Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale bei HGÜ-Offshore-Netzanbindungsprojekten

FICHTNER

Juni 2016

[GGSC]
[Gaßner, Groth, Siederer & Coll.]
Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

Titelbild: BorWin alpha beta
Foto ©: TenneT

FICHTNER

Sarweystrasse 3
70191 Stuttgart
Tel.: +49 711 8995-0
Fax: +49 711 8995-459

www.fichtner.de

Ansprechpartner: Dr. Robert van de Sandt
Telefon: +49 711 8995 - 0
E-Mail: info@fichtner.de

Disclaimer

Der Inhalt dieses Dokumentes ist für die Gruppe von Auftraggebern von Fichtner bestimmt, die ihrerseits jeweils einzeln frei über die Nutzung des Dokumentes bestimmen können, z.B. es für vertragsgemäße Zwecke weiteren Empfängern zukommen zu lassen. Er darf mit Zustimmung eines Auftraggebers ganz oder auszugsweise und ohne Gewähr Dritten zugänglich gemacht werden. Fichtner haftet gegenüber Dritten nicht für die Vollständigkeit und Richtigkeit der enthaltenen Informationen.

Liste der Auftraggeber

8.2 Consulting AG
Brandstwiete 4, 20457 Hamburg

ABB AG
Kallstadter Straße 1, 68309 Mannheim

ADWEN GmbH
Am Lunedeich 156, 27572 Bremerhaven

Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V.
Schiffbauerdamm 19, 10117 Berlin

ENOVA Energieanlagen GmbH
Steinhausstraße 112, 26831 Bunderhee

GE Energy Germany (Präsident: Alf Henryk Wulf)
Bleichstr. 64 - 66, 60313 Frankfurt

Nordwest Assekuranzmakler GmbH & Co. KG
Herrlichkeit 5 - 6, 28199 Bremen

Offshore Forum Windenergie GbR
Kaiser-Wilhelm-Str. 93, 20355 Hamburg

Offshore-Wind-Industrie-Allianz (OWIA)
Schiffbauerdamm 19, 10117 Berlin

PNE WIND AG
Peter-Henlein-Str. 2 - 4, 27472 Cuxhaven

Siemens AG
Lindenplatz 2, 20099 Hamburg

Stiftung OFFSHORE - WINDENERGIE
Oldenburger Str. 65, 26316 Varel

Strabag OW EVS GmbH
Reeperbahn 1, 20359 Hamburg

Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.
Lyoner Straße 18, 60528 Frankfurt a. Main

WAB e.V.
Barkhausenstr. 2, 27568 Bremerhaven

WindMW GmbH
Schleusenstraße 12, 27568 Bremerhaven

Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.
Baudirektor-Hahn-Str. 20, 27472 Cuxhaven

wpd offshore solutions GmbH
Stephanitorsbollwerk 3, 28217 Bremen

Fichtner - Das Unternehmen im Überblick

Fichtner GmbH & Co. KG

Geschäftsführer:
Georg Fichtner (Vorsitz), Hermann Bayerlein, Ralf Epping, Mansour Hamza, Tilman Herzig, Hans Kalb, Roland Pröger, Dr. Andreas Weidler

Vorsitzender des Beirats
Dr. Heinz Klinger

Handelsregisternummer
Stuttgart HRA 9277

Rechtsform
Personengesellschaft nach deutschem Recht

Gründungsjahr
1922

Tätigkeit
Die Fichtner-Gruppe ist ein führendes international tätiges, inhabergeführtes Ingenieur- und Consultingunternehmen in der Energiewirtschaft. Fichtner plant und berät beim Bau und Betrieb von Energieerzeugungs- und Netzanlagen. Speziell für Offshore-Windenergie wurde von Fichtner in Hamburg eine Niederlassung mit Kompetenzzentrum und einer Tochtergesellschaft, der Fichtner Water und Wind GmbH, eingerichtet.

Arbeitssprachen:
Deutsch, Englisch, Französisch, Spanisch, Russisch

Hauptsitz
Fichtner GmbH & Co. KG
Sarweystraße 3
D - 70191 Stuttgart
Telefon +49 711 89 95 – 0
Telefax +49 711 89 95 – 459
info@fichtner.de

Weitere Standorte der Fichtner-Gruppe in Deutschland: Berlin, Duisburg, Essen, Freiburg, Hamburg, Leipzig, Ludwigshafen, Mannheim, Waldorf, sowie zahlreiche weltweite Standorte.

[GGSC] - Das Unternehmen im Überblick

[Gaßner, Groth, Siederer & Coll.] Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

Geschäftsführende Partner:

Hartmut Gaßner und Wolfgang Siederer

Partnerschaftsregisternummer
PR 578 B

Rechtsform
Partnerschaft von Rechtsanwälten mbH

Gründungsjahr
1986

Tätigkeit
Das Anwaltsbüro [Gaßner, Groth, Siederer & Coll.] in Berlin, Frankfurt (Oder) und Augsburg ist eine bundeweit tätige Spezialkanzlei mit Schwerpunkten in den Bereichen Umwelt, Bauen und Planen sowie Abfall, Wasser und Energie.

Neben dem Schwerpunkt im Bereich Erneuerbare Energien und Spezialmaterien, wie dem Atom- und Strahlenschutzrecht, deckt [GGSC] nahezu alle Bereiche der Energiewirtschaft ab. Neben rechtlicher Begleitung von Klimaschutzkonzepten und Energieprojekten sind wir auch häufig rechtsgestaltend und innovativ tätig. Die Vertretung von Verbänden, Ministerien und Oberbehörden bei Forschungsvorhaben, Gesetzesentwürfen und Prozessen ist rechtspolitisch und fachlich eine ideale Ergänzung zu unseren vielschichtigen Projektmandaten aus dem Unternehmensbereich.

[GGSC] hat die Weiterentwicklung des EU-Vergaberechts aktiv mitvollzogen und dieses Gebiet zu einem zentralen Beratungsschwerpunkt ausgebaut. [GGSC] konzipiert und begleitet Vergabeverfahren für öffentliche Aufgabenträger, insbesondere bei der Ausschreibung von Dienstleistungen in den verschiedenen Bereichen der kommunalen Daseinsvorsorge, bei umfangreichen Anlagenausschreibungen, Bauvorhaben und nicht zuletzt bei komplexen Beschaffungs- und Beteiligungsvorhaben wie z. B. ÖPP-Projekten oder Teilprivatisierungen.

Arbeitssprachen:
Deutsch und Englisch.

Hauptsitz
[Gaßner, Groth, Siederer & Coll.]
Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB
EnergieForum Berlin
Stralauer Platz 34
D – 10243 Berlin
Telefon +49 30 726 10 26 – 0
Telefax +49 30 726 10 26 – 10
berlin@ggsc.de

Weitere Standorte von [GGSC] in Deutschland: Frankfurt (Oder) und Augsburg.

Inhalt

Vorwort der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE und des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke **1**

Ergebnisüberblick **2**

1. Hintergrund und Aufgabenstellung **4**

2. Methodik und Grundlagen **5**

3. Analyse bisheriger Projekte **9**

3.1 Darstellung des typischen Projektverlaufs 9
3.1.1 Planung und Genehmigung 10
3.1.2 Ausschreibung und Vergabe 12
3.1.3 Realisierung und Inbetriebnahme 13
3.2 Darstellung der typischen Kostenverteilung 14
3.3 Projektübersicht der HGÜ-Netzanschlüsse 16
3.4 Zusammenfassung 26

4. Untersuchung des Genehmigungsprozesses **29**

4.1 Analyse von BFO und O-NEP 29
4.1.1 Problemaufriss 29
4.1.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung 30
4.1.3 Schwachstellenanalyse 31
4.1.4 Maßnahmen und Empfehlungen 33
4.2 Trassenplanung 34
4.2.1 Problemaufriss 34
4.2.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung 34
4.2.3 Schwachstellenanalyse 36
4.2.4 Maßnahmen und Empfehlungen 38
4.3 Planfeststellungsverfahren 41
4.3.1 Problemaufriss 41
4.3.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung 42
4.3.3 Schwachstellenanalyse 46
4.3.4 Maßnahmen und Empfehlungen 47
4.4 Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale 59
4.4.1 Maßnahmenübersicht 59
4.4.2 Bewertung der Maßnahmen 62

5. Analyse des Ausschreibungsverfahrens **64**

5.1 Vergabe 64
5.1.1 Problemaufriss 65
5.1.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung 66
5.1.3 Schwachstellenanalyse 66
5.1.4 Maßnahmen und Empfehlungen 68
5.2 Arten der Spezifikation 73

5.2.1 Problemaufriss 73
5.2.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung 74
5.2.3 Schwachstellenanalyse 74
5.2.4 Maßnahmen und Empfehlungen 74
5.3 Losaufteilung 74
5.3.1 Problemaufriss 75
5.3.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung 76
5.3.3 Schwachstellenanalyse 76
5.3.4 Maßnahmen und Empfehlungen 78
5.4 Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale 79
5.4.1 Maßnahmenübersicht 79
5.4.2 Bewertung der Maßnahmen 80

6. Analyse der Projektrealisierung 81

6.1 Offshore-Konverter-Station 81
6.1.1 Problemaufriss 81
6.1.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung 82
6.1.3 Schwachstellenanalyse 82
6.1.4 Maßnahmen und Empfehlungen 84
6.2 Onshore-Konverter-Station 85
6.3 Kabel 85
6.4 Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale 86
6.4.1 Maßnahmenübersicht 86
6.4.2 Bewertung der Maßnahmen 87

7. Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen 88

7.1 Aktuelle technische Rahmenbedingungen 88
7.1.1 Aktuell geltende Standards 89
7.1.2 Vorgesehener Entwicklungsprozess 95
7.1.3 Bewertung 97
7.1.4 Maßnahmen und Empfehlungen 99
7.2 Technische Entwicklung ohne Modifikation der Schnittstelle OWP-Betreiber - ÜNB 100
7.2.1 Technische Entwicklung ohne Änderung des BFO 101
7.2.2 Höhere Leistung im Gleichstromsystem 102
7.2.3 Bewertung 104
7.2.4 Maßnahmen und Empfehlungen 105
7.3 Technische Entwicklung ohne Modifikation der Struktur der Netzanbindung 106
7.3.1 Höhere Spannung im Drehstromsystem und/oder Anpassung des 2 K-Kriteriums 106
7.3.2 Höhere Leistung Gleichstromsystem 108
7.3.3 Bewertung 108
7.3.4 Maßnahmen und Empfehlungen 109
7.4 Technische Entwicklungen mit alternativen Anschlusskonzepten 109

7.4.1 VSC-Konverter-Station mit Direktanschluss von WEA-Gruppen 109
7.4.2 Dezentrale Gleichrichtung 110
7.4.3 Bewertung 113
7.4.4 Maßnahmen und Empfehlungen 114
7.5 Netzanschlusskonzepte mit Alternative zu HGÜ-Technik 115
7.6 Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale 117
7.6.1 Maßnahmenübersicht 117
7.6.2 Bewertung der Maßnahmen 120

8. Zeitlicher Zusammenhang mit geplantem Onshore-Netzausbau 122

8.1 Gegenüberstellung der Onshore- und Offshore- Netzausbauprojekte im Raum Conneforde 122
8.2 Lösungsansätze zur Überbrückung von Onshore-Engpässen 126
8.3 Fazit 129

9. Schlussfolgerungen Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale 130

10. Anhang 142

10.1 Liste der befragten Unternehmen und Behörden 142
10.2 Glossar und Abkürzungsverzeichnis 143
10.3 Mittelpunkt Kompensation 146
10.4 Studien zu 66 kV - Drehstromsystem 149
10.5 16,7 Hz - Technologie 152
10.6 Einsatz Dritter im Planfeststellungsverfahren 154
10.7 Abschnittsbildung im Planfeststellungsverfahren 157
10.8 Optimierung planerischer Abläufe durch behördliche Zwischenentscheidungen 158
10.9 Abschnittsbildung im Planfeststellungsverfahren 159

Abbildungen

Abbildung 1 Aufbau einer Hochspannungs-Gleichstromübertragung 7
Abbildung 2 Typischer Projektablauf - Überblick 9
Abbildung 3 Projektablauf für eine NAS - Phase: Planung und Genehmigung 11
Abbildung 4 Typischer Projektablauf – Ausschreibungs- und Vergabephase 12
Abbildung 5 Typischer Projektablauf – Realisierungs- und Inbetriebnahmephase 13
Abbildung 6 Veröffentlichte Angaben zu Vertrags- und Gesamtinvestitionsvolumen 15
Abbildung 7 Netzanschlüsse in der Nord- und Ostsee 16
Abbildung 8 Übersicht - BorWin1 17
Abbildung 9 Übersicht - BorWin2 18
Abbildung 10 Übersicht - HelWin1 19
Abbildung 11 Übersicht - DolWin1 20
Abbildung 12 Übersicht - SylWin1 21
Abbildung 13 Übersicht - DolWin2 22
Abbildung 14 Übersicht - HelWin2 23
Abbildung 15 Übersicht - DolWin3 24
Abbildung 16 Übersicht - BorWin3 25
Abbildung 17 Übersicht der Projektlaufzeiten aller NAS 26
Abbildung 18 OWP-Anschlusskonzept nach BFO (exemplarisch) 90
Abbildung 19 HGÜ-GIS-Schaltanlage, Konfiguration und Modell [87] 101
Abbildung 20 OWP-Anschlusskonzept ohne Modifikation der Schnittstelle OWP-Betreiber – ÜNB (exemplarisch) 102
Abbildung 21 Übertragungskapazität als Funktion von Querschnitt und Leitermaterial nach [88] 103
Abbildung 22 Spezifische Leistung von XLPE-Kabeln und Papier-Öl-isolierten Massekabeln (MI) nach [88] 104
Abbildung 23 OWP-Anschlusskonzept nach BFO mit flexiblen elektrischen Parametern (exemplarisch) 107
Abbildung 24 OWP-Anschlusskonzept mit VSC-Konverter-Station und Direktanschluss von WEA-Gruppen (exemplarisch) 110
Abbildung 25 OWP-Anschlusskonzept mit dezentraler Gleichrichtung (exemplarisch) 111
Abbildung 26 Gewichtsvergleich - Aktuelles Konzept vs. DRU[97] 113
Abbildung 27 Basis-Konfiguration eines Drehstrom-Systems mit Mittelpunkt-Kompensation 115
Abbildung 28 OWP-Anschlusskonzept mit Drehstromanschluss in niedrigerer Frequenz - LFAC - (exemplarisch) 116
Abbildung 29 Geographische Übersicht des Ausbaus onshore und offshore im Raum Conneforde 125
Abbildung 30 Chronologische Übersicht des Ausbaus onshore und offshore im Raum Conneforde 125
Abbildung 31 Mögliche Entwicklungspfade und Verbesserungspotenziale als Kombination der sich gegenseitig beeinflussenden Maßnahmen 140

Tabellen

Tabelle 1 Beschleunigungspotenzial je Projektphase 2
Tabelle 2 BFO Planungsgrundsätze Kabel 91
Tabelle 3 BFO Technische Vorgaben Kabel 92
Tabelle 4 BFO Planungsgrundsätze Offshore-Konverter-Station 93
Tabelle 5 BFO Technische Vorgaben Offshore-Konverter-Station 94
Tabelle 6 Ablauf des Fortschreibungsverfahrens BFO 96
Tabelle 7 Chancen und Risiken der alternativen Anschlusskonzepte 114
Tabelle 8 Geplante Fertigstellungstermine der Offshore-NAS nach O-NEP [66] .. 122
Tabelle 9 Übersicht der Netzausbau- und Verstärkungsprojekte im Netzgebiet Conneforde, [65] 123
Tabelle 10 Maßnahmenliste - Seite 1 135
Tabelle 11 Maßnahmenliste - Seite 2 136
Tabelle 12 Maßnahmenliste - Seite 3 137
Tabelle 13 Maßnahmenliste - Seite 4 138
Tabelle 14 Beschleunigungspotenzial je Projektphase 141

Vorwort der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE und des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke

Die kurze Historie der Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland ist gekennzeichnet von Systemwechseln, Höhen und Tiefen. Waren bis vor zehn Jahren die Investoren von Offshore-Windparks auch für die Planung, den Bau und die Finanzierung von Netzanbindungen verantwortlich, hat der Gesetzgeber diese Aufgabe im Dezember 2006 mit dem neu geschaffenen § 17 Abs. 2 a EnWG auf die Übertragungsnetzbetreiber übertragen. Damit waren sie verpflichtet, Offshore-Windparks rechtzeitig mit deren Inbetriebnahme anzuschließen.

Das ging gründlich schief, zumal die Bundesnetzagentur die konkreten Spielregeln für die Umsetzung dieser neuen Vorschrift erst knapp drei Jahre später, im Oktober 2009, mit ihrem Positionspapier veröffentlichte. Deswegen griff der Gesetzgeber Ende 2012 noch einmal korrigierend ein und regelte, dass der Bau der Parks der absehbaren Netzanbindung zu folgen habe. Gleichzeitig mit diesem erneuten Systemwechsel wurden auch die Haftungsfragen bei verzögertem (und gestörtem) Netzanschluss geklärt, offen blieb aber das nicht unwesentliche Ziel, wie der Netzausbau auf See beschleunigt und die Kosten begrenzt werden könnten.

Vor allem die Auseinandersetzung über die Kosten und den Netzausbau dominiert zunehmend die Diskussion um die weitere Entwicklung der Energiewende. Nachdem die von der Stiftung und der Offshore-Branche in Auftrag gegebene und im Sommer 2013 veröffentlichte Studie von Prognos und Fichtner Einsparpotenziale bei den Stromgestehungskosten von Offshore-Windkraftwerken von etwa 30 v.H. innerhalb eines Jahrzehnts ermittelt hat, war es folgerichtig, jetzt auch den Netzausbau auf See als wesentlichen Kostenfaktor unter die Lupe zu nehmen und gleichzeitig den Zeitaufwand, der sich seit Ende des letzten Jahrzehnts von prognostizierten 30 inzwischen auf 60 Monate erhöht hat, kritisch zu hinterfragen.

Die Arbeit an dieser Studie hat sich allerdings als unerwartet schwierig erwiesen. Jede Analyse bedingt eine gründliche Durchdringung des Status Quo, um daraus Vorschläge entwickeln zu können. Es ist aber nur begrenzt gelungen, an dieses „Herrschaftswissen“ zu gelangen. Die Intransparenz, die die Ausschreibungen von Netzanbindungen und die Zusammensetzung ihrer Kosten bestimmt, und die Geheimhaltungsverpflichtungen der diversen Vertragspartner erschweren es, eine Wissenssymmetrie zwischen den Beteiligten herzustellen.

Vor allem für die Bundesnetzagentur, aber auch für das Bundeswirtschaftsministerium bietet sich hier noch ein reiches Betätigungsfeld.

Trotz dieses grundlegenden Handicaps zeigt die vorliegende Studie zahlreiche Lösungsansätze auf, wie kurz- und mittelfristig Kosten gesenkt und Bauzeiten verkürzt werden können. Gleichzeitig finden sich Vorschläge zur Überbrückung von Netzengpässen an Land. Dabei richtet sich die Hoffnung auf neue technische Systeme und Innovationen bei der Offshore-Netztechnik, die finanziell und regulatorisch gefördert werden sollten.

Unser herzlicher Dank gilt den Mitgliedern des Steuerungskreises, die die Studie von Anfang an mit großem Engagement konstruktiv begleitet und unseren Partnern, die sie mitfinanziert haben.

Jörg Kuhbier
Vorstandsvorsitzender
der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Dr. Wolfgang von Geldern
Vorsitzender des Vorstandes
des Wirtschaftsverbandes Windkraftwerke e.V.

Ergebnisüberblick

In dieser Studie wurden Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale von HGÜ-Offshore-Netzanbindungen in der deutschen Nordsee untersucht. Eine wichtige Grundlage dafür ist der Bundesfachplan Offshore für die Nordsee. Dieser ist eine wichtige Basis für die Genehmigung, und er regelt u. a. auch die technischen Rahmenbedingungen der HGÜ-Offshore-Netzanbindungen.

Im Rahmen der Studie wurden für die drei Hauptphasen: Genehmigung, Ausschreibung und Projektrealisierung, sowie für die potenzielle Weiterentwicklung der technischen Rahmenbedingungen, Maßnahmen erarbeitet. Diese Maßnahmen wirken sich beschleunigend und / oder kostensenkend auf den Gesamtprozess des Netzausbaus und der Netzanbindung in der Nordsee aus.

Für die drei Hauptphasen geht man davon aus, dass für die Planung und Genehmigung ein Zeitraum von 36 bis 60 Monaten einzuplanen ist. Für die Ausschreibungs- und Vergabephase werden üblicherweise bis zu 12 Monate angesetzt, und für die Realisierungs- und Inbetriebnahmephase wird mit einem Zeitraum von bis zu 60 Monaten geplant. Die bisher ausgeführten Projekte zeigen, dass in allen Phasen Beschleunigungspotenziale stecken.

Durch die Umsetzung der empfohlenen Maßnahmen ergeben sich für die drei untersuchten Phasen - gegenüber den Planwerten - die in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Beschleunigungspotenziale. Für die Ausschreibungs- und Vergabephase, sowie für die Phase der Projektrealisierung ist mit einem Beschleunigungspotenzial von insgesamt 8 bis 14 Monaten zu rechnen. Das Beschleunigungspotenzial von 6 bis 9 Monaten in der Planungs- und Genehmigungsphase kann nicht direkt dazu addiert werden, da die Phasen nicht sequenziell ablaufen. Damit liegt das Beschleunigungspotenzial im Vergleich zu den pauschalen Planwerten in allen Phasen zwischen 10% und 25%.

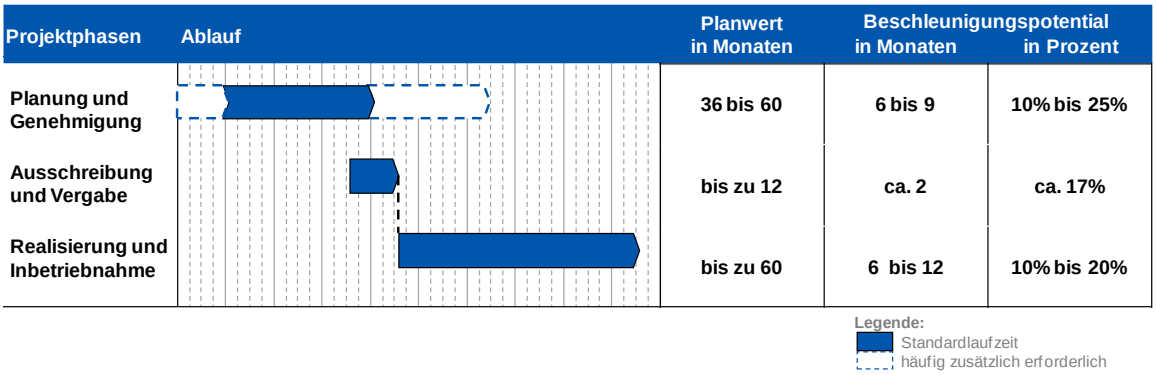


Tabelle 1 Beschleunigungspotenzial je Projektphase

Da zur Erstellung dieser Studie keine ausreichend belastbare Datenbasis zu den tatsächlichen Kosten für HGÜ-Offshore-Netzanbindungen vorlag, kann keine konkrete Aussage zu den Kostensenkungspotenzialen getroffen werden. Es kann lediglich festgestellt werden, dass Prozessverbesserungsmaßnahmen, die zu einer Beschleunigung führen, häufig mit nicht zu vernachlässigbaren Kostensenkungen einhergehen. Für wettbewerbliche Maßnahmen wie beispielsweise die Ausweitung der Losaufteilung und technische Maßnahmen durch die Flexibilisierung des Bundesfachplans Offshore werden ebenfalls Kosteneinsparungen erwartet. Die Einsparungen durch technische Maßnahmen liegen nach Herstellerangaben bei bis zu 30%. Ein Summenwert für alle Maßnahmen lässt sich im Rahmen dieser Studie jedoch nicht genauer quantifizieren.

Die offshore erzeugte Energie muss onshore nicht nur ans Netz angebunden sondern auch weitergeleitet werden. Der mittel- und langfristige Ausbau des Onshore-Netzes ist deshalb zur Übertragung der zukünftig offshore erzeugten Leistung notwendig. Zusätzlich existieren Potenziale zur kurzfristigen Steigerung der Übertragungskapazitäten oder besseren Integration der offshore erzeugten Energie ins Versorgungssystem. Damit können temporäre Verzögerungen im Netzausbau, die den weiteren Zubau der Offshore-Windenergie in Netzengpassgebieten verhindern, überwunden werden. Der Ausbau der Offshore-Windenergie kann daher unabhängig von kurzfristigen Verzögerungen des Onshore-Netzausbaus erfolgen. Bei richtiger Anwendung wird die Sicherheit der Versorgung und des Systembetriebs weiterhin gewährleistet, und der Ausbau der Offshore-Windenergie muss nicht wegen kurzzeitiger Netzengpässe gedrosselt werden.

1. Hintergrund und Aufgabenstellung

Auf der Grundlage des vom BMWi veröffentlichten WindSeeG [1], soll ab 2017 die Vergütungshöhe auch für die Offshore-Windenergie auf Basis von Ausschreibungen ermittelt werden. Unabhängig vom letztlich gewählten Ausschreibungsdesign sind der Netzausbau und die Netzanbindung zentrale Elemente für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie. Insbesondere für eine bessere Planbarkeit sowie für die Weiterentwicklung insgesamt ist es erforderlich, die Kosten und den Zeitaufwand für den Netzausbau in der Nord- und Ostsee zu senken, wobei sich beide Faktoren gegenseitig bedingen.

Hinsichtlich des Zeitaufwands für die Erstellung der HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) Anbindungsleitungen in der Nordsee geht man davon aus, dass für die Genehmigung ein Zeitraum von 36 bis 60 Monaten einzuplanen ist. Für die Ausschreibungs- und Vergabephase werden üblicherweise 12 Monate angesetzt und für die Realisierungsphase wird mit einem Zeitraum von 60 Monaten geplant. Die bisher ausgeführten Projekte zeigen, dass sowohl in der Ausschreibungsphase, als auch in der Realisierungsphase Beschleunigungspotenziale stecken, die auch in der Vergangenheit schon teilweise genutzt wurden.

Die „AG Beschleunigung von Offshore-Netzanbindungen“ schätzte das Beschleunigungspotenzial im Januar 2013 auf bis zu 24 Monate; das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) sieht nicht näher quantifizierte Möglichkeiten zur Beschleunigung im Ablauf des Planfeststellungsverfahrens. Auch die im Bereich von Offshore-Netzanbindungen tätigen Unternehmen sehen Beschleunigungspotenziale bei der Umsetzung von Plattformen und Netzanbindungen. Dies sind Ansatzpunkte, die es im Rahmen dieser Studie weiter zu vertiefen gilt.

Vor diesem Hintergrund erhielt Fichtner, zusammen mit dem Nachunternehmer [GGSC] im Oktober 2015 den Auftrag des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke, der Stiftung Offshore sowie von 17 beteiligten Unternehmen, Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale zu analysieren und Maßnahmen für deren Umsetzung zu ermitteln. Wir bedanken uns bei Herrn Univ. Prof. Dr.-Ing. I. Erlich für die Erstellung von Textelementen, den Zugriff auf interne Studienergebnisse der Universität Duisburg-Essen und die anregenden Diskussionen, die zur Fertigstellung dieser Studie beigetragen haben.

Die Beauftragung der Studie erfolgte vor der Veröffentlichung des Referentenentwurfs zum WindSeeG vom 14.04.2016. Der Entwurf beschreibt unter anderem die zukünftig zu erwartenden Rahmenbedingungen für die Errichtung und Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen (§ 13) und die damit verbundene Ausrichtung an § 17d des EnWG. Viel stärker als bisher werden hierdurch Ausbau der Windenergieanlagen (WEA) auf See und der Bau der dafür erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen zeitlich und vom Umfang her aufeinander abgestimmt und die zeitliche Abfolge festgelegt. Aus der Fortschreibung des Eckpunktepapiers zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG [2] ist außerdem ein stärkerer Fokus auf den kosteneffizienten Ausbau der Windenergie auf See abzuleiten. Insofern sind auch für diese Studie neben der Quantifizierung von Beschleunigungspotenzialen die Potenziale aus dem Bereich Kosteneffizienz stärker in den Fokus gerückt. Entsprechend der zur Verfügung stehenden Quellen, Unterlagen und Erfahrungen werden diese benannt.

Die Studie hat das Ziel, innerhalb der drei Phasen Genehmigung, Ausschreibung und Projektrealisierung Maßnahmen zu erarbeiten, die sich beschleunigend und kostensenkend auf den Gesamtprozess auswirken. Mit den Maßnahmen sollen Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale bei der Erstellung von Offshore-Netzanbindungen erschlossen werden. Zudem analysiert die Studie bisherige Projekte von Offshore-Netzanbindungen im Hinblick auf typische Verläufe und Kostenverteilungen, um daraus Rückschlüsse für zukünftige Projekte ziehen zu können.

2. Methodik und Grundlagen

Die folgenden Ausführungen erläutern das methodische Vorgehen sowie den allgemeinen Aufbau der Studie. Zudem soll ein grundlegendes Hintergrundwissen vermittelt werden. Dies beinhaltet einen allgemeinen Überblick über das Thema Offshore-Windkraft sowie allgemeine Definitionen und Rahmenbedingungen.

Vorgehen

Das methodische Vorgehen zur Erarbeitung der Maßnahmen, mit denen Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale erschlossen werden sollen, folgt in den einzelnen Hauptkapiteln der gleichen Struktur. Zunächst werden historische Zusammenhänge dargestellt und in einem kurzen Problemaufriss die Ausgangslage skizziert. Damit liefert die Studie eine Analyse der Rahmenbedingungen für die Netzanschlusssysteme (NAS) in der deutschen Nordsee.

Die nachfolgenden Betrachtungen beruhen auf:

- den Erfahrungen des Auftragnehmers bei der Bearbeitung von Projekten sowie einer Internet-Analyse der Veröffentlichungen zu Herausforderungen bei Windkraftprojekten-Offshore,
- Studien und aktuellen Veröffentlichungen
- einer Befragung der wesentlichen Akteure (Stakeholder) in diesem Prozess.

Umfang, Muster und Ursachen von Zeitverzögerungen und Kostensteigerungen bei Offshore-NAS-Projekten sind auf der Grundlage der Stakeholderbefragung (mit einem zuvor mit den Auftraggebern abgestimmten Fragenkatalog), eigenen Projekterfahrungen des Gutachters sowie unter Einbeziehung der in der Öffentlichkeit vielfältig kommunizierten Problemfällen beim Stromnetzausbau offshore erfolgt. Die Verfasser haben Stakeholder der gesamten Offshore-Wind Branche befragt und daraus Rückschlüsse erarbeitet. Die Stakeholderbefragung bildet den zweiten inhaltlichen Block innerhalb des methodischen Vorgehens. Hierfür wurden zunächst die beteiligten Interessengruppen identifiziert. In einem zweiten Schritt konnten die Fragebögen mit den für die Gruppe relevanten Fragen ausgegeben werden. Auf Basis des entstandenen Meinungsbildes haben dann Experteninterviews stattgefunden. Eine Liste der befragten Unternehmen und Behörden findet sich im Anhang, Kapitel 10. Die Studie stellt allerdings nicht zwangsläufig die Meinungen der einzelnen Stakeholder dar, die zum Teil konträr sind und sich nicht immer mit den Aussagen und Ergebnissen der Studie decken.

Als Stakeholder wird hier eine Person oder Gruppe verstanden, „die ein berechtigtes Interesse am Verlauf oder Ergebnis eines Prozesses oder Projektes hat“ [3]. Zu den befragten Stakeholdern gehören zum einen die Investoren (Windparkbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber, ÜNB) in den Bereichen Offshore-Windparks (OWP) inklusive Konverterstationen sowie in den Bereichen der Seekabel bzw. der Einbindung in das Übertragungsnetz auf dem Festland, zum anderen die Genehmigungs- und Zulassungsbehörden bzw. deren Fachabteilungen in den Bereichen Raumordnung und Umweltverträglichkeit sowie Hersteller. Dabei wird die teilweise recht unterschiedliche Beurteilung der Situation durch die jeweiligen Stakeholder deutlich.

Die Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung werden auch für die Schwachstellenanalyse und das Identifizieren von Potenzialen verwendet. Auf dieser Basis werden in einem weiteren Abschnitt Maßnahmen und Empfehlungen formuliert.

Zu den Ausschreibungsbedingungen wurden vornehmlich die Netzbetreiber und die jeweils von ihnen beauftragen Unternehmen befragt. Die Diskussionspunkte reichen von gesetzlichen Rahmenbedingungen zu Ausschreibungsverfahren über Modularisierungs-

ansätze bis hin zu der Thematik, ob Anbindungssysteme kleinteilig oder als Ganzes ausgeschrieben werden sollten.

Zur Praxis der Planfeststellungsverfahren (PFV) wurden insbesondere die Netzbetreiber und betroffene Behörden befragt. Das Ziel ist es, über einheitliche Verfahren und langfristig verbindliche Regelungen den bürokratischen Aufwand zu mindern.

Alle identifizierten Maßnahmen zur Beschleunigung und Kostensenkung bei HGÜ-Offshore-Netzanbindungen werden in einer Maßnahmenliste zusammengefasst. Die Liste enthält neben der Beschreibung der Maßnahme, der Darstellung des Nutzens (Zeit- und / oder Kostenersparnis) und der Verantwortlichen für die Umsetzung sowie einer Bewertung und Umsetzungsempfehlung auch Hinweise für die Notwendigkeit einer gesetzlichen Änderung zur Umsetzung einer Maßnahme sowie die eventuellen Abhängigkeiten der einzelnen Maßnahmen untereinander.

Aufbau der Studie

Kapitel 3 „Analyse bisheriger Projekte“ stellt die bisherigen HGÜ-Offshore-Netzanbindungsprojekte dar, um aufbauend auf diesen Kenntnissen in den Folgekapiteln Rückschlüsse auf Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale herzuleiten. Die weiteren Hauptkapitel der Studie sind grundsätzlich entlang der Projektphasen der Realisierung eines Offshore-Windparks strukturiert. So befassen sich die Kapitel 4 bis 6 mit der Untersuchung des Genehmigungsprozesses, Kapitel 4, mit der Analyse des Ausschreibungsverfahrens, Kapitel 5, sowie der Analyse der Projektrealisierung, Kapitel 6.

Kapitel 4 befasst sich im Detail dabei mit dem Bundesfachplan Offshore für die Nordsee (BFO) und dem Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) als Grundlage für das anschließende Planfeststellungsverfahren. Des Weiteren wird das PFV als Leitverfahren sowohl in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) als auch im Küstenmeer und auf dem Festland analysiert. Voraussetzung hierfür ist eine nachvollziehbare Trassenplanung, die ebenfalls betrachtet wird.

Das Kapitel 5 untersucht die Ausschreibungsverfahren und die damit im Zusammenhang stehenden technischen und rechtlichen Fragestellungen. Es wird das Rechtsregime für Ausschreibungsverfahren dargestellt, der Ablauf der Vergabeverfahren und deren Schwachstellen beleuchtet sowie Verbesserungen vorgeschlagen.

Den Optimierungspotenzialen, die sich in der Projektrealisierung ergeben, widmet sich Kapitel 6. Der Fokus liegt auf der Offshore-Konverter-Station, da diese den kritischen Pfad für das Gesamtprojekt beeinflusst. Daneben werden die Themen Onshore-Konverter-Station und Kabel behandelt.

In Kapitel 7 „Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen“ werden die aktuell geltenden technischen Rahmenbedingungen (Planungsgrundsätze und technische Vorgaben) sowie technisch machbare und wirtschaftlich sinnvolle Entwicklungen vorgestellt und bewertet. Aus dieser Bewertung werden, wie in den vorangegangenen Kapiteln, Maßnahmen und Empfehlungen abgeleitet.

Kapitel 8 untersucht die Zeitreserven zwischen der geplanten Fertigstellung von Offshore-NAS und der geplanten Inbetriebnahme (IBN) dafür benötigter Onshore-Netzverstärkungsmaßnahmen. Es werden Lösungsansätze vorgestellt, die falls sich der Onshore-Netzausbau verzögern sollte helfen, mögliche Engpässe zu überbrücken.

In Kapitel 9 erfolgt eine Zusammenführung und Aufbereitung der Ergebnisse sowie die abschließende Einordnung und Bewertung.

Hintergrundwissen

WEA stellen je nach Generatortyp elektrische Energie als Drehstrom in bestimmten Spannungsbereichen wie der 33 kV-Ebene zur Verfügung. Nach derzeitigem Stand der

Technik wird diese offshore auf ein bestimmtes Spannungsniveau transformiert, um dann an Land in das Stromnetz eingespeist zu werden.

Da WEA auf See aus ökologischen Gründen (Nationalpark Wattenmeer in der Nordsee), wegen der Berücksichtigung der Belange der Schifffahrt und des Tourismus meistens nur weitab der Küste installiert werden können, bedeutet dies hohe Verluste bei der Übertragung des Drehstroms an Land. Aus diesem Grund wird insbesondere in der Nordsee vorrangig auf HGÜ-Systeme zurückgegriffen. Diese haben bei großen Entfernungen geringere Übertragungsverluste und können größere spezifische Leistungen pro Seekabel transportieren.

Der derzeit verwendete Ansatz sieht die gesammelte Netzanbindung mehrerer Windparks vor. Der von den WEA bereitgestellte Drehstrom (AC, alternating current) wird im Umspannwerk des jeweiligen Windparks (OSS, offshore sub stations) auf ein höheres Spannungsniveau transformiert. Mehrere Windpark-Umspannwerke sind wiederum an eine Offshore-Konverter-Station angeschlossen. Hier kommt es zur Gleichrichtung, dem Wechsel von Drehstrom auf Gleichstrom (DC, direct current) für den Transport an Land. Der Strom wird dort wieder auf Wechselspannung umgeformt und am Netzverknüpfungspunkt (NVP) ins Onshore-Hochspannungsnetz eingespeist.

