik vor (vgl. auch Abbildung 6 in Abschnitt 4.3). Gleichzeitig betont das Papier die Potenziale der Offshore-Windenergie und sieht einen Ausbau von 15 GW bis zum Jahr 2030 vor. Eine Verlagerung von Onshore- zu Offshore-Windenergie ist nicht zu erkennen und wäre wie beschrieben energiewirtschaftlich nicht sinnvoll. Unter Berücksichtigung der Themen wie Technologie- und Kostendegression, Grundlastnähe, Versorgungssicherheit sowie Akzeptanz soll der Ausbau der Offshore-Windenergie parallel zum Ausbau der Onshore-Windenergie weiterverfolgt werden.

5.2 Entwicklung der Stromgestehungskosten von Offshore-Windenergie

Die Offshore-Windenergie birgt großes Kostensenkungspotenzial bei den Stromgestehungskosten und damit auch bei den Stromkosten für den Endverbraucher. Gegenwärtig befinden sich die Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie mit durchschnittlich 14 ct/kWh auf einem hohen Niveau.³⁴ Verglichen mit

³⁴ Quelle: Prognos AG et al. (2012): Aktualisierung der Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB. Bremen/Bremerhaven.

den Preisen in 2011 werden hier bis zum Jahr 2020 Kostenreduzierungen von 30-40 % erwartet. Dabei werden die Einsparpotenziale umso höher, je höher die installierte Offshore-Leistung wird.³⁵

Die Grundidee der Stromgestehungskosten ist es, die unterschiedlichen Kosten- und Erzeugungsstrukturen einzelner Kraftwerke miteinander zu vergleichen. Dazu wird den Kosten für die Errichtung, den Betrieb und die Wartung die durchschnittliche jährliche Stromerzeugung gegenübergestellt (vgl. Abbildung 10). Der Betrachtungszeitraum für die Offshore-Windenergie beträgt dabei normalerweise 20 Jahre. Eine heute installierte Offshore-WEA hat, betrachtet über die nächsten 20 Jahre, durchschnittliche Stromgestehungskosten von 14 ct/kWh. Ein wesentlicher Kostentreiber sind dabei die hohen Investitionskosten zu Beginn des Betrachtungszeitraums.

Abbildung 10: Berechnung der Stromgestehungskosten

$$SGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

SGK	Stromgestehungskosten in Euro ₂₀₁₂ /MWh
I ₀	Investitionsausgaben in Euro
A _t	Jährliche Betriebskosten in Euro im Jahr t
M _{el}	Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in MWh
i	Realer kalkulatorischer Zinssatz in %
n	Wirtschaftliche Nutzungsdauer (20 Jahre)
t	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ...n)

Quelle: Prognos AG et al. (2013): Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. Berlin.

Die Stromgestehungskosten entsprechen den finanzmathematischen Durchschnittskosten über einen bestimmten Nutzungszeitraum. Es ist nicht möglich durch einen einfachen Vergleich der Stromgestehungskosten mit den Vergütungssätzen des EEG auf die Wirtschaftlichkeit einer Offshore-WEA zu schließen. Dies erfolgt durch Finanzierungsrechnungen. Dafür müssten aus Sicht der Windparkbetreiber allen Ausgaben die Einnahmen – in diesem Fall die Einspeisevergütung – in den einzelnen Jahren gegenübergestellt und entsprechend diskontiert werden.

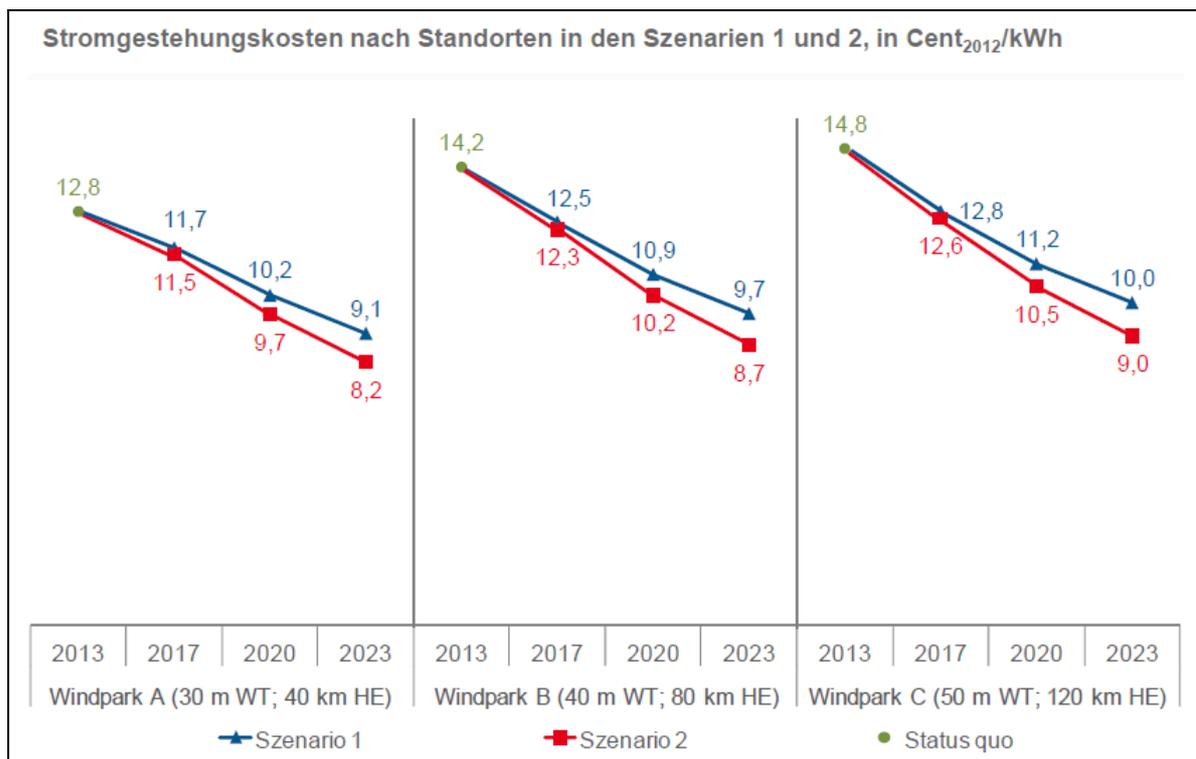
Bezogen auf den deutschen Markt werden die Einsparpotenziale bei den Stromgestehungskosten neben der installierten Gesamt-

³⁵ Quelle: The Crown Estate (2012): Offshore Wind Cost Reduction – Pathway Study.

leistung durch die vorherrschende Wassertiefe und die Entfernung des Windparks zum Hafen bestimmt. Abbildung 11 zeigt in zwei Szenarien die unterschiedliche Entwicklung der Stromgestehungskosten für drei verschiedene Windparks. Das Szenario 1 (blau) entspricht dabei ungefähr den im Koalitionsvertrag festgehaltenen Zielen und sieht für das Jahr 2023 eine installierte Leistung von 9 GW vor. Das Szenario 2 (rot) entspricht in etwa den früheren Ausbauzielen des BMU-Leitszenarios 2011 und sieht bis 2023 eine installierte Leistung von 14 GW in deutschen Gewässern vor.

Im Szenario 1 liegen die Stromgestehungskosten im Jahr 2023 bei 9,1 bis 10,0 ct/kWh. Den Ausbauzielen des BMU-Leitszenarios folgend liegen die Stromgestehungskosten des Szenarios 2 im Jahr 2023 bei 8,2 bis 9,0 ct/kWh. Beide Szenarien unterstellen im Jahr 2013 eine mittlere installierte Turbinenleistung von 4,0 MW. Im Szenario 1 steigt die durchschnittliche Turbinenleistung bis zum Jahr 2023 auf 6 MW. Im Szenario 2 liegt die Turbinengröße im selben Jahr bei 8 MW.

Abbildung 11: Szenarioberechnungen der Stromgestehungskosten für drei unterschiedliche Offshore-Windparks



WT = Wassertiefe; HE = Hafentfernung

Quelle: Prognos AG et al. (2013): Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. Berlin.

Die Senkung der Stromgestehungskosten ist durch unterschiedliche zugrunde gelegte Erwartungen begründet. Durch die zunehmende Größe der Offshore-WEA sind bereits heute sinkende

Stromgestehungskosten festzustellen. So sind die größeren Kostensenkungen im Szenario 2 wesentlich auf Skaleneffekte größerer Turbinen und höherer Stückzahlen zurückzuführen. Die kontinuierliche technische Weiterentwicklung entlang der gesamten Wertschöpfungskette wird insgesamt zu weiteren Kostenreduktionen führen. Diese Entwicklungen zeigen sich bspw. bei einem auf die Bedürfnisse der Branche angepassten Installationsequipment. Die neuen Schiffe sind größer und bieten damit mehr Platz für Lager- und Montageflächen. Ähnliche Entwicklungen sind bspw. auch für den operation & maintenance Bereich zu erwarten.

Durch das angepasste und verbesserte Equipment sinken die Installationsrisiken signifikant, während die zeitlichen Installationsfenster größer werden. Die Installation des OWP Riffgat hat bspw. nur 14 Monaten gedauert. Auch die Risikominimierung trägt zur Kostendegression bei, da Banken und Investoren eher geneigt sind zu investieren bzw. Kapital zu deutlich geringeren Zinsen zu leihen. An dieser Schnittstelle setzt auch der OTB an. Durch ihn werden Umschlagsvorgänge vermieden und damit Risiken minimiert. Ähnlich den Entwicklungen beim Equipment wird durch den OTB der aufwändige und teure Logistikablauf optimiert. Es werden Kosten eingespart, was sich direkt auf die Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie auswirkt.

6 Entwicklungen an deutschen Hafenstandorten der Offshore-Windindustrie

Die in den vorherigen Kapiteln dargestellten politischen und wissenschaftlichen Diskussionen werden auch Auswirkungen auf die Hafenstandorte der deutschen Offshore-Windindustrie haben. Nachfolgend wird ein knapper Blick auf die zurückliegende Entwicklung und den Status-Quo der (früheren) deutschen Produktionsstandorte der Offshore-Windindustrie geworfen. Der Fokus liegt dabei auf Bremerhaven, für das nochmals dezidiert dargestellt wird, welche Potenziale und Herausforderungen bereits heute durch die ansässigen Hersteller und die gegebenen Verschiffungsmöglichkeiten im Labradorhafen bestehen.

Den standortgebundenen Betrachtungen schließt sich eine Darstellung und Diskussion zu weiteren Potenzialen und Herausforderungen für Produktionsstandorte mit direktem Seeschifftiefen-Kajenanschluss an. Obwohl die Darstellungen im Prinzip standortungebunden sind, wird für die Themen Produktion/Umschlag von Onshore-WEA, Recycling von WEA und Deckung des Fachkräftebedarfs ein direkter Bezug zu Bremerhaven hergestellt.

6.1 Entwicklungen an den deutschen Wettbewerbsstandorten

Die nachfolgenden Betrachtungen berücksichtigen die deutschen Häfen, die mit der Offshore-Windindustrie in Verbindung stehen. Auf Basis der Prognos Studie aus dem Jahr 2010 wird der Status-Quo für Cuxhaven, Emden und Brunsbüttel wiedergegeben. Zusätzlich werden noch die aktuellen Entwicklungen in Wilhelmshaven skizziert. Bremerhaven wird in einem gesonderten Kapitel untersucht. Die Entwicklungen in den europäischen Häfen werden in Abschnitt 7.1 kurz dargestellt.