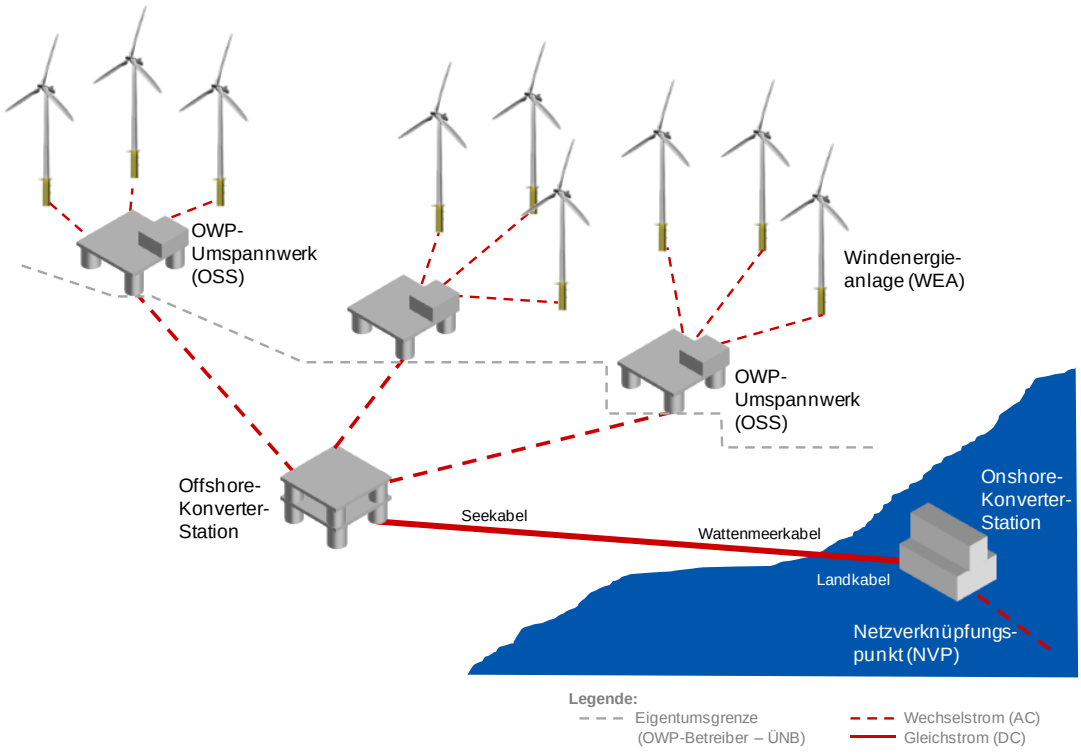


Abbildung 1 Aufbau einer Hochspannungs-Gleichstromübertragung

Die Zuständigkeit für die Verkabelung innerhalb des Windparks und zu dessen Umspannwerk liegt beim Windparkbetreiber, ebenso die Verantwortung für die Errichtung des Umspannwerks selbst. Das sich an das Umspannwerk anschließende Verbindungskabel zur Offshore-Konverter-Station ist jedoch bereits ab Endverschluss des Kabels im Umspannwerk Eigentum und Verantwortungsbereich des ÜNB wie auch alle darauf folgenden Komponenten des Netzanschlusssystems.

Ein HGÜ-Netzanschlusssystem gliedert sich in folgende Komponenten:

- Wechselstrom-Offshore-Kabel zur Verbindung der Umspannstation mit der Konverter-Station

- Offshore-Konverter-Station zur Gleichrichtung
- Gleichstrom-Kabel (Seekabel, Wattenmeerkabel und Landkabel) für den Transport zur Onshore-Konverter-Station
- Onshore-Konverter-Station zur Umrichtung und Einspeisung ins Onshore-Netz

Bisher sind vom für die Nordseeküste zuständigen ÜNB neun HGÜ-NAS vergeben worden.

3. Analyse bisheriger Projekte

Dieses Kapitel stellt die bisherigen HGÜ Offshore-Netzanbindungsprojekte dar, um aufbauend mit diesen Kenntnissen in den Folgekapiteln Rückschlüsse auf Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale herzuleiten.

In Kapitel 3.1 wird der typische Projektverlauf dargestellt und in mehrere Phasen unterteilt. Außerdem werden die Einzelschritte und Meilensteine der unterschiedlichen Phasen erläutert.

Auf die Gesamtprojektkosten und die Kostenverteilung für HGÜ-NAS mit den wesentlichen Kostenaspekten wird in Kapitel 3.2 eingegangen. Aktuell werden weder durch die BNetzA, den ÜNB, noch durch die Auftragnehmer ausreichend Informationen veröffentlicht oder den Gutachtern zur Verfügung gestellt, um dies zu analysieren. Deshalb erfolgt lediglich eine Darstellung auf Basis der in der Presse veröffentlichten summarischen Angaben zu Projektvertragsvolumina.

Die bisher realisierten und im Bau befindlichen Projekte werden in Kapitel 3.3 dargestellt. Hierbei handelt es sich um eine Faktendarstellung, die im Wesentlichen auf öffentlich zugänglichen Informationen basiert. Eine Zusammenfassung der Projektlaufzeiten und verschiedenen Verzögerungsrisiken werden in Kapitel 3.4 dargestellt.

3.1 Darstellung des typischen Projektverlaufs

Der typische zeitliche Ablauf zur Erstellung eines NAS in HGÜ-Technologie kann bis zur ersten Stromübertragung in drei überwiegend aufeinander folgende Phasen gegliedert werden. Die Anordnung der Phasen ist in Abbildung 2 dargestellt.

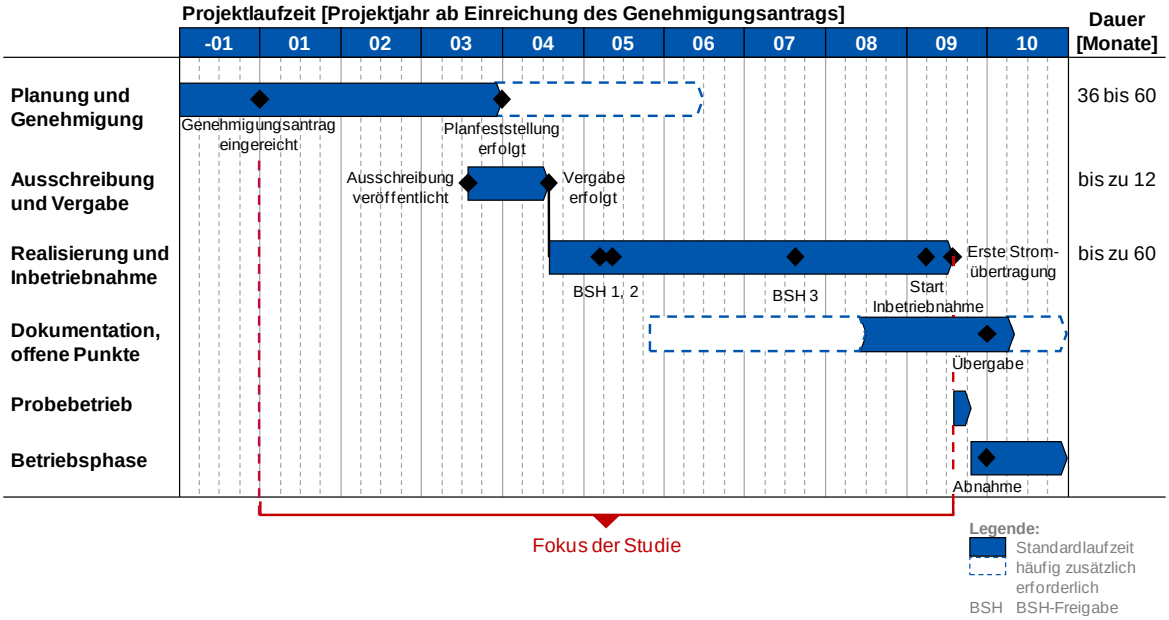


Abbildung 2 Typischer Projektablauf - Überblick

Ein Projekt startet mit der Planungs- und Genehmigungsphase, in der der ÜNB die benötigten Genehmigungen vorbereitet und beantragt. Die Detaillierung der Planungen nimmt kontinuierlich zu. Die Phase endet, wenn die Planfeststellung für alle benötigten Gewerke erteilt ist. Wie in der Grafik angedeutet, kann sich diese Phase bis weit in den Zeitraum

der Realisierungsphase erstrecken. Üblicherweise werden für diese Phase 36 bis 60 Monate geplant.

Die Ausschreibungs- und Vergabephase beginnt, wenn der ÜNB die Ausschreibung veröffentlicht, und endet, wenn alle Verträge mit Lieferanten abgeschlossen sind. Für diese Phase werden standardmäßig bis zu 12 Monate Laufzeit vorgesehen.

Direkt anschließend beginnt die Realisierungs- und Inbetriebnahmephase. Die Hauptkomponenten, Onshore-Konverter-Station, Offshore-Konverter-Station und Kabel, werden in dieser Zeit designt, zertifiziert, gefertigt, installiert und in Betrieb genommen. Nach aktuellen Planungen soll die Realisierung und Inbetriebnahme in allen Projekten innerhalb von 60 Monaten möglich sein.

Nach der ersten Stromübertragung schließt sich der Probebetrieb des NAS an. Die eigentliche Betriebsphase beginnt nach Abschluss der Realisierungs- und Inbetriebnahmephase und dem Vorliegen der Betriebsfreigabe. Die Erstellung der Dokumentation, sowie die Nachverfolgung und Abarbeitung von Listen offener Punkte verläuft parallel in der Realisierungs- und Inbetriebnahmephase. Die Übernahme durch den ÜNB erfolgt, wenn keine, nicht unwesentlichen Mängel mehr vorhanden sind.

Der in dieser Studie vorrangig untersuchte Zeitbereich liegt zwischen der Einreichung des ersten Genehmigungsantrags und der ersten Stromübertragung. Folglich werden die Phasen Planung und Genehmigung, Ausschreibung und Vergabe, Realisierung und Inbetriebnahme nachfolgend detaillierter beschrieben.

3.1.1 Planung und Genehmigung

Planungsphase

In der Planungsphase werden durch den ÜNB über eine Dauer von ca. 12 Monaten zunächst technische Spezifizierungen vorgenommen, die für den Genehmigungsantrag erforderlich sind. Steht dieser noch nicht fest, werden in der Regel lieferantenunabhängige Annahmen basierend auf Erfahrungen mit vergleichbaren Projekten getroffen. Dabei wird die technische Planung soweit ausgeführt, dass die von der Maßnahme voraussichtlich ausgehenden maximal zu berücksichtigenden Wirkungen definiert und möglichst auch in ihrem Umfang räumlich und zeitlich konkret bestimmt werden können. Hierzu gehören z. B. die Ermittlung der Flächenbedarfe der Anlagenteile und die von ihnen ausgehenden Emissionen sowie die benötigten Ressourcen. Auf diese Weise können die Auswirkungen dann im Rahmen der gegebenenfalls durchzuführenden Raum- bzw. Umweltverträglichkeitsprüfungen berücksichtigt werden.

Zusätzlich ist zwischen den Anforderungen im Offshore-Bereich der AWZ und im Küstenmeer bzw. den Anforderungen auf dem Festland, die sich aufgrund der jeweiligen Zuständigkeiten ergeben, zu unterscheiden.

Im Vordergrund der Bearbeitung stehen darüber hinaus in der Anfangsphase die Trassenplanung bzw. die Konkretisierung der Linienführung sowie die Vorbereitung des PFV mit seinen definierten Anforderungen. Im Bereich der Zuständigkeit der Bundesländer sind zusätzlich die Anforderungen des Raumordnungsverfahrens (ROV) umzusetzen, welche die in Plänen und Programmen festgelegten Erfordernisse der Raumordnung, die Abstimmung mit anderen Planungen in dem jeweiligen Trassenbereich sowie eine erste Prüfung der überörtlichen Umweltwirkungen beinhalten.

Die Planungsphase endet jedoch nicht mit dem Einreichen des Genehmigungsantrags. Die technische Planung ist aufgrund der fortschreitenden Erkenntnisse im weiteren Verlauf anzupassen und zu detaillieren. Die Überarbeitung und Detaillierung geht sukzessive in die Vorbereitung der Ausschreibungsunterlagen über. Bis zur Veröffentlichung der Ausschreibung sind 2 bis 3 Jahre ab Einreichung des Genehmigungsantrages anzusetzen.

Genehmigungsphase

Die sich anschließende Genehmigungsphase ist in Abbildung 3 detailliert dargestellt. Sie beginnt mit der Einreichung des Genehmigungsantrages, endet mit dem Planfeststellungsbeschluss und kann in die Bereiche Offshore und Onshore/Küstenmeer unterteilt werden.

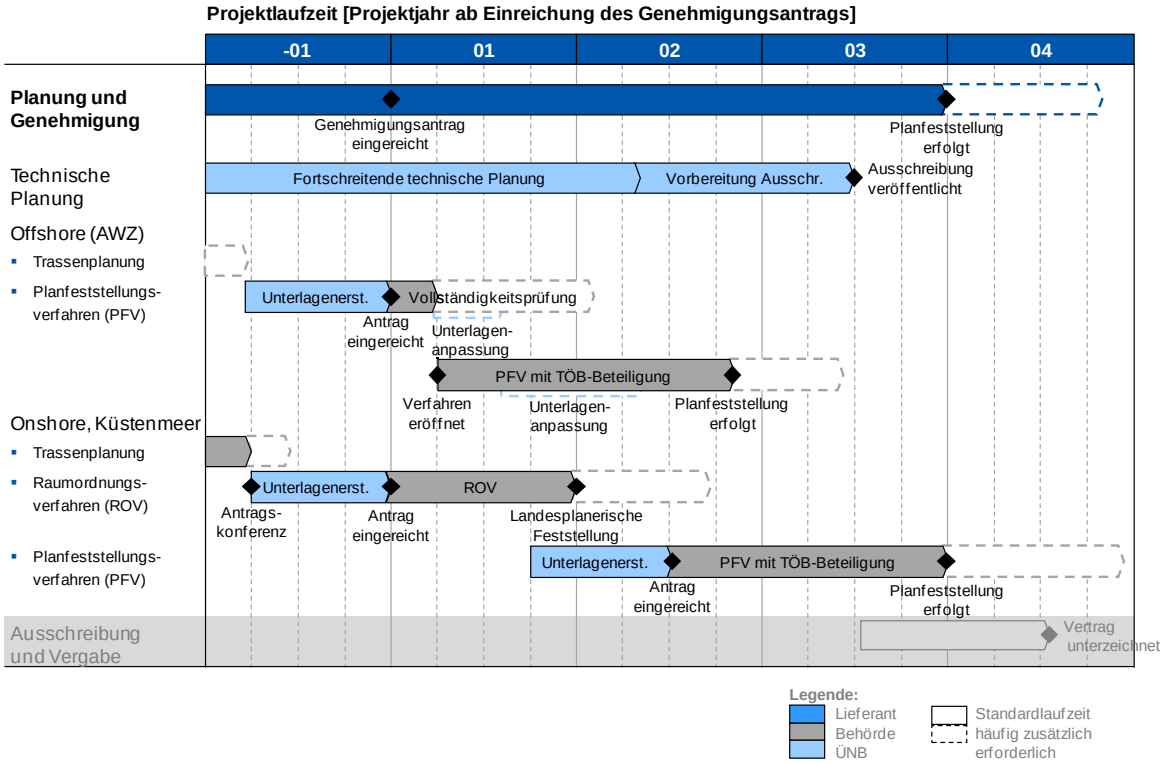


Abbildung 3 Projektablauf für eine NAS - Phase: Planung und Genehmigung

Da für die Bereiche Onshore und im Küstenmeer keine Regelungen durch den O-NEP bzw. den BFO getroffen wurden, so wie dies im Offshore-Bereich der Fall ist, sind hier in der Regel nach Landesrecht ein ROV sowie eine parallele Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und gegebenenfalls auch eine Verträglichkeitsuntersuchungen nach der Flora und Fauna-Habitat Richtlinie der EU (FFH-Richtlinie) zu erstellen.

Für die Unterlagenerstellung werden ca. 9 Monate angesetzt. Das Verfahren selbst ist von den Raumordnungsbehörden in etwa 6 Monaten durchzuführen. Im Hinblick auf die einzubeziehende Umweltverträglichkeitsprüfung mit teilweise mehreren jahreszeitabhängigen Fachgutachten werden jedoch ca. 12 Monate angesetzt.

Der Untersuchungsumfang und die Untersuchungstiefe der Unterlagen für die einzelnen Verfahren werden vorab mit der jeweiligen Genehmigungsbehörde abgestimmt. Die eingereichten Unterlagen werden dann auf der Grundlage des festgelegten Untersuchungsrahmens auf ihre Vollständigkeit geprüft. Anschließend wird das PFV unter Beteiligung der Träger öffentlicher Belange (TÖB) eröffnet. Das Verfahren endet mit dem Planfeststellungsbeschluss, der eventuell Maßgaben für die Umsetzung des Projektes enthält, die wiederum Auswirkungen auf die Ausschreibung haben können. Das ROV endet mit der landesplanerischen Feststellung.

3.1.2 Ausschreibung und Vergabe

Das Ausschreibungs- und Vergabeverfahren beginnt mit der Veröffentlichung der Ausschreibung und endet mit der Vertragsunterzeichnung. Es gliedert sich in die Angebotserstellung, die Angebotsevaluierung mit Klärungsgesprächen und die Vertragsverhandlungen während der Vergabe. Die drei Phasen des Ausschreibungs- und Vergabeverfahrens folgen zeitlich aufeinander, wie in Abbildung 4 dargestellt.

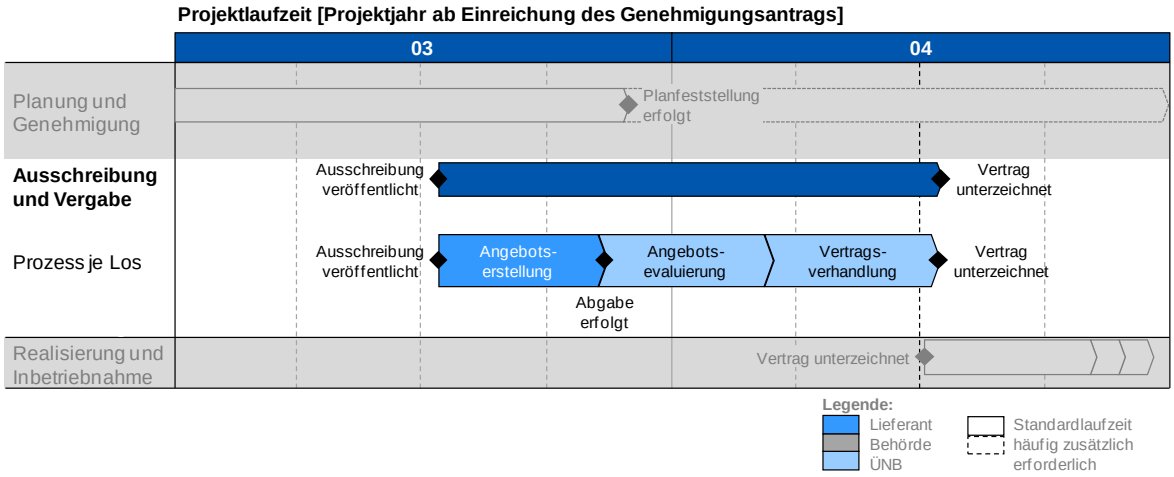


Abbildung 4 Typischer Projektablauf – Ausschreibungs- und Vergabephase

Angebotserstellung

In der Angebotsphase hat der ÜNB die Ausschreibungsunterlagen veröffentlicht und der Handlungsbedarf liegt im Wesentlichen bei den interessierten Lieferanten. Die Bieter müssen in der Lage sein, aufgrund der vorliegenden technischen Spezifikation ein Angebot zu erstellen. Aufgrund der technischen Komplexität und Detaillierung der Spezifikation sind aktuell 4 bis 5 Monate für eine Angebotserstellung anzusetzen.

Angebotsevaluierung

Der ÜNB prüft die Angebotsunterlagen und bewertet diese gemäß der Ausschreibung. In dieser Phase sind typischerweise auch Klärungsgespräche mit den Bietern notwendig, da diese Abweichungen von der Ausschreibung anbringen. Nach Abschluss des Verfahrens werden alle Bieter nach folgenden Kriterien bewertet:

- Preis,
- Angebot / Technik
- Zeitplan

Die Gewichtung dieser Kriterien ist bei der Ausschreibung mit anzugeben und kann so nach aktuellem Bedarf den Schwerpunkt des ÜNB für die Angebote steuern. Aus technisch / wirtschaftlichen Aspekten würde man eine Gleichverteilung der Bewertung wählen. Wenn aus sonstigen externen Gründen eine zeitliche Beschleunigung im Vordergrund steht, ist es legitim, die Zeit höher zu bewerten als die anderen Kriterien, was bereits bei einigen Projekten in der Vergangenheit praktiziert wurde. In Abhängigkeit von der technischen Komplexität, der Detaillierung der Angebote und der Anzahl der Abweichungen sind aktuell 4 bis 5 Monate für eine Evaluierung angesetzt.

Vertragsverhandlung

Die Dauer der Vertragsverhandlung ist stark abhängig von der Verhandlungsposition der Bieter. Bei einer geringen Bieteranzahl, im schlechtesten Fall nur einem Bieter, und langen Abweichungslisten, sind die Vertragsverhandlungen erfahrungsgemäß länger als bei einer guten Verhandlungslage für den ÜNB. Nach Plan sollten die Vertragsverhandlungen in 3 bis 4 Monaten abgeschlossen sein.

3.1.3 Realisierung und Inbetriebnahme

Die Projektrealisierung erfolgt parallel für die drei Gewerke, Offshore-Konverter, Onshore-Konverter und Kabel. Der Zusammenhang und die zeitliche Abfolge der Einzelaufgaben dieser drei Unterprojekte ist in Abbildung 5 dargestellt.

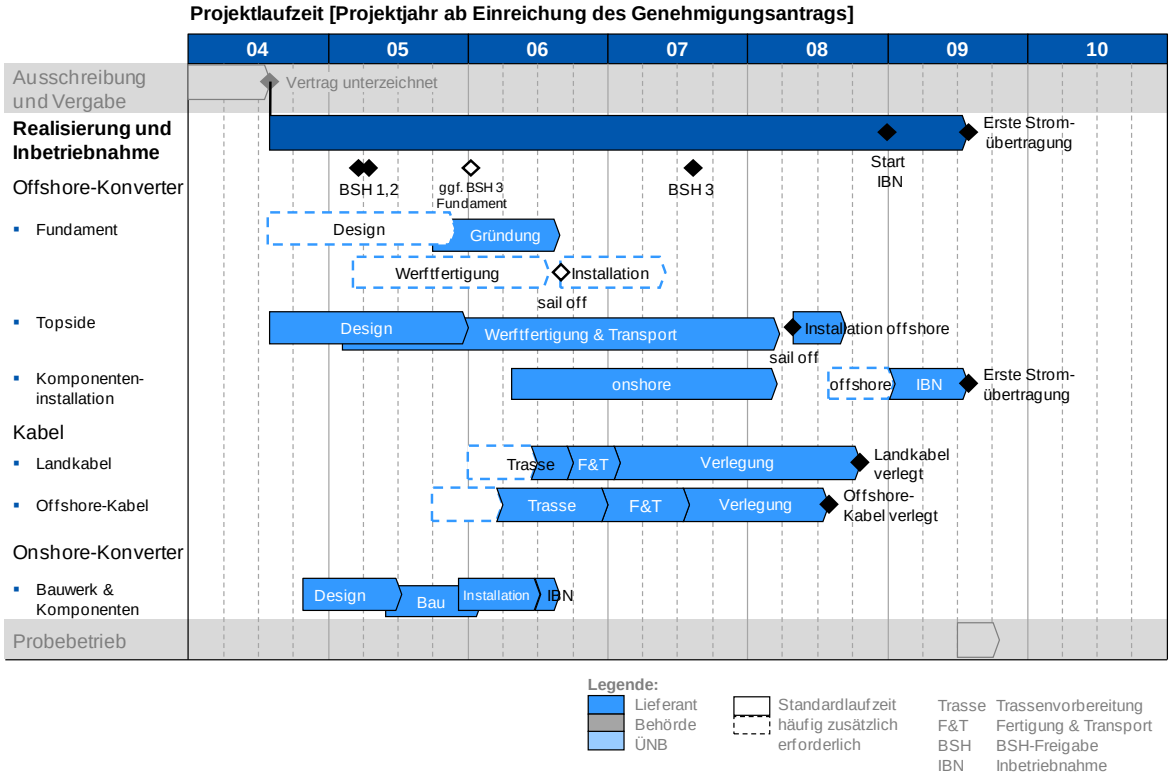


Abbildung 5 Typischer Projektablauf – Realisierungs- und Inbetriebnahmephase

Anhand der durchgängigen Bearbeitung wird deutlich, dass die Realisierung und Inbetriebnahme des Offshore-Konverters den kritischen Pfad des Gesamtprojekts darstellt. Die Ableitung von Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenzialen in Kapitel 6 geht deshalb verstärkt auf diesen Teil ein.

Offshore-Konverter-Station

Die Offshore-Konverter-Station kann in drei Teilprojekten, Fundament, Topside und Komponenteninstallation, betrachtet werden.

Der Pfad für ein gesondertes Fundament ist optional. Je nach Gesamtkonzept des Offshore-Konverters wird das Fundament zusammen mit der Topside als ein Bauwerk designt oder als beides einzeln vorgesehen. In der Vergangenheit wurde das Fundament meist als Jacket mit Pfählen ausgeführt und damit als extra Bauwerk mit einem auf die Schnittstellen zur Topside abgestimmtem Design. Es kann in einer anderen Werft und damit auch durch ein anderes Unternehmen als die Topside gefertigt werden. Für Design

und Fertigung werden ca. 1,5 bis 2 Jahre angesetzt. Bevor das Fundament installiert wird, muss eventuell eine Baugrundvorbereitung durchgeführt werden. Die Installationszeit ist vom Installationskonzept abhängig und kann vom Sail Off bis zur Fertigstellung mehrere Tage bis Wochen dauern.

Bei der Topside wird bisher mit der Werftfertigung nach dem Basic Design begonnen und parallel das Detailed Design fertig gestellt. Die Fertigung sollte idealerweise erst beginnen wenn das Detailed Design abgeschlossen ist. Die Wertfertigung nimmt ca. 3 Jahre in Anspruch. In der Praxis wurde mit der Fertigung jedoch häufiger früher begonnen. Der Transport und die Installation offshore dauern mehrere Tage. Die Komponenteninstallation und Inbetriebnahme sollte in der Werft ausgeführt und weit möglichst abgeschlossen werden. Auch dies wurde in der Praxis so häufiger nicht umgesetzt. Die Installation offshore dauerten in diesen Fällen bis zu über ein Jahr an.

Für die Inbetriebnahme der Offshore-Konverter-Station müssen das Kabel mit allen drei Abschnitten und die Onshore-Konverter-Station in Betrieb genommen sein.

Onshore-Konverter-Station

Für den Onshore-Konverter werden für Design, Bau, Installation und Inbetriebnahme ca. 1,5 bis 2 Jahre angesetzt. Für die Inbetriebnahme der Kabel und des Offshore-Konverters muss die Inbetriebnahme des Onshore-Konverters abgeschlossen sein.

Kabel

Die Realisierung und Inbetriebnahme der HGÜ-Kabelstrecken findet für den Onshore- und Offshore-Teil statt. Für die Inbetriebnahme beider Kabelteile muss der Onshore-Konverter in Betrieb genommen sein.

Für das Landkabel kann für die Geotechnische Untersuchung, die Fertigung und den Transport 6 Monate angesetzt werden. Für die Installation, d. h. die Verlegung und der High Voltage-Test, sind je nach Länge der Trasse 16 bis 20 Monate typisch für ein Projekt an der Nordsee.

Die geotechnische Untersuchung für das Offshore-Kabel, das den Bereich des Küstenmeers umfasst, kann jeweils bis zu einem Jahr dauern. Allerdings können und sollten diese Untersuchungen teilweise schon vor der Ausschreibung erfolgen. Die Kabelfertigung dauert 1 bis 2 Tage pro Kilometer und ist daher von der Trassenlänge abhängig, wie auch die Verlegung. Diese dauert bei dem Wattenmeer-Kabel 1 bis 3 Wochen pro Kilometer und für das Offshore-Kabel 1 bis 2 Tage pro Kilometer. Für das Offshore-Kabel werden zusätzlich 2 bis 3 Wochen für den Kabeleinzug und Anschluss auf der Plattform benötigt.

Das AC-Kabel, also das Kabel für den Anschluss des OWP an das NAS, hat keinen typischen Zeitpunkt im Gesamtprojektverlauf. Es ist im Verhältnis zum HGÜ-Kabel relativ kurz und benötigt ähnliche Installationszeiten wie das Offshore-Kabel.

3.2 Darstellung der typischen Kostenverteilung

Öffentlich ist nur wenig zu den konkreten **Kosten** von Netzanschlusssystemen bekannt. Die für diese Studie befragten Unternehmen konnten u. a. aus Vertraulichkeitsgründen keine Informationen zu den Gesamtkosten, Kostenverteilungen oder Steigerungen im Projektverlauf zur Verfügung stellen.

Grundsätzlich setzen sich die Gesamtinvestitionskosten eines NAS aus ÜNB Perspektive wie folgt zusammen:

- Interne Projektkosten
- Engineering Kosten

- Genehmigungskosten
- Projektvertragskosten

Folglich ist es aufgrund der Informationslage nicht möglich, eine prozentuale Verteilung der Kosten auf die unterschiedlichen Kostenpositionen anzugeben. Sicher ist jedoch, dass der größte Betrag durch die Projektvertragskosten anfällt. Diese können weiter entsprechend der jeweiligen Gewerke, Offshore-Konverter-Station, Onshore-Konverter-Station und Kabel, analog des Vorgehens in Kapitel 3.1 untergliedert werden.

Dabei entsteht der größte Anteil der Projektvertragskosten durch den Offshore-Konverter. Eine genaue Verteilung kann aber auch hier mangels Informationen nicht angegeben werden.

In verschiedenen Presseartikeln und -meldungen der Auftragnehmer werden Informationen zu den Volumina bzw. Kosten einzelner Projektverträge zwischen den ÜNB und den Auftragnehmern angegeben. Neben dem Auftragswert werden vereinzelt auch die geplanten Gesamtkosten (Investitionskosten) für einzelne NAS veröffentlicht. Da diese Werte auf Schätzungen basieren, werden nur grob gerundete Werte veröffentlicht. Bezieht man diese Werte auf die geplante Übertragungsleitung des NAS erhält man die in Abbildung 6 dargestellten leistungsspezifischen Kosten. Die exakten Werte der Vertragsvolumina und der Übertragungsleistungen können den Projektbeschreibungen in Kapitel 3.3 entnommen werden. Die einzelnen Projekte unterscheiden sich neben der Leistung jedoch auch nach weiteren technischen Parametern, wie beispielsweise der Kabellänge. Diese Unterschiede müssen beim Vergleich beachtet werden.

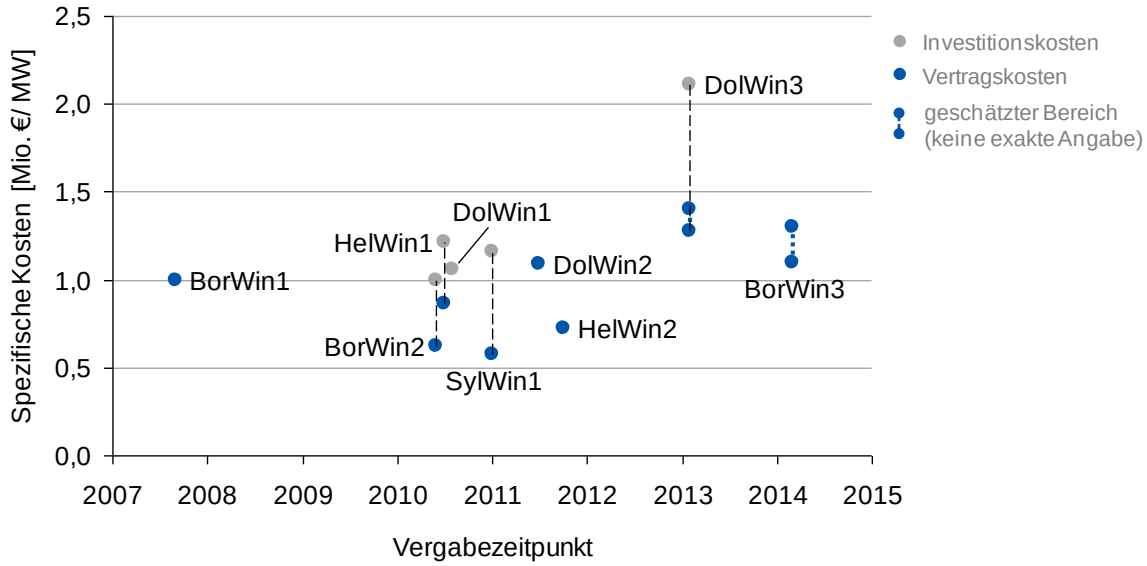


Abbildung 6 Veröffentlichte Angaben zu Vertrags- und Gesamtinvestitionsvolumen

Quellen: [4] [5] [6] [7] [8] [9] [10] [11]

BorWin1, der erste vergebene Netzanschluss, wurde mit den geringsten absoluten Vertragskosten verhandelt, während die jüngeren Projekte zu höheren stetes ansteigenden Vertragswerten vergeben wurden. Betrachtet man jedoch die spezifischen Kosten zeigt sich ein anderes Bild.

Unabhängig von den projektspezifischen Besonderheiten ist bei Pilotprojekten, wie BorWin1, generell mit höheren spezifischen Kosten zu rechnen. Für Projekte, die auf ein Pilotprojekt folgen, werden typischerweise sukzessive sinkende spezifische Kosten erwartet. Dies trägt dem Wissens- und Konkurrenzaufbau in der Branche Rechnung. Bei den

Folgeprojekte HelWin1, BorWin2 und SylWin2 ist diese Entwicklung zu beobachten. Dann kommt es jedoch zu einer Trendumkehr.

Mehrkosten zum ursprünglichen Auftragswert, die sich aus Änderungen oder anderen Nachforderungen ergeben, sind in Abbildung 6 nicht dargestellt. Aus Pressedarstellungen ist jedoch zu entnehmen, dass die Mehrkosten summiert für alle Projekte eines Herstellers bereits Anfang 2015 bei ca. 460 Mio. € für ABB Asea Brown Boveri Ltd. (ABB) bzw. 981 Mio. € für Siemens AG (Siemens) lagen [12]. Bezogen auf die hier dargestellten Vertragswerte bedeutet dies eine Kostensteigerung von 25 bis 50 %.

Die Kombination aus dem Trend zu steigenden spezifischen Vertragswerten in neueren Projekten und den deutlichen Kostensteigerungen bei mehreren Herstellern lässt den Schluss zu, dass die Kosten bzw. die Risiken in den ersten Projekten zu gering bewertet wurden.

Die vorliegenden Informationen sind jedoch zu oberflächlich und nicht ausreichend belastbar, um darauf aufbauend im Rahmen dieser Studie weitere Untersuchungen durchzuführen und konkrete Kostensenkungspotenziale abzuleiten. Dies zeigt den Informationsmangel zu aktuell durchgeführten Projekten und führt, wie auch später als konkrete Maßnahme formuliert, zu der Forderung von mehr Transparenz.

3.3 Projektübersicht der HGÜ-Netzanschlüsse

In der deutschen Nord- und Ostsee sind aktuell die in Abbildung 7 dargestellten 15 Offshore-NAS in Betrieb oder im Bau.

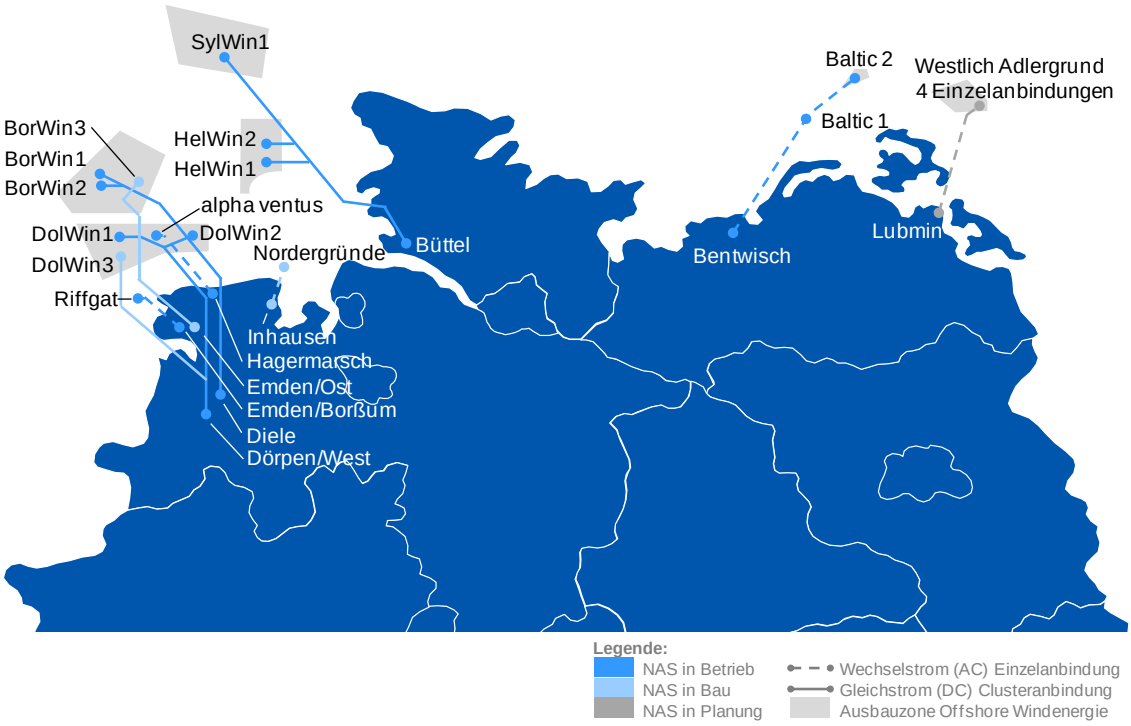


Abbildung 7 Netzanschlüsse in der Nord- und Ostsee

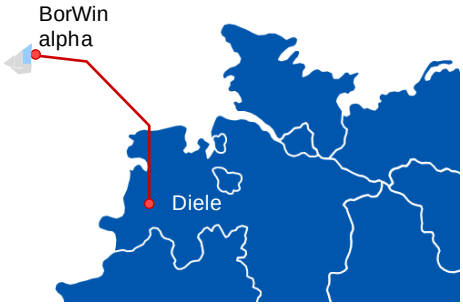
Es existieren verschieden Konzepte für die Realisierung von Offshore-NAS. Diese sind u. a. abhängig von der Leistung der anzubindenden OWP und deren Entfernung von der Küste. In der Ostsee werden durch den zuständigen ÜNB alle Verbindungen in AC-Technologie realisiert und auch in der Nordsee existieren drei AC-Anbindungen zu den relativ küstennahen OWP alpha ventus, Nordergründe und Riffgat. Die übrigen NAS in der Nordsee sind in HGÜ-Technologie realisiert oder geplant.

Diese NAS in HGÜ-Technologie sind Gegenstand der Studie und werden detaillierter untersucht. Bisher hat der für die Nordseeküste zuständige ÜNB neun NAS vergeben. Von diesen sind sechs vom ÜNB übernommen und in Betrieb. Die anderen drei NAS befinden sich noch in der Realisierungsphase und sind unterschiedlich weit im Projektverlauf.

Im Folgenden werden die neun Offshore-NAS mit HGÜ-Technologie einzeln charakterisiert. Hierbei wird insbesondere auf öffentlich bekannte Verzögerungsgründe eingegangen.

BorWin1

Fakten	
Übertragungsleistung	400 MW
Spannung	150 kV
Offshore-Kabellänge	125 km
Onshore-Kabellänge	75 km
Hersteller	ABB
Vertragswert	400 Mio. €



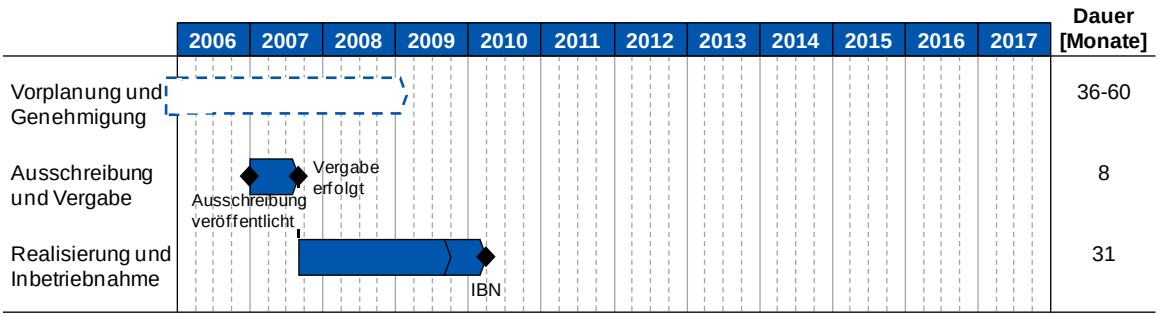


Abbildung 8 Übersicht - BorWin1

BorWin1, Abbildung 8, ist das erste NAS in Deutschland mit HGÜ-Technologie. Über die zugehörige Plattform BorWin alpha speisen die 80 Anlagen des Windparks BARD Offshore 1 ihre Leistung ins deutsche Übertragungsnetz ein. Die Anbindung ist auf die Übertragung von 400 MW ausgelegt. Die Länge der DC Kabelstrecke beträgt an Land und offshore zusammen ca. 200 km. Die Anbindung ans Festland erfolgt über die Insel Norderney und endet im Umspannwerk Diele bei Papenburg [13].

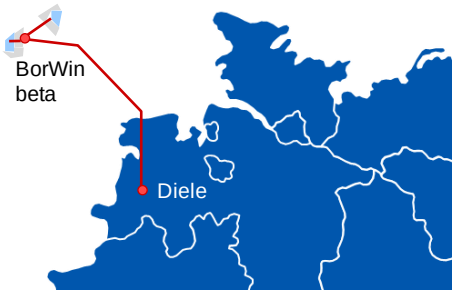
Die ursprünglichen Planungen wurden durch die Planungsgesellschaft des OWP initiiert. Der ÜNB hat die Planungen übernommen, als der Gesetzgeber die Verantwortung für die Offshore-NAS an diesen übertragen hat. Daher ist die reale Vorplanungszeit nicht bekannt.

ABB wurde im September 2007 mit der Umsetzung beauftragt [14]. Das Volumen des Vertrags belief sich auf 400 Mio. € [14]. Ursprünglich war eine Inbetriebnahme im September 2009 vorgesehen [14]. Die Inbetriebnahme hat jedoch erst im April 2010 stattgefunden [13] und dauerte mit 31 Monaten 7 Monate länger als ursprünglich geplant.

Seit Dezember 2010, mit dem Anschluss des Windparks BARD Offshore 1, überträgt BorWin1 Energie zu den Verbrauchern an Land. Seit der Inbetriebnahme kam es in der Vergangenheit immer wieder zu monatelangen Abschaltungen aufgrund von Fehlern in den elektronischen Bauteilen [15] [16] [17] [18] [19].

BorWin2

Fakten	
Übertragungsleistung	800 MW
Spannung	300 kV
Offshore-Kabellänge	125 km
Onshore-Kabellänge	75 km
Hersteller	Siemens
Vertragswert	500 Mio. €



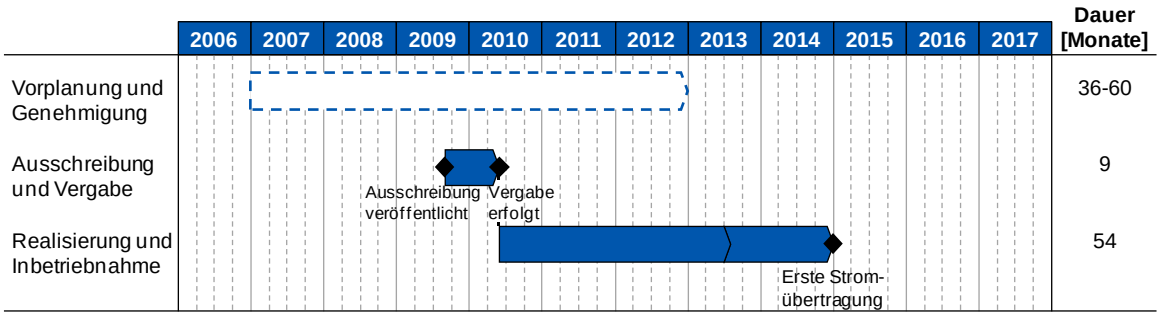


Abbildung 9 Übersicht - BorWin2

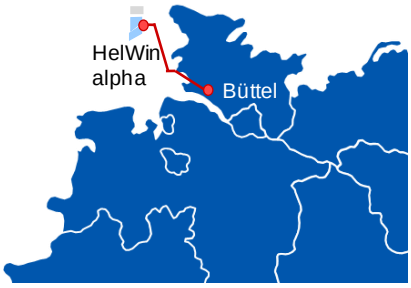
Den Zuschlag für BorWin2 mit einem Vertragswert von 500 Mio. € erhielt ein Konsortium aus der Siemens und dem italienischen Kabelhersteller Prysmian S.p.A (Prysmian) Mitte 2010 [20].

Das NAS BorWin2 wurde durch die Verzögerung beim Bau der Plattform BorWin beta in der Werft beeinträchtigt [21] [22]. Eine weitere Verzögerung entstand, als aufgrund schwieriger Wetterverhältnisse die Installation vom Herbst 2013 auf den Frühling 2014 verschoben werden musste [23].

2014 wurde die Plattform BorWin beta auf See installiert. Die Inbetriebnahme endete mit der Übergabe an den ÜNB im Januar 2015 [4] [22]. Im Vergleich zur ursprünglich geplanten IBN in 2013 [20] verzögerte sich das Projekt um 1 bis 2 Jahre.

HelWin1

Fakten	
Übertragungsleistung	576 MW
Spannung	250 kV
Offshore-Kabellänge	85 km
Onshore-Kabellänge	45 km
Hersteller	Siemens
Vertragswert	500 Mio. €



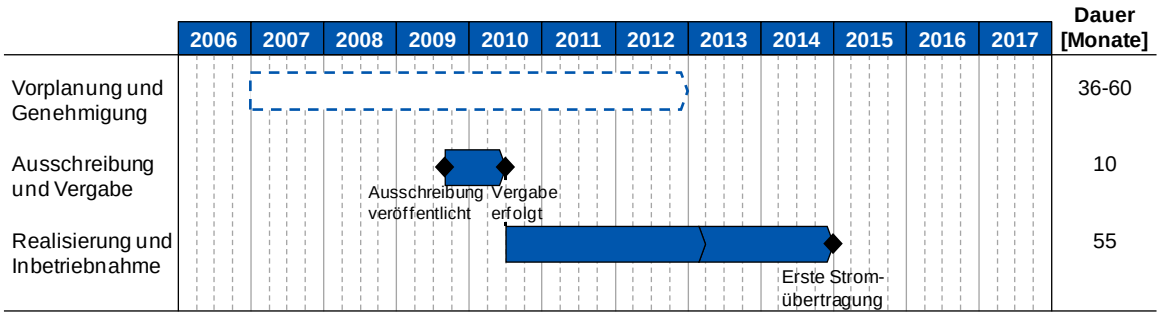


Abbildung 10 Übersicht - HelWin1

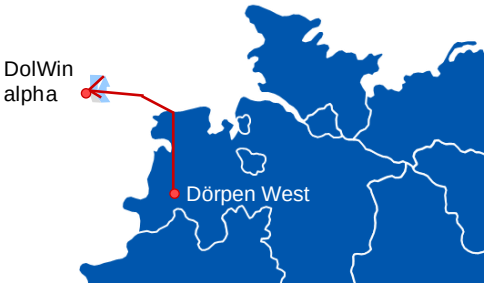
Die erste Netzanbindung im Cluster Helgoland, HelWin1, Abbildung 10, wurde im Jahr 2010 an ein Konsortium aus der Siemens und dem italienischen Kabelhersteller Prysmian für 500 Mio. € vergeben [24] [25] [26]. Mit der Herstellung der Plattform wurde die Werft Nordic Yards GmbH beauftragt.

Der Netzanschluss war ursprünglich für März 2013 vorgesehen [24] [27] und hat nach letztem Informationsstand Ende 2014 stattgefunden [28]. Im Januar 2015 fand die Übergabe an den ÜNB statt [29]. Das Projekt verzögerte damit um 1 bis 2 Jahre [30].

Die Verzögerung des Baus von HelWin1 führte zwischen 2010 und 2013 zu starken Protesten der Windparkbetreiber gegenüber dem ÜNB. Die Betreiber unterstellten damals mangelhafte Planung [27], während der ÜNB auf Munitionsfunde und Verzögerungen auf Seiten von Siemens hinwies. Siemens berief sich seinerseits auf langwierige Planfeststellungsverfahren beim Bau des NAS [21] [31].

DolWin1

Fakten	
Übertragungsleistung	800 MW
Spannung	320 kV
Offshore-Kabellänge	75 km
Onshore-Kabellänge	90 km
Hersteller	ABB



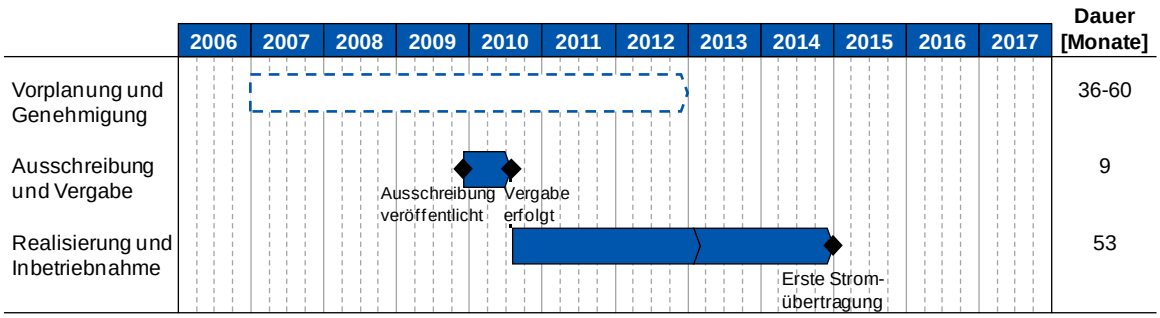


Abbildung 11 Übersicht - DolWin1

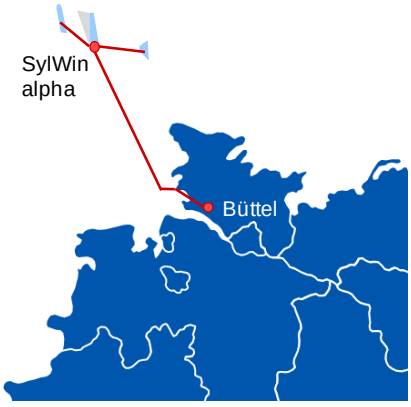
Mit dem Projekt wurde ABB Mitte 2010 beauftragt [32] [33].

Der Netzanschluss war nach Angaben der OWP-Betreiber ursprünglich für Februar 2013 geplant und erfolgte im Dezember 2014. Der Probetrieb startete im April 2015 und die Übernahme fand im Juli 2015 statt [28].

Das Gesamtprojekt verzögerte sich damit um knapp 2 Jahre. Als Ursache ist bekannt, dass sich der Bau der Plattform DolWin alpha um mehrere Monate verspätete [31] auch wegen der mangelnden Verfügbarkeit des Installationsschiffes Thialf, das als einziges weltweit zu diesem Zeitpunkt die nötige Hebekapazität hatte [34]. Außerdem behinderten Munitionsfunde, wie bei HelWin1, die Kabelverlegung [27].

SylWin1

Fakten	
Übertragungsleistung	864 MW
Spannung	320 kV
Offshore-Kabellänge	160 km
Onshore-Kabellänge	45 km
Hersteller	Siemens
Vertragswert	500 Mio. €



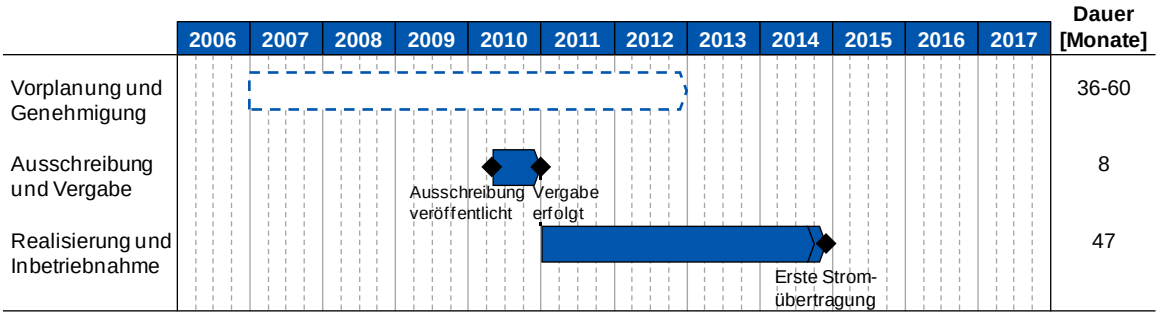


Abbildung 12 Übersicht - SylWin1

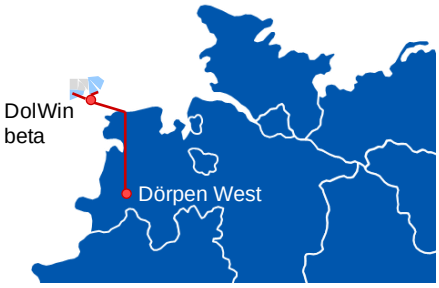
Anfang 2011 erhielt das Konsortium von Siemens und Prysmian für 500 Mio. € den Zuschlag SylWin1 zu bauen [21] [9] [35] [36].

Die Inbetriebnahme hätte nach ursprünglicher Planung Anfang 2014 stattfinden sollen [9] und wurde nach Angaben der OWP-Betreiber zwischenzeitlich auf September 2014 verschoben. Die erste Stromübertragung fand im November 2014 mit dem Anschluss des OWP DanTysk statt. Der OWP Butendiek folgte im Januar 2015. Der Probebetrieb von SylWin1 wurde Ende März 2015 beendet [28].

Der Netzanschluss verzögerte sich somit um mindestens 2 Monate. Als Grund ist die kurzfristige Anpassung der Verankerung der SylWin alpha bekannt [37] [38]. Außerdem musste ein AC-Kabel zur Anbindung von Butendiek ersetzt werden, das bei der Havarie eines Transportschiffs abhanden gekommen war [39] [40] [41].

DolWin2

Fakten	
Übertragungsleistung	916 MW
Spannung	320 kV
Offshore-Kabellänge	45 km
Onshore-Kabellänge	90 km
Hersteller	ABB
Vertragswert	1.000 Mio. €



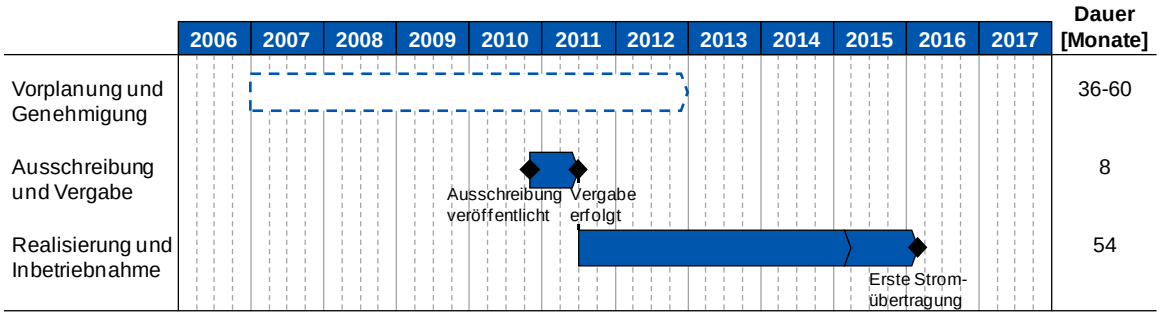


Abbildung 13 Übersicht - DolWin2

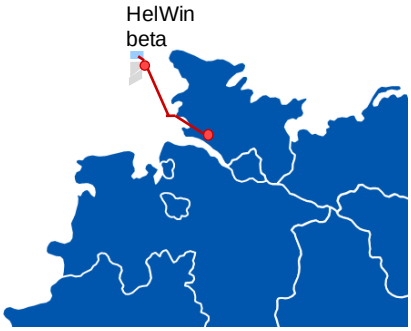
Mitte 2011 wurde ABB für 1 Mrd. € beauftragt, das NAS DolWin2 zu realisieren [42] [43] [44].

Das Ende des Probebetriebs war ursprünglich im Frühjahr 2015 vorgesehen [45]. Zwischenzeitlich wurde die erste Stromübertragung jedoch auf November 2015 verschoben und hat letztendlich im Februar 2016 stattgefunden [28]. Damit ergibt sich eine Verzögerung von etwa einem Jahr.

Die Konverter-Plattform wurde von der Firma Drydocks World in Dubai gebaut. Sie wurde nach der Fertigstellung zur Installation des Equipments in das norwegische Haugesund verschifft. Eine erste Verzögerung wurde bereits zu diesem Zeitpunkt bekannt, da die Niederspannungstechnik fehlerhaft in Dubai durch einen Nachunternehmer verkabelt worden war [17].

HelWin2

Fakten	
Übertragungsleistung	690 MW
Spannung	320 kV
Offshore-Kabellänge	85 km
Onshore-Kabellänge	45 km
Hersteller	Siemens
Vertragswert	500 Mio. €



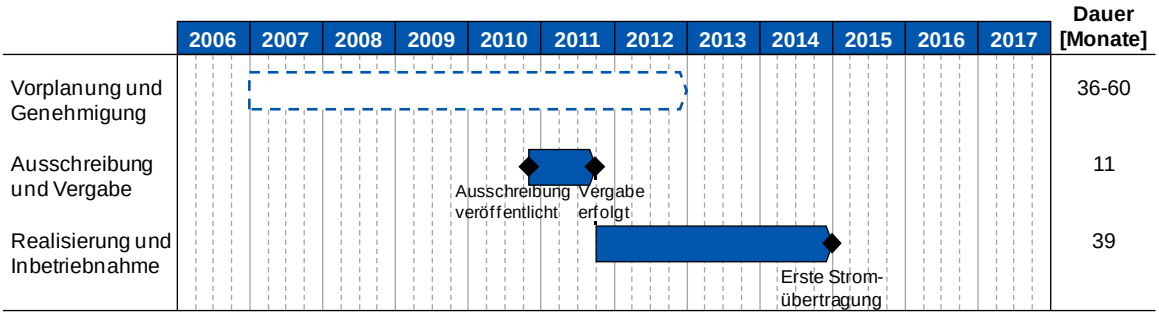


Abbildung 14 Übersicht - HelWin2

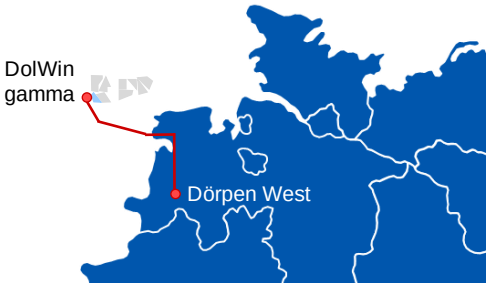
Die Anbindung HelWin2 wurde im Sommer 2011 an das Konsortium aus Siemens und Prysmian für 500 Mio. € vergeben [21] [46].

Die Plattform wurde von der niederländischen Firma Heerema Fabrication Group SE in Zwijndrecht gebaut [47].

Die erste Stromübertragung erfolgte vor Start des Probebetriebs im Januar 2015 [28]; die offizielle Inbetriebnahme folgte zum ursprünglich geplanten Termin im Juni 2015 [48]. Helwin2 wurde ohne Verzögerungen fertiggestellt.

DolWin3

Fakten	
Übertragungsleistung	900 MW
Spannung	320 kV
Offshore-Kabellänge	80 km
Onshore-Kabellänge	80 km
Hersteller	GE/Alstom
Vertragswert	> 1.150 Mio. €



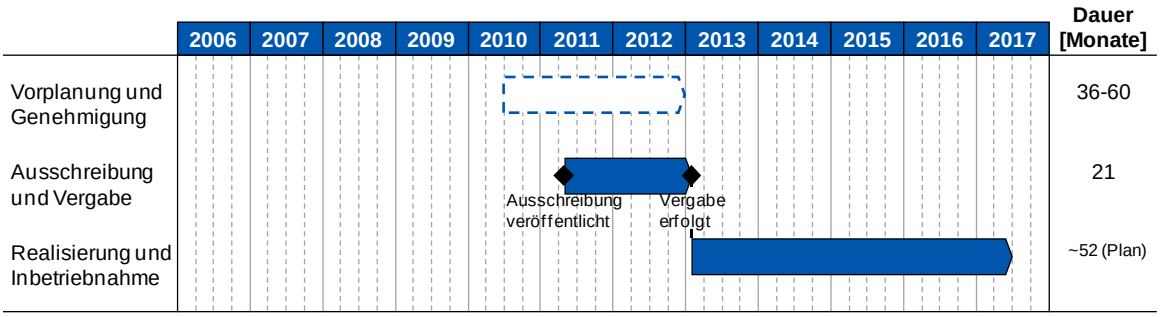


Abbildung 15 Übersicht - DolWin3

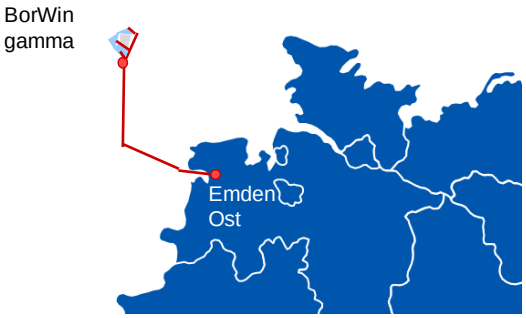
Das NAS DolWin3, Abbildung 15, ist im Februar 2013 an Alstom S.A. (Alstom) vergeben worden. (Alstom wurde anschließend durch General Electric Co. übernommen.) Für beide Unternehmen ist es das erste Offshore-NAS in HGÜ Technologie, das sie realisieren. Die Übergabe an den ÜNB soll Mitte 2017 erfolgen. [49] [50] [51]

Der Vertragspreis liegt bei über 1.150 Mio. €, die sich als Summe aus den Kosten für die Offshore-Konverter-Station von 800 Mio. € [52] und für die Kabel von 350 Mio. € [53] ergeben. Die gesamten Baukosten werden voraussichtlich bis zu 1.900 Mio. € betragen [10].

Die erste Stromübertragung ist für Juni 2017 geplant; der Start des Probebetriebs für Dezember 2017 [28]. Der ursprünglich vorgesehene Fertigstellungstermin liegt im September 2017 und wurde nach aktueller Planung auf März 2018 verschoben [54].

BorWin3

Fakten	
Übertragungsleistung	900 MW
Spannung	320 kV
Offshore-Kabellänge	130 km
Onshore-Kabellänge	30 km
Hersteller Konverter-Stationen	Siemens
Hersteller Kabel	Prysmian
Vertragswert	> 1.000 Mio. €



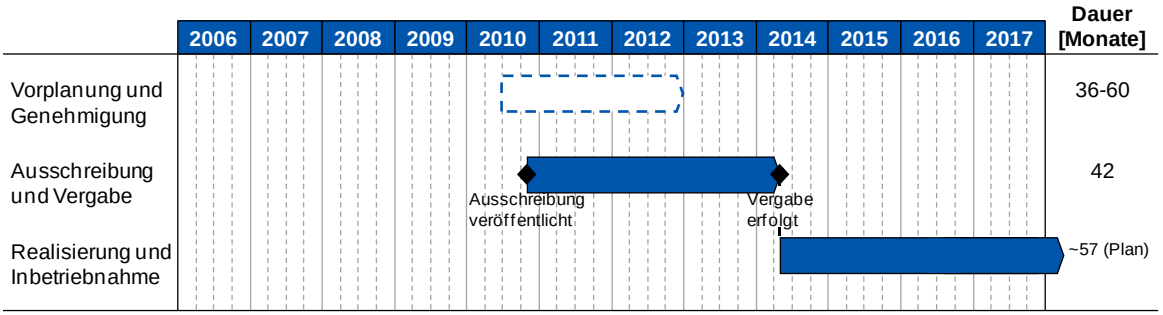


Abbildung 16 Übersicht - BorWin3

Das NAS BorWin3 ist 2014 als erstes Projekt in zwei Losen an die Auftragnehmer Siemens / Petrofac Ltd. und Prysmian vergeben worden. Siemens und Petrofac sind zuständig für die Konverter-Stationen und die Prysmian für das Kabel [11] [55].

Das gesamte Auftragsvolumen für BorWin3 inklusive Seekabel liegt laut TenneT bei deutlich mehr als einer Milliarde Euro [11]. Prysmian gibt an, dass der Auftragswert des Kabels bei über 250 Mio. € liegt [56].

Die erste Stromübertragung ist für Januar 2019 vorgesehen [28]; die Fertigstellung für Juli 2019 [54]. Verzögerungen im Projektfortschritt sind aktuell nicht bekannt.

3.4 Zusammenfassung

Die Dauer der Vorplanungs- und Genehmigungsphasen ist häufig unklar, da der Beginn dieser Phase oft nicht genau zu definieren und nicht öffentlich bekannt ist. Deshalb wird in der Übersicht der Projektlaufzeiten in Abbildung 17 auf die Darstellung der Genehmigungsphase verzichtet.

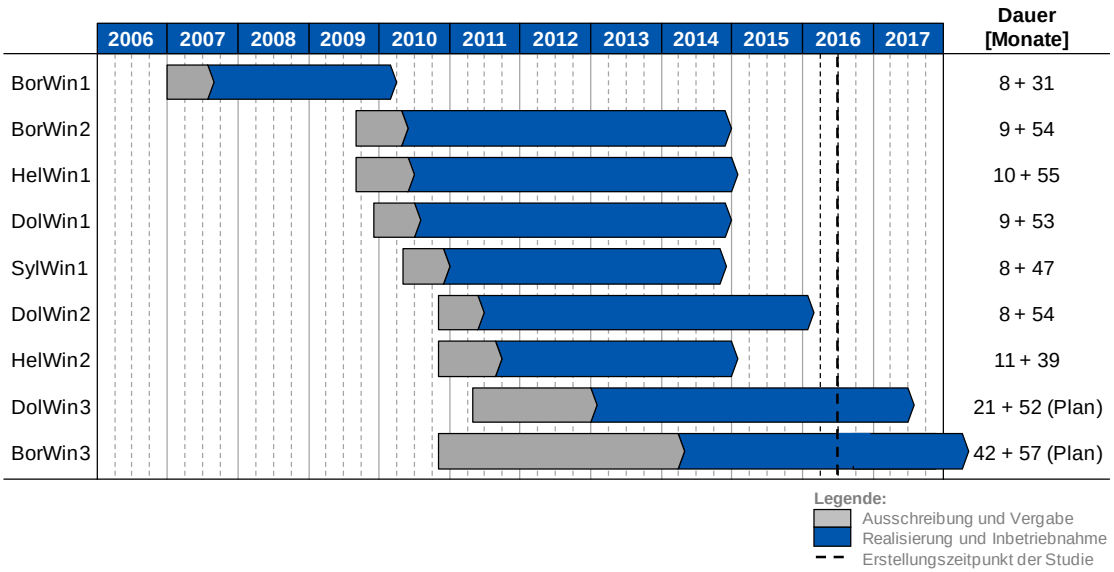


Abbildung 17 Übersicht der Projektlaufzeiten aller NAS

Für die Ausschreibungs- und Vergabephase wurde in der Vergangenheit ein Zeitraum von 6 bis 12 Monaten angesetzt. In der Praxis wurden mit Ausnahme von DolWin3 und BorWin3 stets weniger als 12 Monaten benötigt. Ein Grund für die deutlich längeren Ausschreibungs- und Vergabezeiten von 21 und 42 Monaten dieser Projekte ist nicht öffentlich bekannt; jedoch ist BorWin3 das bisher einzige Projekt, das in zwei Losen vergeben wurde. Die mittlere Laufzeit der Ausschreibungs- und Vergabephase liegt ohne Miteinbeziehung dieser deutlich verzögerten Projekte bei 9 Monaten.

Auch die Realisierungs- und Inbetriebnahmephasen aller bisher fertiggestellten Projekte haben den pauschalen Planungswert von 60 Monaten unterschritten obwohl im Vergleich zum projektspezifischen Zeitplan durchaus diverse Verzögerungen auftraten.

Für SylWin1 sind beispielsweise Probleme mit Fundamentverankerung und Verfügbarkeit von Kabeln bekannt, die sich vor allem auf die Installationsphase auswirken [37] [38] [39] [40] [41] und zu einer Gesamtverzögerung von 14 Monaten führten. Trotzdem fand die erste Stromübertragung 47 Monate nach der Auftragsvergabe statt.

BorWin1 hatte dagegen eine sehr kurze Realisierungszeit von 31 Monaten. Jedoch berichtete die Presse in wechselndem Detailierungsgrad über Fehler der elektrotechnischen Komponenten, die erst nach der Inbetriebnahme auftraten. Diese führten zum Teil zu mehreren Monaten Abschaltung, welche aber nicht mehr zur Bau- und Installationsphase gezählt werden [15] [16] [17] [18] [19]. Auch beim zweitschnellsten Projekt, HelWin2, traten verstärkt Probleme in der Betriebsphase auf, weshalb diese beiden Projekte nicht als Maßstab herangezogen werden sollten.

Werden die beiden besonders schnell durchgeführten Projekte außen vor gelassen, ergibt sich eine durchschnittliche Umsetzungsdauer von ca. 53 Monaten. Die Gründe für Verzögerungen sind vielschichtig, wie die Kurzbeschreibungen der unterschiedlichen Projekte zeigen.

Grundsätzlich sind detaillierte Angaben zu Zeitplänen und Verzögerungen nicht öffentlich bekannt. Es ist daher auch nur schwer möglich, die einzelnen Projekte untereinander zu vergleichen. Eine übergreifende Bewertung aller aufgetretenen Probleme lässt sich ebenfalls nicht erstellen. Auch variiert der Umfang der Berichterstattung relativ unabhängig von Schwere und Anzahl der Vorkommnisse in Hinblick auf Verzögerungen des Netzanschlusses.

Die bekannten Probleme kann man jedoch übergeordnet den im Folgenden beschrieben Kategorien zuordnen. Einige der genannten Probleme wurden bereits von den Verantwortlichen angegangen und bestehen heute nicht mehr.

Finanzierungsprobleme

Die Finanzierungsengpässe tauchen als Problem vor allem im Jahr 2012 auf. Zentral war in der Berichterstattung zu lesen, dass der ÜNB nicht über die finanziellen Mittel verfüge, um unter anderem die damals anstehende NAS HelWin1 für den Windpark Nordsee-Ost zu realisieren [57]. Der ÜNB verwies in diesem Zusammenhang auf hohe Haftungsrisiken [58]. Eine Klärung dieser Haftungsfragen wurde auch in einer Studie im Auftrag der Stiftung Offshore im März 2012 gefordert [59]. Die Lösung war das „Dritte Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“ vom 20.12.2012, durch das die Entschädigungspflicht des ÜNBs bei nicht schuldhaftem Verhalten seinerseits stark eingeschränkt wurde [60].

Engpässe am Markt

Bei einem knappen Zeitplan, in dem der Bau der Komponenten auf dem zeitkritischen Pfad liegt, führen Unfälle und Fehlplanungen schnell zu Verzögerungen. Ein wichtiges Problem bei der Netzanbindung ist die eingeschränkte Zahl an Marktanbietern. Als Generalunternehmer (GU) für die Netzanbindungssysteme sind bisher nur drei Unternehmen (ABB, Siemens und GE / Alstom) aufgetreten. Auch der Markt der Subunternehmer ist aufgrund der komplexen Technik und des hohen Investitionsbedarfs eingeschränkt [61]. Im Jahr 2012 begründete der ÜNB die Verzögerungen zum Teil damit, dass das Angebot für Kabel am Markt aufgrund mangelnder Kapazitäten stark eingeschränkt sei [62].

Kabellieferung gesunken:
Für den Netzanschluss SylWin1 führte die Havarie eines Schiffes mit einer Kabellieferung 2014 zu mehreren Monaten Verzögerung [39] [40] [41].

Installationsschiff nicht verfügbar:
Bei dem NAS DolWin1 führte die mangelnde Verfügbarkeit des Installationsschiffes Thialf zu Verzögerungen. Auf andere Schiffe konnte nicht ausgewichen werden, da das Installationsschiff „Thialf“ als einziges weltweit die nötige Hebekapazität hatte [34]. Inzwischen ist ein zweites Installationsschiff „Saipem 7000“ mit annähernd gleichen Hebekapazitäten vorhanden [63].

Naturgewalt / Geologische Probleme

Gründung:
Vorher nicht bekannte Weichbodenschichten machten für die SylWin1 seinerzeit nicht geplante, tiefere Verankerungen notwendig. Es kam zu längeren Lieferzeiten. Die Anbindung verzögerte sich und es entstanden zusätzliche Kosten [37] [38].

Munitionsfunde:
Kampfmittel in der Nordsee verzögerten die Anbindungen der Windparks Riffgat, Borkum West II (Trianel) und Meerwind. Letztere sind heute über DolWin1 und HelWin1 angebunden. Laut ÜNB verzögerten Strömungen und schlechte Sicht die Räumungsarbeiten [27]. Besonders schwer waren die Probleme bei einer der hier nicht näher untersuchten Wechselstrom-Anbindungen des Windparks Riffgat, wo statt 2 Monaten rund 1,5 Jahre für die

Räumung benötigt wurden [41]. Um diese Verzögerungen zukünftig zu vermeiden muss auch hier die Projektvorbereitung verbessert werden (siehe Kapitel 4.4).

Seegang:
Zu hohe Wellen für das geplante Installationskonzept sorgten in der zweiten Hälfte des Jahres 2013 für die Verzögerung der Installation der Konverterplattform BorWin beta. Die Installation verzögerte sich bis ins Jahr 2014, da die Plattform BorWin beta aufgrund der Wetterlage im Hafen überwintern musste [23].

Technik

Kompatibilität:
Bei der BorWin1 wurde immer wieder von Abschaltungen aufgrund von Fehlern in den elektrischen Bauteilen berichtet [15] [16]. Als Grund wurde vom ÜNB die mangelhafte Stromqualität des Windparks angeführt [18] [19].

Produktionsfehler:
Der NAS DolWin2 verzögerte sich, da in der Werft in Dubai Niederspannungstechnik fehlerhaft in die DolWin beta eingebaut wurde [17]. Dem Risiko solcher Fehler in der Projektrealisierung kann man mit einer stärkeren Kontrolle der Subauftragnehmer gerecht werden, Kapitel 6.1.4.

Komplexität der Genehmigungsverfahren und Zertifizierung

In den Medien wurde berichtet, dass die Hersteller keine klaren Design- bzw. Zertifizierungsstandards zur Verfügung hätten. Standards der Öl- und Gas-Offshore-Industrie seien nur bedingt anwendbar. Es gäbe damit keinen roten Faden für die Konstruktion [64]. Dieses Problem wirkt sich auch auf die Komplexität und Dauer des Genehmigungsprozesses aus, der in erster Linie durch das Planfeststellungsverfahren bestimmt wird. Die in Kapitel 6.4.1 diskutierte Festschreibung von Zertifizierungsvorgaben kann diesem Problem entgegenwirken.

4. Untersuchung des Genehmigungsprozesses

Rechtliche Grundlage für den Genehmigungsprozess in Verbindung mit dem Ausbau der OWP ist die Seeanlagenverordnung (SeeAnlV). Inhaltliche Grundlagen sind der BFO und der O-NEP, mit dem sich Kapitel 4.1 befasst.

Um den Ausbau der Offshore-Windenergiegewinnung voranzutreiben, wird es grundsätzlich notwendig, beim PFV anzusetzen und dort über eine Koordination zwischen ÜNB, Windparkentwicklern, Zulieferern und dem BSH sowie den betroffenen Bundesländern die Umsetzungsgeschwindigkeit zu erhöhen und die Kosten zu verringern. Dazu werden nachfolgend ein langfristiger Planungsrahmen mit einer klaren Verteilung der Verantwortlichkeiten entwickelt und die potentiellen Risiken hierdurch geprüft.

Voraussetzung für das PFV als Leitverfahren sowohl in der AWZ als auch im Küstenmeer und auf dem Festland ist eine nachvollziehbare Trassenplanung, die in Kapitel 4.2 betrachtet wird. Hierbei stehen die Festlegung der Anbindepunkte im Detail und die Einbindung in das bundesweite Übertragungsnetz durch die ÜNB im Vordergrund. Da die Leitungstrassen in der Regel auf dem Festland weitergeführt werden müssen, wird auch das ROV in diesem Kapitel in die Betrachtungen mit einbezogen. Ebenfalls berücksichtigt wird die erforderliche Umweltprüfung, die parallel jeweils als unselbständiges Verfahren den Planungsprozess begleitet.