6.1.1 Cuxhaven

Der Standort Cuxhaven verfügt mit zwei Offshore Terminals und zugehöriger Schwerlastplatte weiterhin über eine gute auf die Bedürfnisse der Offshore-Windbranche angepasste infrastrukturelle Ausstattung.

Die aktuellen politischen und wirtschaftlichen Entwicklungen haben jedoch dazu geführt, dass die Bard-Tochter Cuxhaven Steel Construction (CSC) im April 2013 ihren Betrieb aufgeben musste. Zudem fehlt weiterhin ein Gondelhersteller am Standort.

6.1.2 Emden

Emden besitzt nachwievor aufgrund einer guten Lage zu den Offshore-Windenergieparks Standortvorteile. Daher gehört es zu den Zielen des Emder Hafens sich als Basishafen, insbesondere im Bereich operation, maintenance, service (OMS) zu etablieren. Die Stadt strebt mit der Erschließung des Rysumer Nackens eine Hafenerweiterung durch den Bau neuer Kaianlagen und dahinter liegender Flächen an. Diese sollen auch für den Umschlag für Komponenten der Offshore-Windenergie geeignet sein.

Seit der Insolvenz von BARD im November 2013 existiert in Emden kein Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen mehr. Rund 300 Mitarbeiter sollen in der neu gegründeten Gesellschaft Offshore Wind Solutions (OWS) übernommen werden, deren Aufgabe Betrieb und Wartung des Windparks BARD Offshore 1 sein wird. Ebenfalls aufgrund ausbleibender Aufträge sind die SIAG Nordseewerke wirtschaftlich angeschlagen. Als Nachfolgegesellschaft bietet die Nordseewerke GmbH, nach signifikanter Reduktion der Produktionskapazitäten und -belegschaft, weiterhin schwere Stahlkomponenten für die Offshore-Windindustrie an.

6.1.3 Brunsbüttel

Ende 2012 hat die schleswig-holsteinische Landesregierung beschlossen einen neuen Schwerlastpier im Hafen von Brunsbüttel zu errichten. Der Pier soll dem Umschlag von Offshore-Windenergiesegmenten dienen und in mehreren Ausbaustufen eine Länge von 600 m erreichen. Bis zu dreieinhalb Liegeplätze sollen entstehen. Die erste Ausbaustufe umfasst 200 m.³⁶ Mit den Bauarbeiten soll 2016 begonnen werden. Die Eröffnung der ersten Ausbaustufe ist für 2018 geplant.

Der Hafen von Brunsbüttel ist ein Universalhafen. Seit mehreren Jahren findet jedoch auch die Verladung von Onshore- und Offshore-Windenergiekomponenten statt. Der geplante Pier ist als Multipurpose-Pier konzipiert. Unternehmen aus der Windenergiebranche sind derzeit nicht am Hafen bzw. an dem sich anschließenden ChemCoast Industriepark ansässig.

³⁶ Quelle: Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Verkehr und Technologie Schleswig-Holstein (14.12.2012): Grünes Licht für neuen Offshore-Hafen Brunsbüttel. Online publiziert: http://www.schleswig-holstein.de/MWAVT/DE/Service/Presse/PI/2012_neu/121214_Pier_Hafen_Brunsbuettel.html (Stand: 13.03.2014).

6.1.4 Wilhelmshaven

Der JadeWeserPort in Wilhelmshaven wird gegenwärtig von Areva zum Umschlag und zur Vormontage von Rotorsternen für den Windpark Global Tech I genutzt. Grund dafür sind die fehlenden Kapazitäten, die in Bremerhaven produzierten Komponenten auch von dort auf die Baustelle auf See zu verbringen. Die aktuell genutzten Kapazitäten des JadeWeserPort sollen kurz- bis mittelfristig jedoch ihre ursprünglich geplante Funktion des Containerumschlags aufnehmen. Der JadeWeserPort wurde als einziger Containertiefwasserhafen Deutschlands konzipiert und gebaut.

Weitere Aktivitäten durch Offshore-Windenergieunternehmen gibt es derzeit nicht in Wilhelmshaven. Auch die Jade-Werke, die ab 2014 Gründungskörper in Wilhelmshaven endmontieren wollten, setzen ihre für 2013 geplanten Investitionen aufgrund der unklaren Marktentwicklungen aus.³⁷

6.2 Entwicklungen in Bremerhaven

6.2.1 Aktuelle Entwicklungen

Bremerhaven zählt zu den führenden Industrie- und Hafenstandorten der deutschen und europäischen Offshore-Windindustrie. Nach Angaben der BIS arbeiteten Ende 2012 gut 3.000 Beschäftigte in Bremerhaven in der Offshore-Windindustrie. Die aktuellen Ankündigungen der Produzenten Areva, Weserwind und PowerBlades einen Teil der Stellen zu streichen bzw. die Belegschaft in Kurzarbeit zu schicken, verdeutlichen jedoch die gegenwärtig schwierige Lage der Branche insgesamt. Zwar hat das Unternehmen Areva auch angekündigt, die Produktion in 15 Monaten wieder aufzunehmen³⁸, doch verfolgt das Unternehmen laut Medien auch Bestrebungen eine Rotorblatt- und Turbinenfertigung in Frankreich und Großbritannien aufzubauen.³⁹

Trotz dieser Ankündigungen haben sich die Unternehmen vor Ort bis dato als relativ robust erwiesen. Der Vergleich mit anderen Standorten und Herstellern, die in Deutschland produzieren, verdeutlicht, dass Bremerhaven gegenwärtig der einzige deutsche Standort ist, an dem noch Gondeln und Fundamente in Serie ge-

³⁷ Quelle: NWZ Online (25.05.2013): Offshore-Flaute trifft Jade Werke. Online publiziert: http://www.nwzonline.de/wilhelmshaven/offshore-flaute-trifft-jade-werke_a_6,1,2627230878.html (Stand: 13.03.2014).

³⁸ Quelle: taz vom 25.01.2014: Abflauende Investitionen. Online publiziert: <http://www.taz.de/Windenergie-Krise/!131706/> (Stand: 30.01.2014).

³⁹ Quelle: Windkraft-Journal: Areva und GAMESA kooperieren zum Branchenführer der Offshore-Windhersteller. Online publiziert: <http://www.windkraft-journal.de/2014/01/21/Areva-und-gamesa-kooperieren-zum-branchenfuhrer-der-offshore-windhersteller/> (Stand: 01.02.2014).

fertigt werden. Allerdings werden auch die ansässigen Unternehmen von den andauernden Ungewissheiten hinsichtlich des EEG und den damit ausbleibenden finalen Investitionsentscheidungen beeinflusst. Nur durch langfristige regulatorische Sicherheit werden Besitzer einer Bauzulassung für einen Offshore-Windpark auch bereit sein, in OWP zu investieren und damit den Produzenten Aufträge verschaffen. Insgesamt wird sich der Wettbewerbsdruck in den kommenden Jahren weiter erhöhen.⁴⁰ Vor diesem Hintergrund und natürlich aufgrund der Engpässe in der Offshore-Produktion scheint die Ankündigung von PowerBlades in naher Zukunft auch Onshore-Rotorblätter zu produzieren eine gute Strategie, um sich breiter aufzustellen und somit nicht mehr nur von den Entwicklungen im Offshore-Markt abhängig zu sein.⁴¹

Nach wie vor bildet das dezidierte Innovationssystem, welches sich über die vergangenen Jahre in der Region herausgebildet hat, einen wesentlichen Standortfaktor. „Der räumlich konzentrierte Verbund von Unternehmen, Forschungs- und Bildungseinrichtungen verfügt durch seine enge Vernetzung entlang der gesamten Wertschöpfungskette über ein sehr hohes Entwicklungspotenzial für die Region. Unterstützt durch Clustereinrichtungen wie die Windenergie Agentur Bremerhaven/Bremen (WAB) [herrscht eine] sehr gute Vernetzung und Entwicklungsperspektiven der Branche am Standort.“⁴²

Trotz der aktuellen Herausforderungen für die Offshore-Windbranche bestätigt die BIS, dass weiterhin Ansiedlungsgespräche mit Unternehmen der Branche für den Standort Bremerhaven geführt werden. Der OTB gilt dabei laut Aussage der BIS als Grundvoraussetzung und quasi als gegeben für potenzielle Ansiedlungsinteressenten. Bereits in der Prognos Studie des Jahres 2012 verweisen die befragten Experten darauf, dass für die Ansiedlung weiterer Unternehmen am Standort zusätzliche infrastrukturelle Anreize geschaffen werden müssen.⁴³ Das aktuell weiterhin teils sehr konkrete Interesse der Unternehmen belegt, dass Bremerhaven immer noch als wichtiger und wettbewerbsfähiger Standort innerhalb der Branche wahrgenommen wird.

Wie hoch der Rückgang der Beschäftigtenzahlen ohne den Bau des OTB in der Offshore-Windbranche in Bremerhaven sein würde, ist aktuell nicht genau zu beziffern. In der ersten Potenzialanalyse von Dezember 2010 wurde für das Deinvestitionsszenario ein

⁴⁰ Quelle: Roland Berger Strategy Consultants (2013): Offshore Wind Toward 2020 – on the pathway to cost competitiveness.

⁴¹ Quelle: WindPowerMonthly (03.02.2014): Senvion announces short-tme at PowerBlades. Online publiziert: <http://www.windpowermonthly.com/article/1229698/senvion-announces-short-time-working-powerblades> (Stand: 13.03.2014).

⁴² Quelle: Prognos AG et al. (2012): Aktualisierung der Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB. Bremen/Bremerhaven. S. 81.

⁴³ A.a.O., S. 82.

Rückgang von 600 der damals 900 Bestandsarbeitsplätze unterstellt.⁴⁴ Gegenüber der ersten Potenzialanalyse wurde seitens der Unternehmen jedoch in den vergangenen Jahren weiter investiert und trotz der aktuellen Unternehmensankündigungen insgesamt Beschäftigung aufgebaut. Das von der Politik unterstützte Ziel, in Bremerhaven eine prosperierende Offshore-Windindustrie aufzubauen, war somit in den zurückliegenden Jahren erfolgreich. Sollte der OTB nicht gebaut werden, hätte dies in der Wahrnehmung der Industrie gravierendere Folgen als noch während der Erstellung der ersten Potenzialanalyse. Die BIS bestätigt, dass die Unternehmen darauf vertrauen, dass der gegenwärtige Zustand mit den Zwischentransporten nur eine Zwischenlösung ist. Eine Nicht-Umsetzung der Planungen würde als Signal verstanden werden, dass seitens der Politik die Unternehmen nur eine nachgeordnete Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Bremerhaven besitzen.