Kapitel 4.3 befasst sich dann detailliert mit dem PFV, das sowohl in der AWZ als auch im Küstenmeer sowie auf dem Festland von den jeweils zuständigen Genehmigungsbehörden durchzuführen ist.

4.1 Analyse von BFO und O-NEP

Der BFO und der O-NEP geben den planerischen und formellen Rahmen „von oben“ vor, wobei die jeweiligen Akteure im Rahmen der üblichen Beteiligungen die Möglichkeit hatten, sich an dem Aufstellungsprozess zu beteiligen. Über den O-NEP ist der Bedarf für die jeweiligen Netzanbindungen abschließend geklärt und die Planrechtfertigung damit auch in diesem Bereich erfolgt. Für die Netzverbindungen auf dem Festland muss dieser Nachweis jeweils noch geführt werden.

4.1.1 Problemaufriss

In der Nord- und Ostsee befinden sich bereits zahlreiche Datenkabel sowie Rohrleitungen zur Übertragung von Erdgas aus den norwegischen Erdgasfeldern, die sowohl über ihre Rauminanspruchnahme als auch in ihren Umweltwirkungen mit den Netzanbindungen der Offshore-Windparks konkurrieren. Darüber hinaus sind auch mehrere Transitkabel zu anderen europäischen Anrainerstaaten in Betrieb bzw. im Genehmigungsprozess. Zur Beschleunigung und besseren Koordination des Ausbaus der Windkraft offshore hat der Gesetzgeber in den letzten Jahren insbesondere das Planfeststellungsrecht angepasst. Es ist aber auch erkannt worden, dass zusätzlich die Netzplanung, welche der eigentlichen Vorhabenzulassung vorgeschaltete ist, rechtlichen Regeln unterworfen werden muss, um den Netzausbau weiter zu beschleunigen.

Hierzu dient der Netzentwicklungsplan (NEP) als Planungsinstrument, der den Ausbaubedarf des deutschen Strom- und Gasnetzes darstellt und die gemeinsame Planung des Netzausbaus aller Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber koordinieren soll. Darüber hinaus soll mit diesem durch Regeln der Öffentlichkeitsbeteiligung eine möglichst umfassende Transparenz des Planungsprozesses geschaffen werden.

Die Netzausbauplanung ist in Deutschland grundsätzlich in zwei Bereiche aufgeteilt:

- Für das Onshore-Transportnetz sind seit 2011 die vier deutschen ÜNB tätig, die den Netzentwicklungsplan Strom (NEP-Strom) [65] aufstellen.
- Für das deutsche Offshore-Stromtransportnetz ist das BSH tätig, das erstmals 2013 den O-NEP aufgestellt hat.

Die wesentlichen Inhalte dieser Netzentwicklungsplanung, die auf Vorgaben der EU zurückgehen, bestehen darin, die ÜNB dazu zu verpflichten, den Regulierungsbehörden nach Konsultation der einschlägigen Interessenträger einen zehnjährigen NEP vorzulegen, der sich wiederum nach der Richtlinie 2009/72/EG auf die derzeitige Lage sowie Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützen soll. Dazu hat dieser wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Versorgungssicherheit zu enthalten. Ferner soll der Gesetzgeber (EnWG § 12c) Vorgaben zu den zu Grunde zu legenden Annahmen, der Beteiligung von tatsächlichen und potenziellen Netznutzern, der Prüfung des NEP sowie zur Überwachung seiner Umsetzung machen.

Die Entwicklung in der Offshore-Windenergie in Deutschland wird übergeordnet durch den O-NEP [66] geregelt. Der O-NEP basiert auf den energiewirtschaftlichen Entwicklungspfaden der ÜNB und legt die Realisierungsreihenfolge der Netzanbindungen für die nächsten 10 Jahre fest. Er „muss unter Berücksichtigung der Festlegungen des jeweils aktuellen Bundesfachplans Offshore […] alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen enthalten“ [66].

Um einen effizienten und nachhaltigen Ausbau im gesetzlichen Rahmen zu ermöglichen, wurde 2013 erstmals der O-NEP veröffentlicht. Dieser wird jährlich erstellt und an die BNetzA als zuständiger Regulierungsbehörde übergeben. Im O-NEP wird der Ausbaubedarf des Offshore-Netzes auf Grundlage des EnWG erstellt. Die Entwicklung des Übertragungsnetzes an Land, die räumliche Planung auf See und die technischen Rahmenbedingungen werden zu einer nachhaltigen Planung mit detaillierten Angaben zu Beschaffenheit, zeitlicher Staffelung, Realisierungszeiten und Kosten der für die nächsten 10 bzw. 20 Jahre notwendigen Maßnahmen zusammengefügt.

Der BFO ist ein weiteres netzplanerisches Instrument im Offshore-Bereich und konkretisiert den O-NEP bezüglich der räumlichen Informationen. Der BFO gibt vor, wie räumlich systematisch die Netzanbindungen der Offshore-Windparks in der AWZ geplant werden. Er wird getrennt für die AWZ der Nordsee [67] und die AWZ der Ostsee aufgestellt, wobei für diese Studie nur der BFO für die AWZ der Nordsee relevant ist.

BFO und O-NEP sind zur Sicherstellung ihrer Konsistenz eng abzustimmen. Beide Instrumente werden ständig weiterentwickelt. Der aktuelle BFO wurde 2014 zur Konsultation freigegeben und 2015 als finale Version veröffentlicht. Im Februar 2016 wurden die zweiten Entwürfe des O-NEP 2025 von den ÜNB veröffentlicht und an die BNetzA übergeben.

4.1.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung

Die Vorgaben durch den O-NEP und den BFO wurden von den Behördenvertretern insgesamt als sinnvoll und hilfreich beurteilt. Von einem der befragten OWP-Betreiber wurde vorgebracht, dass es nicht sinnvoll sei, dass der O-NEP den jeweils zuständigen ÜNB auf einen jährlichen Fertigstellungstermin verpflichtet. Damit müsse ein Anlagenbetreiber stets davon ausgehen, dass jeweils zum 31.12. eines Jahres die Netzanbindung steht. Dies sei aber mit den Realisierungszeitplänen eines Windparks nicht kompatibel, da z. B. gerade im Winter aufgrund der oftmals extremen Wetterbedingungen keine Netzanbindung zu erwarten sei.

Da der O-NEP zunächst nur eine abstrahierte Gesamtbetrachtung der Planung in der AWZ, der 12-Seemeilen-Zone und den NVP an Land liefert, reichen diese Überlegungen nach Auffassung der befragten Genehmigungsbehörden für die Überlegungen zur Festlegung der Zielkorridore aus und stellen somit eine ausreichende Grundlage für die Trassenplanung dar. Die zunächst ermittelten Trassenkorridore können dann bereits für die Ausschreibungen herangezogen werden und erleichtern damit nach Auffassung der Befragten die Vergleichbarkeit von Angeboten unterschiedlicher Anbieter.

Im Übrigen wird das bisherige Regime zwischen dem O-NEP und dem PFV als ausreichend beurteilt und die Zusammenarbeit zwischen beiden Planungsschritten als sinnvoll ausgestattet bezeichnet. Die Gefahr einer „Vorratsplanung“ wird nicht gesehen, wenn der Beginn des PFV für die Netzanbindung an die Trassenplanung im O-NEP anknüpfen würde.

Die durchführenden Behörden sind der Meinung, dass der BFO inzwischen für die AWZ eine gute Grundlage für die Durchführung des PFV liefert. Sie sind auch der Meinung, dass die antragstellenden ÜNB dies ebenfalls so sehen. Im Küstenmeer und an Land sind raumordnerische Belange entweder bereits im Landesraumordnungsprogramm (LROP) festgelegt, oder es werden im Vorfeld der PFV entsprechende ROV durchgeführt. Teilweise erfolgt die Abarbeitung dieser Themen aber auch direkt im PFV.

4.1.3 Schwachstellenanalyse

Umfangreiche Externe Vorgaben für den Ausbau der Windkraft Offshore

Der BFO und der O-NEP stellen die externen Vorgaben der Energiepolitik, der Umweltpolitik bzw. der Raumordnungspolitik für die Maßnahmen zum Ausbau der Windkraft offshore dar.

Wie bereits in Kapitel 3.4 dargelegt, entfaltet der BFO zunächst keine Außenwirkungen und ist auch nicht durch Dritte anfechtbar. Er ist allerdings für die PFV nach den Bestimmungen der SeeAnlV verbindlich. Er dient ausschließlich der räumlichen Planung. Die Festlegungen im BFO beziehen sich wiederum auf den jeweils gültigen Szenariorahmen. Die zeitliche Planung der Netzanschlüsse erfolgt im jeweiligen O-NEP.

Der BFO bremst damit sehr frühzeitig im Planungsprozess die freie Entfaltung der Vorstellungen der OWP-Investoren und der Netzanschlussbetreiber. Über die erforderliche frühzeitige Berücksichtigung von Anforderungen der Raumordnung und des Natur- und Umweltschutzes ergeben sich häufig Abweichungen von der technisch-wirtschaftlichen Ideallösung, die darüber hinaus meist auch Zusatzkosten verursachen. Die planerischen Festlegungen des BFO greifen damit aber auch frühzeitig mögliche Einschränkungen und Hindernisse auf und vermeiden damit Konflikte mit fachgesetzlichen Regelungen und Akzeptanzprobleme bei betroffenen Privaten und TÖB im späteren Verfahrensverlauf dann, wenn die technische Planung mit hohem Kostenaufwand bereits weit fortgeschritten ist und Planänderungen mit hohem Zeitbedarf und hohen Kosten verbunden sein können.

Anders als in der AWZ sind Leitungstrassen, die auf dem Festland weitergeführt werden, einer wesentlich größeren Dynamik durch Veränderungen in der Siedlungsentwicklung einerseits und veränderten Empfindlichkeiten der Umweltschutzgüter unterworfen, so dass der oben genannte Effekt in der Regel deutlich stärker auftritt. Insbesondere durch die Festlegung der Anlandepunkte der Seekabel im BFO wird hier zusätzlich der Planungsspielraum für die Kabelabschnitte auf dem Festland eingeschränkt. Dies führt im Bereich der Prüfung von Alternativtrassen auf dem Festland zu einem vergrößerten Planungs- und Abstimmungsaufwand, z. B. im Rahmen eines nach den Landesgesetzen durchzuführenden ROV.

So sind zuletzt 2012 und 2014 die Rahmenbedingungen für Offshore-Windparkprojekte erheblich geändert worden. Daneben ist durch das EEG der Ausbaupfad insgesamt be-

schränkt worden: Bei der Offshore-Windenergie durch die Reform des EEG 2014 soll der Ausbaupfad bis 2020 6.500 MW und bis 2030 15.000 MW betragen. Die feste Mengensteuerung wird dabei über das Netzanschlussregime sichergestellt. Der Ausbaupfad für erneuerbare Energien sieht nach dem Entwurf für die EEG-Novelle 2016 vor, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis 2025 auf 40 bis 45 % und bis 2035 auf 55 bis 60 % gesteigert wird. Gegenwärtig plant die Bundesregierung, mit der Einführung eines Ausschreibungsmodells für Offshore-WEA diese weiter zu reglementieren.

Planungskontinuität durch BFO und O-NEP fehlt

Problematisch für die Weiterentwicklung der Offshore-Windenergie ist die fehlende Kontinuität der Planungsgrundlagen.

Die Planungszeiten für Offshore-Windparks sind so lang, dass zu Beginn der PFV nicht davon ausgegangen werden kann, dass die rechtlichen Rahmenbedingungen vor deren Abschluss noch bestehen. So sind zuletzt 2012 und 2014 die Rahmenbedingungen für Offshore-Windparkprojekte erheblich geändert worden. Daneben ist durch das EEG der Ausbaupfad insgesamt beschränkt worden. Gegenwärtig plant die Bundesregierung, mit Einführung der Ausschreibung von Offshore-Kapazitäten den Ausbau der Offshore-Windenergie weiter zu reglementieren.

Diese Änderungen könnten dazu führen, dass die wirtschaftlichen Voraussetzungen, die für die Investitionsentscheidung der Projektentwickler im Offshore-Bereich vorhanden sein müssen, gefährdet sind. Dies würde sich insgesamt nachteilig auf den Ausbau der Offshore-Windenergie auswirken.

Die Risiken der OWP-Betreiber sind weitaus größer als die der Betreiber von Erneuerbaren-Energien-Projekten an Land. Sowohl im Wind-, PV- oder auch Biogasbereich stellt sich die Frage des Netzanschlusses sowie der Vergütung regelmäßig zu Projektbeginn. Dadurch sind diese Projekte kalkulierbar.

Bei den Offshore-Windparkprojekten steht jedoch nicht ohne weiteres fest, ob der Netzanschluss zum Zeitpunkt der möglichen Errichtung für den Windpark zur Verfügung steht.

Erschwerend kommt hinzu, dass gegenwärtig für die OWP-Betreiber nicht einmal sichergestellt ist, dass sie ihre PFV zu Ende führen können, denn das BSH nimmt gegenwärtig keine Planrechtfertigung mehr an, wenn für die Antragsteller keine Trassenausweisungen im BFO und O-NEP vorhanden sind.

Eine Planrechtfertigung liegt vor, wenn das Vorhaben aus Gründen des Allgemeinwohls objektiv erforderlich ist und ein konkreter Bedarf für das Vorhaben besteht.

Nach dem BSH ist ein OWP-Vorhaben planerisch nicht gerechtfertigt, wenn die Netzanbindungsmaßnahme nicht im O-NEP von der BNetzA für die folgenden 10 Jahre bestätigt wurde. Es bestehe außerdem kein Bescheidungsinteresse, wenn der mit dem OWP-Vorhaben verfolgte Zweck nicht erreicht werden kann [68].

Diese fehlende Planungssicherheit wirkt sich auch auf die Netzanbindungen aus. In der Vergangenheit kam es zu erheblichen Verzögerungen, auch weil die rechtlichen Rahmenbedingungen geändert wurden. So erfolgten neben wesentlichen Gesetzesänderungen (zuletzt die EnWG-Novelle 2014) insbesondere auch kurzfristige Änderungen des O-NEP. Dies veranschaulicht das oben erwähnte Rundschreiben des BSH. Weil durch Änderungen des O-NEP 2014 keine Netzanbindung mehr für die Zonen 3, 4 und 5 in den nächsten 10 Jahren vorgesehen wurden, nimmt das BSH für die Offshore-Windparks in diesen Zonen keine Planrechtfertigung mehr an. Es ist also keineswegs sicher, dass Netzanbindungen für Windparks, die im zehnjährigen Planungszeitraum des O-NEP vorgesehen sind, auch aufrechterhalten werden. Die langfristige Realisierungsdauer verbun-

den mit den bereits hohen Kosten in der Projektentwicklungsphase, erfordern jedoch für die Netzanbindungen als auch für die OWP-Projekte eine Planungskontinuität.

Da durch die eingeführten Kapazitätszuweisungen weitere Netzanbindungskapazitäten eingespart werden, ist davon auszugehen, dass sich eine ganze Reihe von Investitionen nicht amortisieren wird. Neben der konkreten Gefahr von „gestrandeten Investitionen“ führt die gegenwärtig fehlende Planungskontinuität auch zu unnützen Verwaltungsaufwendungen. So sind etwa die PFV im Küstenmeer und an Land für den Konverter BorWin4, dessen Realisierung im aktuellen O-NEP innerhalb der nächsten 10 Jahre nicht mehr vorgesehen ist, bereits durchgeführt worden.

Im Hinblick auf die außerordentlich kosten- und zeitintensive Realisierung von Offshore-Windparks und Netzanbindungen wäre es zur Gewährleistung des Ausbaupfads eher angezeigt, ab einem bestimmten Zeitpunkt, bis zu dem erhebliche Aufwendungen erbracht worden sind, im O-NEP ausgewiesene Netzanbindungsplanungen nicht mehr ohne weiteres zu ändern. Ein sinnvoller Zeitpunkt hierzu wäre die Vollständigkeit der Antragsunterlagen. Mit Abschluss der hier vorgeschlagenen Vollständigkeitsprüfung sollten Änderungen der Planungsgrundlagen (O-NEP, BFO, gesetzliche Rahmenbedingungen) nur noch gegen eine angemessene Kompensation möglich sein.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Netzbetreiber ihre Kosten umlegen können und regelmäßig eine Kompensation in Höhe von über 9 % erhalten. Die OWP-Betreiber demgegenüber tragen mit ihren Investitionen das volle Risiko.

Diese Risikoasymmetrie zeigt sich auch bei den Sanktionsmechanismen im Falle einer Verzögerung der Netzanbindung. Während die ÜNB nach Maßgabe der §§ 17d f. EnWG nur bei Vorsatz bzw. in der Höhe der Einbehaltung haften, tragen die Betreiber der OWP ihre erheblichen Vermögenseinbußen bei Verzögerungen selbst. Durch die geplante Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe nach dem EEG erhöht sich das Kostenrisiko der OWP-Betreiber weiter. Denn aller Voraussicht nach werden auch bei der Offshore-Windenergie Sicherheiten zu hinterlegen sein, welche die zeitnahe Stromeinspeisung der OWP sicherstellen sollen. Kommt es bei der Realisierung der Netzanbindung im Verantwortungsbereich des ÜNB zu Verzögerungen, muss sichergestellt sein, dass die Vermögenseinbußen nicht von den OWP zu tragen sind. Umgesetzt werden kann auch dies über die vorgeschlagene Regelung, ab einem bestimmten Zeitpunkt eine Verschiebung des Netzanbindungszeitraums nur noch gegen eine angemessene Kompensation für den betroffenen Anlagenbetreiber zuzulassen.

Im Hinblick auf die notwendige Planungssicherheit darf die jährliche Erstellung und Bestätigung eines O-NEP nicht dazu führen, dass jährlich ein anderer 10-Jahres-Planungshorizont erstellt werden kann und die Planungen des Vorjahres obsolet werden. Netzanbindungsseitig muss an einem einmal bestätigten 10-Jahres-Planungshorizont festgehalten werden. Nachträgliche Änderungen dieses Planungshorizonts dürfen nur erfolgen, soweit sie durch tatsächliche Hemmnisse bei der Entwicklung von OWP, z. B. durch die Aufgabe oder die zeitliche Verzögerung von OWP-Projekten, geboten sind, nicht aber infolge von Richtungsänderungen bei der Netzentwicklung. So ist beispielsweise die Ausschreibung des im Startnetz vorgesehenen NAS BorWin4 2014 ohne Angaben von Gründen aufgehoben worden.

4.1.4 Maßnahmen und Empfehlungen

Auf der Ebene der Gesetzgebung und der Planung sollte eine größere Planungskontinuität sichergestellt werden. Um dies zu erreichen sollte in § 17b EnWG ausdrücklich geregelt werden, dass die Festlegungen eines einmal bestätigten O-NEP grundsätzlich verbindlich sind und nur bei tatsächlichen Änderungen der Realisierung der betroffenen OWP geändert werden können. Änderungen des O-NEP sollten grundsätzlich nicht mehr nach dem Zeitpunkt erfolgen, an dem der antragstellende ÜNB die vollständigen Antragsunter-

lagen vorgelegt hat. Ein solcher Zeitpunkt sollte ebenfalls gesetzlich festgelegt werden. Diese gesetzliche Klarstellung führt zu einer erhöhten Planungssicherheit und verhindert damit Projektfrustration und „gestrandete Investitionen“, verhindert weitere Verzögerungen und bewirkt insgesamt eine Stabilisierung.

Um die Transparenz und Akzeptanzfähigkeit des O-NEP zu verbessern, wäre es daneben sinnvoll, die OWP-Betreiber und das BSH bereits in den Entwurfsprozess nach dem Beispiel eines runden Tisches einzubeziehen.

Außerdem sollte auf Gesetzesebene die Asymmetrie der Sanktionsmechanismen zwischen ÜNB und OWP-Betreiber bei einer Verzögerung der Netzanbindung beseitigt werden. Eine gesetzliche Änderung ist hier insbesondere im Hinblick auf die künftigen Ausschreibungen der finanziellen Förderung nach dem EEG und die damit verbundene weitere Risikoerhöhung für den OWP-Betreiber notwendig.

4.2 Trassenplanung

Der O-NEP gibt zunächst die erforderlichen Verknüpfungen zwischen den OWP und den Zielkorridoren AWZ / Küstenmeer als reine Relation vor, also ohne bestehende Hindernisse oder räumliche Empfindlichkeiten. Diese Überprüfung und gegebenenfalls erforderliche Anpassung im Rahmen einer Feintrassierung erfolgt erst im PFV.

Die Trassen im Bereich Küstenmeer und auf dem Festland ergeben sich zwangsläufig aus den vorgegebenen Zielkorridoren und den Einbindepunkten auf dem Festland. Hier sind die Raum- und Umweltwirkungen in der Regel zunächst in einem ROV mit den entgegenstehenden Raumnutzungen und Umweltwirkungen als Grundlage für das spätere PFV abzuwägen, mit anderen Planungen in den vorgesehenen Bereichen abzustimmen und auf ihre Umweltwirkungen hin zu überprüfen. Die nachfolgende Betrachtung beinhaltet daher auch das ROV.

4.2.1 Problemaufriss

Die Herstellung des NAS sollte aus Kostengründen möglichst gleichzeitig mit der Inbetriebnahme des OWP erfolgen. Aufgrund der erforderlichen Berücksichtigung meist nicht hinreichend bestimmter naturräumlicher Gegebenheiten, der Abstimmung mit anderen Fachplanungsträgern und der parallel laufenden technischen Spezifikation sowohl bei dem anzuschließenden OWP als auch bei dem herzustellenden NAS ist diese zeitliche Synchronisation in der Regel schwierig. Daher kommt es auf eine möglichst intensive terminliche Abstimmung im Hinblick auf eine präzise Planung der Freigabe für den Beginn des PFV, der Fertigstellung des OWP und der Realisierung des NAS an.

Für eine verlässliche Planung des NAS ist es erforderlich, die bisherigen Erfahrungen ausgeführter Netzanschlussprojekte mit einzubeziehen und so die Risiken durch unvorhergesehene Probleme zu minimieren. Hierbei kommt der Trassenplanung eine besondere Bedeutung zu, weil Problembereiche in dieser Phase frühzeitig aufgezeigt werden können. Sichtbar wird bei der Trassenplanung, ob mögliche Konflikte vermeidbar oder unvermeidbar sind bzw. ob unvermeidbare Eingriffe auf ein Minimum reduziert werden können.

4.2.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung

Identifizierung der Problemfelder im Bereich der Trassenplanung

Die bisher durchgeführten Offshore-Projekte haben gezeigt, dass das Einbringen von Erfahrungen aus Vorgängerprojekten in nur sehr geringem Umfang erfolgte. Dies trifft be-

sonders für Erfahrungen im Bereich der Anlagentechnik zu. Diese hat sich kontinuierlich weiterentwickelt und die von der Anlagentechnik ausgehenden Wirkungen haben sich zum Teil verändert. Andererseits waren Kenntnisse über die Empfindlichkeiten der betroffenen Räume sowohl bei den Antragstellern als auch bei den Genehmigungsbehörden bzw. den beteiligten TÖB noch nicht sehr ausgeprägt. Dies wurde auch in den Interviews mit den Genehmigungsbehörden bestätigt.

Es wird vorgeschlagen, eine Beschleunigung des Genehmigungsprozesses durch die Beschränkung der Trassenermittlung z. B. durch Beschneidung der raumordnerischen Abwägung bzw. Überprüfung im Rahmen eines Vorverfahrens und der im Rahmen des Verfahrens untersuchten Alternativtrassen herbeizuführen.

Raumordnerische Vorverfahren

Aus Sicht der Genehmigungsbehörden werden die raumordnerischen Vorverfahren als erfolgreich angesehen; von den Antragstellern wird deren Nutzen eher bezweifelt. Aufgrund der aktuellen gesetzlichen Lage im Bund bzw. in den betroffenen Bundesländern können die raumordnerischen Belange nicht völlig ausgeblendet werden. Alternativ könnte die Bündelung der Verfahren in der Landesplanung z. B. in einem LROP oder Landesentwicklungsplan erfolgen.

Bei den Planungsabläufen bzw. den Kompetenzregelungen wurden im Rahmen der Stakeholderbefragung zahlreiche Optimierungspotenziale ermittelt. Neben technischen und rechtlichen Aspekten der Planungsprozesse und Planungsabläufe wurden in der Stakeholderbefragung zahlreiche wertvolle Vorschläge aus der Planungs- und Genehmigungspraxis gemacht, die ebenfalls Problembereiche aufzeigen, welche immer wieder zu Verzögerungen im Planungsprozess und zu Mehrkosten führen. Um diese künftig auch in die Planungspraxis einbeziehen zu können, werden sie nachfolgend ebenfalls identifiziert, bewertet und Empfehlungen zu deren Umsetzung abgegeben.

Zusammenwirken von ROV und PFV

Im Hinblick auf das Zusammenwirken von ROV und PFV wird seitens der Planfeststellungsbehörden darauf hingewiesen, dass sich die Ziele des PFV sehr stark von denen des ROV unterscheiden: Die Raumordnung ermittelt zeitlich vorgelagert im groben Maßstab die geeigneten Trassenkorridore, die Planfeststellung baut auf diesen Ergebnissen mit wesentlich feinerem Fokus (Parzellenschärfe) auf. Die Planfeststellung benötigt einen möglichst flexiblen Korridor, der auch noch im PFV Spielraum lässt, um dann Problembereiche zu umgehen. Das Abweichen von raumgeordneten Korridoren gibt immer wieder Anlass zu Einsprüchen von solchen Betroffenen, die zuvor evtl. nicht ausreichend am Verfahren beteiligt wurden.

Die Zusammenarbeit zwischen Raumordnungs- und Planfeststellungsbehörde funktioniert in solchen Fällen in der Regel gut, z. B. durch eine kurzfristige Stellungnahme der Raumordnung im laufenden Verfahren, die besagt, dass die erforderliche Abweichung unschädlich ist für die Aussagen in der landesplanerischen Stellungnahme.

Die Vertreter der Raumordnung haben in der Befragung die Auffassung vertreten, dass deren Verfahren unabhängig von technischen Details oder technischen Varianten sei, solange diese sich nicht auf die Raum- bzw. Umweltwirkungen maßgeblich auswirken. Daher spricht für die Raumordnung auch nichts gegen das Beantragen einer maximalen Größe des Konverters und Kabels, ohne den Lieferanten und dessen eventuell spezielle Spezifikationen zu kennen.

Auch die PFV im Küstenmeer und an Land werden nach Aussagen der Befragten i. d. R. herstellerunabhängig durchgeführt. Nach Auftragsvergabe und Erstellung einer detaillierteren Ausführungsplanung werden daher regelmäßig Anpassungen der Genehmigungen, z. B. hinsichtlich des Verlege-Gerätes für den Offshore-Bereich bzw. Tiefwasserbereich

der Trasse, erforderlich. Hierfür werden dann Änderungsverfahren durchgeführt. In der AWZ wurde bei den laufenden Verfahren ebenfalls ein generischer Antrag „für ein beliebiges Objekt aus einer ganzen Klasse“ gestellt.

In der Stakeholderbefragung wurde auch die Auffassung vertreten, dass die Ausschreibungsverfahren eigentlich erst nach Abschluss des PFV durchgeführt werden sollten, um für den Ausschreibungsprozess verbindliche Daten hinsichtlich des Projektes zu erhalten. Es wird vorgebracht, dass in der Praxis die engen Zeitvorgaben für Planung, Genehmigung und Realisierung einer Netzanbindung diese Abläufe nicht zulassen, so dass Ausschreibungen oft bereits während des Genehmigungsprozesses beginnen.

Kompetenzregelung

Die bestehende Kompetenzregelung hat sich nach Auffassung der ÜNB bewährt. Beim Übergang von der AWZ zum Küstenmeer bzw. zum Festland führen die abschnittsweise durchgeführten Trassenermittlungen in der Feintrassierung meist auch zu einheitlichen Übergangspunkten. Es wird auch konstatiert, dass die Trassendarstellungen im O-NEP als Grundlage zur Erarbeitung der Unterlagen für das PFV hilfreich sind, da die Festlegungen z. B. für die Zielkorridore AWZ / Küstenmeer dort bereits mit den Raumordnungsbehörden vorabgestimmt sind. Die Planrechtfertigung für das Vorhaben, die sonst im PFV erfolgt, ist damit bereits gegeben.

Allerdings wird es als nachteilig angesehen, dass die zuständigen Behörden nicht auch schon beim Aufstellungsverfahren am O-NEP beteiligt sind und auf diese Weise für die PFV kein transparenter Trassenfindungsprozess bzw. keine brauchbare Diskussion von Alternativtrassen entsteht.

Standardisierte behördenübergreifende Antragsunterlagen werden von den befragten Vertretern der Raumordnung nicht für erforderlich gehalten, da es sich hier um keine Massenverfahren handelt. Da die Trassen als technikunabhängig angesehen werden, sieht man hier auch keine Vorteile durch eine Standardisierung.

Die Windparkbetreiber sehen jedoch vereinheitlichte Antragsunterlagen als Vorteil an und setzen auf ein Standarduntersuchungskonzept, wie dies vom BSH vorgelegt wurde.

4.2.3 Schwachstellenanalyse

Genehmigungsprozesse von Infrastrukturprojekten werden insbesondere bei Großvorhaben wie OWP und deren Netzanbindungen immer komplexer. Die oftmals erhebliche Zahl von Beteiligten, die in der Regel verschiedene Interessen vertreten und mit denen eine qualifizierte Auseinandersetzung geführt werden muss, erschwert diesen Prozess zusätzlich. Die Bedeutung der eigentlichen technischen Planung rückt damit, insbesondere in der Öffentlichkeit, immer mehr in den Hintergrund. Dennoch müssen auch weiterhin zahlreiche Fachgutachten koordiniert, auf Widersprüche untersucht und mit der meist innovativen technischen Planung in Einklang gebracht werden. Im Anschluss sind Widersprüche oder neue technische Vorschläge durch Umplanungen auszuräumen und die Gutachten sinnvoll in das Gesamtwerk der Planfeststellungsunterlagen zu integrieren.

Grundsätzlich tragen auch bei den Projekten zur Netzanbindung der OWP die klassischen Aktivitäten im Genehmigungsmanagement dazu bei, die Verfahren zu beschleunigen und die Kosten zu minimieren.

Hierzu gehören insbesondere:

- Organisation von Genehmigungsprozessen
- Organisation der Fachplaner und Fachgutachten

- allgemeinverständliche Zusammenfassung von Planungen und Einzelgutachten für die Öffentlichkeitsarbeit
- Management von Einwendungen
- Bewertung der Einwendungen mit Fachplanern aus Sicht des Antragstellers
- Begleitung der Öffentlichkeitsarbeit während der Verfahren
- Analyse des Planfeststellungsbeschlusses

In Verbindung mit den PFV sind darüber hinaus im Rahmen der Vorplanung je nach Planungsraum (Küstenmeer bzw. Festland) ROV bzw. Umweltverträglichkeitsuntersuchungen (UVU), z. T. mit FFH-Verträglichkeitsuntersuchungen durchzuführen. Parallel zur Vorplanung sind häufig aufgrund neuer Erkenntnisse oder als Ergebnis der Diskussion in der Öffentlichkeit Ermittlungen und Bewertungen von Standorten bzw. Trassenvergleiche für Anlagen wie Konverter-Standorte oder Einbindepunkte oder für Leitungstrassen wie für Seekabel erforderlich, die zu Veränderungen der vorgeplanten und beantragten Standorte und Trassen führen können und somit zu erheblichen Projektverzögerungen führen.

Gerade die Verhältnisse hinsichtlich der Raumordnung sind in den drei beteiligten Bundesländern extrem unterschiedlich. Auch wenn dies in die planungsrechtlichen Kompetenzen der Bundesländer eingreift, sollte hier der Versuch einer Koordinierung, z. B. durch die bereits bestehende länderübergreifende Arbeitsgruppe, unternommen werden. Damit eine solche Arbeitsgruppe nicht nur dem Informationsaustausch dient, sollte hier ein klarer Koordinationsauftrag formuliert werden. Aus Sicht der Genehmigungsbehörden in Niedersachsen werden die raumordnerischen Vorverfahren als erfolgreich angesehen; von den Antragstellern wird deren Nutzen eher bezweifelt. Aufgrund der aktuellen gesetzlichen Lage im Bund bzw. in den betroffenen Bundesländern können die raumordnerischen Belange nicht völlig ausgeblendet werden. Eine Alternative könnte die Bündelung der Verfahren in der Landesplanung (z. B. in einem LROP, Landesentwicklungsplan etc.) sein.

Aufgrund der wesentlich höheren Regelungsdichte durch die Regional- und Landesplanung, durch zahlreiche Fachplanungen sowie die große Anzahl von Grundstückseigentümern gewinnt die rechtzeitige Abstimmung mit diesen Verfahrensbeteiligten stark an Bedeutung.

Auch wenn gesetzlich bestimmte Zeitpunkte und Verfahren für förmliche Beteiligungen vorgesehen sind, steht es den zuständigen Behörden grundsätzlich frei, sich bereits im Vorfeld informell mit den Beteiligten abzustimmen und TÖB und Beteiligte einzubeziehen.

Mit zunehmender Anzahl von Verfahren und der bei diesen auftretenden Problemen wird die Sensibilität der Öffentlichkeit und deren Beurteilung und Wahrnehmung der Wirkung von OWP weiter zunehmen. Auch hier kann durch eine frühzeitige Einbeziehung solcher neueren Erkenntnisse eine spätere Verzögerung des Verfahrens durch den Verweis der Öffentlichkeit oder der TÖB auf fehlende Gutachten vermieden werden.

Bei einer späteren Bewertung wird zu berücksichtigen sein, dass sich eine solche Maßnahme erheblich auf die Transparenz eines Verfahrens und damit auf die Akzeptanz in der Bevölkerung auswirken könnte. Hierdurch könnte sogar eine mögliche Zeitersparnis im Verfahren überkompensiert werden.

Über die wesentlich größere Regelungsdichte bei Trassenabschnitten auf dem Festland und die in der Regel wesentlich größere Anzahl von Betroffenen, vergrößert sich in diesen Bereichen auch die Komplexität der Verfahren erheblich. Darüber hinaus wird durch eine zunehmende räumliche Konzentration auf einige wenige Trassenabschnitte der Problemdruck sowohl bei der Öffentlichkeit als auch bei den TÖB mit jedem weiteren Verfahren zunehmen. Die vorbildliche Behandlung einzelner Problemfelder und die Übertragung der Erfahrungen im Umgang mit solchen Problemen auf Folgeprojekte sowie die Kommunika-

tion solcher Problemlösungen sowohl unter den Investoren, den ÜNB als auch den Fachgutachtern können hier wesentlich zur Beschleunigung der Verfahren beitragen.

Außerdem stehen inzwischen immer mehr Formate zur frühzeitigen Beteiligung der Öffentlichkeit zur Verfügung. Hier haben sich Bürger-Konferenzen, moderierte Bürger-Infomärkte und Arbeitsveranstaltungen in Kleingruppen bewährt. Ebenso können Internetplattformen, virtuelle Diskussionsräume, Bürger-Online-Foren, z. B. mit Voting-Funktion und Expertenchats durchgeführt werden.

Anhand der bisherigen Projekte konnten Problemfelder identifiziert werden, die immer wieder zu Verzögerungen bei der Projektentwicklung und -realisierung geführt haben. Es kann daher potentiell verfahrensbeschleunigend und damit kostensenkend wirken, wenn frühzeitig im Verfahren die für das konkrete Projekt relevanten Problemfelder identifiziert und einer Vorklärung zugeführt werden.

Zu diesen typischen Problemfeldern gehören insbesondere:

- die erforderlichen Benthos-Untersuchungen
- die möglichen Einflüsse auf FFH-Gebiete
- die Notwendigkeit von hochauflösenden Untersuchungen des Meeresbodens (z. B. durch Kamera-Befahrungen oder das Side-Scan-Sonar)
- Kampfmittelfunde im Bereich des Konverter-Standorts bzw. der Trasse und
- technische Änderungen im Rahmen der Bauausführungsplanung.

Diese Punkte bzw. die Ergebnisse der genannten Untersuchungen führten oftmals zu Änderungen – insbesondere von Standort- und Trassenalternativen – gegenüber der Ursprungsplanung. Durch die Einbeziehung von zusätzlichen Trassenalternativen oder die Verschiebung von Konverter-Standorten haben sich teilweise kurzfristig die Untersuchungsräume verändert. Gerade bei jahreszeitabhängigen Untersuchungen im Naturraum oder bei Untersuchungen, für die spezielle und nur in geringem Umfang verfügbare Ausrüstung erforderlich ist, hat es immer wieder Engpässe und damit zeitliche Verzögerungen bei der Umsetzung des vorgesehenen Untersuchungsrahmens gegeben.

4.2.4 Maßnahmen und Empfehlungen

Zur Beschleunigung des Verwaltungsverfahrens sollten nach Möglichkeit nicht erst auf der Ebene der Planrechtfertigung, sondern bereits im Vorfeld alle zur Verfügung stehenden formellen und informellen Wege genutzt werden, um die konkreten Betroffenheiten und den notwendigen Untersuchungsrahmen zu ermitteln. So kann der ÜNB bzw. die von ihm beauftragte Projektsteuerung frühzeitig auf die zu erwartenden Konflikte eingehen und die Planung entsprechend anpassen.

Frühzeitige Einbeziehung und Abstimmung von TÖB und Privatbetroffenen

Die frühzeitige Einbeziehung von TÖB und Privatbetroffenen ist für eine entsprechende Planung des Projekts grundlegend. Auch wenn gesetzlich bestimmte Zeitpunkte und Verfahren für förmliche Beteiligungen vorgesehen sind, steht es den zuständigen Behörden grundsätzlich frei, sich bereits im Vorfeld informell mit den Beteiligten abzustimmen und TÖB und Beteiligte einzubeziehen.

In den Küstenbundesländern ist in § 1 Abs. 1 NVwVfG i.V. m. § 25 Abs. 3 VwVfG (Niedersachsen), § 83a Abs. 3 LVwG (Schleswig-Holstein) und § 25 Abs. 3 VwVfG M-V (Mecklenburg-Vorpommern) darüber hinaus ausdrücklich eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung geregelt. Diese Normen verpflichten die Behörde, bei Vorhaben mit größerem Konfliktpotenzial auf eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung in einer möglichst frühen Planungsphase

und noch vor der Antragsstellung hinzuwirken. Ziel dieser Regelung ist es, Einwände, Betroffenheiten und Konfliktpotenziale frühzeitig zu erkennen und noch vor Einleitung des eigentlichen Verwaltungsverfahrens in die Planungen einzubeziehen.