Für den Industriestandort Bremerhaven und die Nordwest-Region insgesamt bleibt nach Aussage der WAB festzuhalten, dass die vorzufindende regionale Konzentration an Wertschöpfung innerhalb der (Offshore-) Windindustrie weltweit einzigartig ist. Unabhängig vom Standort Bremerhaven bleibt für potenzielle Basishäfen entlang der deutschen Nordseeküste festzuhalten, dass „ein Ausbau der Hafeninfrastruktur im Hinblick auf die speziellen Bedürfnisse der Offshore-Windenergieindustrie sinnvoll ist. Denn solange Standorte nicht geeignet sind, um die kompletten Installationsaktivitäten [sic!] zur Errichtung eines Offshore-Windparks von dort aus durchzuführen, werden Umschlagskapazitäten in andere Häfen abwandern. Dies zeigen auch die bisherigen bzw. aktuellen Erfahrungen“.⁴⁵

Bremerhaven gilt weiterhin als sehr bedeutender Standort und starker Akteur innerhalb der Offshore-Windbranche. Die aktuellen Entwicklungen der Unternehmen sind in Teilen auf die politischen Planungsunsicherheiten – und in deren Folge fehlende Investitionsentscheidungen für OWP – zurückzuführen. Diese betreffen alle Standorte, die für den deutschen Markt produzieren, gleichermaßen, wobei sich die Unternehmen in Bremerhaven bis jetzt als die robustesten erwiesen haben. Ob es zu neuen Werken von Areva in Frankreich und/oder Großbritannien kommen wird, ist gegenwärtig nicht zu beantworten. Von den gegenwärtig gehandelten Standorten in Le Havre nordwestlich von Paris und von der schottischen Nordseeküste aus erscheint aufgrund der Distanz der Marktzugang zur deutschen Nordsee eher eingeschränkt zu sein. Festzuhalten bleibt, dass Areva in Bremerhaven derzeit eine funktionierende Produktionsstätte besitzt. Der Neubau eines Werkes

⁴⁴ Quelle: Prognos AG (2010): Regionalwirtschaftliche Potenzialanalyse für ein Offshore Terminal Bremerhaven. Bremen/Bremerhaven.

⁴⁵ Quelle: Stiftung Offshore-Windenergie (2013): Herausarbeitung von Chancen und Herausforderungen für die Hafen- und Werftwirtschaft im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung. S. 178. Varel.

an einem anderen Standort wäre zudem mit deutlich höheren Kosten verbunden als eine Nutzung der bestehenden Möglichkeiten. Unternehmensseitig ist es natürlich wichtig, dass ein Produktionsstandort optimale infrastrukturelle Bedingungen aufweist. Hierzu gehört auch die uneingeschränkte Möglichkeit, WEA am Standort vorzumontieren und umschlagen zu können.

6.2.2 Umschlagsgebundene Herausforderungen und Potenziale der Offshore-Windindustrie am Standort Bremerhaven

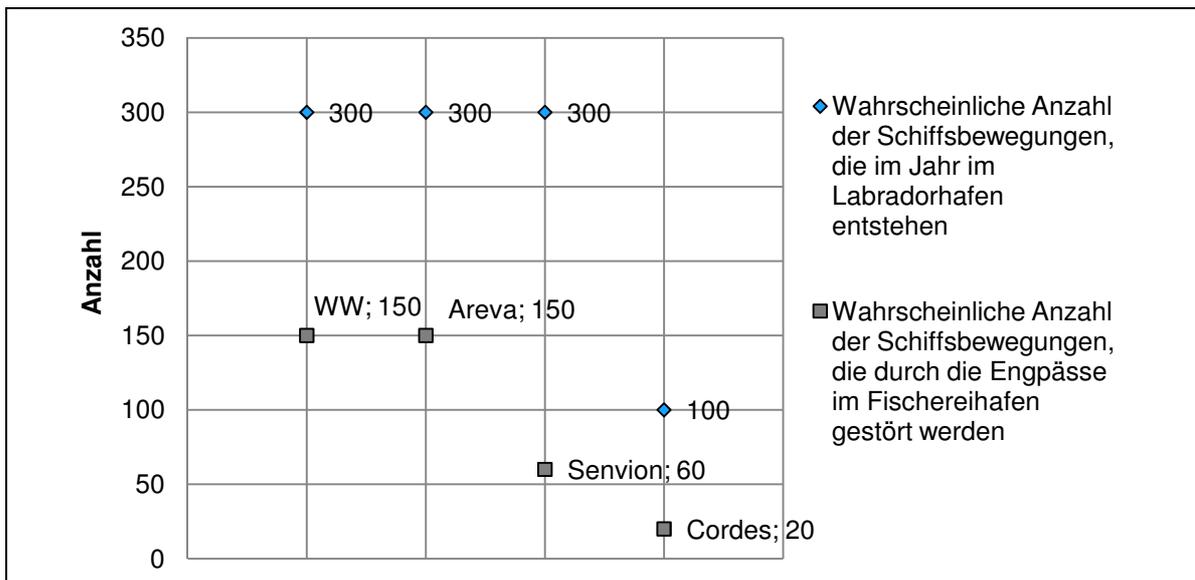
Weiterhin zeigt sich, dass die Verschiffung der Großkomponenten zur Installation auf See für die bereits ansässigen Hersteller mit großem Aufwand verbunden ist. Die Gondeln von Senvion – früher REpower – werden über den CT Süd verschifft, müssen aber durch einen Zwischentransport über Fischereihafen und -schleuse von der Produktionsstätte dorthin gebracht werden. Mittelfristig sollen der CT Süd genau wie die durch Weserwind genutzte ABC-Halbinsel zudem wieder ihrer ursprünglichen Nutzung zugeführt werden (vgl. Prognos Studie 2012 Abschnitt 3.4 und 4.3.2). Areva nutzt zur Vormontage und Verschiffung von WEA Eemshaven und Wilhelmshaven⁴⁶, da die vorhandene Infrastruktur für Lagerung und Verschiffung in Bremerhaven nicht ausreicht. Im Vergleich zur Direktverschiffung von einem OTB aus werden (zusätzliche) Zwischentransporte, die wiederum mit Kosten und Risiken verbunden sind, nötig. Diese zusätzlichen Umschlagvorgänge und die Zwischentransporte sind zeitintensiv, erhöhen die Risiken und haben somit auch ihren Anteil an der derzeitigen Höhe der Stromgestehungskosten für Strom aus Offshore-Windenergie (vgl. Abschnitt 5.2). Als Warenausgangszone für Produkte der Hersteller in Bremerhaven trägt der OTB zur Vereinfachung und Standardisierung der logistischen Vorgänge und damit auch zu einer Kostendegression, zur Verminderung von Risiken und zu einer größeren Planbarkeit der Installation insgesamt bei.

Die aktuelle Situation verdeutlicht bereits, dass die Kombination von Produktion, Vormontage und Umschlag am Standort Bremerhaven ohne eine funktionierende und nahe den Fertigungsstätten gelegene Warenausgangszone mit hohem Aufwand verbunden ist. Das Ziel, einen auf die Bedingungen der Offshore-Windindustrie angepassten Standort zu vermarkten und weitere Produzenten anzusiedeln, ist so nicht umzusetzen. Potenziellen Produzenten entstehen zusätzliche Kosten und Risiken durch die Notwendigkeit von Umfuhren ihrer Produkte in andere Häfen, welche sie mit einer direkten Ansiedlung an diesen Häfen vermeiden könnten. Ohne

⁴⁶ Quelle: Stiftung Offshore-Windenergie (2013): Herausarbeitung von Chancen und Herausforderungen für die Hafen- und Werftwirtschaft im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung. Varel.

weitere Produzenten bleiben Impulse für die regionale Wirtschaft jedoch aus und das berechnete regionalwirtschaftliche Potenzial lässt sich nicht heben.⁴⁷ Die ermittelten Effekte sind direkt abhängig von einer erfolgreichen Standortvermarktung, die ohne den OTB und den damit einhergehenden deutlich verbesserten Standortbedingungen, signifikant schlechtere Aussichten hat (vgl. Abschnitt 7.3).

Abbildung 12: Anzahl der Schiffsbewegungen im Labradorhafen insgesamt und der voraussichtlich gestörten Schiffsbewegungen



Quelle: Prognos et al. (2012): Aktualisierung der Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB. S. 42. Bremen/Bremerhaven.

Neben dem Umschlag von vormontierten Offshore-WEA zur Verschiffung in die Nordsee sollen in Bremerhaven auch Gondeln für den Export produziert werden. Die ansässigen Gondelbauer haben Produktionskapazitäten von insgesamt 400 WA p. a., die sie gegenwärtig aber noch ausnutzen.⁴⁸ Für die im Labradorhafen ansässigen Unternehmen bestehen jedoch bereits bei den aktuellen Produktionskapazitäten schon deutliche Einschränkungen bei den Schiffsbewegungen (vgl. Abbildung 12 sowie Abschnitt 3.3 der Prognosstudie 2012). Eine Produktionsausweitung ist somit sehr wahrscheinlich nicht darstellbar. Unter der Prämisse, dass Senvion dennoch seine vollen Produktionskapazitäten ausnutzen sollte, ist es durchaus möglich, dass eventuell wegfallende Schiffsbewegun-

⁴⁷ Vgl. Prognos et al. (2012): Aktualisierung der Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB. Bremen/Bremerhaven.

⁴⁸ Vgl. Prognos (2010): Regionalwirtschaftliche Potenzialanalyse für ein Offshore Terminal Bremerhaven. S. 43. Bremen/Bremerhaven.

gen von Weserwind oder Areva ersetzt würden.⁴⁹ In allen dargestellten Fällen zeigt sich, dass für die Ansiedlung weiterer Unternehmen und damit einhergehender Schiffsbewegungen kein Platz ist (vgl. Abschnitt 3.3 der Prognosstudie 2012).

Die Ausführungen verdeutlichen, dass der OTB schon heute zur Vermeidung von Umschlagsvorgängen und damit verbundenen Risiken beitragen würde. Es zeigt sich aber auch, dass die Produktionskapazitäten der ansässigen Hersteller aufgrund fehlender Verschiffungsmöglichkeiten nicht ausgeschöpft werden können. Schon beim derzeitigen Produktionsstand scheint eine Ansiedlung weiterer Unternehmen somit unwahrscheinlich. Nur mit der Ansiedlung weiterer Unternehmen können zusätzliche regionalwirtschaftliche Effekte generiert werden. Eine entscheidende Voraussetzung dafür bildet der OTB.

6.3 Standortunabhängige Entwicklungen und Herausforderungen

6.3.1 Binnenverschiffung von Onshore-Windenergieanlagen

Neben der Verschiffung von Offshore-WEA bergen Produktionsstandorte mit einem direkten Kajenanschluss an den Binnenschiffsverkehr auch Ansiedlungspotenzial für weitere Industrien, deren Produkte in Größe und Gewicht dem Schwergutbereich zuzuordnen sind. Für den Standort Bremerhaven bieten sich hier durch seine umfangreichen Erfahrungen und Kompetenzen im Offshore-Windenergiebereich Marktanschlussmöglichkeiten an die Onshore-Windenergie. Unabhängig vom Standort zeigen sich auch für den Onshore-Windenergiebereich aufgrund signifikant steigender Anlagengrößen und Rotorblattlängen immer häufiger logistische Herausforderungen.

Bereits heute benötigen Onshore-Windparkprojekte für den Transport auf der Straße 150 bis 300 Ausnahmegenehmigungen, um alle Komponenten von der Produktion bis zum Errichtungsstandort zu verbringen.⁵⁰ Diese sehr kosten- und zeitintensive Logistik könnte durch die Binnenverschiffung von Onshore-WEA deutlich erleichtert werden. Ideale Voraussetzung dafür bildet eine Produktion mit direktem Kajenanschluss.

⁴⁹ Vorausgesetzt, die in den Medien angekündigten Produktionseinschränkungen mit Kurzarbeit und/oder Entlassungen werden Realität.