Für die AWZ besteht keine entsprechende Regelung in der SeeAnlV. Die Öffentlichkeit beteiligt sich i. d. R. mangels individueller Betroffenheit in der AWZ jedoch auch nicht an den Verfahren, allenfalls in Ausnahmefällen, wie z. B. durch die Stadt Norderney beim Planfeststellungsbeschluss DolWin2.

Aus rechtlicher Sicht steht einer Information und Beteiligung der Öffentlichkeit und der TÖB in einem sehr frühen Verfahrensstadium nichts entgegen. Die gegebenen Möglichkeiten müssten ggf. durch die zuständigen Behörden stärker genutzt werden.

Als Beispiel für eine stärkere Nutzung kann das Vorscoping genannt werden, das bei einigen Projekten in letzter Zeit erfolgreich durchgeführt wurde. Dieses kommt ins-besondere dann zum Einsatz, wenn die Raumordnungsbehörde bzw. Planfeststellungsbehörde die UVU mit dem Leitverfahren zusammen durchführt, was in Niedersachsen die Regel ist. Dabei kommen die Fachbehörden bzw. TÖB zu einem Informations- und Diskussionstermin zusammen, die sich mit den zeitkritischen Schutzgütern im Rahmen der UVU befassen. Gegenstand sind die geplanten Maßnahmen mit ihren wesentlichsten Wirkungen. Bereits hier kann ein möglicher Untersuchungsrahmen anhand der Erfahrungen mit vergleichbaren Projekten vorgestellt und im Hinblick auf seine Übertragbarkeit auf den vorliegenden Fall diskutiert werden. Hierdurch kann ggf. schon mit den Untersuchungen begonnen werden, bevor die Antragskonferenz bzw. der Scoping-Termin stattgefunden hat und die Behörde Untersuchungsgegenstand, Untersuchungstiefe und Untersuchungsbereich verbindlich festgelegt hat. Dieses Vorgehen könnte man auch auf andere Belange ausdehnen, die nicht zur UVU gehören, wie z. B. die Untersuchungen zu Kampfmitteln.

Eine möglichst frühzeitige Ermittlung der im konkreten Vorhaben relevanten Betroffenheiten und Konfliktpotenziale ermöglicht es, in einem frühen Verfahrensstadium darauf zu reagieren und die Planungen und Antragsunterlagen entsprechend anzupassen. Die rechtlichen Instrumente insbesondere für eine frühe Einbeziehung der TÖB und Privatbetroffenen sind nach geltendem Recht vorhanden und sollten in der Verwaltungspraxis, z. B. im Wege eines erweiterten Vorscopings, stärker als bislang genutzt werden.

Voruntersuchung in Trassenkorridoren

Nach dem Erlass des Planfeststellungsbeschlusses werden i. d. R. im Küstenmeer bzw. der AWZ „detaillierte Untersuchungen“ entlang der planfestgestellten Trasse, z. B. NorGer-Projekt 50 m rechts und links von der planfestgestellten Linie, für die Bereiche Vogelschutz, Meeresbiologie, Kampfmittel, Archäologie, teilweise auch noch zum Baugrund eingehende Untersuchungen als Vorbereitung für die Bauausführung verlangt. Bei festgestellten Problembereichen muss auf diese mit Trassenverlagerungen oder alternativen technischen Lösungen reagiert werden. Umplanungen lassen sich hierbei durch großräumigere „orientierende Untersuchungen“ in einem breiteren Trassenkorridor von ca. 500 m vermeiden. Zusätzlich lässt sich mit diesen Erkenntnissen das Ausführungsrisiko für die Bieter besser beurteilen. Für solche orientierenden Untersuchungen hat sich das Side-Scan-Sonar-Verfahren bewährt. Bei Vorliegen solcher Daten könnte auch der untersuchte Trassen-Korridor planfestgestellt werden.

Behördliche Zuständigkeitsoptimierung

Die Netzanbindungen von OWP betreffen in fast allen Fällen die Zuständigkeit des BSH und immer die Zuständigkeit eines Küstenbundeslandes. Es ist daher die Regel, dass die Genehmigungssituation für eine Anbindungsleitung in der AWZ und im Küstenmeer bzw. bis zur landseitigen Netzverknüpfung auseinanderfällt. Als Beispiel kann die Netzanbindung BorWin4 genannt werden, für die Planfeststellungsbeschlüsse der Planfeststellungsbehörde Niedersachsen (Küstenmeer und Landtrasse) vorliegen, hingegen die Plan-

feststellung in der AWZ durch das BSH noch aussteht. Im Falle einer einheitlichen Entscheidungszuständigkeit wären die Planfeststellungsbeschlüsse für Küstenmeer, Landtrasse und AWZ koordiniert erteilt bzw. (noch) nicht erteilt worden. Von den Stakeholdern wurden außerdem mehrfach die unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Anforderungen in den beteiligten Bundesländern kritisiert.

Auch wenn von den Stakeholdern die bisherige Zusammenarbeit zwischen dem BSH und den Länderbehörden für gut befunden wurde, birgt die gegenwärtige Handhabung Verzögerungspotenzial. Es könnte daher zu einer Beschleunigung führen, wenn die behördlichen Zuständigkeiten vereinheitlicht werden bzw. eine verstärkte bzw. formalisierte Abstimmung zwischen den Planfeststellungsbehörden erfolgt.

Zur Schaffung einer einheitlichen und klaren Zuständigkeit für die Planfeststellung von Netzanbindungen für OWP wäre es denkbar, diese Zuständigkeit zentral auf eine Behörde zu übertragen. Dabei erscheint das BSH aus mehreren Gründen geeigneter als eine der Landesbehörden:

- Der Ausbau der Offshore-Netzanbindungskapazitäten ist von bundesweiter Bedeutung und kann durch die Verankerung bei einer Bundesbehörde von regionalen und landespolitischen Interessen freigehalten werden.
- Das BSH ist bereits nach geltendem Recht übergreifend für Nord- und Ostsee einheitlich zuständig. Die Vorbefassung mit allen Anrainerbundesländern erleichtert die Führung des Gesamtverfahrens.
- Das BSH ist bereits nach geltendem Recht die zuständige Planfeststellungsbehörde für die Stromerzeugungsanlage und den abschließenden Trassenteil.

Der möglichen Gegeneinwand, das BSH hätte bereits bei den gegenwärtigen Zuständigkeiten mit erheblichen personellen Engpässen zu kämpfen, spricht nicht gegen die Eignung des BSH als *zentral verantwortliche Behörde*, denn die personellen Engpässe können beim BSH ebenso wie bei den Landesbehörden durch den verstärkten Einsatz Dritter oder durch zusätzliches eigenes Personal ausgeglichen werden.

Die Übertragung der Zuständigkeit auf eine Bundesbehörde ist rechtlichen Beschränkungen unterworfen und bedarf einer besonderen Regelung. Auf kooperativer Basis käme dafür ein Verwaltungsabkommen in der Gestalt eines Organ-Leihe-Abkommens in Frage. Hierdurch würde ein Aufgabenkreis der Planfeststellungsbehörden der Küstenbundesländer auf das BSH übertragen werden. Beispiele für solche Verwaltungsabkommen sind die Organ-Leihe-Abkommen einiger Landesregulierungsbehörden, die ihre Aufgaben nach dem EnWG auf die BNetzA übertragen haben.

Die Zulässigkeit einer Übertragung der Planfeststellungszuständigkeit der Küstenländer auf das BSH durch Gesetz ist an verfassungsrechtlichen Vorgaben, insbesondere an den Gesetzgebungszuständigkeiten, zu messen. Dem Bund steht in diesem Zusammenhang die konkurrierende Gesetzgebungskompetenz nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (Recht der Wirtschaft einschließlich der Energiewirtschaft) zu. Die Einschränkung des Art. 72 Abs. 2 GG, wonach eine bundesgesetzliche Regelung zur Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse erforderlich ist, dürfte im vorliegenden Fall – ebenso wie beim NABEG – begründbar sein.

Der Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend den Ausbauzielen des EEG liegt im öffentlichen und gesamtstaatlichen Interesse und erfordert eine bundesländerübergreifende Regelung. Abstrakt gesehen bietet eine einheitliche Zuständigkeit von Raumordnung und Planfeststellung von der AWZ bis zu den jeweiligen NVP an Land organisatorisch gesehen das größte Beschleunigungspotenzial. Allerdings setzt dies eine ausreichende Personalausstattung der idealerweise zuständigen Bundesbehörde (BSH) voraus. Selbst wenn diese vorgesehen werden würde und die erforderlichen gesetzlichen Änderungen politisch durchgesetzt werden würden, wäre aufgrund der materiellen Neubefassung des

BSH für das Küstenmeer und die landseitige Netzanbindung mit anfänglichen Verzögerungen zu rechnen.

Als Alternative zur einheitlichen Entscheidungszuständigkeit kommt die *Feder- / Verfahrensführung* einer Behörde in Betracht. Hierbei bleibt die Zuständigkeit für die Gesamtentscheidung bei der jeweiligen Planfeststellungsbehörde. Die federführende Behörde nimmt die Koordinierung der Verfahren der beteiligten Behörden und ggf. Teilaufgaben wahr. Auch hierfür dürfte das BSH aus den bereits genannten Gründen die geeignete Behörde sein.

Eine Federführung kann entweder auf kooperativem Wege zwischen BSH und Bundesländern über Staatsverträge bzw. Verwaltungsabkommen vereinbart oder durch Gesetz angeordnet werden. Bei beiden Wegen stellen sich dieselben Zulässigkeitsfragen wie bei der Schaffung einer zentral verantwortlichen Behörde. Soll eine Regelung durch Gesetz erfolgen, kann eine Orientierung an § 14 UVPG erfolgen. Dieser verpflichtet die betroffenen Länder zunächst dazu, eine federführende Behörde zu benennen. Die federführende Behörde führt dann bestimmte Arbeitsschritte für alle beteiligten Behörden durch und stellt die Koordinierung der beteiligten Behörden sicher. In begrenztem Umfang können die Behörden der federführenden Behörde weitere Aufgaben übertragen. Ein Weisungs- oder Letztentscheidungsrecht steht der federführenden Behörde jedoch nicht zu.

Zwar hat das Instrument der Federführung ein geringeres Durchsetzungspotenzial; dafür bleiben die bereits bisher zuständigen Behörden in ihren jeweiligen Themen- und Erfahrungsbereichen tätig. Dies sollte Gewähr dafür sein, dass es nicht infolge von Kompetenzverschiebungen und dadurch bedingtem Einarbeitungs- und Personalaufwand zu Verzögerungen kommt.

So hat etwa die mit dem NABEG einhergehende Planfeststellungszuständigkeit der BNetzA im Onshore-Bereich gezeigt, dass eine neue inhaltliche Zuständigkeit anfänglich eher zu Verzögerungen führt. Das Instrument der Federführung kann die Koordinierung verbessern, ohne die aus der Umsetzung des NABEG bekannten anfänglichen Verzögerungen nach sich zu ziehen. Zudem dürften die Akzeptanz und die Umsetzungswahrscheinlichkeit einer Federführung höher sein als die einer zentral verantwortlichen Behörde, denn die zu erwartenden behördlichen und politischen Widerstände sind voraussichtlich deutlich geringer.

Ein positiver Nebeneffekt der Etablierung einer Federführung wäre außerdem, dass dies die unter dem Gliederungspunkt „Standardisierung“ (vgl.4.3.3) empfohlene Verbesserung der Zusammenarbeit zwischen den Behörden fördern würde.

Eine informelle Umsetzung einer Federführung unter Wahrung der jeweiligen Entscheidungszuständigkeit ist unwahrscheinlich. Insoweit ist eine gesetzliche Änderung der einfachste Weg, eine Zuständigkeitsvereinheitlichung umzusetzen. Auch wenn dadurch vermutlich keine messbare Beschleunigung erzielt werden kann, dient eine vereinheitlichte Zuständigkeit zumindest der rechtzeitigen und abgestimmten Umsetzung.

Im Ergebnis überwiegen die Argumente für eine Einführung einer federführenden Behörde die Argumente für die Schaffung einer zentral verantwortlichen Behörde.

4.3 Planfeststellungsverfahren

4.3.1 Problemaufriss

Das PFV wird in der Vorplanung begonnen. Anders als bei solchen Netzausbauprojekten, bei denen für den Netzbetreiber keine gesetzliche Verpflichtung zum Ausbau besteht, ist ein nicht abgeschlossenes PFV kein Grund, das Projekt nicht an einen oder mehrere Auftragnehmer zu vergeben. In der Vergangenheit war ein nicht abgeschlossenes PFV kein

Hinderungsgrund dafür, das Vergabeverfahren einzuleiten. Innerhalb dieser Phase werden auch die Ausschreibungsunterlagen erstellt und veröffentlicht. Die Vorplanung ist nicht mit dem Beginn des Vergabeverfahrens abgeschlossen.

Die bisherigen Vorplanungsprojekte sind in einem Zeitraum von 4 bis 46 Monaten durchgeführt worden. Dieser große Zeitunterschied ist darin begründet, dass für einige Netzanschlüsse auf Vorplanungen, die aufgrund der Systemwechsel schon vorlagen, aufgebaut werden konnte. Die bisherigen Starttermine für den Beginn der Vorplanungsprojekte sind ausführlich in Kapitel 3 beschrieben.

Aufgrund der zahlreichen Stellungnahmen der Stakeholder zu diesem Bereich ergibt sich der Problemaufriss zur Planfeststellung insbesondere durch das nachfolgende Kapitel.

4.3.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung

Auf der Grundlage der Stakeholderbefragung und den vorliegenden Projekterfahrungen ergeben sich folgende Problembereiche:

Keine frühzeitige Identifizierung und Vorklärung von Problemfeldern zu ausschreibungs- sowie planfeststellungsrelevanten Aspekten

Die Aussagen in der durchgeführten Stakeholderbefragung zeigen für den Bereich der Vorplanung, dass für die Projektabwicklung wichtige Problemfelder nicht frühzeitig erkannt werden und damit nicht ausreichend im Umfang und nicht frühzeitig genug bei der Ausschreibung der Vorplanung berücksichtigt werden können. Damit entstehen bei der Überprüfung der Empfindlichkeit sowie bei den Wirkungen der Maßnahme gegebenenfalls sowohl schon im Bereich der raumordnerischen Beurteilung als auch im Rahmen der UVU Defizite.

Unklare Funktionen und Verhältnisse zwischen den verschiedenen Planungsebenen

In der Stakeholderbefragung waren sich die befragten Akteure weitgehend darüber einig, dass inzwischen die Aussagen und Festlegungen auf der Bundesebene im BFO und im O-NEP untereinander weitgehend schlüssig aufeinander abgestimmt sind. Probleme werden allerdings von den Antragstellern in der sehr unterschiedlichen Ausformung der Vorgehensweisen in den einzelnen betroffenen Bundesländern wie Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern gesehen.

Belange der TÖB und der Privatbetroffenen werden zu spät bekannt und fließen zu spät in den Abstimmungsprozess ein

Es wurde von den Genehmigungsbehörden und den Antragstellern der Netzanbindungsprojekte vorgebracht, dass in einigen Fällen die TÖB insgesamt zu spät und nicht in ihrer gesamten inhaltlichen Breite oder nicht für die richtigen räumlichen Zuständigkeitsbereiche in das Verfahren einbezogen worden sind. Hier wurde in Einzelfällen ein sogenanntes Vorscoping durchgeführt, mit dem Ziel, zeitkritische Aspekte noch vor der eigentlichen Antragskonferenz bzw. dem Scoping-Termin für die UVU so weit abzustimmen, dass die erforderlichen Leistungen ausgeschrieben und rechtzeitig begonnen werden konnten.

Die möglichst frühe Einbeziehung der TÖB wird auch von den Genehmigungsbehörden selbst als positiv für den Ablauf der PFV angesehen. In der Stakeholderbefragung wird von dem dort beteiligten ÜNB allerdings eine frühzeitige Beteiligung ohne Möglichkeit einer verbindlichen Festlegung von Ergebnissen als nicht vorteilhaft angesehen.

Auch von den Antragstellern wird die frühzeitige Einbeziehung der Öffentlichkeit in die Planungen generell als wichtig angesehen, um schon im Anfangsstadium des Projektes einen allgemeinen Konsens über die Ziele des Projektes herbeizuführen. Es wird vorge-

bracht, dass eine frühzeitige Einbeziehung zu einem frühen Planungszeitpunkt zusätzliche Erkenntnisse bringt und dadurch später häufig auftretende Umplanungen und die damit verbundenen Kosten und Zeitverluste verhindert werden können. Konkrete Hinweise von potenziell betroffenen Landeigentümern werden ebenfalls als sehr hilfreich bei der Trassenentwicklung angesehen.

Zusammenwirken ÜNB und Planfeststellungsbehörde

Die ÜNB sehen bei den Antragsunterlagen im Küstenmeer und an Land aufgrund von bisher bereits sieben erfolgreich abgeschlossenen PFV einen hohen Standardisierungsgrad. Von diesen wird daher auch die Meinung vertreten, dass eine Reduzierung des Prüfaufwandes durch eine standardisierte Netzanbindung für den Bereich des Küstenmeers und an Land nicht unbedingt erforderlich ist, da es in den Bundesländern zum Teil nur eine Planfeststellungsbehörde gibt.

Soweit sich Standardisierungen auf die technischen Parameter beziehen, dürften sie keinen Einfluss auf den Verfahrensgang haben. Der Prüfaufwand der Behörden wird weitgehend durch die Trassenführung und die regionale Lage gesteuert.

Umfang und Detaillierungsgrad der Antragsunterlagen

Darüber hinaus wird von den ÜNBs eine Tendenz zu immer umfangreicheren und detaillierteren Antragsunterlagen erkannt. Dies beruht in erster Linie auf den Erfahrungen der Behörden bei der Umsetzung vorangegangener Vorhaben. Positiv wirkt sich der weitestgehende Wegfall einer ausführlichen Planbegründung / Planrechtfertigung aus, da diese/r über den O-NEP bzw. das Bundesbedarfsplangesetz bereits hinreichend begründet vorliegt. Bzgl. der AWZ wird auf die umfangreichen Diskussionen hinsichtlich des technischen Standards hingewiesen. Da das Verfahren zu einem frühen Zeitpunkt in der AWZ stattfindet, wird die Auffassung vertreten, dass generell keine vertiefenden technischen Details zugrunde gelegt werden können.

Erforderliche Ausführungsplanung

Insbesondere wird von den ÜNBs beobachtet, dass von den Behörden zunehmend eine ausgearbeitete Ausführungsplanung für die Planfeststellung erwartet wird, während früher das Vorliegen einer Genehmigungsplanung für die Entscheidungsreife ausgereicht hat. Es wird angemerkt, dass teilweise die umfassende Genehmigungswirkung des Planfeststellungsbeschlusses auch dadurch umgangen wird, dass für die Baurealisierung des Vorhabens weitere umfassende Freigabeentscheidungen mit inhaltlichen Prüfungen von Unterlagen vorbehalten werden. Die Genehmigungsbehörden sehen diese Tendenz allerdings als gerechtfertigt an, da für diese die Rechtssicherheit im Vordergrund steht.

Vereinheitlichung der Antragsunterlagen

Hinsichtlich der Vereinheitlichung der Antragsunterlagen über Muster-Anträge wird insbesondere dort, wo bereits umfangreiche Erfahrungen mit zahlreichen PFV vorliegen und Verfahren erfolgreich gebündelt wurden, kein zusätzlicher Bedarf gesehen. Hier ist es in Einzelverfahren jeweils zu einem frühzeitigen und umfangreichen Austausch mit den Antragstellern gekommen. Dort wurde ein Musterplanungsordner mit „Standards“ für die Offshore-Verfahren erstellt und ein umfangreicher Lerneffekt in der Zusammenarbeit zwischen Behörde und Antragsteller festgestellt. Hierdurch kann inzwischen wesentlich besser mit den anfänglichen Trassenproblemen umgegangen werden.

Vorprüfung der Antragsunterlagen

Inzwischen sei es in einem der Bundesländer üblich, dass alle Anträge vorab geprüft werden, dass es einen Prüfbericht mit obligatorischem Änderungsbedarf gibt und unverbindliche „Optimierungsanregungen“ von der Behörde an den Antragsteller gegeben werden.

Probleme gibt es immer wieder mit der Darstellung, wie der Antragsteller in Teilabschnitten zu seiner Vorzugsvariante gekommen ist bzw. warum möglicherweise bessere Alternativen frühzeitig ausgeschlossen wurden.

Darüber hinaus wird dargestellt, dass es mit dem BSH Abstimmungen zu den Übergabepunkten gab. Aufgrund der beidseitigen Erfahrungen und einem Austausch auf der Ebene der Dezernatsleiter trat bei diesen Vorgängen zuletzt kein größerer Abstimmungsbedarf mehr auf. Zusätzlich liegen Merkblätter und Muster-Anträge vor, die künftig genutzt werden können.

Kommunikation zwischen Antragsteller und Behörde

Auch von den ÜNB wird dargelegt, dass inzwischen eine gute Kommunikation mit den zuständigen Behörden besteht. Die Verfahrensvorgaben, zu erledigende Aufgaben und die verlangten Schritte sind klar. Wegen der Vielzahl von laufenden Verfahren und personeller Engpässe bei der zuständigen Behörde ist für die AWZ derzeit eine Verzögerung der Prozesse sichtbar. Die Erteilung der Planfeststellungsbeschlüsse braucht dort länger als vorgesehen.

Standardisierte Antragsunterlagen

Die Einschätzungen der befragten Stakeholder hinsichtlich standardisierter Antragsunterlagen decken sich mit den Erfahrungen im Bereich des Genehmigungsmanagements. Dort werden diese nicht für erforderlich gehalten, da es sich hier um keine Massenverfahren handelt: Daher wird auch hier das Zusammenführung der Verfahren im Küstenmeer und auf dem Festland ebenfalls als nicht zielführend angesehen.

Einsatz privater Dritter bei den Planfeststellungsbehörden

Als ein wesentlicher Verzögerungsfaktor werden in der Stakeholderbefragung die personellen Engpässe bei den Planfeststellungsbehörden, insbesondere beim BSH, identifiziert. Die Engpässe sind dabei eher qualitativer als quantitativer Natur. Auch bei den beteiligten Fachbehörden ist mangels Vorbefassung eine zum Teil erhebliche Unsicherheit bei der Entscheidungsfindung anzutreffen. Kritisiert wurde auch, dass Personal überwiegend nur noch zeitlich befristet eingestellt werden konnte und es deshalb regelmäßig zu einem Personalwechsel in der Sachbearbeitung gekommen ist. Dies wiederum führte zu zeitlichen und inhaltlichen „Reibungsverlusten“ und verhinderte eine kontinuierliche Bearbeitung des Vorhabens durch einen Ansprechpartner.

Ein Verfahren in Mecklenburg-Vorpommern wurde unter Mithilfe eines Projektmanagers durchgeführt. Der Einsatz auf Seiten der Planfeststellungsbehörde wurde wegen der knappen Personalressourcen notwendig und wird als durchaus positiv eingeschätzt. Auch die Einbeziehung der Verfahren nach SeeAnlV wurde als notwendig und sinnvoll angesehen.

Zusammenwirken von ROV und PFV

Seitens der Planfeststellungsbehörden wird darauf hingewiesen, dass sich die Ziele des PFV sehr stark von denen des ROV unterscheiden: Die Raumordnung ermittelt zeitlich vorgelagert im groben Maßstab die geeigneten Trassenkorridore; die Planfeststellung baut auf diesen Ergebnissen mit wesentlich feinerem Fokus (Parzellenschärfe) auf.

Die Planfeststellung benötigt einen möglichst flexiblen Korridor, der auch noch im PFV Spielraum lässt, um dann Problembereiche zu umgehen. Das Abweichen vom raumgeordneten Korridor gibt immer wieder Anlass zu Einsprüchen im Verfahren. Die Zusammenarbeit mit Vertretern der Raumordnung funktioniert jedoch i. d. R. sehr gut, z. B. durch eine Bescheinigung, die besagt, dass die erforderliche Abweichung für die Aussagen in der landesplanerischen Stellungnahme unschädlich ist.

Erforderlicher technischer Detaillierungsgrad für ROV bzw. PFV

Die Raumordnung vertritt die Auffassung, dass deren Verfahren unabhängig von technischen Details oder technischen Varianten sei, solange sich diese nicht maßgeblich auf die Raum- bzw. Umweltwirkungen auswirken. Daher spricht für die Raumordnung auch nichts gegen das Beantragen einer maximalen Größe des Konverters und Kabels, ohne den Lieferanten und dessen eventuell spezielle Spezifikationen zu kennen.

Auch die PFV im Küstenmeer und an Land werden nach Aussagen der Befragten in der Regel herstellerunabhängig durchgeführt. Nach Auftragsvergabe und Erstellung einer detaillierteren Ausführungsplanung werden daher regelmäßig Anpassungen der Genehmigungen (z. B. hinsichtlich des Verlege-Gerätes) erforderlich. Hierfür werden dann Änderungsverfahren durchgeführt. In der AWZ wurde bei den laufenden Verfahren ebenfalls ein generischer Antrag für ein „beliebiges Objekt aus einer ganzen Klasse“ gestellt.

Aus den bereits durchgeführten Verfahren sind die Raum- und Umweltwirkungen der meisten Anlagenkomponenten im Bereich der Offshore-Projekte inzwischen bekannt. Auf der Grundlage dieser Erkenntnisse könnten Größenklassen oder Schwellenwerte für solche Komponenten vorab für eine „worst-case-Betrachtung“, z. B. in vorweg definierten bestimmten Größenklassen, festgelegt und zwischen den beteiligten Antragstellern bzw. Genehmigungsbehörden und über die Ländergrenzen hinweg abgestimmt werden.

Zusammenarbeit ÜNB und Behörden

Vor allem im Bereich des Meeresumweltschutzes herrscht weitgehend Unsicherheit hinsichtlich der zu beurteilenden Eingriffe sowie hinsichtlich der festzusetzenden Kompensationsmaßnahmen. Meistens haben die Fachbehörden selbst keine ausreichende Datengrundlage, zweifeln selbst aber die Datenermittlung der Antragsteller an, obwohl die Erhebungen durch ausgewiesene Fachunternehmen erfolgen. Die beteiligten Fachbehörden zeigen erhebliche Unsicherheiten in der Entscheidungsfindung. Dadurch werden Verfahrensverzögerungen in erheblichem Maße begründet.

Für die Antragsteller sind PFV nicht neu, i. d. R. auch für die Landesbehörden nicht, da das PFV im Freileitungsbau sowie bei anderen Infrastrukturvorhaben die gängige Verfahrensart ist. Insofern ist hier genügend Erfahrung vorhanden. Anders sieht es indessen beim BSH aus. Hier ist – da das PFV nach der SeeAnlV tatsächlich neu ist – im Rahmen der Stakeholderbefragung eine fehlende Erfahrung zu beobachten, die sich auf die Abwicklung des Verfahrens über den Erörterungstermin bis zur Entscheidungsfindung verzögernd auswirkt. Gleichwohl wird das PFV aufgrund der umfassenden Konzentrations- und Genehmigungswirkung als vorteilhafter gegenüber den „alten Verfahren“ eingeschätzt, sofern das Fachpersonal für diesen Bereich beim BSH sowie bei den zustimmungspflichtigen Fachbehörden deutlich verstärkt wird.

Hinsichtlich des Detaillierungsgrads der technischen Anforderungen bei der Antragstellung wird auf der Ebene der Raumordnung die Meinung vertreten, dass sich das ROV alleine auf Trassenkorridore beziehe und daher technikneutral sei. Es wird aber auch eingeräumt, dass bei wesentlichen technischen Änderungen mit veränderten Raum- bzw. Umweltwirkungen die Gefahr einer Neuauslegung der Unterlagen bestehe, was zu erheblichen Verzögerungen führen könnte.

Darüber hinaus sollte eine Harmonisierung der Vorgehensweisen und der Bewertungsmethoden und Bewertungsmaßstäbe bei den Fachgutachtern stattfinden. Vor allem im Bereich des Meeresumweltschutzes sind inzwischen die Maßstäbe zur Beurteilung der Eingriffe sowie der Wertigkeit der Kompensationsmaßnahmen z. B. auf der Grundlage des Standard-Untersuchungskonzepts, Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-WEA auf die Meeresumwelt‘ (StUK4) vereinheitlicht worden.

Abschnittsbildung

Potentielle Problemfelder wurden bei der Abschnittsbildung im PFV aufgrund der Stakeholderbefragung und den Erfahrungen mit laufenden Projekten identifiziert. Wie aus der Befragung der ÜNB bzw. der Genehmigungsbehörden hervorgeht, hat sich bei Offshore-Projekten neben der Trennung in Kabel- und Plattform-Projekte, außer bei den HGÜ-Projekten in der AWZ, eine Aufteilung des PFV in die einzelnen Trassen-Abschnitte See, Deichquerung und Land bewährt, die jeweils im Verfahren zu berücksichtigende Besonderheiten aufweisen.

Eine solche trassenspezifische Besonderheit ist die Tatsache, dass es offshore in der AWZ wegen der hier nicht vorhandenen Privatbetroffenen eine wesentlich geringere Einwendungsdichte gibt. Die Belange des Umwelt- und Naturschutzes und der Schifffahrt stehen hier im Vordergrund. Onshore ist die Zahl der betroffenen Grundstückseigentümer i. d. R. sehr hoch, und es sind jeweils auch sehr viele TÖB betroffen, die mit ihrem jeweiligen räumlich abgegrenzten Zuständigkeitsbereich zu berücksichtigen sind. In beiden Bereichen kann das vorgelagerte ROV dazu beitragen, solche Trassenabschnitte zu erkennen und eine frühzeitige Abstimmung mit den betroffenen Fachbehörden herbeizuführen. Eine solche Auftrennung wird daher praktiziert und für sinnvoll gehalten.

Ein wichtiger Abschnitt ist neben den Abschnitten ‚Land' und ‚Seekabel' die Deichquerungen, da diese meist ein Jahr vor der eigentlichen baulichen Herstellung der übrigen Trassenabschnitte durchgeführt werden muss. Über die Abschnittsbildung kann diese Maßnahme dann getrennt vorgezogen und ausgeführt werden.

Das Umspannwerk an Land wird üblicherweise ebenfalls als Abschnitt betrachtet und i. d. R. separat nach BImSchG genehmigt.

4.3.3 Schwachstellenanalyse

Problemfelder bei den ausgeführten Projekten

Aus einer Studie der Hertie School of Governance aus dem Jahr 2015 "Offshore Wind Power Expansion in Germany: Scale, Patterns and Causes of Time Delays and Cost Overruns" [69] gehen insbesondere folgende Problemfelder hervor:

- nicht ausreichende oder zu spät ausgeführte Benthos-Untersuchungen:
  Hier werden im Rahmen der ökologischen Begleitforschung am Offshore-Testfeldvorhaben alpha ventus zur Evaluierung des Standarduntersuchungskonzeptes des BSH (StUKplus) künftig weitere Erkenntnisse hinsichtlich der Effekte von WEA auf Fische und vagile Megafauna vorliegen.

- nicht ausreichende oder zu spät ausgeführte Untersuchungen der möglichen Einflüsse auf FFH-Gebiete etc.:
  Genehmigungsbescheide weisen nach einem vom Naturschutzbund Deutschland (NABU) veröffentlichten Rechtsgutachten eklatante Versäumnisse in Bezug auf geltendes Naturschutzrecht auf und hätten in der vorliegenden Form nicht erteilt werden dürfen. Die Aussagen beziehen sich auf die vier genehmigten Parks Butendiek, DanTysk, Amrumbank West und Borkum Riffgrund II und die Verwaltungspraxis des BSH. Solche öffentlichen Diskussionen haben erheblichen Einfluss auf den Untersuchungsinhalt und die Untersuchungstiefe künftiger Verfahren und wirken daher verfahrensverzögernd.

- frühzeitige hochauflösende Untersuchungen des Meeresbodens werden versäumt und führen später zu technischen Änderungen:
  Dies ist z. B. der Fall bei SylWin alpha. Die Weichbodenschicht hat längere bzw. umfangreichere Unterkonstruktionen notwendig gemacht. Sie belaufen sich auf 106 m statt 70 m.

- frühzeitige Erkundung möglicher Kampfmittel im Bereich der Konverterstandorte bzw. der Kabeltrassen (Beispiel Riffgat):
  Als Seitensichtsonar bzw. Side-Scan-Sonar wird allgemein eine auf Schall basierende Technik zur Ortung und Klassifizierung von Objekten im Wasser oder auf dem Grund von Gewässern jeder Art verstanden [41]. Die Anwendungsmöglichkeiten sind vielseitig: In einigen Projekten, z. B. Riffgat und Nordsee Ost, war das Vorhandensein von Kampfmitteln am Meeresgrund im Bereich der gewählten Kabeltrasse nicht frühzeitig bekannt, so dass die hierdurch speziell entstehenden Zeitverzögerungen sowie die Zusatzkosten nicht rechtzeitig berücksichtigt werden konnten. Das Side-Scan-Sonar selbst spürt jedoch keine magnetischen Anomalien auf, so dass die ausführenden Schiffe meist parallel zum Side-Scan-Sonar Untersuchungen zu nicht detonierten Kampfmitteln durchführen.
- später im Verfahren notwendig werdende technische Umplanungen:
  Dies betrifft vor allem die Bauausführungsplanung und führt oft zu Veränderungen an den Trassen und Standorten zur Vermeidung von Problemen bzw. zur Umgehung von Problembereichen. Dies erfordert evtl. eine Änderung mit Neuauslegung des Genehmigungsbescheids.

Standardisierung

Das BSH hat für seinen Zuständigkeitsbereich bereits zahlreiche Standards für Offshore-Windenergieparks festgelegt, so dass die inhaltlichen und formellen Anforderungen insbesondere für die Projektabschnitte in der AWZ detailliert vorhanden sind. Hierzu gehören Standards zur Baugrunderkundung, zur konstruktiven Ausführung sowie zur Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-WEA auf die Meeresumwelt. Darüber hinaus liegen zahlreiche Festlegungen zum Umwelt-Monitoring vor. Diese Standards könnten durchaus auch maßgebend für die Verfahren im Küstenmeer und auf dem Festland sein, bzw. untereinander angeglichen werden. Der Stakeholderbefragung kann auch entnommen werden, dass in Niedersachsen aufgrund der Vorbefassung in mehreren Verfahren bereits ein hohes Maß an Standardisierung im Hinblick auf die einzureichenden Unterlagen sowie die zu verwendenden Analyse- und Bewertungsmethoden erreicht ist.

Die Planfeststellungsbehörden bemängeln die Qualität der von den ÜNB eingereichten Planunterlagen. Die Nachforderung von Unterlagen und die nachträgliche Abstimmung über Inhalte führten in den bisherigen Verfahren oftmals zu Verzögerungen.

Von den Stakeholdern wurde mehrfach bemängelt, dass sich die Anforderungen an die Unterlagen in den Bundesländern zum Teil erheblich unterscheiden. In Niedersachsen werden sehr hohe Anforderungen gestellt, die u. a. mit der höheren Rechtssicherheit der Planfeststellungsbeschlüsse begründet werden. In Schleswig-Holstein bzw. Mecklenburg-Vorpommern sind die Anforderungen geringer, wobei Schleswig-Holstein bislang noch kein PFV für eine Offshore-Netzanbindung durchgeführt hat. Ausnahme ist allerdings 2014 das Interconnektor-Projekt NordLink.

Niedersachsen verfügt wegen bereits mehrerer abgeschlossener Verfahren insoweit über einen Erfahrungsvorsprung gegenüber Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Das BSH dürfte über einen Erfahrungsvorsprung verfügen, soweit Belange der Meeresumwelt und der Schifffahrt betroffen sind, die auch das Küstenmeer betreffen können.

4.3.4 Maßnahmen und Empfehlungen

Zum PFV empfehlen wir Maßnahmen zum Einsatz privater Dritter, zur Verbesserung der Antragsunterlagen, zur Abschnittsbildung sowie zur Optimierung planerischer Abläufe.

Einsatz privater Dritter bei den Planfeststellungsbehörden

Voraussichtlich sind weitere Einstellungen bei den Planfeststellungsbehörden arbeitsmarktbedingt oder haushaltsrechtlich nicht in ausreichendem Umfang möglich. Qualitative und quantitative Engpässe sollten daher durch einen verstärkten Einsatz fachlich qualifizierter Privater im Verfahren ausgeglichen werden. Das geltende Recht sieht mehrere Möglichkeiten vor, um private Dritte zur Unterstützung der Durchführung der Verwaltungsverfahren einzusetzen. Unabhängig von weiteren Differenzierungen und Mischformen können grundsätzlich für den hier verfolgten Zweck drei Formen unterschieden werden:

- Beliehene
- Behördensachverständige
- Verwaltungshelfer / Projektmanager.

Die Einbringung fachspezifischen Sachverstands ist durch die Beauftragung eines Behördensachverständigen möglich. Dabei verbleiben die Zuständigkeit und die Verantwortung für die Sachentscheidung bei der Behörde.

Verwaltungshelfer unterstützen Behörden durch die unselbständige Wahrnehmung hoheitlicher Aufgaben. Sie werden zur vorbereitenden Unterstützung der Behörde tätig und entlasten die Behörde bei bürokratischen und formalisierten Vorgängen.

Ein verstärkter Einsatz fachkundiger Dritter sollte zu einer Verkürzung der behördlichen Bearbeitungszeiten führen. Ohne eine entsprechende Aufstockung ließe sich eine Beschleunigung des Verwaltungsverfahrens durch eine Erhöhung des Zeitdrucks auf die Behörde – z. B. über die Festlegung kurzer behördlicher Bearbeitungsfristen – nicht umsetzen. Für die Verstärkung eignen sich in erster Linie Projektmanager. Anders als Sachverständige, die gezielt zur Begutachtung von Einzelfragen eingesetzt werden, können Projektmanager während des gesamten Verfahrens entsprechende Fachkunde auch zum Nutzen der beteiligten Fachbehörden einbringen.

Die massiven Verzögerungen beim BSH bei der Prüfung der für die Freigaben vorzulegenden Prüfberichte und Konformitätserklärungen lassen sich auch ohne eine personelle Aufstockung durch eine Reduzierung der Prüftiefe des BSH verringern. Die Verwaltungspraxis des BSH sollte von einer Detailprüfung zu einer Plausibilitätsprüfung der eingereichten Unterlagen übergehen. Dies ist vom geltenden Recht gedeckt (Prinzip der „nachvollziehenden Amtsermittlung“), so dass keine gesetzlichen Änderungen notwendig wären. Hierdurch sollte eine Verfahrensbeschleunigung erzielt werden können.