⁵⁰ Quelle: Bundesfachgruppe Schwertransporte und Kranarbeiten (2013): Schiffahrt und Umwelt – Bremerhaven als internationaler Schwerlast- und Projektstandort. Online publiziert: http://www.nautischer-verein-bremerhaven.de/downloads/Schiffahrt_und_Umwelt/2013/BSK%20Draaf%20NVBhv%20Schiffumwelt%2020130912.pdf (Stand: 03.02.2014).

Das Unternehmen ENERCON nutzt diese Möglichkeit bereits seit Jahren erfolgreich. So werden Rotorblätter bspw. von der Produktionsstätte in Magdeburg per Binnenschiff für den Export nach Emden verbracht.⁵¹ Auch für die Versorgung von Onshore-Windparkprojekten wird das Binnenschiff genutzt. Auf der Strecke Magdeburg-Potzneusiedl bei Wien in Österreich lieferte ENERCON die Generatoren und Maschinenhäuser per Binnenschiff.⁵²

Standorte, die wasserseitig sowohl über eine Anbindung an den Offshore- wie auch den Onshore-Windenergiemarkt verfügen, bieten potenziellen Produzenten eine hohe Flexibilität. Mit ihrer besonderen Lagegunst ergeben sich für solche Standorte damit Vorteile bei der Vermarktung ihrer Industrie- und Gewerbeflächen. Dabei erscheint die Nutzung der Binnenverschiffung von Onshore-Windkomponenten dann sinnvoll, wenn der Errichtungsstandort einer Onshore-WEA maximal 200 km vom angelaufenen Binnenhafen entfernt liegt.⁵³ Vom Standort Bremerhaven kann über die Weser und den Mittellandkanal so ein großes Marktgebiet für die Errichtung von Onshore-WEA durch die Binnenverschiffung erschlossen werden.

Für die Zukunft ist davon auszugehen, dass auch die Onshore-WEA noch deutlich größer werden (vgl. Abschnitt 5.1). Anzeichen, dass die Restriktionen auf der Straße geringer werden, gibt es nicht. Produktionsstandorte mit einem schwerlastfähigen direkten Kajenzugang zur Binnenverschiffung, wie ihn Bremerhaven mit dem OTB bieten würde, weisen für Unternehmen beste Ansiedlungsvoraussetzungen auf. Der Produktionsstandort von ENERCON in Magdeburg, mit einem direkten Zugang zur Elbe und zum Mittellandkanal, belegt eindeutig diese Standortvorteile.

6.3.2 Ansiedlungsimpulse durch das Recycling von Windenergieanlagen

Ein gegenwärtig noch relativ wenig diskutiertes Thema ist der Rückbau und das Recycling von Offshore-WEA. Jeder Besitzer einer Bauzulassung für Offshore-Windparks muss bei Genehmigung eine Rückbauverpflichtung unterzeichnen. Damit einher geht die

⁵¹ Quelle: Mit dem Binnenschiff zum Standort. In : Windblatt – ENERCON Magazin für Wind Energie (2007). Online publiziert: <http://www.enercon.de/p/downloads/WB-0307-dt.pdf> (Stand: 03.02.2014).

⁵² Quelle: IHK Ostfriesland-Papenburg: Pünktlich, wirtschaftlich und ökologisch zum Ziel. Online publiziert: http://www.ihk-em-den.de/produktmarken/standortpolitik/Infrastruktur/Aktuell/2410656/Puenktlich_wirtschaftlich_und_oekologisch_zum_Ziel.html;jsessionid=1CE71FEC64003D81D5E8FC714D0A8748.repl1 (Stand: 03.02.2014).

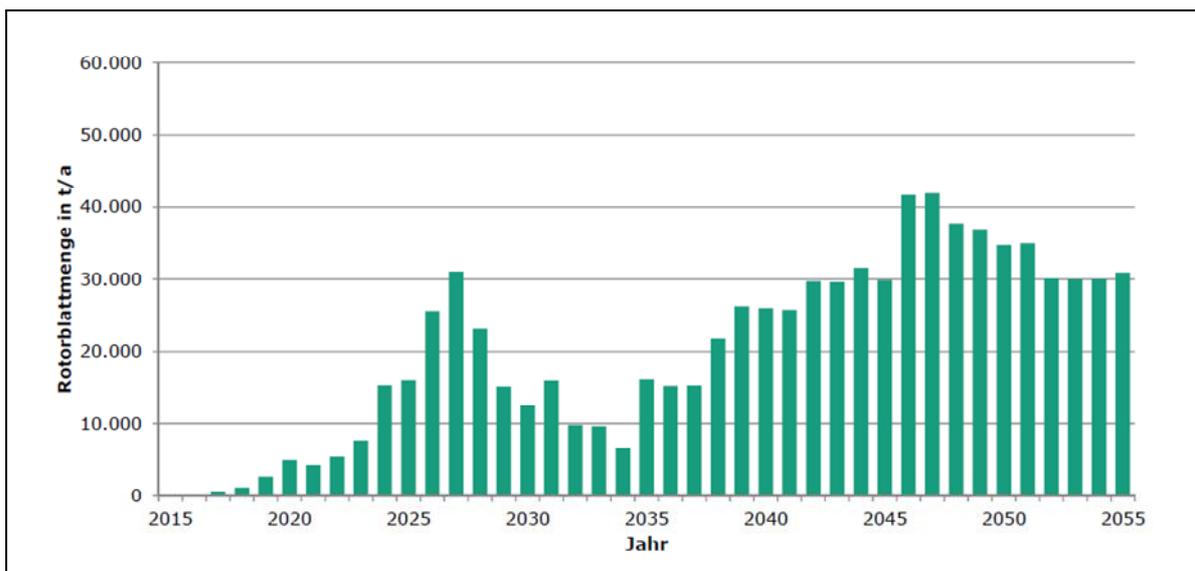
⁵³ Quelle: Mit dem Binnenschiff zum Standort. In : Windblatt – ENERCON Magazin für Wind Energie (2007). Online publiziert: <http://www.enercon.de/p/downloads/WB-0307-dt.pdf> (Stand: 03.02.2014).

(Weiter-)Entwicklung eines entsprechenden Industriezweigs: das Recycling von Windenergieanlagen.

Die großen für den Turm- und Fundamentbau verwendeten Stahlmengen werden in Zukunft sicherlich weiterverarbeitet oder eingeschmolzen. Aufgrund der Dimensionen ist vor der Weiterverarbeitung eine Zerlegung der einzelnen Komponenten sehr wahrscheinlich. Allein dieser Prozess verlangt in den Häfen eine entsprechende Umschlagsstruktur wie einen OTB, dahinterliegende große Freiflächen sowie entsprechende Fachkräfte, die bspw. im Orbital-schweißen, einer Schweißart die auch im Pipeline oder Kesselbau Anwendung findet, geschult sind.

Im Offshore-Windenergiebereich ist die Umsetzung des Recyclings noch wenig thematisiert worden. Im Onshore-Bereich zeigt sich aber, dass die Entsorgung von WEA sowohl für die Produzenten als auch für die Windparkbetreiber eine immer größere Rolle spielt. Hier stellen sich insbesondere bei der Entsorgung und Weiterverarbeitung der Rotorblätter aus GFK-Materialien (glasfaserverstärkte Kunststoffe) größere Herausforderungen. Unterschiedliche Ansätze sehen bspw. eine Verwendung der zerkleinerten Blätter als alternativen Rohstoff im Zusammenhang mit der Zementindustrie vor. Im niedersächsischen Melbeck steht hierfür eine weltweit einzigartige Zerkleinerungs- und Aufbereitungsanlage. Das Unternehmen ENERCON arbeitet zudem an einem Verfahren, die genutzten Rotorblätter wieder aufzuarbeiten. Gegenwärtig ist allerdings nicht bekannt, ob und wie erfolgreich das Verfahren ist.

Abbildung 13: Erwartete zu entsorgende Rotorblattmenge in Deutschland



Quelle: Fraunhofer Institut ICT (2013): Recycling von Windkraftanlagen. Präsentation für die Veranstaltungsreihe Hamburg T.R.E.N.D. Online publiziert: http://hamburgtrend.info/fileadmin/user_upload/pdf/Vortraege_2013/Woidasky_Recycling_von_Windkraftanlagen.pdf (Stand: 03.02.2014).

Abbildung 13 verdeutlicht das erwartete Aufkommen an Rotorblättern in Deutschland, die zu entsorgen bzw. weiterzuverarbeiten sind. Hier bieten sich Potenziale für einen noch zu entwickelnden, aber zukünftig benötigten Industriezweig. Ähnlich der Aufbereitung der Turm- und Fundamenteile ist aufgrund der Dimensionen der Blätter die Flächenverfügbarkeit ein wesentliches Kriterium. Die Nähe zur Kajakante und zum seeschifftiefen Wasser erhöht die Standortattraktivität für die Ansiedlung von Unternehmen dieses Industriezweiges weiter. Der OTB mit seinen angrenzenden Industrieflächen bietet diese Standortmöglichkeiten.

6.3.3 Deckung des Fachkräftebedarfs

Die Qualität der Fachkräfte für industrielle Arbeitsplätze stellt aufgrund der sehr guten Ausbildung im dualen System einen wesentlichen Wettbewerbsvorteil Deutschlands gegenüber anderen Ländern dar. Jedoch wird vor dem Hintergrund des demografischen Wandels und der positiven konjunkturellen Entwicklung mit sinkenden Arbeitslosenzahlen das Finden von geeigneten Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern tendenziell immer schwieriger.

Die Deckung mit Fachkräften für die junge Branche der Offshore Windenergie stellt jeden Standort vor Herausforderungen. Bremerhaven hat in den vergangenen Jahren mit den ansässigen Industrie- und Dienstleistungsunternehmen bereits einen großen branchenspezifischen Fachkräftepool aufgebaut. Zudem sind Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen in Bremerhaven ansässig und die regionalen Hochschulen haben spezielle Studiengänge auf die Bedarfe der Windenergiebranche angepasst, um direkt am Standort im Bereich der Hochqualifizierten Nachwuchskräfte auszubilden. Insgesamt verfügt Bremerhaven somit über ein unter den europäischen Standorten einmaliges, an die Bedarfe der Offshore-Branche angepasstes regionales Innovationssystem, ergänzt um spezifische Aus- und Weiterbildungseinrichtungen. Die Bedingungen zur Entfaltung von Clustereffekten mit den gewünschten Synergien zwischen Wissenschaft und Wirtschaft sind demnach wegweisend und ein wichtiger Baustein für die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen und des Standortes. Zudem ist aufgrund der Nähe zur Großstadt Bremen der Pool im Bereich von qualifizierten und hochqualifizierten Fachkräften wesentlich größer als an anderen Standorten an der deutschen Nordseeküste.

7 Entwicklungen im europäischen Offshore-Windenergiemarkt

Nachfolgend werden die Ausbauziele der deutschen Nordseerainerstaaten, der EU5, untersucht. Auf Grundlage der politischen Zielsetzungen und den ersten Erfahrungen der vergangenen Jahre werden die Errichtungsraten für diesen Markt projiziert. Sie bilden die Basis für das Umschlagspotenzial an den Basishäfen.