Der Einsatz privater Dritter ist bereits nach der geltenden Rechtslage möglich. Um den tatsächlichen Einsatz zu fördern und das damit verbundene Beschleunigungspotenzial zu nutzen, können die *rechtlichen Rahmenbedingungen* wie folgt verbessert werden:

- Der Einsatz eines fachkundigen Projektmanagers in den Planfeststellungsbehörden möglichst in Verbindung mit einem zweiten Projektmanager für die Netzanbindung wird in den PFV für die Netzanbindung von OWP obligatorisch. Hilfsweise könnte der Planfeststellungsbehörde die Befugnis eingeräumt werden, einen Projektmanager auch ohne Zustimmung des Antragstellers einzusetzen, wenn sie den Einsatz des Dritten nach pflichtgemäßem Ermessen als verfahrensbeschleunigend einstuft. Die Kosten sollten die ÜNB tragen, die diese dann allerdings über die Netzentgelte umlegen können.
- Für die AWZ wird in der SeeAnlV eine Regelung entsprechend des wie vorgeschlagen modifizierten § 43g EnWG aufgenommen, die den Einsatz von Projektmanagern und die Kostentragung durch die Antragsteller regelt.
- Es wird gesetzlich festgelegt, zu welchen Punkten die Hinzuziehung von Sachverständigen notwendig ist. Dies gibt den Beteiligten die Sicherheit, dass die Zu-

satzkosten umgelegt werden können. Eine Orientierung ist insoweit an § 13 Abs. 1 Satz 2 der 9. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV) möglich, der eine entsprechende Regelung enthält.

- Es wird in Anlehnung an § 13 Abs. 1 Satz 4 der 9. BImSchV geregelt, dass, wie teilweise schon durchgeführt, Sachverständige ggf. mit Einverständnis des Antragstellers auch zur Beschleunigung eingesetzt werden dürfen, z. B. wenn die Erstellung eines Gutachtens die Prüfung der Planfeststellungsvoraussetzungen erheblich vereinfacht.
- Es wird ausdrücklich geregelt, dass auch die Hinzuziehung internationaler Sachverständiger zulässig ist. Hier ist darauf zu achten, dass diese mit deutschem Recht und deutschen Vorschriften vertraut sind und die Kosten umgelegt werden können, sofern in Deutschland keine ausreichenden Kapazitäten zur Verfügung stehen. Hierdurch könnten die massiven Verzögerungen bei den für die BSH-Freigaben notwendigen Zertifizierern / Prüfbeauftragten beseitigt bzw. deren Aufwand durch eine Vorprüfung der bislang teilweise mangelhaften Antragsunterlagen bereits beim Antragsteller reduziert werden.
- Der Antragsteller erhält das Recht, der Planfeststellungsbehörde den Einsatz bzw. die Aufstockung von externen Dritten vorzuschlagen und von der Planfeststellungsbehörde eine ermessensfehlerfreie Prüfung des Vorschlags zu verlangen. Dabei wird die Notwendigkeit eines Einsatzes / einer Aufstockung vermutet, wenn bestimmte Bearbeitungsfristen überschritten worden sind.
- Es wird zur Klarstellung ausdrücklich geregelt, dass Projektmanager je nach Bedarf über fachspezifische technische oder naturwissenschaftliche Fachkunde verfügen sollen und diese im Rahmen ihrer unselbständigen Verwaltungsaufgaben einbringen sollen.

Die vorgeschlagenen Regelungen sind für den Zuständigkeitsbereich der Küstenbundesländer in das EnWG und für die AWZ in die SeeAnlV aufzunehmen. Von der Ermächtigungsgrundlage in § 1 Nr. 10a i. V. m. § 9 Abs. 1 Nr. 4a i. V. m. Abs. 1a SeeAufG wäre dies gedeckt. Ggf. könnten außerdem Regelungen in der ARegV notwendig oder zumindest sinnvoll sein.

Eine weiterführende Beschreibung zum Einsatz Dritter bei den Planfeststellungsbehörden befindet sich in Anhang 10.6.

Verbesserung der Antragsunterlagen durch Standardisierung

Ein Beschleunigungspotenzial wird darin gesehen, die ÜNB bereits frühzeitig über die inhaltlichen und formellen Anforderungen zu informieren und die Antragsunterlagen eng abzustimmen. Dies ist bereits ohne gesetzliche Änderungen umsetzbar. Das BSH erstellt zu diesem Zweck bereits eine Checkliste. Die zuständige Planfeststellungsbehörde in Niedersachsen hat aus den Erfahrungen der bisherigen Verfahren einen Ordner mit Musterplanungsunterlagen erstellt, der den Antragstellern zur Verfügung gestellt wird. Über entsprechende Vorab-Informationen in den Ländern Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern liegen keine Informationen vor. Es ist sinnvoll, den Erfahrungsvorsprung in Niedersachsen zu nutzen und die Planfeststellungsbehörden in Schleswig-Holstein und ggf. in Mecklenburg-Vorpommern daran partizipieren zu lassen.

Jede Behörde kann bereits nach gültigem Recht als Herrin des Verfahrens ihre Antragsunterlagen standardisieren. Echte Synergien können erreicht werden, wenn bundesländer- bzw. behördenübergreifende Standards etabliert werden. Insbesondere für Einwender in PFV erscheint es schwer nachvollziehbar, wenn in verschiedenen Bundesländern unterschiedliche Anforderungen an die Planfeststellung gestellt werden. Solche Unterschiede in der Rechtsanwendung provozieren Rechtstreitigkeiten, die über eine An-

gleichung des Anforderungsniveaus vermieden werden können. Unterschiedlichen Sachverhalten kann dabei Rechnung getragen werden, indem Spielräume für Abweichungen zugelassen werden. Eine Standardisierung zwischen BSH und Küstenbundesländern wäre insbesondere im Hinblick auf die Anforderungen an den Schutz der Meeresumwelt in der AWZ und im Küstenmeer sinnvoll.

Eine bundesländer- / behördenübergreifende Kooperation kann informell beispielsweise über Arbeitsgruppen, auf freiwilliger Basis über Staatsverträge oder aber verpflichtend durch Gesetz beispielsweise nach dem Vorbild des § 31 KrWG erfolgen. Am effektivsten ist die verpflichtende Anordnung durch Gesetz. Dabei sollten den einzelnen Behörden aber Abweichungsmöglichkeiten zur Berücksichtigung von Sachverhaltsbesonderheiten eingeräumt werden.

Es steht Verwaltungsbehörden auch ohne ausdrückliche gesetzliche Regelungen grundsätzlich frei, frühzeitig im Verfahren für Transparenz zu sorgen und die Antragsteller über die benötigten Unterlagen zu informieren.

In den Küstenbundesländern ist in § 1 Abs. 1 NVwVfG i. V. m. § 25 Abs. 2 VwVfG (Niedersachsen), § 83a Abs. 2 LVwG (Schleswig-Holstein) und § 25 Abs. 2 VwVfG M-V (Mecklenburg-Vorpommern) darüber hinaus ausdrücklich eine frühzeitige Erörterung der benötigten Antragsunterlagen geregelt. Diese Normen verpflichten die Behörde, soweit erforderlich, bereits vor der Stellung eines Antrags mit dem zukünftigen Antragsteller zu erörtern, welche Nachweise und Unterlagen von ihm zu erbringen sind und in welcher Weise das Verfahren beschleunigt werden kann. Die Regelung bezweckt die Sicherstellung der formellen Vollständigkeit der Antragsunterlagen und knüpft an das allgemeine verwaltungsrechtliche Zweckmäßigkeitsgebot an.

Diese Normen lassen eine Erörterung in Form standardisierter Merk- und Formblätter ausdrücklich zu. Für die AWZ enthält die SeeAnlV keine entsprechende Regelung. Das BSH hat auch ohne ausdrückliche Regelung eine Checkliste der einzureichenden Unterlagen entwickelt. Sofern gleichwohl eine Verpflichtung des BSH geregelt werden soll, bietet sich an, in die SeeAnlV einen Verweis auf § 25 Abs. 2 VwVfG aufzunehmen. Dies wäre von der Ermächtigungsgrundlage in § 1 Nr. 10a i. V. m. § 9 Abs. 1 Nr. 4a i. V. m. Abs. 1a SeeAufG gedeckt.

Durch die Herausgabe standardisierter Merkblätter oder Checklisten binden sich die Behörden selbst (Selbstbindung der Verwaltung nach Art. 3 Abs. 1 GG). Um die veröffentlichten Anforderungen zu ändern oder zu ergänzen, bedarf es sachlicher Gründe. Diese bestehen regelmäßig in einer geänderten Rechtslage, technischem oder wissenschaftlichem Fortschritt, können aber auch politisch motiviert sein.

Ebenso wie Checklisten begünstigt eine Standardisierung von Antragsunterlagen die Gleichbehandlung aller Anträge und erleichtert auch den Antragstellern die Bearbeitung. Eine Standardisierung ist daher grundsätzlich zulässig.

Entspricht ein Antrag nicht den Anforderungen, sollte die Behörde den Antragsteller auffordern, die Unterlagen in einer angemessenen Frist nachzureichen. Die Einführung einer entsprechenden behördlichen Vollständigkeitsprüfung und Nachforderung wird vorgeschlagen. Kommt der Antragsteller dieser Aufforderung nicht nach, könnte dies mit finanziellen Einbußen bei der Kostenerstattung über die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sanktioniert werden. Weitergehende Rechtsfolgen, z. B. ein Ausschluss von Anträgen, die nicht den Standards entsprechen, wären hingegen nicht zielführend.

Eine informelle bundesländer- bzw. behördenübergreifende Abstimmung und Kooperation ist auch ohne eine gesetzliche Grundlage jederzeit möglich. Instrumente für eine informelle Kooperation sind beispielsweise der Informationsaustausch und die Abstimmung im Rahmen von Arbeitsgruppen oder Positionspapieren.

Für eine höhere Verbindlichkeit der bundesländerübergreifenden Kooperation ist regelmäßig der Abschluss eines Verwaltungsabkommens oder eines Staatsvertrags zwischen den Bundesländern erforderlich.

Um die Bundesländern darüber hinaus zu einer Kooperation untereinander und ggf. mit dem BSH zu verpflichten, wäre ein entsprechendes Bundesgesetz notwendig. Dabei könnten Anleihen bei § 31 KrWG (Abstimmung bei der Aufstellung von Abfallwirtschaftsplänen) oder den Regelungen zur raumordnungsrechtlichen Zusammenarbeit (§§ 8, 26 Raumordnungsgesetz) genommen werden.

Verbesserung der Antragsunterlagen durch Einreichung des plausiblen „worst case“

Während der bisherigen PFV wurde die Projektplanung aufgrund des zwischenzeitlichen technischen oder naturwissenschaftlichen Fortschritts oder unvorhergesehener Hindernisse wie z. B. Kampfmittelfunde oft mehrfach geändert. Regelmäßig waren diese Änderungen wesentlich. Wesentliche Änderungen haben zur Folge, dass das PFV diesbezüglich nochmals durchgeführt werden muss. Dies bedeutet, dass die Öffentlichkeit erneut beteiligt und die Auswirkungen der Änderungen auf die Schutzgüter wie Meeresumwelt, Schifffahrt und Immissionen erneut untersucht, geprüft und abgewogen werden müssen.

Dies kann verhindert werden, indem Untersuchungen und Planungen an den Realisierungsalternativen mit der größten Eingriffsintensität, z. B. Konverter-Leistung von 1.200 MW statt 900 MW; breiterer Trassenkorridor als tatsächlich benötigt ausgerichtet werden. Nachträgliche, weniger eingriffsintensive Alternativen können abgefangen werden (sog. Worst-Case-Betrachtung), ohne Verfahrensschritte wiederholen oder ein neues PFV durchführen zu müssen. Auch können Änderungen wegen des technischen oder wissenschaftlichen Fortschritts vermieden werden, wenn die ÜNB in ihren Antragsunterlagen nicht auf den technischen und wissenschaftlichen Status quo zum Zeitpunkt der Antragstellung abstellen, sondern den zu erwartenden Fortschritt bis zur Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses antizipieren. Alle nachträglichen Änderungen an der Planung, die sich in diesem Rahmen halten, wären von ihrer Eingriffsintensität her ein Minus gegenüber der Ursprungsplanung und bedürften daher regelmäßig keiner erneuten Beteiligung und Abwägung. Dem ÜNB stünde es dann frei, den Planfeststellungsantrag für die Netzanbindung vor der Bescheidung auf das tatsächlich benötigte Maß zu reduzieren. Bei den Antragsverfahren für die OWP ist dies bereits gängige Praxis.

Denkbar wäre allerdings auch, dass der ÜNB bei der Antragstellung bereits den zu erwartenden Stand der Technik bei Fertigungsbeginn der einzelnen Komponenten antizipiert und bewusst einen vorerst „überdimensionierten“ Planfeststellungsbeschluss erteilen lässt, um technische Änderungen nach Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses, aber vor Fertigungsbeginn, abzufangen, denn andernfalls wäre bei wesentlichen Änderungen ein neues PFV zur Änderung des Planfeststellungsbeschlusses erforderlich. Ein vergleichbares Vorgehen empfiehlt sich, um flexibler auf unvorhergesehene Hindernisse reagieren zu können, die zu Planänderungen wie z. B. Trassenänderungen führen können.

Bereits nach geltendem Recht besteht die Möglichkeit der Antragssteller, die Antragsunterlagen auf dem Niveau der Planungsvariante mit der größten Eingriffsintensität zu erstellen, ebenso wie die Möglichkeit der Planfeststellungsbehörde, bei Vorliegen der Voraussetzungen diese „Maximallösung“ planfestzustellen. Sie sollten in einem breiteren Anwendungsbereich als bislang, d. h. nicht nur Trasse, sondern z. B. auch technischer Fortschritt genutzt werden. Ggf. kann dies in Form einer Soll-Bestimmung gesetzlich festgelegt werden. Der Zeitaufwand durch Nachbesserungen reduziert sich dadurch enorm, und insgesamt ist mit einer Straffung des gesamten PFV zu rechnen.

Abschnittsbildung im PFV

Ein PFV dient dem Zweck, in einem Verfahren zu einer einheitlichen und umfassenden, die berührten öffentlichen und privaten Belange untereinander und gegeneinander abwägenden Gesamtentscheidung über die öffentlich-rechtliche Zulässigkeit eines Vorhabens zu gelangen. Ziel einer Planfeststellung ist damit die umfassende Problembewältigung. Es gilt daher der Grundsatz der einheitlichen Planungsentscheidung.

Im Zuständigkeitsbereich der Küstenländer ist in Anbetracht der verschiedenen Konfliktpotenziale und Betroffenheiten folgende Abschnittsbildung bzw. Optimierung des Verfahrensablaufs sinnvoll:

- Seetrasse (12-Seemeilen-Grenze bis Anlandepunkt)
- Landtrasse (Anlandepunkt bis Konverterstation am Wiedereinspeisepunkt)
- Onshore-Konverter-Station / Umspannwerk an Land

Abschnittsbildung Landtrasse / Seetrasse

Im Zuständigkeitsbereich der Küstenländer ist aufgrund der betroffenen Eigentumspositionen Dritter die Landtrasse der konfliktträchtigste Abschnitt mit dem größten Verzögerungspotenzial. Ein eigenständiges PFV für diesen Abschnitt bietet die Möglichkeit, mit den planerischen Vorarbeiten und dem Verfahren für diesen Abschnitt frühzeitig zu beginnen und dadurch ausreichend zeitlichen Vorlauf für die Abstimmungen mit den zahlreichen Betroffenen zu haben.

Die o.g. Dreiteilung der Netzanbindung im Zuständigkeitsbereich der Bundesländer wird so bereits in Niedersachsen praktiziert und hat sich bewährt. Es wird vorgeschlagen, diese Dreiteilung als Regelfall weiterzuleben bzw. auch für Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein festzulegen. Dies kann entweder durch die zentral verantwortliche Behörde bzw. die federführende Behörde oder durch eine entsprechende Verständigung der betroffenen Behörden erfolgen.

Eine Abschnittsbildung führt zu einer Flexibilisierung und hat damit Beschleunigungspotenzial. Sie hat jedoch auch zur Folge, dass die erforderlichen Beteiligungsrunden für jeden Abschnitt durchzuführen sind. Bei drei Abschnitten müssten insoweit drei Beteiligungsrunden erfolgen. Das Risiko, dass der dadurch entstehende Mehraufwand das Beschleunigungspotenzial neutralisiert, wird generell als gering eingestuft.

Die Bildung der Abschnitte Seetrasse / Landtrasse entspricht grundsätzlich den oben genannten Grundätzen für eine rechtlich zulässige Abschnittsbildung:

- Die sachliche Rechtfertigung ergibt sich aus den see- und landseitig völlig unterschiedlichen Betroffenheiten und Konfliktpotenzialen. Während seeseitig in erster Linie Schifffahrts- und Naturschutzbelange relevant sind, bestehen landseitig neben Naturschutzbelangen in erster Linie eigentumsrechtliche und immissionsschutzrechtliche Betroffenheiten z. B. durch Elektrosmog bei Freileitungen. Sind viele Einwände zu erwarten, kann dieser Abschnitt gesondert behandelt und zeitlich vorgezogen werden mit dem Ziel, die Einhaltung von Terminen sicherzustellen.
- Davon, dass entsprechend der Rechtsprechung des BVerwG dem Gesamtvorhaben grundsätzlich keine unüberwindbaren Hindernisse entgegenstehen, kann bereits dann ausgegangen werden, wenn die energierechtliche Notwendigkeit und Errichtung der jeweiligen Netzanbindung in BFO und O-NEP festgelegt ist. Die Verhinderung eines unzulässigen Planungstorsos kann zusätzlich durch die vorgeschlagene Vereinheitlichung der Verfahren unter dem Leitbild einer zentral verantwortlichen Behörde / Federführung sichergestellt werden, denn die da-

durch ermöglichte Steuerung sollte verhindern, dass Teile des Netzanbindungssystems unabhängig von den anderen Teilen planfestgestellt werden.

- Aufgrund der unterschiedlichen Betroffenheiten und des dadurch bedingten unterschiedlichen Prüfprogramms können die in jedem Abschnitt auftretenden Konflikte umfassend bewältigt werden. Eine Abschnittsbildung führt dann auch zu einer Entzerrung und verhindert, dass die Betroffenheiten und Einwendungen des jeweils anderen Abschnitts das Verfahren belasten.
- Schließlich wird auch der Rechtsschutz Dritter nicht unzulässig verkürzt, da es hinsichtlich der Betroffenheiten landseitig und seeseitig nahezu keine Überschneidungen gibt.

Optimierung Genehmigung der Konverterstation nach BImSchG

Die Einspeisung des OWP-Stroms in das landseitige Stromversorgungsnetz erfolgt über ein Umspannwerk mit vorgelagerter Konverterstation. Umspannwerk und Konverterstation sind nicht planfeststellungsbedürftig. § 43 Satz 1 EnWG umfasst insoweit nur Leitungen. Für die Errichtung und den Betrieb des Umspannwerks ist eine Genehmigung nach dem BImSchG erforderlich (vgl. Ziff. 1.8 Anlage 1 zur 4. BImSchV). Ist die Konverterstation im Umspannwerk integriert, erstreckt sich die BImSchG-Genehmigung auch auf die Konverterstation; andernfalls ist die Konverterstation baurechtlich zuzulassen.

Nach § 43 Satz 2 EnWG können solche Anlagen aber auf Antrag des Vorhabenträgers in das PFV integriert und durch Planfeststellung zugelassen werden. Der Vorhabenträger hat insoweit ein Wahlrecht. Soweit ersichtlich, wurden die Umspannwerke bislang regelmäßig gesondert genehmigt. Aus Sicht einer Verfahrensbeschleunigung besteht auch kein Anlass, das Umspannwerk / den Konverter in das PFV zu integrieren. Das landseitige Umspannwerk einschließlich des Konverters sollte daher auch weiterhin separat genehmigt werden.

In der AWZ ist unter Beschleunigungsgesichtspunkten folgende Abschnittsbildung sinnvoll:

- Konverter
- Trasse (Konverter bis 12-Seemeilengrenze)

Die bisherigen Genehmigungsbescheide bzw. der bislang erlassene Planfeststellungsbeschluss (DolWin2 / beta) des BSH umfassten größtenteils sowohl die Konverterplattform als auch die Seekabelsysteme. Eine gesonderte Zulassung von Seekabelsystemen ist in der AWZ bislang nur in zwei Fällen (Butendiek und BorWin1) erfolgt.

Für die AWZ lässt § 5 Abs. 2 Satz 1 SeeAnlV eine abschnittsweise Planfeststellung ausdrücklich zu. Dadurch ist es über die richterrechtlich anerkannte Abschnittsbildung bei Streckenvorhaben hinaus grundsätzlich auch zulässig, die Seekabelsysteme DC und AC und die Konverter-Plattform abschnittsweise planfestzustellen. Die Entscheidung über eine Abschnittsbildung liegt im Ermessen des BSH und sollte nach den oben dargestellten Grundsätzen ausgeübt werden.

Zur Beschleunigung könnte über die abschnittsweise Planfeststellung der Konverter-Plattform hinaus erwogen werden, die Konverter-Plattform aus der Planfeststellungspflicht zu entlassen (DolWin1 z. B. wurde im Offshore-Bereich nach der alten SeeAnlV nicht planfestgestellt) und wieder in ein verwaltungsrechtliches Genehmigungsverfahren, z. B. nach dem Vorbild des BImSchG, zu überführen. Hierfür wäre eine Änderung der SeeAnlV notwendig.

In der AWZ ist es in erster Linie relevant, rechtzeitig mit dem zeitkritischsten Element zu beginnen. Designbedingt ist das zeitkritische Element die Topside bzw. die Offshore-Konverterstation als Ganzes. Die Topside ist sehr planungsintensiv, aber im Gegensatz

zu Trasse und Gründung am wenigsten umweltrelevant, so dass bei der UVU Beschleunigungen gegenüber den übrigen Abschnitten bzw. einer einheitlichen Planfeststellung erzielt werden können.

Ebenfalls zu einer Beschleunigung kann die Abschnittsbildung führen, wenn bei einzelnen Abschnitten Ausführungsrisiken oder -verzögerungen, z. B. keine ausreichende Trassenvorplanung, zu erwarten sind. Auch in der AWZ kann eine Abschnittsbildung beschleunigend sein, und es kann, in Abhängigkeit von den Umständen des Einzelfalls, sinnvoll sein, Gründung und Trasse in einem einheitlichen Verfahren mitzuführen, um die sonst eigenständigen Beteiligungsverfahren für jeden Abschnitt mit zumindest zum Teil identischen Betroffenheiten und Einwendungen zu vermeiden.

Anders als bei Planfeststellungsabschnitten wird im BImSchG-Genehmigungsverfahren regelmäßig nicht die Genehmigungsfähigkeit des Gesamtprojektes übergreifend geprüft. Zur Koordinierung der einzelnen Abschnitte bietet sich die Etablierung einer zentral verantwortlichen Behörde bzw. federführenden Behörde an.

Um ggf. auch ohne eine solche Behörde sicherzustellen, dass kein „Genehmigungstorso“ entsteht, sollte geregelt werden, dass auch bei einer Genehmigung nach dem Vorbild des BImSchG – wie bei der Planfeststellung – das Gesamtprojekt (Planungshorizont) in den Blick genommen wird und die Genehmigung nur erteilt wird, wenn der Realisierung des Gesamtvorhabens keine unüberwindbaren Hindernisse im Wege stehen.

Aus den bisherigen Rückmeldungen ist - zumindest in der AWZ - nicht ersichtlich, dass durch das neue PFV eine Beschleunigung gegenüber den bisherigen einzelnen Genehmigungsverfahren erzielt wird. Eine tatsächliche Beschleunigung durch ein PFV ist allenfalls dann zu erwarten (Konzentrationswirkung), wenn die Planfeststellungsbehörde sich über die Ablehnung einzelner Fachbehörden, z. B. wegen negativer Bescheidung oder unvollständiger Unterlagen, hinwegsetzt und den Beschluss gleichwohl erlässt. Dies ist jedoch zumindest im Regelfall nicht zu erwarten. Da die enteignungsrechtliche Vorwirkung des Planfeststellungsbeschlusses zumindest in der AWZ und im Küstenmeer keine Rolle spielt, ist das Beschleunigungspotenzial durch ein PFV zumindest fraglich.

Der Vorteil eines Genehmigungsprozesses liegt demgegenüber darin, dass die rechtlichen Einschränkungen entfallen, die sich aus der umfassenden Konfliktbewältigung in der Planfeststellung ergeben. So stehen im Rahmen eines Genehmigungsprozesses beispielsweise verschiedene Instrumente für Behördenentscheidungen vor der endgültigen Entscheidung über die Zulassung des Gesamtvorhabens zur Verfügung.

Zu nennen sind dabei die Teilgenehmigung, die einen Teil des Vorhabens verbindlich zulässt und insoweit auch zum Baubeginn berechtigt, und der Vorbescheid, der die Rechtmäßigkeit eines bestimmten Aspekts des Gesamtvorhabens, z. B. Vereinbarkeit mit der Sicherheit des Schiffsverkehrs, verbindlich feststellt. Diese Instrumente können genutzt werden, um mit Teilen der Bauausführung bereits zu beginnen, bevor die Details des übrigen Vorhabens geklärt sind. Auch die sukzessive Erarbeitung und Prüfung von „Prüfpaketen“ ist damit möglich und kann zu einer zeitlichen und inhaltlichen Entzerrung des Verfahrens führen.

Über diese Instrumente kann zudem flexibler auf Änderungen am Vorhaben reagiert werden, indem jeweils nur der Bescheid für den betroffenen Vorhabenteil / Prüfaspekt geändert wird. In Anlehnung an §§ 15, 16 BImSchG könnten beispielsweise Regelungen entwickelt werden, die bei unwesentlichen Änderungen eine Anzeige ausreichen lassen und auch bei wesentlichen Änderungen die Möglichkeit eröffnen, von bestimmten Verfahrensschritten abzusehen (vgl. § 16 Abs. 2 BImSchG).

Da die Topside der zeitkritischste Teil des Konverters mit dem höchsten Änderungsrisiko ist, könnte auch erwogen werden, nur die Topside genehmigen zu lassen und Plattformgründung und Trassen hingegen weiterhin in der Planfeststellung zu lassen. Hierfür spräche zum einen, dass bei Gründung und Trasse ähnliche Betroffenheiten vorliegen und

beide Abschnitte „raumbedeutsam“ sind. Andererseits wird an der Gründung verhältnismäßig wenig geändert, so dass der Vorteil überwiegt, die Plattform als Ganzes zu betrachten.

Um den Konverter oder die Topside aus der Planfeststellungspflichtigkeit zu entlassen, muss § 2 Abs. 1 SeeAnlV entsprechend geändert und in der SeeAnlV neu geregelt werden, dass die Errichtung, der Betrieb und ggf. die Änderung des Konverters bzw. der Topside einer Genehmigung durch das BSH bedarf. Sofern eine Orientierung an dem Verfahren nach BImSchG erfolgen soll, kann dies durch einen Verweis der SeeAnlV auf die entsprechenden Regelungen des BImSchG rechtlich umgesetzt werden. Eine Änderung des SeeAufgG, der Rechtsgrundlage der SeeAnlV, ist für die vorgeschlagene Änderung nicht erforderlich. § 1 Nr. 10a i. V. m. § 9 Abs. 1 Nr. 4a i. V. m. Abs. 1a SeeAufG deckt auch die Regelungen eines verwaltungsrechtlichen Genehmigungsprozesses ab.

Das Beschleunigungspotenzial dieser Maßnahme wird in der Möglichkeit des Erlasses von Vorbescheiden und Teilgenehmigungen und der verfahrensrechtlichen Erleichterung von Änderungen an der Konverter-Plattform gesehen. Jedoch könnten die politischen Widerstände groß sein, weil das Genehmigungsverfahren in der AWZ in der Vergangenheit zu einem Planfeststellungsverfahren abgeändert worden ist.

Optimierung planerischer Abläufe durch behördliche Zwischenentscheidungen

Die Freigabepraxis des BSH ist ebenso wie die Praxis der Erteilung von Nebenbestimmungen geeignet, potentielle Planfeststellungshindernisse zu beseitigen und daher einer rechtzeitigen Realisierung des Netzanschlusses zumindest förderlich. Die Praxis sollte beibehalten werden. Die antragstellenden ÜNB können durch eine Vorlage möglichst umfassender und qualitativ hochwertiger Antragsunterlagen die notwendigen Nebenbestimmungen verhindern.

Als neues Instrument sollte eine behördliche Vollständigkeitsprüfung und die Erstellung eines entsprechenden behördlichen Vollständigkeitstestats erwogen werden. Dieses gibt den antragstellenden ÜNB Rechtssicherheit, erhöht den Anreiz zur Standardisierung der behördlichen Anforderungen und kann als Zäsur für eine Unabänderlichkeit der Festlegungen des O-NEP genutzt werden. Eine behördliche Vollständigkeitsprüfung führt nicht unmittelbar zu einer Beschleunigung, kann aber spätere Verzögerungen durch die Nachforderung bzw. Nachbesserung von Antragsunterlagen vermeiden. Um dem Testat auch eine entsprechende Verbindlichkeit einzuräumen, sollte für Prüfung und Testat eine gesetzliche Grundlage im EnWG und der SeeAnlV geschaffen werden. Anleihen können bei § 21 Abs. 5 NABEG bzw. § 7 der 9. BImSchV genommen werden.

Durch vorgezogene Behördenentscheidungen über Teilaspekte des Vorhabens kann schließlich eine Flexibilisierung bei der Ausführung des Vorhabens erzielt werden und den antragstellenden OWP früher Planungssicherheit gegeben werden. Der Rechtscharakter des Planfeststellungsbeschlusses als umfassendes Konfliktbewältigungsinstrument verbietet den Erlass von Teilgenehmigungen und Vorbescheiden. Um diese Instrumente nutzen zu können, wäre eine Aufgabe der Planfeststellungsbedürftigkeit und eine Überleitung in ein Genehmigungsverfahren, z. B. nach dem Vorbild des BImSchG, erforderlich. Außerdem müssten entsprechende Rechtsgrundlagen für Teilgenehmigungen oder Vorbescheide in EnWG und SeeAnlV eingefügt werden.

Möglich ist auch im Rahmen eines PFV die Zulassung eines vorläufigen Baubeginns, der es ermöglicht, zeitkritische Bauausführungen oder Untersuchungen vorzuziehen. Eine entsprechende Rechtsgrundlage, z. B. nach dem Vorbild des § 37 KrWG oder des § 8a BImSchG, müsste in EnWG und SeeAnlV aufgenommen werden.

Behördliches Vollständigkeitstestat

Beschleunigungspotenziale ergeben sich, wenn die ÜNB kurzfristig eine Rückmeldung erhalten, ob die eingereichten Unterlagen vollständig sind und inwieweit noch Unterlagen nachzureichen sind (zum geltenden Recht siehe Anhang 9.8).

Vorschläge zur Ausgestaltung des Vollständigkeitstestats im Rahmen der Netzanbindung

Um diese Beschleunigungswirkung rechtlich umzusetzen, müssten neue Regelungen sowohl für die Zuständigkeiten der Küstenbundesländer als auch für das BSH geschaffen werden. Für die Küstenbundesländer könnte eine entsprechende Regelung in das Fachplanungsrecht der §§ 43 ff. EnWG eingefügt werden. Im Bereich der AWZ wäre die SeeAnlV entsprechend zu ergänzen.

Die Einführung eines solchen Prüfautomatismus ist für die Planfeststellungsbehörden ein zusätzlicher Anreiz, ihren Anforderungskatalog standardisiert festzulegen (siehe Kapitel 4.3.4 Absatz zu Verbesserung der Antragsunterlagen durch Standardisierung‘). Ein Vollständigkeitstestat kann außerdem als maßgeblicher Zeitpunkt festgelegt werden, ab dem die betreffenden Festlegungen des O-NEP nicht mehr sanktionslos geändert werden können.

Zur Verringerung des behördlichen Zusatzaufwands sollten außerdem die Antragsteller dazu angehalten werden, nur vollständige und richtige Anträge einzureichen. Erforderlichenfalls könnte ein entsprechender Anreiz gesetzt werden, indem die Vorlage unzureichender Antragsunterlagen zu finanziellen Einbußen bei der Kostenerstattung über die ARegV führt. Inhaltlich sollten die Regelungen die Behörden verpflichten,

- die eingereichten Unterlagen innerhalb einer bestimmten Frist auf ihre Vollständigkeit zu prüfen,
- dem Antragsteller die fehlenden Unterlagen zu benennen und
- ihn zu verpflichten, die fehlenden Unterlagen innerhalb einer angemessenen Frist nachzureichen.

Entsprechende Regelungen, an denen sich eine Regelung für die Netzanbindung von OWP orientieren könnte, finden sich in § 21 Abs. 5 NABEG und § 7 der 9. BImSchV. § 7 Abs. 1 Satz 4 der 9. BImSchV sieht Teilprüfungen bereits vor der Vorlage der vollständigen Unterlagen vor. Auch dies könnte auf die Netzanbindung von OWP übertragen werden. Es könnten damit die Unterlagen für einzelne „Prüfpakete“ wie Meeresumwelt, Naturschutz etc. bereits vor der Antragstellung eingereicht und von der Planfeststellungsbehörde auf Vollständigkeit geprüft werden.

Zulässigkeit vorgezogener behördlicher Entscheidungen

Zu einer weiteren Beschleunigung könnte es führen, wenn die Planfeststellungsbehörden bereits vor der abschließenden Entscheidung über das Gesamtvorhaben über einzelne Aspekte der Netzanbindung entscheiden und diesbezüglich ggf. auch die Durchführung erlauben würden.

Die Errichtung von Netzanbindungen für OWP sowie einige der dafür erforderlichen Voruntersuchungen sind wetter- bzw. jahreszeitabhängig und nur in bestimmten zeitlichen Korridoren möglich. Es kann beschleunigend wirken, wenn diese Maßnahmen bereits vor der endgültigen behördlichen Entscheidung im PFV durchgeführt werden und Zeitkorridore genutzt werden können. In der Regel werden vor Erlass des Planfeststellungsbeschlusses nur orientierende Untersuchungen, insbesondere zu den Aspekten Vogelschutz, Meeresbiologie, Kampfmittel, Archäologie und teilweise zum Baugrund, durchgeführt. Nach Erlass des Planfeststellungsbeschlusses erfolgen im planfestgestellten Korridor detailliertere Untersuchungen. Das Risiko, dass aufgrund neuer Erkenntnisse aus den detaillierteren Untersuchungen der planfestgestellte Korridor verlassen werden muss oder

zusätzliche Arbeiten notwendig werden wie, z. B. Kampfmittelerkundung und -räumung, trägt der antragstellende ÜNB.

Der ÜNB kann auch bereits ohne vollständiges Design bzw. ohne UVU Prüfunterlagen zu einem bestimmten Teil, z. B. Topside oder einem bestimmten Aspekt, z. B. Side-Scan-Sonar des Vorhabens bei der Behörde einreichen. Die Behörde könnte dieses Prüfpaket vorgezogen prüfen und dem ÜNB insoweit frühzeitig Planungs- und Rechtssicherheit geben.

Vereinbarkeit mit Planfeststellungsrecht

Die Planfeststellung dient der umfassenden Problembewältigung und mündet in eine einheitliche und umfassende Gesamtentscheidung über die Zulässigkeit des Vorhabens. Dementsprechend umfasst der Planfeststellungsbeschluss alle für die Zulassung eines Vorhabens erforderlichen öffentlich-rechtlichen Genehmigungen und hat damit Konzentrationswirkung.

Mit dem Zweck eines PFV ist es grundsätzlich nicht zu vereinbaren, einzelne Aspekte vor der Gesamtentscheidung verbindlich und endgültig zu entscheiden.

i) Im Rahmen eines PFV kann daher kein Vorbescheid erlassen werden, da dadurch vorab verbindlich die Einhaltung einzelner Zulassungsvoraussetzungen, z. B. naturschutzrechtliche Belange, Meeresumwelt, Baugrund, festgestellt wird.

Es steht der Behörde aber frei, bereits im Vorfeld die eingereichten Unterlagen für ein Prüfpaket auf Vollständigkeit zu prüfen und bei Vollständigkeit intern zu prüfen. Nur eine verbindliche Entscheidung darf insoweit nicht ergehen.

Hierdurch könnte der antragstellende ÜNB frühzeitig Klarheit über die Qualität der eingereichten Unterlagen und einen eventuellen Nachbesserungsbedarf erhalten. Dies dient der Verbesserung der Qualität der Antragsunterlagen. Zudem ermöglicht es dem ÜNB, bestimmte Einzelaspekte vorzuziehen. Hierdurch kann eine Beschleunigung erreicht werden. Insofern können sich Antragsteller und Behörden informell auf ein entsprechendes Vorgehen verständigen. Eine Verpflichtung der Behörde zur Prüfung der Vollständigkeit der eingereichten Unterlagen für einzelne Prüfpakete ist gesetzlich bislang nicht vorgesehen, könnte aber im Zusammenhang mit der Verpflichtung zu einer behördlichen Vollständigkeitsprüfung eingeführt werden. Ggf. könnte dieser Vorprüfung gesetzlich eine gewisse Verbindlichkeit eingeräumt und dem ÜNB so zusätzliche Sicherheit vermittelt werden.

ii) Mit dem Zweck eines PFV ebenfalls nicht zu vereinbaren ist der Erlass einer Teilgenehmigung, die bestimmte Teile des Vorhabens abschließend zulässt. Diese Möglichkeit bestünde allerdings im Rahmen eines Genehmigungsprozesses, z. B. nach BImSchG, wie für die Offshore-Konverter-Plattform vorgeschlagen.

iii) Mit einem PFV grundsätzlich vereinbar ist hingegen eine Zulassung eines vorzeitigen Beginns als vorläufige Zulassung, die keine Vorwirkung auf die Gesamtentscheidung hat. Um diese vorläufige Zulassung auch umzusetzen, kann der ÜNB, sofern auf der Landtrasse erforderlich, gemäß § 44b EnWG vorzeitig in den Besitz am benötigten Grundstück eingewiesen werden.

Vorschlag zur Ausgestaltung

In die SeeAnlV und in die §§ 43 ff. EnWG könnte daher eine Regelung aufgenommen werden, die die Planfeststellungsbehörden berechtigt, beim Vorliegen bestimmter Voraussetzungen einzelne Maßnahmen vorläufig zuzulassen.