An die Projektion der Errichtungsraten schließt sich eine Analyse des Umschlagspotenzials für die EU5 und Bremerhaven an. Kriterien sind neben der räumlichen Distanz der Projekte zu den Häfen die bereits vergebenen Aufträge an die Turbinen- bzw. Gondelhersteller. Zudem werden Markteintritte weiterer Produzenten diskutiert und die bereits gemachten Erfahrungen mit dem Umschlag von WEA berücksichtigt.

7.1 Entwicklungen an den europäischen Wettbewerbsstandorten

Analog zu den Entwicklungen in den deutschen Häfen wird nachfolgend kurz der Status-Quo in den (potenziellen) europäischen Offshore-Basishäfen skizziert. Die Auswahl basiert auf den Untersuchungen der ersten Prognos Studie aus dem Jahr 2010.

7.1.1 Eemshaven

Das niederländische Eemshaven wurde als offener Tidehafen angelegt und bietet damit einen schleusenfreien Zugang zur Nordsee. In den vergangenen Jahren wurde der Standort häufiger zur Vormontage von Rotorsternen und als Installationshafen genutzt. So nutzte bspw. das Projekt Bard Offshore I den Hafen, da dem Unternehmen BARD in Emden keine ausreichenden Flächen für diese Prozesse zur Verfügung standen. Aktuell dient der Hafen dem Projekt Borkum Riffgrund I als Basishafen.⁵⁴

Groningen Seaports wirbt damit, dass in Eemshaven 100 ha Fläche mit direktem Kajananschluss zum Verkauf stehen. Die Fläche unterteilt sich in drei einzelne Bereiche. Produzenten sind am Standort nicht ansässig. Aufgrund der Nähe zu einigen der deut-

⁵⁴ Quelle: Offshore Wind Industry (05.02.2014): Eemshaven is base port for Borkum Riffgrund I. Online publiziert: <http://www.offshorewindindustry.com/news/eemshaven-base-port-borkum-riffgrund-1> (Stand: 14.03.2014).

schen Offshore-Windparkprojekte sieht der Hafen zudem Möglichkeiten sich als Servicehafen zu etablieren.⁵⁵

7.1.2 Esbjerg

Der an der dänischen Westküste gelegene Hafen Esbjerg ist seit Jahren in der Offshore-Industrie tätig. Bereits seit den 60er Jahren wurde der Hafen auf die Belange der Offshore-Öl- und Gasindustrie angepasst. Siemens verschifft über den Hafen seine in Dänemark gefertigten Turbinen. Auch als Basis- und Installationshafen nutzt das Unternehmen Esbjerg. So werden bspw. die deutschen Projekte Butendiek und Gode Wind I und II vom dänischen Hafen aus bedient.

Mitte 2013 wurde der neue Østhavn in Betrieb genommen. Das 65 ha große Gelände ist direkt am Wasser gelegen und soll sowohl RoRo-Möglichkeiten bieten als auch der Offshore-Wind-, Öl- und Gasindustrie zur Verfügung stehen. Gegenwärtig liegt der Fokus aber klar auf der Offshore-Windindustrie.⁵⁶ Siemens baut aktuell zwei 2 ha große Hallen für die (Vor-)Montage von Turbinen.⁵⁷

7.1.3 Britische Nordseeküste

Bereits in der Prognos Studie 2012 wurde deutlich gemacht, dass sich an der britischen Nordseeküste wahrscheinlich ein Offshore-Basishafen etablieren wird. Die Studie untersuchte die Region Hull-Grimsby-Immingham östlich von Leeds. Ein wirklicher Basis-hafen an der britischen Nordseeküste hat sich bis heute nicht etabliert, auch wenn einige Unternehmen verschiedene Geschäftsbe-reiche dort unterhalten. In Newcastle findet sich bspw. ein Offsho-re-Trainingszentrum von Siemens.

In den vergangenen zwei Jahren wurde die schottische Ostküste vermehrt mit der Offshore-Windindustrie in Verbindung gebracht. Samsung hat Ende 2013 in Methil nördlich von Edinburgh ein neues Turbinenmodell für Test- und Demonstrationszwecke installiert. Auch der frühere Areva-Chef Jean Huby hatte Ende 2012 ange-kündigt neben Bremerhaven weitere Produktionsstätten im franzö-

⁵⁵ Quelle: Groningen Seaports: Follow The Energy – Eemshaven: Hub In Offshore Wind Logistics. Online publiziert: <http://www.groningen-seaports.com/LinkClick.aspx?fileticket=O8iSeumBzl8%3d&tabid=2133&language=nl-NL> (Stand: 14.03.2014).

⁵⁶ Quelle: World Maritime News (24.06.2013): Denmark: Port of Esbjerg's New Østhavn Opened. Online publiziert: <http://worldmaritimeneeds.com/archives/87317/denmark-port-of-esbjergs-new-osthavn-opened/> (Stand: 14.03.2014).

⁵⁷ Quelle: Port of Esbjerg (04.02.2014): Wind turbine projects storming ahead. Online publiziert: <http://www.portesbjerg.dk/en/about-port-of-esbjerg--news--news--wind-turbine-projects-storming-ahead.aspx> (Stand: 14.03.2014).

sischen Le Havre und an der schottischen Ostküste eröffnen zu wollen. Durch die neuen Standorte eröffnet sich ein neues Marktpotenzial, welches in dieser Form von Bremerhaven nicht bedient werden könnte.⁵⁸ Eine konkrete Umsetzung der Pläne lässt sich für das schottische Werk aktuell aber nicht feststellen.

7.2 Die deutschen Nordseeanrainerstaaten (EU 5)

Die ersten Erfahrungen der vergangenen Jahre haben gezeigt, dass der Offshore-Windenergiemarkt nicht an nationalen Grenzen endet. Die Distanz zwischen Offshore-Windparks und Offshore-Basishäfen gilt zwar nach wie vor als ein entscheidendes Kriterium um möglichst rentabel operieren zu können, doch zeigt sich bspw. für die britischen Projekte, dass die Siemens-WEA aus dem dänischen Esbjerg verschifft werden. Inwieweit Esbjerg dabei als Basishafen zur Verschiffung komplett vormontierter WEA dient oder nur zum Umschlag und zur Verschiffung einzelner WEA, ist jeweils projektabhängig.

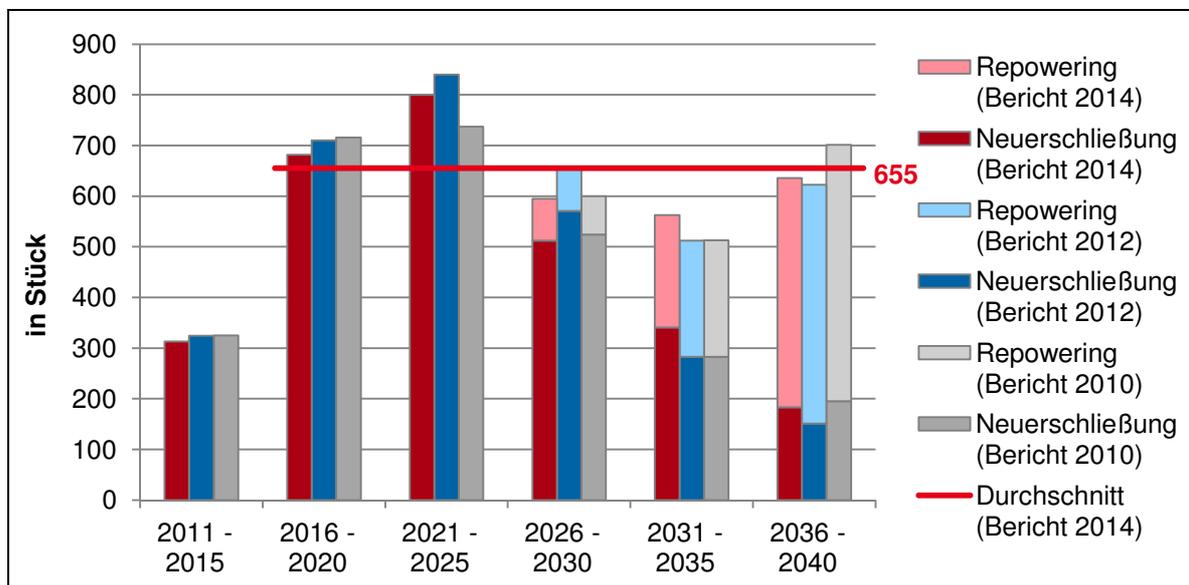
Analog zu den Berechnungen der ersten Potenzialanalysen (2010 und 2012) wird der Offshore-Windenergiemarkt für die deutschen Nordseeanrainerstaaten untersucht. Um die Umschlagspotenziale für den OTB abschätzen zu können, erfolgt die Betrachtung der Ausbauziele des Vereinigten Königreichs⁵⁹, Dänemarks, der Niederlande und Belgiens. Zusammen mit dem Markt der deutschen Nordsee bilden sie die EU5.

Auf Basis der Ausbauziele der einzelnen Länder ergibt sich im Zeitraum 2011-2040 rechnerisch eine durchschnittliche Errichtungsrate von 598 WEA p. a. In der Potenzialanalyse 2010 lag ermittelte Errichtungsrate bei 599 WEA p. a. Die Potenzialanalyse 2012 ermittelte 604 WEA p. a. Für den Zeitraum 2016-2040 ist von einer durchschnittlichen jährlichen Errichtungsrate von knapp 660 WEA in der EU5 auszugehen (vgl. Abbildung 14). Mit bis zu 800 WEA p. a. zeigt der Zeitraum 2021-2025 die höchsten Errichtungsraten für die EU5. Doch bereits in der vorangehenden Fünfjahresperiode steigt die Zahl der Neuerschließungen auf rund 680 WEA p. a. an. Mitte der 2020er Jahre bis 2030 zeigt sich ein Rückgang an Neuerschließungen, in dessen Anschluss das Repowering, also der Ersatz von alten WEA durch neue WEA, verstärkt einsetzt.

⁵⁸ Quelle: Areva (19.11.2012): Offshore-Wind: Areva plant Produktionsstätten in Schottland und stellt sich für den europäischen Markt auf. Online publiziert: <http://de.Areva.com/DE/Areva-deutschland-1558/presseinformationen-deutsche-region.html> (Stand: 14.03.2014).

⁵⁹ Im Folgenden wird Großbritannien synonym für den Begriff Vereinigtes Königreich verwendet. Der Ausbau der Offshore-Windenergie findet zwar auch in der Irischen See statt, doch sind für Bremerhaven primär die Entwicklungen in der Nordsee von Interesse, so dass in der weiteren Analyse eine räumliche Fokussierung auf diese Offshore-Projekte erfolgt.

Abbildung 14: Durchschnittliche jährliche Errichtungsraten von WEA in der EU5 im Vergleich zur Potenzialanalyse 2010 und 2012



Quelle: Eigene Berechnungen

Dass die projizierten Errichtungsraten trotz der geringeren Ausbauziele Deutschlands stabil bleiben, liegt zu einem großen Anteil an den Plänen im Vereinigten Königreich. Die britische Regierung hat Ende 2013 angekündigt, in Zukunft noch stärker auf Offshore-Windenergie zu setzen. Die Ausbauziele sehen bis zum Jahr 2030 eine installierte Leistung von 39 GW vor.⁶⁰ Analog zum Koalitionsvertrag der deutschen Bundesregierung existiert derzeit jedoch noch keine rechtlich belastbare Grundlage für diese Ankündigung. Der Vergleich zwischen den britischen Ausbauzielen aus dem Jahr 2010 und dem derzeitigen Umsetzungsstand zeigt aber, dass Großbritannien die festgeschriebenen Ziele im geplanten Zeitrahmen erreicht. Im Sinne einer konservativen Betrachtung unterstellt Abbildung 14 dennoch eine zeitliche Verzögerung von drei Jahren, so dass die 39 GW im Jahr 2033 erreicht werden. Die Prognose Potenzialanalyse 2012 unterstellt zum selben Zeitpunkt eine installierte Leistung von 35 GW.