Aufgrund der Vorläufigkeit einer Zulassung eines vorzeitigen Beginns muss die rechtliche Ausgestaltung sicherstellen, dass

- eine vorläufige Zulassung nur bei überwiegender Wahrscheinlichkeit für eine Zulassung des Gesamtvorhabens erfolgt,
- keine irreversiblen Tatsachen geschaffen werden und
- eine Abwägung aller durch die vorläufige Maßnahme betroffenen Belange vorgenommen worden ist.

Vergleichbare Regelungen zur Orientierung hinsichtlich der Formulierung und der Auslegung einer Neuregelung befinden sich in § 37 KrWG (Planfeststellung), § 14 Abs. 2 WaStrG (Planfeststellung), in § 8a BImSchG (Genehmigung) sowie in § 17 WHG (Erlaubnis- oder Bewilligungsverfahren).

Zusätzlich muss sichergestellt werden, dass die ÜNB diese Kosten – z. B. im Rahmen der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV – umlegen können. Solche Entscheidungen zur vorläufigen Zulassung von Maßnahmen beinhalten das Risiko, dass Betroffene gegen die vorläufige Zulassung Rechtsmittel einlegen und die vorläufige Zulassung unterwandern. Allerdings sind gerade in der AWZ nur wenige Einwendungen oder Rechtsmittel, in erster Linie von Naturschutzverbänden, zu erwarten.

Freigaben und Planfeststellung

Das PFV dient der umfassenden Problembewältigung. Alle im Rahmen des Vorhabens zu berücksichtigenden Aspekte sollen grundsätzlich durch die Planfeststellungsbehörde geprüft und einer einheitlichen und umfassenden Entscheidung zugeführt werden.

Eine Ausnahme von diesem Grundsatz ist hinsichtlich der technischen Details der Bauausführung höchstrichterlich anerkannt. Nach der Rechtsprechung BVerwG darf die Planfeststellungsbehörde die Bauausführung aus der Planfeststellung ausklammern, soweit der Stand der Technik für die zu bewältigenden Probleme geeignete Lösungen zur Verfügung stellt und die Beachtung der entsprechenden technischen Vorgaben gewährleistet ist.

Insoweit braucht im PFV nicht geprüft und entschieden zu werden, ob die Ausführungsplanung des Vorhabenträgers tatsächlich diesen Vorgaben genügt. Vielmehr reicht es aus, dass die Planfeststellungsbehörde dem Vorhabenträger aufgibt, vor Baubeginn seine Ausführungsplanung der Planfeststellungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen (vgl. BVerwG, Urt. v. 18.03.2009 – BVerwG 9 A 39 / 07, Rn. 97; BVerwG, Urt. v. 05.03.1997 - BVerwG 11 A 5.96).

Nach den vorliegenden Informationen entspricht die Freigabepraxis des BSH diesen Anforderungen und ist daher rechtlich grundsätzlich nicht zu beanstanden.

Bewertung des Beschleunigungspotenzials

Die Freigabepraxis kann zu einer Verfahrensbeschleunigung führen. Ohne die Freigabepraxis des BSH könnte ein Planfeststellungsbeschluss erst erlassen werden, wenn dem BSH alle Projektentwicklungs- und -ausführungsunterlagen vollständig vorliegen und das BSH auch die Details der Bauausführung geprüft hat. Der Abschluss des PFV und der Beginn der Bauausführung würde dadurch erheblich verzögert werden.

Die Unterteilung in vier Freigaben beim Konverter ermöglicht zudem die sukzessive Erarbeitung und Prüfung der Ausführungsplanung und kann so zu einer zeitlichen Entzerrung führen. Auf Probleme und weiteren Abstimmungsbedarf kann der ÜNB so schneller reagieren als bei der Vorlage und Prüfung der vollständigen Ausführungsplanung.

Der Vorbehalt einer späteren Freigabe ist nur notwendig, weil zum Zeitpunkt der Antragstellung die notwendigen Planungen und Unterlagen noch nicht vollständig vorliegen.

Eine Beschleunigung der Freigabepraxis kann daher erreicht werden, indem Details bereits in der Vorplanung so frühzeitig untersucht und geklärt werden, dass die entspre-

chenden Planungen bereits mit der Antragstellung eingereicht und vom BSH geprüft werden können. Einem personellen Engpass bei den Mitarbeitern des BSH oder den nachgelagerten Behörden (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung / Bundesanstalt für Wasserbau) kann mit einer personellen Aufstockung begegnet werden.

Die Freigabepraxis des BSH ist rechtlich nicht zu beanstanden und in der Ausgestaltung (vier Freigaben für Konverter) einer Verfahrensbeschleunigung grundsätzlich zuträglich. Eine weitere Beschleunigung kann erreicht werden, wenn einzelne Prüfpakete, die üblicherweise einer Freigabe unterfallen, bereits frühzeitig in der Vorplanung bearbeitet und mit dem Planfeststellungsantrag eingereicht werden.

Behördlicher Erlass von Nebenbestimmungen

Neben der speziellen Freigabepraxis des BSH wurden von den Stakeholdern auch Nebenbestimmungen der Planfeststellungsbehörden als potentiell verfahrensverzögernd benannt. Dies betrifft in erster Linie zeitliche Beschränkungen bei der Durchführung von Untersuchungen wie z. B. Side-Scan-Sonar und Baumaßnahmen.

Der Erlass von Nebenbestimmungen ist grundsätzlich zulässig, insbesondere dann, wenn durch die Nebenbestimmung sichergestellt wird, dass die Voraussetzungen für die Erteilung des Verwaltungsaktes eingehalten werden. Es ist zu differenzieren zwischen Nebenbestimmungen, die sicherstellen, dass bei der späteren Bauausführung gesetzliche Vorgaben eingehalten werden, wie z. B. Bauzeiten und Nebenbestimmungen, die zur Einhaltung gesetzlicher Vorgaben notwendig sind, weil das Projekt zum Zeitpunkt der Stellung des Antrags auf Planfeststellung noch nicht abschließend geplant war.

Die zuerst genannten Nebenbestimmungen können nicht vermieden werden. Insofern sollte seitens der Behörden wie bislang darauf geachtet werden, insbesondere bei der Festlegung von Zeitkorridoren zeitliche Friktionen zu vermeiden.

Der Erlass eines Planfeststellungsbeschlusses mit den anderen Nebenbestimmungen kann regelmäßig sogar verfahrensbeschleunigend wirken, denn ebenso wie der Vorbehalt einer Freigabe durch das BSH sind diese Nebenbestimmungen regelmäßig nur dann erforderlich, weil zum Zeitpunkt der Antragstellung noch nicht alle Unterlagen vorlagen bzw. Untersuchungen durchgeführt worden sind.

Auch hier kann daher seitens der ÜNB eine Beschleunigung erzielt werden, indem Details bereits in der Vorplanung so frühzeitig untersucht und geklärt werden, dass die entsprechenden Planungen bereits mit der Antragsstellung eingereicht und vom BSH geprüft werden können.

4.4 Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale

4.4.1 Maßnahmenübersicht

Zur Umsetzung der Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale im Genehmigungsprozess werden insgesamt die folgenden neun Gutachtervorschläge unterbreitet.

GV1 Planungskontinuität durch BFO und O-NEP sicherstellen

Lösung:
Bereits im Vorfeld des eigentlichen PFV können Maßnahmen ergriffen werden, um das Risiko späterer Verzögerungen zu reduzieren und dadurch zu einer jedenfalls rechtzeitigen Realisierung der Netzanbindung beizutragen. Auf der Ebene der Gesetzgebung und der Planung sollte eine größere Planungskontinuität sichergestellt werden.

Ergebnis:
Zeitersparnis bei Offshore-Abschnitten mehrere Monate, bei Festland-Abschnitten bis zu einer Vegetationsperiode (= 1 Jahr)

Verantwortlich:
Antragsteller in Zusammenarbeit mit Planfeststellungsbehörde bzw. Raumordnungsbehörde in Abstimmung mit der für die UVP zuständigen Behörde

Startzeitpunkt und Dauer:
Bei den nächsten NAS-Verfahren sowie gegebenenfalls bei noch ausstehenden Festlandanbindungen

GV2 Frühzeitige Einbindung und Abstimmung von TÖB und Privatbetroffenen

Lösung:
Durch einen informellen Besprechungstermin auf Einladung der Genehmigungsbehörde werden möglicherweise zeitkritische Voruntersuchungen anhand vergleichbarer Projekte identifiziert und bereits vor der eigentlichen Antragskonferenz bzw. vor dem offiziellen Scoping-Termin für die UVU in Abstimmung mit den beteiligten TÖB oder Fachbehörden in Gang gesetzt.

Ergebnis:
Zeitersparnis von 3 bis 6 Monaten in der Vorbereitungsphase für das PFV durch den Antragsteller

Verantwortlich:
Planfeststellungsbehörde bzw. Raumordnungsbehörde in Abstimmung mit der für die UVP zuständigen Behörde

Startzeitpunkt und Dauer:
Bei allen künftigen neuen NAS-Verfahren sowie ergänzenden Leitungsabschnitten

GV3 Voruntersuchung in den Trassenkorridoren

Lösung:
Die Zeitersparnis richtet sich nach den jahreszeitbedingten längerfristigen Untersuchungen. In den Trassenkorridoren werden bereits vor Beginn des eigentlichen Genehmigungsprozesses, hier der Planfeststellung auf der Grundlage der Erfahrungen mit anderen, vergleichbaren Projekten im Risiko des Antragstellers „orientierende Untersuchungen“ vorgenommen. Hierbei können die Erfahrungen mit vergleichbaren Verfahren berücksichtigt und zeitkritische z. B. jahreszeitbedingte Untersuchungen im Vorgriff auf die späteren Festlegungen der TÖB bzw. Fachbehörden rechtzeitig begonnen werden.

Ergebnis:
Zeitersparnis von 1 bis 6 Monaten

Verantwortlich:
Antragsteller; Planfeststellungs- bzw. Raumordnungsbehörde unterstützend

Startzeitpunkt und Dauer:
Bei allen künftigen neuen NAS-Verfahren sowie ergänzenden Leitungsabschnitten

GV4 Behördliche Zuständigkeitsoptimierung

Lösung:
Durch einheitliche Zuständigkeiten werden auch der Verfahrensablauf selbst sowie die für die Verfahrensdurchführung maßgeblichen Unterlagen sowie die geforderten Beurteilungsgrundlagen und Bewertungsmethoden vereinheitlicht.

Ergebnis:
Es ergibt sich eine Zeitersparnis in der Vorbereitung der Antragsunterlagen und im Verfahrensablauf selbst. Eine Quantifizierung ist nur fallspezifisch möglich.

Verantwortlich:
BMVI zuständig für das BSH bzw. das BMWi zuständig für die BNetzA; BSH unterstützend

Startzeitpunkt und Dauer:
Deutlich vor den nächsten NAS-Verfahren

GV5 Einsatz privater Dritter

Lösung:
Durch den Einsatz „privater Dritter“, vorzugsweise als Projektmanager, werden die Aufgaben beim Antragsteller teilweise auch intern aufgabenübergreifend konzentriert, mögliche Personalengpässe bei den Genehmigungsbehörden vermieden und Projekterfahrungen mit vergleichbaren Projekten in das Verfahren eingebracht.

Ergebnis:
Eine Zeitersparnis ergibt sich insbesondere, wenn ‚private Dritte‘ aktuelle Erfahrungen mit der Genehmigungsbehörde einbringen können.

Verantwortlich:
Zuständige Genehmigungsbehörde in Abstimmung mit dem ÜNB als Antragsteller

Startzeitpunkt und Dauer:
Möglichst frühzeitig vor Projektbeginn, aber ggf. auch im laufenden Verfahren wirksam

GV6 Verbesserung der Antragsunterlagen durch Standardisierung

Lösung:
Durch eine Standardisierung der Antragsunterlagen auf der Grundlage der bisherigen Erfahrungen, z. B. über eine informelle Arbeitsgruppe über die räumlichen Bereiche AWZ, Küstenmeer und Festland sowie die Zuständigkeiten (BSH; Bundesländer) hinweg, wird die Ausschreibung und Durchführung der Erstellung der Antragsunterlagen erleichtert und deren Überprüfung und Bewertung beschleunigt und so das Risiko für nachträgliche Änderungen verringert.

Ergebnis:
Zeitersparnis von 1 bis 2 Monaten

Verantwortlich:
BSH und zuständige Länderbehörden in Kooperation

Startzeitpunkt und Dauer:
Standardisierung möglichst frühzeitig, Benennung von Musterverfahren aber auch in laufenden Verfahren wirksam

GV7 Verbesserung der Antragsunterlagen durch Einreichung des plausiblen „worst case“

Lösung:
Durch die Definition von technischen Schwellenwerten wie maximalen Ausbaugrößen für solche Bauteile, die für die Ermittlung der Raum- und Umweltwirkungen der NAS-Projekte maßgeblich sind, verringert sich das Risiko für einer Neuauslegung der Verfahrensunterlagen bei geringfügigen technischen Änderungen.

Ergebnis:
Zeitersparnis von 3 bis 6 Monaten

Verantwortlich:
Antragsteller, möglichst in gemeinsamer Abstimmung untereinander sowie mit den zuständigen Genehmigungsbehörden

Startzeitpunkt und Dauer:
Vor Beginn des Verfahrens

GV8 Abschnittsbildung im PFV

Lösung:
Durch eine Aufteilung der Gesamttrasse zur Netzanbindung in Genehmigungsabschnitte entsprechend den naturräumlichen, territorialen oder der besonderen technischen Anforderungen, z. B. Querung von Deichen oder anderen Trassen, lässt sich durch eine Parallelbearbeitung oder das Vorziehen von besonders kritischen bzw. unkritischen Bereichen eine erhebliche Zeitersparnis, aber auch eine Kostenersparnis erzielen.

Ergebnis:
Zeit- und Kostenentlastung insgesamt. Auch wenn mehrere kleinere Beteiligungsverfahren für Teilabschnitte meist parallel durchgeführt werden müssen, so wird das Beteiligungsverfahren einer Gesamttrasse in einem Problemfall weniger komplex.

Verantwortlich:
Zuständige Genehmigungsbehörde in Abstimmung mit dem ÜNB als Antragsteller

Startzeitpunkt und Dauer:
Die Abschnittsbildung muss zwangsläufig vor Beginn der übergeordneten Gesamtmaßnahme beginnen.

GV9 Optimierung planerischer Abläufe durch behördliche Zwischenentscheide

Lösung:
Als neues Instrument sollte eine behördliche Vollständigkeitsprüfung und die Erstellung eines entsprechenden behördlichen Vollständigkeitstestats erwogen werden. Dieses gibt den antragstellenden ÜNB Rechtssicherheit, erhöht den Anreiz zur Standardisierung der behördlichen Anforderungen und kann als Zäsur für eine Unabänderlichkeit der Festlegungen des O-NEP genutzt werden. Durch vorgezogene Behördenentscheidungen über Teilaspekte des Vorhabens kann schließlich eine Flexibilisierung bei der Ausführung des Vorhabens erzielt werden und den antragstellenden OWP früher Planungssicherheit gegeben werden.

Ergebnis:
bislang keine Erfahrungen in den NAS-Projekten

Verantwortlich:
Genehmigungsbehörden

Startzeitpunkt und Dauer:
Klärung bereits im Rahmen der Beratung der Antragsteller bzw. in der Antragskonferenz

4.4.2 Bewertung der Maßnahmen

Alle in Kapitel 4.4.1 aufgeführten Maßnahmen können unabhängig voneinander durch die jeweiligen Verantwortlichen umgesetzt werden. Dabei erfordert die Mehrzahl der Maßnahmen auch keine gesetzliche Änderung. Zu nennen wären hier Prozessverbesserungen, wie beispielsweise die frühzeitige Einbindung von TÖB und Privatbetroffenen (GV2), die Voruntersuchung in Trassenkorridoren (GV3), die Verbesserung der Antragsunterlagen (GV6 und GV7) oder die Abschnittsbildung im PFV (GV8). Mit der Umsetzung dieser Maßnahmen könnte umgehend begonnen werden. Zwei der Maßnahmen bedürfen einer gesetzlichen Änderung und können erst nach erfolgter Anpassung der entsprechenden

Gesetze und / oder Regularien umgesetzt werden. Dies betrifft die behördliche Zuständigkeitsoptimierung (GV4) sowie der Einsatz privater Dritter (GV5). Die Umsetzung dieser Maßnahmen kann erst nach der erforderlichen Anpassung geschehen. Alle Maßnahmen sind jeweils auf die speziellen Anforderungen der Projekte anzupassen.

Die Maßnahmen stellen für den Antragsteller jeweils eine gewisse Vorausinvestition dar, die mit Risiken behaftet ist. In der Regel dürften diese jedoch durch den Zeitgewinn kompensiert werden. Für die beteiligten Behörden steht die Rechtssicherheit der Verfahren im Vordergrund, so dass innovative Vorgehensweisen auch für diese ein Risiko darstellen.

Je frühzeitiger die Maßnahmen jedoch unter den Verfahrensbeteiligten abgestimmt werden, desto wirksamer werden diese, bei gemeinsamen Vorgehen den Verfahrensablauf zu beschleunigen. Bisherige positive Kooperationserfahrungen zwischen Genehmigungsbehörden und Antragsteller belegen dies. Hilfreich wird es dabei sein, wenn bewährte Vorgehensweisen durch Gesetze, Verordnungen oder informelle Handreichungen zum Planungs- und Genehmigungsprozess auf verschiedenen Ebenen unterstützt werden.

5. Analyse des Ausschreibungsverfahrens

Das folgende Kapitel befasst sich mit den Ausschreibungsverfahren und den damit im Zusammenhang stehenden technischen und rechtlichen Fragestellungen.

Es wird zunächst zusammenfassend das Rechtsregime für solche Ausschreibungsverfahren dargestellt, bevor der Ablauf der Vergabeverfahren und diesbezügliche Schwachstellen beleuchtet sowie Verbesserungen vorgeschlagen werden. Dabei wird neben dem allgemeinen Vergabeverfahren (Kapitel 5.1) besonders auf die Arten der Spezifikation (Kapitel 5.2) und die Losaufteilung (Kapitel 5.3) eingegangen.

5.1 Vergabe

Zunächst ist kurz darzustellen, auf welcher rechtlichen Grundlage die Vergabeverfahren zur Netzanbindung von den ÜNB durchzuführen sind. Ob hier ein förmliches Vergabeverfahren nach den Bestimmungen des 4. Teils des GWB durchzuführen ist, hängt davon ab, ob es sich bei den ÜNB um Sektorenauftraggeber im Sinne von § 100 Abs. 1 Nr. 2 lit. a) GWB handelt.

Sektorenauftraggeber nach § 100 Abs. 1 Nr. 2 lit a) GWB sind natürliche oder juristische Personen des privaten Rechts, die auf dem Gebiet der Trinkwasser- oder Energieversorgung oder des Verkehrs tätig sind, wenn sie diese Tätigkeiten auf der Grundlage von besonderen oder ausschließlichen Rechten ausüben, die von einer zuständigen Behörde gewährt wurden. Als besondere oder ausschließliche Rechte sind dabei solche Rechte anzusehen, die dazu führen, dass die Ausübung dieser Tätigkeiten einem oder mehreren Unternehmen vorbehalten wird und dass die Möglichkeit anderer Unternehmen, diese Tätigkeit auszuüben, erheblich beeinträchtigt wird (vgl. § 100 Abs. 2 GWB).

Die Frage, ob private ÜNB wie TenneT oder 50Hertz Sektorenauftraggeber im Sinne des § 100 Abs. 1 Nr. 2 lit. a) GWB sind, ist von der vergaberechtlichen Rechtsprechung bislang nicht abschließend entschieden.

Allerdings hat die Vergabekammer Lüneburg (VK Lüneburg) in einem Beschluss vom 30.09.2015 [70] mit überzeugenden Gründen die Auffassung vertreten, dass der private Betreiber eines Übertragungsnetzes für Strom, dessen Rechte zu keinem Zeitpunkt jemals dem öffentlichen und transparenten Wettbewerb ausgesetzt gewesen ist, ein solches besonderes oder ausschließliches Recht in Anspruch nehme. Er sei daher als öffentlicher Sektorenauftraggeber einzustufen. Die dauerhaft lenkende und fördernde Duldung eines bestehenden Oligopols stehe dabei der staatlichen Gewährung durch Rechts- oder Verwaltungsvorschrift inhaltlich gleich. Die Gewährung besonderer Rechte ist nämlich nicht ausschließlich auf hoheitliches Handeln beschränkt, sondern kann gleichermaßen durch vertragliches Handeln gemäß §§ 54 ff. VwVfG oder in anderer geeigneter Weise durch wirtschaftslenkende Maßnahmen erfolgen [71] [72] [73].

Die ÜNB werden daher nachfolgend als Sektorenauftraggeber angesehen. Damit ist auf die von ihnen durchzuführende Verfahren die Sektorenverordnung (SektVO) anzuwenden, soweit es sich um – vorliegend allein relevante – Vergaben oberhalb der EU-Schwellenwerte handelt.

Die Anwendung der SektVO bedeutet aus Sicht der ÜNB zunächst eine große Flexibilität bei der Wahl der Verfahrensart im Einzelfall. Gleichzeitig hat die Anwendbarkeit der Bestimmungen der SektVO aber zur Folge, dass von den ÜNB die allgemeinen Grundsätze des Vergaberechts – nämlich die des Wettbewerbs, der Wirtschaftlichkeit, der Gleichbehandlung, der Transparenz sowie der Berücksichtigung mittelständischer Interessen – zu beachten sind.

5.1.1 Problemaufriss

Vergabeverfahren

Aufbauend auf dem grundsätzlichen Rechtsrahmen wird im Folgenden auf den Ablauf und die konkrete Ausgestaltung der Vergabeverfahren eingegangen.

Das Vergabeverfahren gliedert sich in drei Phasen

- Angebotsphase,
- Angebotsevaluierung / Klärungsgespräch,
- Vertragsverhandlungen.

Jede dieser Phasen sollte so ausgelegt sein, dass die entsprechend handelnde Partei in der Lage ist, ihrer Aufgabe gerecht zu werden. Wird in mehrere Lose aufgeteilt, müssen die Vergabeverfahren nicht zeitgleich stattfinden.

Angebotsphase

In der Angebotsphase hat der ÜNB die Ausschreibungsunterlagen veröffentlicht und der Handlungsbedarf liegt im Wesentlichen bei den interessierten Bietern.

Diese Bieter müssen in der Lage sein, aufgrund der vorliegenden technischen Spezifikation (vgl. Kapitel 5.2) ein Angebot zu erstellen. Wenn das bietende Unternehmen mehrere notwendige Nachunternehmer einbinden muss oder die Anzahl der Partnerunternehmen innerhalb eines Konsortiums steigt, nimmt der Zeitbedarf für eine Angebotserstellung zu. Falls der notwendige Zeitbedarf nicht eingeräumt wird, steigt das Risiko von Abweichungen oder von Verzögerungen in der Projektrealisierung bis Mängelfreiheit und endgültige Projektübernahme erreicht werden können.

In Abhängigkeit von der technischen Komplexität und Detaillierung der Spezifikation sind 2 bis 3 Monate für eine Angebotserstellung durch ein Unternehmen innerhalb seiner Fachkompetenz und bei einem Großprojekt dieser Art zumutbar. Positive Erfahrungen und gute Ergebnisse in anderen Projekten zeigen dies. Bisher sind für diese Phase längere Zeiträume geplant (vgl. Kapitel 3).

Angebotsevaluierung / Klärungsgespräch

Bei der Evaluierungsphase muss der ÜNB die Angebotsunterlagen prüfen und gemäß der Ausschreibung bewerten.

In der Evaluationsphase ist in der Regel eine Fragerunde mit den Bietern notwendig, um Abweichungen von der Ausschreibung anbringen und erläutern zu können. Dazu besteht häufig weiterer Handlungsbedarf bei den Bietern. Nach Abschluss dieser Fragerunde werden alle Bieter bewertet nach:

- Preis,
- Angebot / Technik,
- Terminplan.

Die Bewertung dieser Kriterien ist bei der Ausschreibung mit anzugeben und kann so nach aktuellem Bedarf den Schwerpunkt des ÜNB für die Angebote steuern. Aus technisch / wirtschaftlichen Aspekten würde man eine Gleichverteilung der Bewertung wählen. Wenn aus sonstigen externen Gründen eine zeitliche Beschleunigung im Vordergrund steht, ist es legitim, die Termine höher zu bewerten als die anderen Kriterien. Dieses Vorgehen wurde bereits in der Vergangenheit praktiziert.

In Abhängigkeit von der technischen Komplexität und Detaillierung der Angebote und der Anzahl der Abweichungen sind 2 bis 3 Monate für eine Evaluierung realistisch. Bisher sind für diese Phase längere Zeiträume angesetzt, Kapitel 3.

Vertragsverhandlungen

Die Dauer der Vertragsverhandlung ist stark abhängig von der Verhandlungsposition der Bieter. Bei einer geringen Bieteranzahl, im schlechtesten Fall nur einem Bieter und langen Abweichungslisten, sind erfahrungsgemäß die Vertragsverhandlungen länger als bei einer guten Verhandlungslage für den ÜNB.

Vertragsverhandlungen dauern in der Regel 2 bis 3 Monate, wenn es zu einer ausgeglichenen Verhandlungsposition zwischen Bieter und ÜNB kommt. Ist dies nicht der Fall, kann sich diese Phase leicht auf 6 oder mehr Monate verlängern. Bisher sind für diese Phase längere Zeiträume angesetzt Kapitel 3.

5.1.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung

Die Stakeholderbefragung zur Themenstellung Vergabeverfahren ist sehr unterschiedlich ausgefallen, insbesondere in Bezug auf Vorstellung der Dauer eines solchen Verfahrens, die Art der Spezifikation und Losaufteilung.

Die aktuelle Dauer der Vergabeverfahren beträgt nach Angaben der ÜNB 12 Monate. Die Dauer der einzelnen Phasen sollte in Anhängigkeit von der technischen Komplexität der Lose geplant werden.

Für die GU-Ausschreibung und Vergabe sind zum Teil in vergangen Projekten 6 Monate eingeplant worden, die sich in der Umsetzung immer als zu wenig erwiesen haben und eines längeren Zeitraums bedürft hätten. Als Planungszeit wird aktuell 12 Monate angesetzt. Laut ÜNB besteht die Gefahr, dass Bieter eine kurze Ausschreibungsdauer ausnutzen könnten, um den ÜNB in Bezug auf die festgelegten Fertigstellungstermine des NAS in eine schwächere Verhandlungsposition zu versetzen.

Die Rückmeldung der Stakeholder zeigt, dass die Transparenz bei Durchführung der Verfahren und damit auch der Anreiz gegenüber den ÜNB, die selbstgesetzten Zeitziele zu erreichen, als zu gering erscheint.

5.1.3 Schwachstellenanalyse

Vergabeverfahren

In der Vergangenheit wurden die Verfahren regelmäßig mit 12 Monaten angesetzt, aber auch regelmäßig bei den GU-Vergaben in kürzerer Zeit abgeschlossen. Eine grundsätzliche kürzere Planung ist zwar ambitioniert, aber durchaus realistisch. Der Beginn des Vergabeverfahrens, also die Veröffentlichung, ist grundsätzlich unabhängig vom Fertigstellungstermin. Daher besteht die Möglichkeit, die Verfahren früher zu beginnen, um den zeitlichen Druck für die Vergabe zu reduzieren.

Kleiner Bieterkreis

Aktuell ist der Bieterkreis für die NAS sehr klein. Es haben in der Vergangenheit nur Hersteller der Elektrotechnikkomponenten und Kabelhersteller an Vergabeverfahren teilgenommen. Es könnten Baufirmen oder Werften an einer solchen Ausschreibung teilnehmen, so wie es bei anderen Großprojekten auch der Fall ist.

Ausschreibung auch auf ÜNB Ebene

Aus wettbewerblicher Sicht ist auch die Frage aufzuwerfen, ob die Entscheidung des EnWG, dem ÜNB ein quasi ausschließliches Recht einzuräumen bzw. dieses vorauszusetzen, nicht korrigiert werden sollte. Möglicherweise könnte ein über die BNetzA organisierter Wettbewerb im Hinblick auf die Übernahme der Aufgabe der Herstellung der Netzanbindung dazu führen, dass sich die besten Konzepte im Hinblick auf das Management von der Vorplanung bis zur Inbetriebnahme durchsetzen und dies zur Hebung von Innovations- und Beschleunigungspotenzialen führt. Wenn auch die ÜNB dem Druck unterliegen, mit dem von ihnen vorgesehenen Projektablauf und -management überzeugen zu müssen, spricht viel dafür, dass dies auch zu gestraffter Realisierung der Netzanbindung führt. Daneben könnte in der europaweiten Ausschreibung der OWP-Netzanbindungen auf See ein Kostensenkungspotenzial bestehen. Hierfür sprechen neben dem allgemeinen Kostensenkungspotenzial durch die Eröffnung eines Wettbewerbs u. a. die den ÜNB gewährte Eigenkapitalrendite bis zu einer Höhe von derzeit 9,29 % (vgl. BNetzA, BK 8-12 / 0260 / 11) und die den ÜNB gewährte weitgehende Haftungsfreistellung bei der Netzanbindung offshore (vgl. § 17e ff. EnWG).

Das BMWi verspricht sich in seinen Eckpunkten zur Änderung des EEG ein erhebliches Kostensenkungspotenzial durch die Einführung von Ausschreibungen. Hierdurch soll der Wettbewerb angereizt und mit ihm die Kosten gesenkt werden. Darüber hinaus hält das BMWi die wettbewerblich zu ermittelnde Einspeisevergütung auch aus Gründen des europäischen Rechts für notwendig.

Die europaweite Ausschreibung des Baus und des Betriebs der OWP-Netzanbindungen im Meer könnte durch eine entsprechende Änderung des § 17d EnWG erreicht werden. Möglicherweise ist dies nach europäischem Recht sogar geboten.

Die wettbewerbsrechtliche Rechtfertigung des durch § 17 d Abs. 1 EnWG auf den Nord- und Ostseebereich erweiterten Monopols der ÜNB könnte aus Art. 3 Abs. 2 Energiebinnenmarkts-Richtlinie vom 13. Juli 2009 (EB-RL 2009 / 72 / EG) folgen. Danach dürfen Mitgliedstaaten unter Beachtung des europäischen Beihilferechts Elektrizitätsunternehmen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse Verpflichtungen auferlegen.

Fraglich ist, ob die derzeitige Ausgestaltung der Aufgabenwahrnehmung durch die ÜNB beim Netzanschluss von WEA auf See den Vorgaben des europäischen Beihilferechts entspricht.

Entsprechend der gefestigten Praxis der Kommission und des europäischen Gerichtshofes wird der Begriff der staatlichen Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV weit ausgelegt. Der Begriff erfasst jeden wirtschaftlichen Vorteil, den ein Mitgliedstaat einem Unternehmen gewährt (zum wirtschaftlichen Vorteil vgl. Streinz, Kommentar zum EUV / EGV, München 2004 Art. 87, Rn. 27). Viele staatliche Maßnahmen, die auf den ersten Blick „unverdächtig“ erscheinen, können daher Beihilfeelemente enthalten [74].

Mit der gesetzlichen Verpflichtung nach § 17d Abs. 1 EnWG wird dem zuständigen ÜNB der landseitig angrenzenden Regelzone exklusiv der Bau und Betrieb der OWP-Netzanschlüsse in Nord- und Ostsee übertragen und der Anspruch auf Refinanzierung über die Netzentgelte mit einer Eigenkapitalrendite in Höhe von bis zu 9,29 % gegeben. Auch wird die Haftung der ÜNB nur auf vorsätzliche Handlungen bzw. Selbstbehalt beschränkt (vgl. § 17d Abs. 2 EnWG). Hierdurch können die deutschen ÜNB gegenüber anderen ÜNB aus den EU-Mitgliedstaaten eine bevorzugte Stellung erhalten haben, die den europäischen Stromhandel beeinträchtigt.

Diese Bevorteilung der ÜNB könnte dann rechtmäßig sein, wenn die EU-Kommission vor Inkrafttreten dieser Regelung informiert worden wäre und sie notifiziert hätte (vgl. Art. 108 Abs. 3 i. V. m. VO (EG) Nr. 659 / 1999 Des Rates vom 22. März 1999). Das ist – soweit ersichtlich – aber nicht der Fall.

Auch eine Rechtfertigung über die Ausnahmen, die im Bereich der sog. Dienstleistung im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse bestehen, erscheint auf den ersten Blick nicht gegeben. Hierfür wäre u. a. erforderlich, dass der für die Erbringung der Dienstleistung gewährte Ausgleich nicht über das hinausgehen darf, was erforderlich ist, um die Kosten der Erfüllung der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen unter Berücksichtigung der dabei erzielten Einnahmen und eines angemessenen Gewinns ganz oder teilweise zu decken. Insoweit bestehen im Hinblick auf die derzeitige Ausgestaltung des Monopols der ÜNB bei der Netzanbindung auf See (Eigenkapitalverzinsung, Verbesserung der Markt- und Eigentumsposition durch kostenneutrale Erweiterung des Übertragungsnetzes bei weitgehendem Haftungsausschluss) zumindest Zweifel.

Aus technischer Sicht spräche nichts dagegen, wenn ein anderer europäischer Netzbetreiber nach erfolgreicher Ausschreibung den Anschluss der OWP bewerkstelligen würde. Alle europäischen Netzbetreiber sind in der Lage, die Grid Codes für den Anschluss an das landseitige Übertragungsnetz einzuhalten und die Zertifizierungsvoraussetzungen zu erfüllen. Auf den ersten Blick ist auch nicht ersichtlich, dass die angrenzende Regelzone der ÜNB die Übertragung der OWP-Netzanschlüsse auf die ÜNB erfordert. Im Unterschied zur historisch gewachsenen Regelzone des jeweiligen ÜNB an Land liegen die OWP-Netzanschlüsse außerhalb und müssen daher keine vorhandenen Leitungsstrukturen im Meer in Anspruch nehmen.

Der aus der Ausschreibung als Gewinner hervorgegangene Netzbetreiber müsste nicht auf das Leitungseigentum des mit seiner Regelzone landseitig an die Nord- bzw. Ostsee angrenzenden ÜNB zugreifen.

Ferner stünde eine solche Ausschreibung auch im Einklang mit § 1 Abs. 2 und 3 EnWG, wonach mehr Wettbewerb im Einklang mit einer sicheren und preislich angemessenen Versorgung mit Strom und Erdgas steht. Mehr Wettbewerb unter den Netzbetreibern kann dementsprechend dazu führen, dass die Leitungen deutlich billiger und schneller gebaut werden als bisher.

Realisierungsfahrpläne

Gemäß § 17d Abs. 2 Satz 2 EnWG sind ÜNB und Betreiber von OWA zur Erstellung eines Realisierungsfahrplans verpflichtet. Inhaltliche Anforderung an den Realisierungsfahrplan ist es, die zeitliche Abfolge für die einzelnen Schritte zur Errichtung der Offshore-Anlage und zur Herstellung des Netzanschlusses darzustellen.

5.1.4 Maßnahmen und Empfehlungen

Hinsichtlich der Durchführung der Vergabeverfahren bestehen zur Beschleunigung und Kostensenkung nach unserer Einschätzung folgende Ansatzpunkte.

Verkürzung der Vergabeverfahren

Die Verfahrensdauer der Vergabeverfahren für die bisher realisierten Netzanbindungssysteme liegt nach den in Kapitel 5.1.2 dargestellten Erkenntnissen aus der Stakeholderbefragung zwischen 8 und 11 Monaten. Diese Angaben decken sich mit der Angabe eines ÜNB, nach der die entsprechenden Verfahren planmäßig eine Dauer von 6 bis 12 Monaten aufgewiesen haben. Während man ursprünglich versucht habe, die Verfahrensdauer auf ein halbes Jahr zu begrenzen, sehe man nunmehr einen Verfahrenszeitraum von 12 Monaten als realistischer an. Hintergrund seien einerseits die begrenzten Personalkapazitäten beim Auftraggeber und den Bietern (insbesondere auch im Hinblick auf Ferienzeiten) sowie der hohe Druck zum fristgerechten Abschluss der Verfahren im Hinblick auf den avisierten Netzanschluss.

Unter Beachtung der maßgeblichen Fristen des europäischen Vergaberechts ist es möglich und sollte auch weiterhin angestrebt werden, die Verfahren regelmäßig innerhalb eines Zeitraums von 6 Monaten zum Abschluss zu bringen. Das nicht ausschließbare Risiko von Nachprüfungsverfahren bleibt davon unberührt, da es maßgeblich von der Qualität der Verfahrenssteuerung und nicht vom Zeitfaktor abhängt.

Es ist – wie bisher – davon auszugehen, dass für die Vergabe von Leistungen im Zusammenhang mit der Netzanbindung von OWP regelmäßig das Verhandlungsverfahren mit Bekanntmachung erfolgt.

Nach § 15 Abs. 2 Satz 1 SektVO beträgt die Frist zur Abgabe von Teilnahmeanträgen grundsätzlich mindestens 30 Tage, gerechnet ab dem Tag nach Absendung der Auftragsbekanntmachung. Sie darf nach § 15 Abs. 2 Satz 2 SektVO nicht kürzer als 15 Kalendertage sein.

Nach Auswahl geeigneter Bewerber werden diese zur Angebotsabgabe aufgefordert, wobei hier nach § 15 Abs. 3 SektVO die Angebotsfrist im gegenseitigen Einvernehmen zwischen dem Auftraggeber und den ausgewählten Bewerbern festgelegt werden kann. Unterbleibt eine solche einvernehmliche Festlegung, beträgt nach § 15 Abs. 3 Satz 3 SektVO die Angebotsfrist mindestens 10 Tage, gerechnet ab dem Tag nach Versendung der Aufforderung zur Angebotsabgabe. Die Angebots- / Verhandlungsphase wird regelmäßig die mehrfache Einholung von Angeboten erfordern. Die Projekterfahrung zeigt, dass jedenfalls die Einholung eines ersten (indikativen) Angebots, die Durchführung von mindestens zwei Verhandlungsrunden und die Abgabe eines zweiten sowie eines letztverbindlichen Angebots erforderlich ist. Von der Möglichkeit der Fristverkürzung kann und sollte hierbei regelmäßig Gebrauch gemacht werden. Ob die Mindestfristen nach der SektVO ausreichend sind oder aber längere Zeiträume für die Angebotserstellung und -verhandlung benötigt werden, ist eine Frage des Einzelfalls und kann nicht pauschal beantwortet werden.