Neben Großbritannien setzen auch die Niederlande wieder verstärkt auf Offshore-Windenergie. Stellte die Regierung 2011 noch fest, dass aufgrund der Kosten Offshore-Windenergie keine große Rolle bei der Energieversorgung spielen wird,⁶¹ verabschiedete die niederländische Regierung Ende 2013 einen Entwurf der nati-

⁶⁰ Quelle: RenewableEnergyWorld.Com: UK Confirms Plans for 39 GW of Offshore Wind by 2030. Online publiziert: (<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2013/11/uk-confirms-plans-for-39-gw-of-offshore-wind-by-2030>) (Stand: 29.01.2014)

⁶¹ Quelle: Ministry of Economic Affairs, Agriculture and Innovation (2011): Energy Report 2011. The Hague.

onalen politischen Strategie für Offshore-Windenergie, der einen Ausbau von 4,45 GW bis zum Jahr 2023 vorsieht. Insgesamt wird vor der niederländischen Küste ein Potenzial von 8,5 GW gesehen.⁶²

Dänemark wird bis 2020 seine Offshore-Windkapazitäten auf rund 2,8 GW ausbauen. Danach wird bis 2040 eine sukzessive Erhöhung auf 4,5 GW unterstellt. Belgien sieht einen Ausbau der Offshore-Windenergie von 2 GW bis 2020 vor. Insgesamt wird vor der belgischen Küste ein Potenzial von rund 3 GW gesehen.⁶³

7.3 Umschlagspotenziale für Offshore-Basishäfen der EU5 und Bremerhaven

Das Marktpotenzial für Offshore-Basishäfen ist zum einen abhängig von der Nachfrage nach Offshore-WEA und zum anderen vom Angebot an Umschlagsinfrastrukturen potenzieller Wettbewerbs- häfen. Die Nachfrage der EU5 wurde in Abschnitt 7.2 für den Zeitraum 2016-2040 mit knapp 660 WEA p. a. dargestellt. Wird lediglich jener Anteil berücksichtigt, der im Umkreis von 200 sm um Bremerhaven errichtet werden soll, ergibt sich im Umkreis von 200 sm um Bremerhaven ein Marktpotenzial von 260 WEA p. a. (vgl. Abbildung 15). Wird der Radius auf 300 sm erweitert, steigt das Marktpotenzial für die Hafenstadt auf rund 500 WEA p. a.

Der 200 sm-Radius umfasst die Gebiete der deutschen Nordsee, der Niederlande und etwa die Hälfte der dänischen Windparkprojekte. Im 300 sm-Radius finden sich neben den genannten Projekten die belgischen Windparks sowie etwa 60 % der britischen Windparkprojekte. Der gegenwärtige Planungs- und Umsetzungsstand der britischen Projekte bestätigt diesen Anteil. Durch ihre relativ geringe Größe sowie ihren aktuell noch nicht sehr weit fortgeschrittenen Planungsstand finden die Windparkprojekte im Norden Dänemarks keine Berücksichtigung. Die norwegischen Projekte befinden sich ebenfalls in einem sehr frühen Planungsstand und werden deshalb ebenso wenig berücksichtigt.

Analog zur Potenzialanalyse 2010 wird unterstellt, dass sich drei bis vier Offshore-Basishäfen in der Nordsee etablieren. Neben dem dänischen Esbjerg erscheint ein Offshore-Basishafen in Großbritannien allein aufgrund des angekündigten massiven Aus-

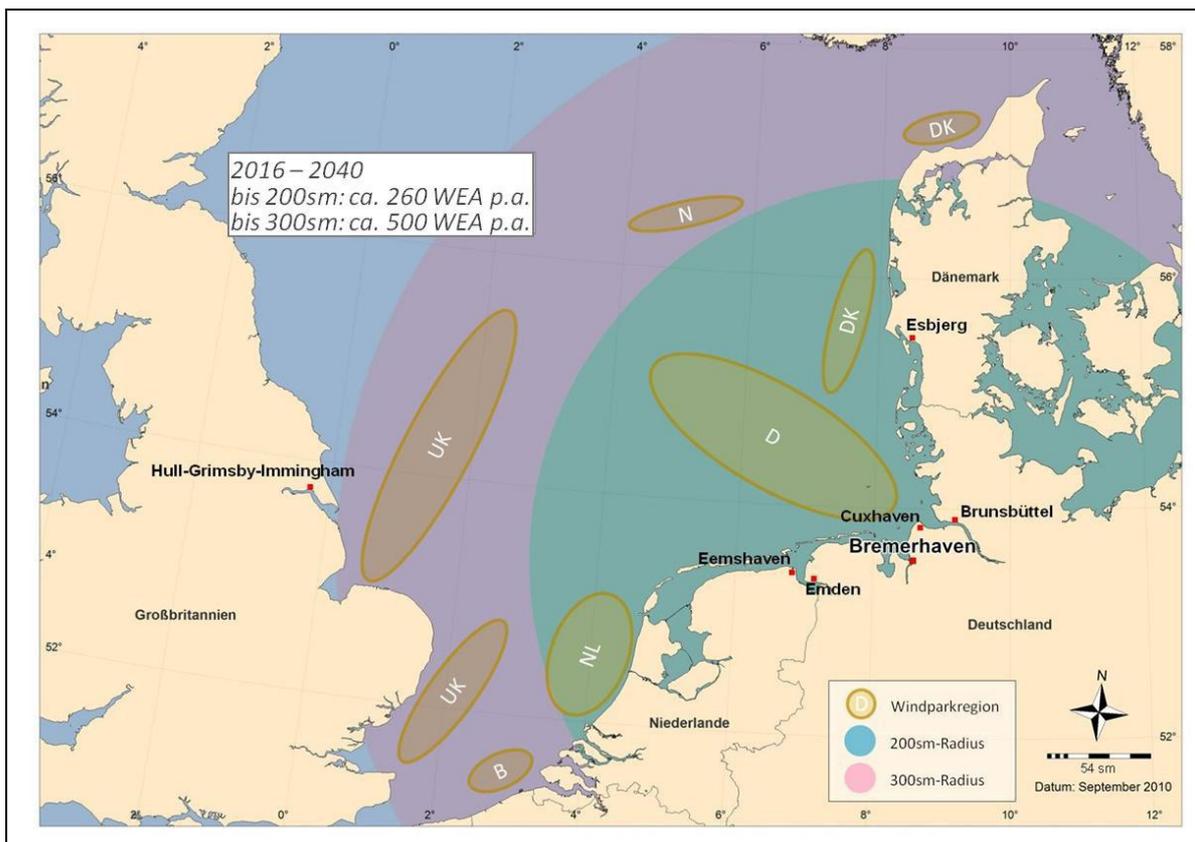
⁶² Quelle: Government of the Netherlands: Government designates new areas for offshore wind farms. Online publiziert: <http://www.government.nl/news/2013/12/20/government-designates-new-areas-for-offshore-wind-farms.html> (stand: 29.01.2014).

⁶³ Quelle: BelgienInfo.Net: Ein Stecker für Offshore-Windparks. Online publiziert: <http://www.belgieninfo.net/artikel/view/article/ein-stecker-fuer-offshore-windparks/> (Stand: 29.01.2014).

baus realistisch. Mit Bremerhaven als weiteren Basishafen wäre Cuxhaven, Emden oder auch Eemshaven der vierte Akteur. Die 300 sm-Versorgungsradien der deutschen Häfen und Esbjerg sind dabei sehr ähnlich. Inwieweit sich Überlappungen mit dem Radius eines britischen Hafens ergeben, hängt von der Lage des Hafens ab. Liegt er in der Region Hull- Grimsby-Immingham, sind die Radien annähernd deckungsgleich. Etabliert sich das nordöstlich von Edinburgh gelegene Methil als Offshore-Basishafen sind die Überschneidungen kleiner.

Wird davon ausgegangen, dass die 300 sm-Versorgungsradien aller Häfen ähnlich sind und wird unterstellt, dass sich das Marktpotenzial gleichverteilt, ergibt sich bei drei bzw. vier Häfen für jeden Hafen ein rechnerischer Umschlag von 125 bis knapp 170 vormontierten WEA p. a.

Abbildung 15: Einsatzradien (200 sm und 300 sm) der Errichterschiffe vom Basishafen Bremerhaven



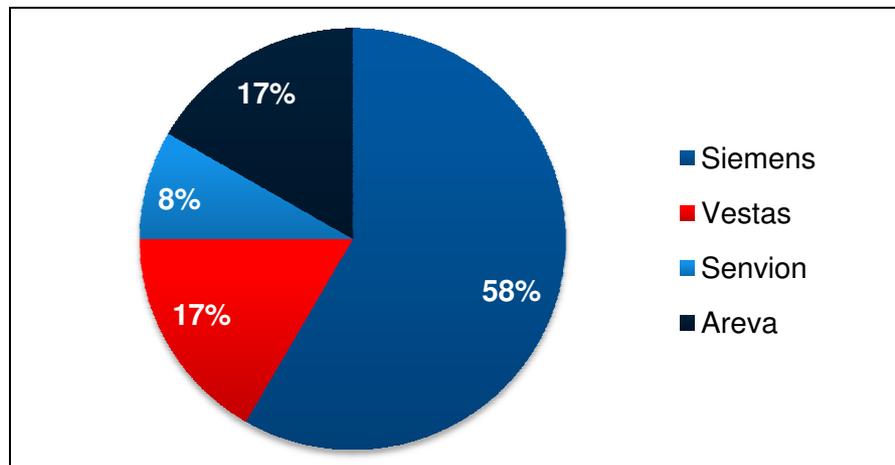
Quelle: Eigene Darstellung; Datengrundlage 4C Offshore 2014

Inwieweit ein Hafen den Umschlag von Offshore-WEA realisieren kann, ist im Wesentlichen abhängig von den ansässigen Produzenten sowie deren Marktstellung. Gleichwohl bieten Offshore-Basishäfen auch Produzenten der Offshore-Windindustrie optimale Bedingungen, die nicht mit der Herstellung von Turbinen beschäftigt sind. Die Dimensionen und das Gewicht von Offshore-

Fundamenten verlangt beim Verladen ebenso eine spezielle Infrastruktur wie der Umschlag von vormontierten Offshore-WEA. Selbiges gilt für die Produktion von Transformatorstationen. Hier ist bspw. das Unternehmen Alstom sehr aktiv am deutschen Markt, verfügt aber über keinen Produktionsstandort an der deutschen Küste.

Mit Blick auf die sich im 300 sm-Radius um Bremerhaven im Bau befindlichen Offshore-Windparks wird deutlich, dass Siemens mit einem Anteil von knapp 60 % die meisten Projekte mit Turbinen versorgt (vgl. Abbildung 16). Insgesamt befinden sich aktuell zwölf Projekte in der EU5 in der Umsetzung. Sieben Projekte verwenden Siemens Turbinen.

Abbildung 16: Anteil der Turbinenhersteller an den im Bau befindlichen Offshore-Windparks



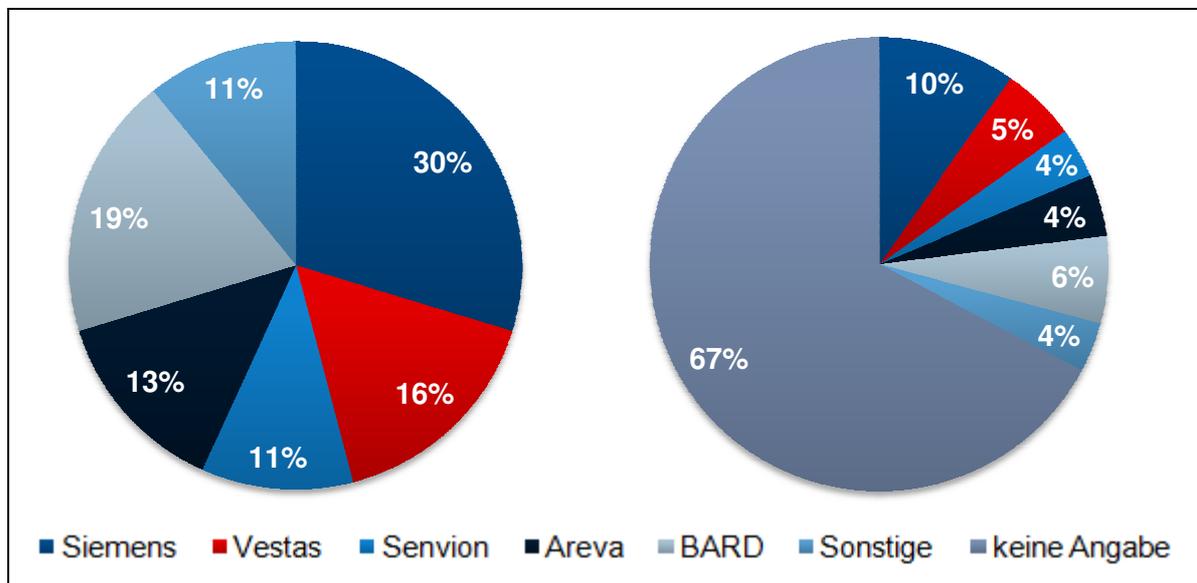
Quelle: 4C Offshore; Stand: Januar 2014

Auch bei den genehmigten Projekten bzw. bei den sich im Genehmigungsprozess befindenden Projekten ist Siemens der führende Turbinenhersteller. Werden lediglich jene 37 Projekte betrachtet, für die die Planungen der Turbine bereits feststehen, ergibt sich ein Marktanteil von 30 % für Siemens, entsprechend 11 Windparkprojekte (vgl. Abbildung 17, linkes Diagramm). Die in Bremerhaven ansässigen Hersteller Senvion und Areva bedienen zusammen 9 Projekte. Das Vorhandensein einer Bauzulassung bedeutet allerdings noch nicht, dass die Projekte auch definitiv umgesetzt werden. Zudem hat sich für einige Projekte gezeigt, dass Verträge hinfällig sind, wenn sich die Besitzverhältnisse des Windparkprojekts verändern. Für den Windpark Borkum Riffgrund West wird gegenwärtig angenommen, dass Areva, entgegen früherer Verträge, die Turbinen nicht liefern wird.

Werden die genehmigten und im Genehmigungsprozess befindlichen Projekte hinzugezogen, für die es noch keine Angaben über den zukünftigen Turbinenlieferanten gibt, wird deutlich, welches Marktpotenzial noch vorhanden ist. Zwei Drittel der Projekte inner-

halb des 300 sm-Radius um Bremerhaven haben noch nicht bekannt gegeben, welcher Hersteller die Turbinen liefern wird (vgl. 16 rechtes Diagramm). Ob alle Projekte in der geplanten Form umgesetzt werden, ist zum gegenwärtigen Stand unsicher. Für die deutsche Nordsee bspw. liegt die Gesamtleistung der betrachteten Projekte deutlich über den angegebenen Ausbauzielen der Bundesregierung bis zum Jahr 2030. Doch auch bei den 22 im Januar 2014 bereits genehmigten deutschen Projekten ist für 9 Windparks noch nicht geklärt, welcher Hersteller die Turbinen liefern wird.

Abbildung 17: Anteil der Turbinenhersteller im 300 sm-Radius um Bremerhaven an den genehmigten und sich im Genehmigungsprozess befindenden Offshore-Projekten ohne (links) und mit (rechts) keine Angabe



Anzahl der Projekte: n = 37 (links); n = 113 (rechts)

Quelle: 4C Offshore; Stand: Januar 2014

Für die Nutzung und Auslastung eines OTB ist es wesentlich, dass die zukünftig ansässigen Produzenten einen Teil des vorhandenen Marktpotenzials binden. Dabei sind natürlich nicht nur die bereits ansässigen Turbinen- bzw. Gondelbauer gefordert. Ein Großteil der Komponenten für einen Offshore-Windpark, wie bspw. die Fundamente oder auch Transformatorstationen, profitieren von einer speziellen Hafeninfrastruktur wie dem OTB. Um die Attraktivität des Standortes Bremerhaven aber auch für die Ansiedlung weiterer Produzenten aus der Windindustrie zu sichern, muss eine solche spezielle Infrastruktur die Abfertigung von zwei Windparkprojekten garantieren. Potenzielle Wartezeiten beim Umschlag von Komponenten vermindern die Attraktivität eines Industriestandortes und verringern die Aussicht auf Ansiedlungserfolge bei der Standortvermarktung signifikant (vgl. Prognos Studie 2012 Abschnitte 2.3, 4.5 und 5.1.1). Die Planungen zum Layout des OTB

ermöglichen die zeitgleiche Abfertigung von zwei Schiffen für die Errichtung von OWP.⁶⁴

Inwieweit die in Bremerhaven ansässigen Produzenten Aufträge binden können, bleibt dem Markt und der Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen vorbehalten. Vor dem Hintergrund der bereits erfolgreich vorgenommenen Clusterentwicklung und Ansiedlungserfolgen des zurückliegenden Jahrzehnts, muss es Ziel für Bremerhaven sein, die ansässigen Unternehmen zu halten und weitere Unternehmen anzusiedeln. Die genehmigten und im Genehmigungsprozess befindlichen Projekte verdeutlichen, dass vom Standort Bremerhaven aus ein signifikantes Marktgebiet erreichbar und damit das notwendige Marktpotenzial gegeben ist. Es wird gleichzeitig deutlich, dass Siemens derzeit über den größten Marktanteil verfügt. Die Turbinen werden im dänischen Brande im Binnenland produziert und über den Hafen Esbjerg verschifft. Aus logistischer Sicht ist dieser Produktionsstandort nicht ideal. Durch die Vorstellung eines neuen 6 MW-Turbinenmodells Ende 2013 und den vollen Auftragsbeständen erscheint eine Produktionserweiterung möglich.

Neben den etablierten Herstellern sind für die Untersuchungen zu den Umschlagspotenzialen aber auch Markteintritte und Ansiedlungen neuer Produzenten zu betrachten. Derzeit testet bspw. Samsung Heavy Industries (SHI) im schottischen Methil eine 7 MW-Anlage. Der Markteintritt gilt als wahrscheinlich, hat die schottische Wirtschaftsförderungsgesellschaft doch angekündigt, dass SHI Interesse an einer Investition von 100 Mio. Pfund zum Aufbau einer Produktion hat.⁶⁵ Ob der Aufbau einer Produktion überhaupt und dann auch in Methil erfolgen wird, ist gegenwärtig noch ungewiss.

Auch wenn die bekannten Gondelproduzenten wie Siemens, Senvion oder Vestas über mindestens eine größere Produktionsstätte in Europa verfügen, bieten sich durch viele weitere Akteure Flächenvermarktungs- und Umschlagspotenziale. Auf der weltgrößten Messe für Offshore-Windenergie der EWEA OFFSHORE in Frankfurt fanden sich 2013 rund 450 Aussteller der gesamten Liefer- und Wertschöpfungskette. So verfügt bspw. das Unternehmen Alstom, welches unter anderem die mehrere hundert Tonnen schwere Umspannplattform für den Windpark Trianel Windpark Borkum gefertigt hat, in der EU5 über keinen Produktionsstandort an der Nordseeküste.

⁶⁴ Quelle: Prognos et al. (2012): Aktualisierung der Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB. Bremen/Bremerhaven. S. 11.

⁶⁵ Quelle: Scottish Enterprise vom 08.10.2013: Demonstration wind turbine tower installed in Fife. Online publiziert: <http://scottish-enterprise.presscentre.com/Content/Detail.aspx?ReleaseID=1650&NewsAreaID=2&ClientID=1> ; Erneuerbare Energien – Das Magazin vom 25.10.2013: Samsungs Prototyp in Schottland – Weltgrößte Offshore-Turbine errichtet. Online publiziert: <http://www.erneuerbareenergien.de/weltgroesste-offshore-turbine-errichtet/150/469/74200/> (Stand: 31.01.2014).

Die Beispiele zeigen, dass unternehmensseitig noch sehr viel Bewegung und Potenzial auf dem Offshore-Windmarkt vorhanden ist. Bei den Überlegungen zu möglichen Ansiedlungsentscheidungen von Herstellern kommt der Hafeninfrastruktur dabei eine entscheidende Rolle zu. So nutzt bspw. Siemens Esbjerg als Hafen, da es der nächstmögliche Umschlagsplatz zur Produktionsstätte in Brande ist.⁶⁶ Zum anderen sind die infrastrukturellen Gegebenheiten in Esbjerg bereits seit Ende der 60er Jahre auf die Bedingungen der Offshore-Öl- und Gasindustrie angepasst worden.⁶⁷ Inwieweit es dabei zu Nutzungskonkurrenzen zwischen den unterschiedlichen Industrien kommt, ist aktuell nicht genau zu klären. Der Vergleich zum Unternehmen Areva verdeutlicht aber, dass die in Bremerhaven vorhandene Infrastruktur gegenwärtig nicht ausreichend ist, um den ansässigen Unternehmen adäquate Vormontage- und Umschlagsmöglichkeiten zu bieten (vgl. Abschnitt 6.2.1).

Potenzielle Ansiedlungsinteressenten, die neben den bereits ansässigen Unternehmen Umschlag an einem OTB generieren könnten, sind auf dem europäischen Markt vorhanden. Auch aus Planungssicht zeigt sich ein hohes Umschlagspotenzial für Bremerhaven. Im 300 sm-Radius um Bremerhaven sind über 100 Windparkprojekte genehmigt oder im Genehmigungsverfahren. Der Industriestandort Bremerhaven wird aber nur mit einem realisierten OTB dieses Potenzial nutzen, weitere Unternehmen ansiedeln und damit zusätzliche regionalwirtschaftliche Effekte generieren können. Auf Basis der Daten und Erfahrungen scheint ein Umschlagsziel von 100-160 vormontierten WEA p. a. für den OTB weiterhin als realistisch und realisierbar. Weiteres Umschlagspotenzial ergibt sich bspw. durch den Export von Windenergieanlagen oder der Binnenverschiffung von Onshore-Komponenten.

⁶⁶ Durch die Übernahme von Bonus Energy im Jahr 2004, einem ursprünglichen Hersteller von Onshore-Windturbinen, ist der Ort der Siemens Produktionsstätte historisch bedingt.

⁶⁷ Vgl. Prognos (2010): Regionalwirtschaftliche Potenzialanalyse für ein Offshore Terminal Bremerhaven. S. 25.

8 Ergebnisabgleich mit der Prognos Studie 2012 und zusammenfassende Stellungnahme

Im Vergleich zur Prognos Potenzialanalyse 2012 haben sich die Rahmenbedingungen für die Offshore-Windindustrie in Deutschland und Bremerhaven weiterentwickelt. Die Erfahrungen aus der Installation der ersten WEA trugen zur Verbesserung des Equipments bei und werden die Stromgestehungskosten weiter senken. Durch eine neue Haftungsregelung wurden die regulatorischen Rahmenbedingungen beim Netzausbau verbessert. Gleichzeitig wurden Standards für die Beantragung von Planfeststellungsbeschlüssen für OWP entwickelt. Mit dem Koalitionsvertrag und dem Eckpunktepapier für die Reform des EEG wurden die Ausbauziele der Offshore-Windenergie in Deutschland gesenkt. Eine große Herausforderung stellen gegenwärtig die Unsicherheiten der weiterhin unklaren EEG-Vergütungsstruktur für den Zeitraum nach 2017 dar. Diese Verunsicherungen des Markts spürt die gesamte Branche und damit auch die Unternehmen in Bremerhaven. Der Standort gehört mit seinen ansässigen Unternehmen, trotz der jüngsten Entwicklungen, weiterhin zur europäischen Spitze.

Für den Offshore-Windenergiemarkt der EU5 werden weiterhin jährliche Errichtungsraten von über 600 WEA erwartet

Die aktuelle Realisierung der OWP sowie die beauftragten Netzübertragungskapazitäten verdeutlichen, dass die Umsetzung der Offshore-Windenergie in Deutschland weiter voranschreitet. Durch die niedrigeren Ausbauziele der Bundesregierung sinken jedoch die Errichtungsraten für die deutsche Nordsee. Gleichzeitig zeigt sich aber auch, dass die Nordseeanrainerstaaten verstärkt auf den Ausbau der Offshore-Windindustrie setzen. Allen voran birgt der britische Markt großes Potenzial und beweist mit der aktuellen Umsetzung geplanter Projekte, dass die gesteckten Ziele auch erreicht werden. In Bremerhaven ansässige und zukünftige Produzenten müssen dieses Potenzial binden. Die Analyse der genehmigten und im Genehmigungsprozess befindlichen Offshore-Projekte der EU5 verdeutlicht aber, dass im Umkreis von 300 km um Bremerhaven für zwei Drittel der Projekte noch nicht über das Turbinenmodell und den Hersteller entschieden wurde. Vor diesem Hintergrund scheint das angestrebte Ziel 100-160 WEA über einen OTB umzuschlagen, weiterhin als realistisch und realisierbar.

Herausforderungen beim seeseitigen Netzausbau verzögern die Anschlüsse, mittel- bis langfristig wird aber mit einem deutlichen Kapazitätswachstum geplant

Mit der Einführung des O-NEP und der Novellierung des EnWG wurde die Netzentwicklungsplanung auf See Ende 2012 neugeregelt. Die Haftungsregelung wurde verbessert, so dass die Risiken bei der Planung und dem Anschluss von OWP jetzt besser eingeschätzt und bewertet werden können. Bei der Umsetzung der ak-

tuellen Projekte kommt es allerdings noch zu zeitlichen Verzögerungen, da die Erfahrungen bei der Umsetzung der Netzanschlüsse gegenwärtig noch gering sind. Die Herausforderungen einzelner Projektschritte erweisen sich als aufwändiger (bspw. Bergung von Munitionsaltlasten) als ursprünglich seitens der ÜNB angenommen. Mittel- bis langfristig sind die ÜNB dennoch weiter zu einem signifikanten Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten verpflichtet. Inwieweit es nach den geänderten Ausbauzielen der Bundesregierung zu Anpassungen der Netzausbauplanung kommt, ist gegenwärtig noch nicht vollständig absehbar. Dem Vernehmen nach besteht aber auch vor dem Hintergrund der geänderten Ausbauziele weiterhin Bedarf für die großen Stromübertragungstrassen. Eine Abkehr von der Offshore-Windenergie ist nicht zu erkennen. Die WAB bestätigt, dass die Politik die Brisanz beim Netzanschluss erkannt und mit der Novellierung des EnWG schnell und konsequent gehandelt hat. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Netzausbau sind damit gegeben.

Unsicherheiten beim EEG blockieren die Entwicklung und finanzielle Investitionsentscheidungen weiter; sie sind ein wesentlicher Grund für den verzögerten Ausbau

Durch die Verunsicherungen hinsichtlich der zukünftigen Regelungen des EEG kommt es gegenwärtig und weiterhin zu Verzögerungen. Die Diskussionen über eine „Strompreisbremse“ und rückwirkende Kürzungen verunsicherten die Offshore-Windbranche bereits vor der Bundestagswahl nachhaltig. Der Ankündigung im Koalitionsvertrag, das Stauchungsmodell um zwei Jahre zu verlängern, folgte im Januar 2014 die Ankündigung einer Degression des Vergütungssatzes um jährlich 1 ct/kWh ab dem Jahr 2018. Laut Zeitplan der Bundesregierung soll der Kabinettsbeschluss zur Ausgestaltung des EEG im April 2014 vorliegen. Diese Vorlage muss anschließend jedoch noch vom Bundestag und Bundesrat bestätigt werden, um das vorgesehene Inkrafttreten des neuen EEG zum 1. August 2014 zu ermöglichen.

Das Stauchungsmodell des EEG sichert in der derzeit noch gültigen Form für jede bis einschließlich zum Jahr 2017 installierte WEA eine Einspeisevergütung von 19 ct/kWh zu. Durch die Verunsicherungen am Markt werden dringend benötigte FIE nicht getätigt, wodurch die Aufträge bzw. Auftragseingänge für alle am Markt aktiven Unternehmen signifikant zurückgingen. Dringend benötigte Planungssicherheit beim EEG ist jedoch notwendig, um die bereits genehmigten OWP-Projekte umzusetzen und die häufig weit fortgeschrittenen Planungen vieler Entwickler zu finalisieren. Trotz der Unsicherheiten bestätigt das BSH, dass auch vor den Plänen zur Verlängerung des Stauchungsmodells Anträge für OWP eingegangen sind, die erst nach 2017 fertiggestellt werden sollen. Unabhängig von den Entwicklungen des deutschen Markts, werden die Wachstumsperspektiven des europäischen Markts,

insbesondere mit Blick auf die erhöhten Ausbauziele einiger Nordseeanrainerstaaten, weiterhin positiv gesehen.

Das angepasste Installationsequipment lässt die Stromgestehungskosten bereits sinken. Der OTB knüpft hier an.

In der Diskussion um steigende Strompreise wird häufig auf den Offshore-Windstrom verwiesen. Offshore Windstrom hat zu den aktuellen Strompreissteigerungen jedoch keinen Beitrag geleistet. Offshore-Windstrom ist grundlastnah und verfügt damit über einen außerordentlichen Vorteil gegenüber fast allen anderen erneuerbaren Energien. Durch angepasste, verbesserte Installationsequipments und -methoden konnten die Stromgestehungskosten bisher bei jeder erneuerbaren Energie signifikant gesenkt werden. Diese Lernkurve zeigt sich schon heute für die Offshore-Windenergie. In den kommenden zehn Jahren wird ein Kostendegressionspotenzial von 30-40 % gesehen. Dadurch sinken die Stromgestehungskosten von durchschnittlich 14 ct auf bis unter 9 ct. Ein wesentlicher Treiber dieser Kostendegression ist die Risikominimierung durch angepasste Logistikabläufe. Einer Warenausgangszone als Vormontage- und Umschlagsfläche kommt dabei als Schnittstelle zwischen den Produktionsstätten an Land und der Baustelle auf See eine zentrale Bedeutung zu. Der OTB reduziert Umschlagsprozesse und Zwischentransporte in dessen Folge Risiken vermieden und Kosten eingespart werden.

Bremerhaven ist weiterhin einer der bedeutendsten Standorte der europäischen Offshore-Windindustrie. Die regionalwirtschaftlichen Potenziale lassen sich aber nur mit einem OTB heben.

Trotz derzeit schwieriger Bedingungen und der Ankündigungen von Personalfreisetzung an ansässiger Produzenten konnte Bremerhaven seine gute Positionierung innerhalb der deutschen und europäischen Offshore-Windenergie bestätigen. Es ist weiterhin der einzige deutsche Standort an dem Gondeln und Fundamente in Serie produziert werden. Durch die fehlende Planungssicherheit beim EEG fehlen gegenwärtig jedoch die finalen Investitionsentscheidungen (FIE) und damit in naher Zukunft – für den deutschen Markt unabhängig vom Standort – auch Aufträge bei den Herstellern. Mit den Windparks MEG Offshore I oder Innogy Nordsee 1 bestehen jedoch schon Verträge zwischen den in Bremerhaven ansässigen Herstellern und den Investoren der Windparks. Die FIE sollen zeitnah getroffen werden. Die Wachstumsperspektiven für den europäischen Markt werden weiterhin positiv bewertet.

Um die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts weiter zu erhöhen und die regionalwirtschaftlichen Potenziale zu heben, ist jedoch eine Vereinfachung und Verbesserung der logistischen Prozesse anzustreben. Durch die im Status-quo eingeschränkten Verschiffungsmöglichkeiten ist die Ansiedlung weiterer Unternehmen aus der Offshore-Windindustrie eher unwahrscheinlich. Ungeachtet der

derzeitigen Herausforderungen führt die BIS aber weiterhin teils sehr konkrete Ansiedlungsgespräche. Die Warenausgangszone OTB wird dabei von den potenziellen Investoren als quasi gegeben angesehen. Zudem zeigen die ersten OWP-Projekte, dass eine spezielle auf die Bedürfnisse der Branche angepasste Infrastruktur im europäischen Vergleich eine Grundvoraussetzung ist, um die Verschiffung von (vormontierten) WEA erfolgreich zu gestalten. Es lässt sich konstatieren, dass „im Wettbewerb um Produktionsansiedlungen [...] die bereits vorhandene Infrastruktur (insbesondere Kaienanlagen, Flächen) von entscheidender Bedeutung [ist]“.⁶⁸

⁶⁸ Quelle: Stiftung Offshore-Windenergie (2013): Herausarbeitung von Chancen und Herausforderungen für die Hafen- und Werftwirtschaft im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung. S. 179. Varel.

9 Glossar

AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BIS	Bremerhavener Gesellschaft für Investitionsförderung und Stadtentwicklung mbH
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
EEG	Erneuerbaren-Energie-Gesetzes
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EWEA	European Wind Energy Association
FIE	Finale Investitionsentscheidung
GW	Gigawatt
h/a	Mittlere Volllaststunden
kWh	Kilowattstunden
LSA	Logistik Service Agentur
MW	Megawatt
OMR	Offshore Management Resource
OMS	operation, maintenance, service (Betrieb, Wartung, Service)
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OTB	Offshore Terminal Bremerhaven
OWP	Offshore Windparks
OWS	Offshore Wind Solutions
SHI	Samsung Heavy Industries
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WAB	Windenergie Agentur Bremerhaven/Bremen
WEA	Windenergieanlage