Unter Berücksichtigung angemessener Prüffristen der Teilnahmeanträge und der Angebote durch die ÜNB ist eine Verfahrensdauer von 6 Monaten sicher ambitioniert, im Hinblick auf die Bedeutung einer zügigen Realisierung des Netzausbaus aber anzustreben.

Der von den Netzbetreibern beschriebene Effekt – Verhandlungsdruck am Ende einer kurzen Verfahrensdauer, mit der Folge von erhöhten Kosten für den ÜNB oder Verlagerung von Problemen in die Projektausführung – kann durch die Einräumung einer gewissen Flexibilität bei der Verfahrensdauer vermieden werden. Nach § 17d Abs. 2 Satz 1 EnWG hat der anbindungsverpflichtete ÜNB, der eine Anbindungsleitung nach Absatz 1 errichtet, spätestens nach Auftragsvergabe das Datum des voraussichtlichen Fertigstellungstermins der Anbindungsleitung dem Betreiber der WEA auf See gegenüber bekannt zu machen und auf seiner Internetseite zu veröffentlichen. Nach der geltenden Gesetzeslage kann der ÜNB daher die Dauer des Vergabeverfahrens frei bestimmen. Lediglich der Zeitpunkt des Abschlusses der Vergabe, die Auftragserteilung, löst eine Pflicht zur Bekanntmachung des Fertigstellungstermins aus. Bisher können wir daher nicht erkennen, dass sich der ÜNB aufgrund normativer Vorgaben in einer „Drucksituation“ am Ende eines Verhandlungsverfahrens befindet. Die Verlängerung der planmäßigen Verfahrensdauer von 6 auf 12 Monate scheint daher eher der Vermeidung jeden Haftungsrisikos auf Seiten des ÜNB geschuldet, als den regulatorischen Schranken.

Damit einerseits die ÜNB einen klareren Auftrag zur Durchführung beschleunigter Vergabeverfahren erhalten und andererseits kein starres Korsett entsteht, sollte den ÜNB in § 17d Abs. 2 EnWG die Pflicht zu beschleunigten Vergabeverfahren auferlegt werden, die im Regelfall einen Zeitraum von 6 bis 10 Monaten von Absendung der Bekanntmachung bis zur Auftragserteilung nicht überschreiten. Den voraussichtlichen Abschluss des Vergabeverfahrens hat der ÜNB im Rahmen der Auftragsbekanntmachung zu veröffentlichen.

Der ÜNB kann – auch im laufenden Vergabeverfahren – die Verfahrensdauer auf max. 12 Monate festsetzen oder diese verlängern, wenn er diese (neue) Frist veröffentlicht und die Erforderlichkeit der längeren Frist in Bezug auf das konkrete Projekt begründet.

Die Verkürzung der Vergabeverfahren, ebenso wie das Vorziehen dieser (vgl. folgenden Abschnitt), kann kurzfristig durch den ÜNB umgesetzt werden.

Vorziehen Vergabeverfahren

Wie vorhergehend dargestellt, wird bei einer Verkürzung des Ausschreibungszeitraums auf 6 Monate teilweise die Gefahr gesehen, dass Bieter die vergleichsweise kurze Ausschreibungsdauer mangels Puffer ausnutzen könnten, um den ÜNB im Hinblick auf die avisierte Fertigstellung des Netzanschlusses in Bedrängnis zu bringen.

Sofern man diesen Einwand als berechtigt ansieht, liegt es nahe, den Beginn der Ausschreibung bis zu einem halben Jahr weiter nach vorne zu verlegen, um insoweit hinreichend Spielraum zu haben. Dies hätte den zusätzlichen Effekt, dass ein ca. halbjähriger Puffer bei der Bauausführung entstehen könnte.

Der Beginn der Verfahren ist aus rechtlicher Sicht nicht an den Abschluss des PFV geknüpft, soweit im Rahmen von funktionalen Ausschreibungen eine hinreichend konkrete Beschreibung des angestrebten Leistungsprogramms aufgrund des Planfeststellungsantrags und bereits erfolgten Abstimmungen mit der Planfeststellungsbehörde möglich ist. Auch die ÜNB sehen hier keinen Zusammenhang, der einen Abschluss der Planfeststellung vor Beginn des Vergabeverfahrens erfordert. In den Vergabe- und Vertragsunterlagen müssen zur Vermeidung von Haftungsrisiken der ÜNB und andernfalls drohenden Kostensteigerungen die Vorgaben der Genehmigungsplanung möglichst genau beschrieben und der Stand des PFV fortwährend übermittelt werden.

Diesem naheliegenden Vorgehen wurde im Rahmen der Stakeholderbefragung entgegengehalten, dass die vorgezogene Ausschreibung dann mit der Vorplanung kollidiert.

Als Begründung wurde vorgebracht, dass dann nicht ausreichend Zeit für die Vorplanung bestünde, weil diese erst nach Genehmigung des Investitionsbudgets durch die BNetzA beginnen könne. Für die Vorplanung werden derzeit 60 Monate angesetzt. Sie umfasst Machbarkeitsstudien, technische Planung und Projektentwicklung, Voruntersuchungen offshore und onshore sowie zumindest Teile des PFV. Kann der ÜNB zu diesen Themen bereits auf Vorbefassungen zurückgreifen, ist eine Reduzierung der Vorplanungsdauer auf bis zu 36 Monate in der Vergangenheit möglich gewesen.

Gegenwärtig bedeutet diese Praxis, dass das Investitionsbudget für die Vorplanung mindestens 60 Monate vor Beginn der Ausschreibung genehmigt werden muss.

Gem. § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV werden Investitionsmaßnahmen durch die BNetzA genehmigt, soweit diese für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes notwendig sind. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Offshore-Anbindungen ergibt sich dabei gegenwärtig aus dem jährlich aufzustellenden O-NEP (vgl. § 17 b EnWG). Die O-NEP enthalten gem. § 17 b Abs. 1 S. 2 EnWG den Ausbaubedarf von Offshore-Anbindungsleitungen für die nächsten 10 Jahre.

Insoweit ist also ohne weiteres eine Genehmigung der Vorplanungskosten 60 Monate vor Ausschreibungsbeginn möglich, auch wenn die Ausschreibung aus den obigen Erwägungen nach wie vor mit einem Zeitraum von einem Jahr geplant werden würde. An dem Gesamtzeitstrahl würde sich insoweit auch nichts ändern. Im Falle der Durchführung der Ausschreibung in nur einem halben Jahr ergäbe sich lediglich ein Puffer von 6 Monaten für die Bauausführung, mit der Folge, dass der angestrebte Fertigstellungstermin mit höherer Sicherheit eingehalten werden könnte.

§ 23 Abs. 3 ARegV steht dem ebenfalls nicht entgegen. So ist der Antrag auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen spätestens 9 Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in

dem die Investition erstmals ganz oder teilweise kostenwirksam sein soll, bei der BNetzA zu stellen. Damit können die Vorplanungskosten ohne weiteres rechtzeitig beantragt werden, auch wenn das im Vergleich sehr viel kostenrelevantere Ereignis der Bauausführung erst Jahre später erfolgt.

Auch aus den bei der BNetzA zugänglichen Quellen zur Entscheidung über das Investitionsbudget ergibt sich kein anderes Bild. Dabei ist allerdings anzumerken, dass Investitionsentscheidungen kaum und wenn dann in den relevanten Passagen nur geschwärzt veröffentlicht werden. Auch aus energierechtlicher Sicht ergeben sich daher keine Hinderungsgründe für die Durchführung der Vergabeverfahren in einem Zeitraum von regelmäßig 6 Monaten.

Erhöhung der Transparenz

Bekanntmachungspflichten hinsichtlich der Vergabe ergeben sich bisher aus dem EnWG nicht unmittelbar. Lediglich der voraussichtliche Fertigstellungstermin ist spätestens nach Auftragsvergabe gemäß § 17d Abs. 2 Satz 1 EnWG dem OWP-Betreiber gegenüber bekannt zu machen und auf der Internetseite des ÜNB zu veröffentlichen.

Die dem Vergabeverfahren vorgelagerte Genehmigung des Investitionsbudgets ist eine Genehmigung im Sinne von § 29 Abs. 1 und 2 EnWG, so dass die Veröffentlichungspflicht des § 74 Satz 1 EnWG gilt. Die BNetzA veröffentlicht in ihrem Amtsblatt und auf ihrer Website regelmäßig allerdings nur die eingehenden Anträge und den jeweiligen Tenor ihre Entscheidung. Sofern vereinzelt Investitionsentscheidungen veröffentlicht werden, enthalten diese weitreichende Streichungen. Die BNetzA begründet dies mit dem Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen. Dadurch findet jedoch keine Kontrolle durch die Fachöffentlichkeit und / oder Betroffene statt.[75]

Es sollte daher vorgesehen werden, dass der ÜNB in der Vergabebekanntmachung die vorgesehenen Stufen des Vergabeverfahrens und den voraussichtlichen Abschluss benennt. Eine Änderung dieser Rahmendaten erfordert dann ebenfalls eine europaweite Bekanntmachung in Form einer „Änderungsbekanntmachung“. So sind die Projektbeteiligten immer über den Stand des Verfahrens unterrichtet, ohne die Steuerungsbefugnis der ÜNB einzuschränken. Hinsichtlich des Fertigstellungstermins sollten auch vierteljährliche Fertigstellungstermine bekanntgemacht werden können.

Aufwandsentschädigung Bieter

Zur Erhöhung des Wettbewerbs und auch mit dem Ziel einer qualitativen Verbesserung der Angebote sollte in den Vergabeverfahren in dem Maße, in dem von den Bietern bereits im Rahmen der Vergabeverfahren Konzepte, Pläne und Entwürfe zur Erreichung der funktionalen Anforderungen des ÜNB gefordert werden, eine Entschädigung in einem vorher festgelegten Umfang vorgesehen werden. Einen Anspruch auf angemessene Entschädigung sehen etwa die §§ 8b Abs. 1 Nr. 1 EU VOB / A und 77 Abs. 2 der Vergabeverordnung (VgV) vor. So könnte dem Hinweis der Auftragnehmer begegnet werden, die die hohen „nutzlosen“ Aufwendungen beklagt haben, wenn der Auftrag an einen Mitbewerber erteilt wird. Dabei muss selbstverständlich klar sein, dass eine angemessene Entschädigung nicht den Ersatz von Vollkosten der Angebotserstellung zum Gegenstand haben kann.

Für die Erhöhung der Transparenz und eine mögliche Aufwandsentschädigung der Bieter müssen die entsprechenden Rahmen durch das BMWi und die BNetzA geschaffen werden, damit eine Umsetzung durch den ÜNB möglich wird.

Umsetzung Beschleunigungsansätze durch BNetzA

Nach den vorgenannten Ausführungen wird die Herstellung von mehr Transparenz durch die ÜNB im Rahmen der Ausschreibung empfohlen. Auch die Ausdehnung der Realisierungsfahrpläne auf das Vergabeverfahren könnte hierbei behilflich sein.

Ein solches Vorgehen könnte durch die BNetzA auch auf Basis der bisherigen Rechtslage flankiert und unterstützt werden. § 17 d Abs. 8 EnWG ermöglicht der BNetzA insbesondere folgende Festlegungen:

- Festlegung weiterer Kriterien zur zeitlichen Abfolge der Umsetzung des O-NEP,
- Festlegungen zur Ausschreibung und Vergabe von Anbindungsleitungen,
- Festlegungen zur Vereinbarung von Realisierungsfahrplänen,
- Festlegungen zur Information der Betreiber der anzubindenden WEA auf See,
- Festlegungen zu einem Umsetzungszeitplan,
- Festlegungen zur Regelung von Anbindungskapazitäten (vgl. § 17d Abs. 8 Satz 1 Nr. 3 EnWG).

Von diesen Möglichkeiten sollte die BNetzA Gebrauch machen, falls die ÜNB auf eine entsprechende Festlegung Wert legen bzw. zur freiwilligen Umsetzung nicht bereit sind.

Ausschreibung auf ÜNB Ebene

Die abschließende Antwort auf die Frage, ob § 17 d Abs. 1 EnWG (in Verbindung mit der ARegV) europäisches Recht verletzt, muss einer intensiven rechtlichen Prüfung vorbehalten bleiben, die hier nicht geleistet werden kann und auch nicht Gegenstand des Gutachtenauftrages gewesen ist.

Unabhängig davon böte die Änderung von § 17 d Abs. 1 EnWG mit dem Ziel, die Errichtung und den Betrieb der OWP-Netzanbindungen durch eine staatliche Stelle (BNetzA) europaweit auszuschreiben, ein weiteres Kostensenkungs- und Beschleunigungspotenzial.

Realisierungsfahrpläne

Inhaltliche oder formale Konkretisierungen lassen sich § 17d Abs. 2 Satz 2 EnWG nicht entnehmen. Der Zeitpunkt der Verpflichtung „nach Bekanntmachung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins“ der Netzanbindung forciert die Dynamik, dass der Offshore-Anlagenbetreiber auf die Planungen des ÜNB zur Bekanntgabe des voraussichtlichen Fertigstellungstermins reagiert. Als zusätzlicher Koordinierungsanreiz für den Anlagenbetreiber wirkt das sog. „Alles-oder-nichts-Prinzip“, wonach der Betreiber den Anspruch auf Netzanbindung verliert, wenn er nicht spätestens 12 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin mit der Errichtung begonnen oder die technische Betriebsbereitschaft innerhalb von 18 Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin hergestellt hat (vgl. § 17d Abs. 6 Satz 3 Nr. 2 und 3 EnWG).

Der Fertigstellungstermin erhält durch Bekanntmachung gegenüber den Anlagenbetreibern und der Öffentlichkeit „relative Verbindlichkeit“ und kraft Gesetzes 30 Monate vor dem veröffentlichten Datum der Fertigstellung eine unbedingte, nicht veränderbare Verbindlichkeit. Demgegenüber ist der Realisierungsfahrplan nicht verbindlich, um zeitliche Flexibilität zu gewährleisten (vgl. [76] Rn. 18). Letzteres ergibt sich auch aus der gegenseitigen Unterrichtungspflicht gemäß § 17d Abs. 2 Satz 3 EnWG, wonach Abweichungen vom Realisierungsfahrplan dem Instrument immanent sind. Es besteht lediglich die gesetzliche Verpflichtung, diesbezüglich unverzüglich zu unterrichten.

Hinsichtlich der Realisierungsfahrpläne spricht aus vergaberechtlicher Sicht nichts dagegen, diese in stärkerem Maße für verbindlich zu erklären und die wesentlichen Festlegungen bekanntzumachen. Dies wird den Druck auf die Einhaltung der so festgelegten Fristen für alle Beteiligten erhöhen und kann in der Phase der Projektrealisierung ein wirksames Instrument der Beschleunigung der Bauausführung sein.

Solange die Realisierungsfahrpläne nicht verbindlich sind, wäre eine Erstreckung auf die Ausschreibungsphase empfehlenswert. Zwar sind die OWP, die von der Netzanbindung profitieren werden, erst nach der Zuschlagserteilung bekannt, aber, insbesondere wenn die Ausschreibungsphase durch stärkere Losaufteilungen und zeitlich versetzte Abschnittsbildungen von der Koordination her anspruchsvoller wird, ist es ratsam, bereits die potentiellen Nutznießer, d. h. die Anlagenbetreiber, die von der Netzanbindung profitieren könnten, einzubinden und mit diesen Realisierungsfahrpläne abzuschließen.

Auf diese Weise kann frühzeitig eine engmaschige Umsetzungsplanung mit entsprechenden Meilensteinen erfolgen. Die dadurch bewirkte verbesserte Transparenz dient der Kontrolle der Terminerreichung und hält dazu an, vernünftig zusammenzuarbeiten. Sollte sich dabei beispielsweise herausstellen, dass die Anlagenbetreiber die Netzanbindung gar nicht zu dem avisierten Fertigstellungstermin benötigen, kann über den im Realisierungsfahrplan vereinbarten Informationsaustausch reagiert werden. Der zusätzliche Aufwand gegenüber dem nach Zuschlagserteilung ohnehin erforderlichen Realisierungsfahrplan erscheint so überschaubar, dass die potentiellen Vorteile eindeutig überwiegen.

Nach der derzeitigen Rechtslage kann die Erstreckung des Realisierungsfahrplans auf die Ausschreibung allerdings nur freiwillig erfolgen.

5.2 Arten der Spezifikation

5.2.1 Problemaufriss

Grundsätzlich zu unterscheiden sind funktionale sowie detaillierte Spezifikationen. Bei einer funktionalen Ausschreibung wird eine funktionale Beschreibung der Bauaufgabe geliefert, wohingegen bei einer detaillierten Spezifikation jedes Gewerk umfassend beschrieben wird.

Beide Varianten unterscheiden sich hinsichtlich der zu erbringenden Planungen von Auftraggeber und Auftragnehmer. Bei einer funktionalen Ausschreibung müssen vom Auftragnehmer entsprechende Detailplanungen durchgeführt werden. Bei einer detaillierten Spezifikation hingegen muss der Auftraggeber die entsprechenden Planungen durchführen.

Bei einer detaillierten Spezifikation erstellt der Auftraggeber detaillierte technische Vorgaben, die vom Auftragnehmer / von den Auftragnehmern zu erfüllen sind. Diese Ausschreibungsvariante ist nur dann sinnvoll, wenn die entsprechende Projektkoordination auch vom Auftraggeber übernommen wird. Durch die große Detaillierung steigen die Risiken auf Seiten des Auftraggebers, der dann die Verantwortung für das Design übernimmt. Der Auftraggeber hat demgegenüber mehr Möglichkeiten, Einfluss zu nehmen, sowohl auf die technische Gestaltung der einzelnen Gewerke, als auch auf die Termine.

Um einen guten Kompromiss zwischen Aufwand, Risiken und Chancen beim Auftraggeber zu finden, besteht die Möglichkeit, einzelne Subsysteme funktional zu beschreiben und diese zu einem Los zusammenzufassen. Die Schnittstellen dieser Lose müssen allerdings detailliert beschrieben werden.

5.2.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung

Derzeit werden die NAS funktional ausgeschrieben. Detaillierungen werden dort vorgenommen, wo es technisch möglich und sinnvoll ist. Insbesondere dort, wo dies genehmigungsrechtlich bzw. aus Sicht einer Standardisierung (Kapitel 7) gefordert ist. Vor allem bei den Nebenanlagen der Plattform hat eine Vereinheitlichung aus ÜNB Sicht bedeutende betriebliche Vorteile, da sich die Ersatzteilhaltung für alle Plattformen reduziert und eine einheitliche Wartung der verschiedenen Teile möglich ist. Dies wird in den neuesten Projekten soweit wie möglich berücksichtigt und soll in den zukünftigen noch weiter standardisiert werden.

5.2.3 Schwachstellenanalyse

Ein Risiko, das im Zusammenhang mit der Spezifikation steht, sind die Anforderungen an das NAS zum Zeitpunkt der Ausschreibung. Insbesondere Normen und Standards sowie Zertifizierungsvorgaben, die zur Beschreibung verwendet und referenziert werden, sollten feststehen und widerspruchsfrei sein. Wenn keine Widerspruchsfreiheit gegeben ist, sollte eine sinnvolle Hierarchie vorhanden sein.

5.2.4 Maßnahmen und Empfehlungen

Die Stakeholder und auch die Gutachter haben eine funktionale Spezifikation bis auf Weiteres für die sinnvollste Variante für die Ausschreibung für HGÜ-Offshore-Netzanbindungen erachtet.

Im Hinblick auf den Gegenstand der Vergabe ist in vergaberechtlicher Hinsicht unter Berücksichtigung der Evaluationsergebnisse regelmäßig eine funktionale Leistungsbeschreibung sinnvoller als ein detailliertes Leistungsverzeichnis.

Eine funktionale Ausschreibung führt aber nur dann zu einer optimalen Leistungserbringung, wenn die Leistung des ausführenden Unternehmens bzw. der ausführenden Unternehmen in zeitlicher Hinsicht und qualitativ hinreichend überwacht wird.

Es müssen Meilensteine in der Projektrealisierung vorgesehen, hinreichend konkret beschrieben, und vom ÜNB bzw. dem Projektsteuerer überwacht werden.

Die Verwendung von funktionalen Standardspezifikationen ist für die aktuelle Losaufteilung laut ÜNB schon eingeführt. Diese werden nur standortspezifisch angepasst.

Eine Anpassung dieser funktionalen Standardspezifikationen an geänderte Rahmenbedingungen, insbesondere an die Standardisierungsvorgaben und Normen, ist notwendig, Kapitel 7.

Als generelle Vorbereitung für zukünftige Projekte und bei eventueller Anpassung der Losaufteilung (Kapitel 5.3) sollten Standard-Ausschreibungsunterlagen erstellt werden, um die Vorbereitungszeit in den Vorplanungsprojekten zu reduzieren.

5.3 Losaufteilung

Im folgenden Kapitel werden mögliche Losaufteilungen vorgestellt. Um diese Losaufteilungen erläutern zu können, ist es notwendig, die Bestandteile des NAS zu verstehen. Diese sind genauer in Kapitel 3 beschrieben. Für die vorgestellten Varianten werden die Vor- und Nachteile dargestellt.

5.3.1 Problemaufriss

Technische Voraussetzung für eine Losaufteilung ist die Notwendigkeit von einfach zu definierenden Schnittstellen zwischen verschiedenen Teilen des Gesamtprojektes. Diese Möglichkeit alleine führt noch nicht zu einer automatischen Entscheidung für eine Aufweitung der Losaufteilung. Der Aufwand, die Schnittstellen zu definieren ist erst sinnvoll, wenn sich dadurch mehr oder andere Anbieter an einer Ausschreibung beteiligen können.

Nach § 97 Abs. 4 Satz 1 GWB sind bei der Vergabe öffentlicher Aufträge mittelständische Interessen vornehmlich zu berücksichtigen. Leistungen sind daher grundsätzlich in der Menge aufgeteilt als Teil-Lose und getrennt nach Art oder Fachgebiet als Fach-Lose zu vergeben. Mehrere Teil- oder Fach-Lose dürfen nur dann zusammen vergeben werden, wenn wirtschaftliche oder technische Gründe dies erfordern, § 97 Abs. 4 Satz 3 GWB.

Das Gebot der Losaufteilung gilt in allen Vergabe- und Vertragsordnungen und in der SektVO gleichermaßen. Die ÜNB haben daher diese gesetzliche Vorgabe zu beachten.

Die Prüfung, ob eine Losvergabe erfolgen muss, hat grundsätzlich zweistufig zu erfolgen: Zunächst stellt sich die Frage, ob eine Aufteilung der Leistung möglich ist und ob hier getrennte Märkte und somit Leistungserbringer vorhanden sind. Im Anschluss ist in einer Einzelfallabwägung zu untersuchen, ob die Vergabestelle aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen ausnahmsweise von einer losweisen Vergabe absehen darf.

Hierbei hat der Auftraggeber die mittelständischen Interessen mit seinen eigenen Interessen an einer wirtschaftlichen Vergabe abzuwägen. Die für eine Gesamtvergabe sprechenden Gründe müssen nicht nur anerkennenswert sein, sondern sie müssen überwiegen. Dies ist bei den typischen Folgen einer Losvergabe nicht der Fall. Bei ihnen handelt es sich um Nachteile, die der Gesetzgeber bewusst in Kauf genommen hat.

Hierzu zählen der Ausschreibungs-, Koordinierungs- und Prüfungsmehraufwand sowie der höhere Aufwand bei Gewährleistungen (OLG Düsseldorf, B. v. 11.01.2012, Az.: VII-Verg 52 / 11); 1. VK Bund, B. v. 09.05.2014, Az.: VK 1 – 26 / 14).

Soweit es sich nicht um die typischen Folgen der Losvergabe handelt, genügt es aber, wenn einfache, nicht zu vernachlässigende, Kostennachteile oder Verzögerungen zu erwarten sind. Unverhältnismäßige Kostensteigerungen sind nicht erforderlich. Tendenziell wird das Überwiegen aber umso geringer sein dürfen, desto mehr die Bauaufgabe als solche, und zwar hinsichtlich ihres Umfangs oder ihrer Komplexität, ohnehin schon besonderen, insbesondere erschwerenden, Anforderungen unterliegt (OLG Düsseldorf, B. v. 25.11.2009, Az.: VII-Verg 27 / 09; 1. VK Sachsen, B. v. 10.02.2012, Az.: 1 / SVK / 050-11).

Bei der Frage der Losaufteilung steht dem Auftraggeber ein Beurteilungsspielraum zu. Dies bedeutet, dass eine Überprüfung im Nachprüfungsverfahren nur insoweit erfolgt, als dass der Auftraggeber bei seiner Entscheidung mittelständische Interessen gänzlich unberücksichtigt gelassen, ihr einen unzutreffenden Sachverhalt zugrunde gelegt oder sachwidrige Erwägungen in seine Überlegungen hat einfließen lassen (OLG Schleswig-Holsteinisches, B. v. 25.01.2013, Az.: 1 Verg 8 / 12; OLG Düsseldorf, B. v. 25.04.2012, Az.: VII-Verg 100 / 11).

Technische Gründe für eine Zusammenfassung aller Leistungen liegen vor, wenn bei getrennten Ausschreibungen das - nicht durch die inhaltliche Gestaltung der Vergabeunterlagen vermeidbare - Risiko besteht, dass der Auftraggeber Teilleistungen erhält, die zwar jeweils ausschreibungskonform sind, aber nicht zusammenpassen und deshalb in ihrer Gesamtheit nicht geeignet sind, den Beschaffungsbedarf in der angestrebten Qualität zu befriedigen (OLG Koblenz, B. v. 04.04.2012, Az.: 1 Verg 2 / 11).Dieser rechtliche Rahmen wird nachfolgend zu beachten sein, wenn die Frage geprüft wird, ob eine GU-Vergabe in Betracht kommt und / oder in welchem Umfang Lose gebildet werden müssen.

5.3.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung

Die Projekte BorWin1, BorWin2, HelWin1, HelWin2, SylWin1, DolWin1, DolWin2 und DolWin3 sind in GU-Vergabe vergeben worden. Aus technischer und kommerzieller Sicht war dieses zu den Zeitpunkten, zu denen vergeben worden ist, das sinnvollste Verfahren. Es handelte sich um eine kontinuierlich weiterentwickelte Technologie in einer neuen Umgebung.

Man kann in diesem Verfahren die gesamte Verantwortung dem Auftragnehmer übergeben. Da zu diesem Zeitpunkt nur geringe Kenntnisse über solche Projekte beim ÜNB vorhanden waren, war dieses Ausschreibungssystem das sinnvollste. Hierbei wurde das Ausschreibungsverfahren mit dem geringsten Auftraggeber-Risikos gewählt. Dies ist aber normalerweise auch das teuerste.

Zu den Vergabezeitpunkten musste der ÜNB aufgrund der Anschlussverpflichtung mehrere Systeme gleichzeitig realisieren und war deshalb personell nicht in der Lage, ein Projektmanagement für mehrere Projekte mit komplexem und aufwendigem Schnittstellenmanagement zu leisten.

Der aktuelle Ausschreibungs- und Vergabeansatz sieht eine Aufteilung auf zwei Lose vor. Bisher ist BorWin3 mit dieser Losaufteilung vergeben worden. Dabei werden die Stationen Plattform und Landstation vom Kabel getrennt und separat an zwei Auftragnehmer vergeben.

Entsprechend müssen die zwei Schnittstellen zwischen Kabel- und Stationen detailliert spezifiziert werden. Diese Schnittstelle beinhaltet auf der Offshore-Station im Wesentlichen die Schnittstelle der Seekabeleinführung in die Plattform und des Kabelanschlusses an die Schaltanlage. Auf der Landstation ist es eine Standard-Schnittstelle zwischen DC-Kabel und HGÜ, die man aus HGÜ-Landprojekten schon lange kennt.

Dies bedeutet einen überschaubaren Aufwand hinsichtlich der zu spezifizierenden Schnittstellen. Der Koordinierungsaufwand des ÜNB steigt, da er nun die Abstimmung zwischen Kabellegung und Anbindung an die Plattform zu koordinieren hat.

5.3.3 Schwachstellenanalyse

Im Folgenden werden die verschiedenen Möglichkeiten der Losaufteilung und ihre Vor- und Nachteile diskutiert.

GU-Vergabe

Es existieren weiterhin nur maximal drei potentielle Unternehmen, die auf eine Ausschreibung eines NAS in einem Los anbieten und entsprechende Erfahrung nachweisen können. Ob diese drei alle an einer solchen Ausschreibung partizipieren würden, ist allerdings fraglich. Vor dem Hintergrund der oben aufgeführten rechtlichen Anforderungen an die Zulässigkeit einer GU-Vergabe dürfte diese regelmäßig nicht zulässig sein, da hier getrennte Märkte jedenfalls für zwei Leistungsbereiche (Plattform / HGÜ-Technik sowie Kabel) bestehen dürften.

Zwei Lose

Die Lose bei dieser Variante sind:

- Los 1: Offshore-Plattform und HGÜ-Technik
- Los 2: Kabel

Diese Variante führt weiterhin zu einem vergleichsweise kleinen Bieterkreis bei Los 2, erhöht aber den Wettbewerb bei den Seekabelsystemen.

Mit dieser Variante steigt das Projektrisiko für den ÜNB durch das Schnittstellenmanagement. Diesem Risiko stehen Kostensenkungspotenziale entgegen.

Im Los des Kabels steigt der Wettbewerb, verbunden mit Kostensenkungspotenzialen. Dies spiegelt sich im Gesamtpreis beider Systeme nicht wider, da die Stationen aufgrund von geringem Wettbewerb (und der Lernkurve der GU) kein Kostensenkungspotenzial aufwiesen, sondern in den Kosten gestiegen sind.

Drei Lose

In Zukunft bietet es Kostensenkungspotenzial, die Gewerke in drei Lose einzuteilen. Eine Losaufteilung wäre dann wie folgt denkbar:

- Los 1: Topside der Offshore-Station (ohne Energieübertragungsteil, aber inklusive Tragstruktur und Gründungselemente der Offshore-Station)
- Los 2: Energieübertragungsteil der Topside der Offshore-Station & Landstation incl. Bau
- Los 3: Kabel

Der Koordinationsaufwand des Auftraggebers steigt weiter, da nun drei Gewerke zu koordinieren und die entsprechenden Schnittstellen zu definieren sind.

Dem höheren Risiko auf Seiten des Auftraggebers kann man begegnen, indem die Schnittstellen in den Ausschreibungsunterlagen detailliert beschrieben werden. Dadurch kann man das Risiko für Verzögerungen und Mehrkosten im Projektablauf reduzieren. Da diese Schnittstelle als relativ komplex angesehen wird, ist eine entsprechende Vorbereitung der Ausschreibungsunterlagen notwendig.

Die Verantwortung sowie der Personalaufwand auf der Seite des ÜNB steigen. Auf der anderen Seite können nun mehr Bieter, insbesondere für die Plattformen, angefragt werden, was positive Auswirkungen auf die zu erwartenden Kosten hat.

Die wirtschaftliche Hebelwirkung besteht also im Wesentlichen in Kostensenkungspotenzialen, da es sich bei der Topside und dem Fundament um das größte Kostensenkungspotenzial handelt.

Beim Energieübertragsteil hätte man weiterhin jene Bieter, die bisher als GU aufgetreten sind, und daher keinen weiteren Wettbewerb.

Vier Lose

Eine weitere Aufteilung der Lose könnte die Aufteilung des Los 1 aus dem Abschnitt „Drei Lose“ sein.

- Los 1a: Topside der Offshore-Station (ohne Energieübertragungsteil)
- Los 1b: Tragstruktur und Gründungselemente der Offshore-Station

Die größte Herausforderung dieser Variante, sowie auch der mit drei Losen, ist derzeit, dass die Lösungsansätze der Energieübertragungstechnikhersteller sehr unterschiedlich sind. Entsprechend haben alle Hersteller einen sehr unterschiedlichen Raumbedarf für den Energieübertragungsteil. Daher ist diese Schnittstelle relativ komplex. Die beiden Gewerke werden heute schon von verschiedenen Unterauftragnehmern gefertigt. Es steigt also das Risiko des Auftraggebers, der evtl. z. T. Designverantwortung übernehmen muss.

5.3.4 Maßnahmen und Empfehlungen

Zwei Lose

Die Ausschreibung in zwei Lose wurde bereits praktiziert, daher sind die Marktbeteiligten entsprechend vorbereitet. Zusätzlich besteht noch Verbesserungspotenzial im Sinne der Systemoptimierung für die Stationen. Somit ist noch weiteres Kostensenkungspotenzial in diesem Los vorhanden. Aus diesen Gründen wird diese Variante für kurzfristige Projekte weiterhin empfohlen.

Drei / Vier Lose

Um das Risiko der Schnittstellen zu managen, ist beim Auftraggeber ein höherer Projektsteuerungsbedarf notwendig, der im gesamten Projekt, vom Vorprojekt über die Vergabe mit mehreren Verhandlungen und die Realisierung bis hin zur Inbetriebnahme, notwendig wird.

Auch hier besteht das größte Kostensenkungspotenzial, wenn man in der bestehenden Technologie und den Rahmenbedingungen weitere NAS realisiert.

In Bezug auf die Frage, ob die Vergabe von zwei, drei oder vier Fachlosen in rechtlicher Hinsicht vorzuziehen ist, dürften vor dem Hintergrund, dass eine Vergabe in drei oder vier Losen bisher nicht praktiziert wurde, sicher technische Gründe angeführt werden können, die eine Pflicht zu einer entsprechenden Losaufteilung ausschließen. Es bestehen aber keine rechtlichen Gründe, die ein Absehen von einer solchen Losaufteilung erfordern.

Es kann in diesem Zusammenhang zwar zu Schnittstellenproblemen sowie zu erhöhten Gewährleistungsrisiken kommen, durch ein gutes, auf die einzelnen Verträge abgestimmtes, Vertragsmanagement können diese aber deutlich reduziert werden. Den erhöhten Anforderungen an den Auftraggeber betreffend Koordinierung und Kontrolle der einzelnen Leistungserbringer bei der losweisen Vergabe steht der Vorteil gegenüber, dass sich die jeweiligen Spezialisten auf ihre Kernkompetenzen beschränken können. Dies kann aus Sicht der Autoren zu einer Beschleunigung der Bauausführung und zu Qualitätsverbesserungen führen. Es ist daher grundsätzlich eine Vergabe von mehreren Fachlosen zu empfehlen.

Für die Ausschreibung in einem solchen Verfahren ist aktuell keine Vorbereitung getroffen, weder beim ÜNB noch bei den potentiellen Bietern. Die Ausschreibung müsste also im Rahmen eines Vorprojektes vorbereitet werden. In diesem Zeitraum müssen die detaillierten Technikvorgaben sowie die Schnittstellen und Installationsverantwortung festgeschrieben werden. Die Dauer für ein solches Projekt ist mit ca. 12 Monaten anzusetzen. Daher ist diese Losaufteilung nur sinnvoll für Projekte in der Zukunft und bei gleichbleibender Technologie.

Aus technischer / kommerzieller Sicht ist die mit drei bis vier Losen beschriebene Variante mittelfristig die sinnvollste. Sie benötigt auf Seite des ÜNB wesentlich mehr Projektvorbereitung als bisher erfolgt. Für zukünftige Projekte ab dem Jahr 2018 ist diese zu empfehlen, falls am bestehenden Konzept festgehalten wird.

Bei Projekten, die vor 2018 vergeben werden, ist die aktuell angewendete Losaufteilung beizubehalten, da keine angemessene Vorbereitungszeit gegeben ist, um eine andere Losaufteilung technisch vorzubereiten.

Bei einer Öffnung des Systems für alternative Technologien (Kapitel 7) muss die Frage der Losaufteilung neu betrachtet und kann nicht pauschal beantwortet werden. Vermutlich wird in diesem Fall eine GU-Vergabe notwendig.

5.4 Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale

Abschließend werden in diesem Abschnitt die verschiedenen Lösungsvorschläge zusammengefasst sowie eine Bewertung der Maßnahmen vorgenommen.

5.4.1 Maßnahmenübersicht

AV1 Ausschreibung auf ÜNB-Ebene

Lösungsvorschlag:
Ein juristisches Gutachten soll diese Fragestellung weitergehend untersuchen.

Erwartetes Ergebnis:
Diese Studie kann diese Frage nicht abschließend beantworten, die Fragestellung sollte weiter untersucht werden.

Verantwortlich für Umsetzung:
BMWi

Startzeitpunkt und Dauer:
Kurzfristig sollte die Beauftragung eines unabhängigen Gutachters erfolgen. Die Dauer eines solchen Gutachtens könnte wenige Monate betragen.

AV2 Erhöhung der Transparenz

Lösungsvorschlag:
Die Bekanntmachungspflichten für die Auftragsvergabe der NAS sollten ausgeweitet werden.

Erwartetes Ergebnis:
Zeitersparnis und Kostenersparnis

Verantwortlich für Umsetzung:
BMWi und ÜNB

Startzeitpunkt und Dauer:
Kurzfristig kann durch das BMWi damit begonnen werden, die Rahmenbedingungen neu zu planen, so dass bei den nächsten Vergabeverfahren für NAS mehr Transparenz geschaffen werden kann.

AV3 Bieterkreis vergrößern durch Kostenübernahme

Lösungsvorschlag:
Für eine Vergrößerung des Bieterkreises sollte der Bewerbungsaufwand durch die BNetzA übernommen werden.

Erwartetes Ergebnis:
Zeitersparnis und Kostenersparnis

Verantwortlich für Umsetzung:
ÜNB und BNetzA

Startzeitpunkt und Dauer:
Kurzfristig kann durch die BNetzA damit begonnen werden, die Rahmenbedingungen für eine Kostenübernahme schaffen, so dass bei den nächsten Vergabeverfahren für NAS für mehr Bieter der Anreiz geschaffen wird, sich zu bewerben.

AV4 Ausweitung der Losaufteilung

Lösungsvorschlag:
Für eine Senkung der Gesamtkosten durch zusätzliche Bieter und mehr Wettbewerb wird eine stärkere Losaufteilung auf mehrere Fachlose empfohlen. Bei einer Öffnung der Technologie muss dieses neu überprüft werden. Für die Umsetzung ist ein höherer Personalbedarf, insbesondere für das Engineering im Büro des ÜNB, notwendig.

Erwartetes Ergebnis:
Es werden Kostenersparnisse für den Wertanteil der Konverter-Plattform-Topside, also den Stahlbau und einen Teil der Nebensysteme sowie auf das Fundament von 15 % erwartet.

Verantwortlich für Umsetzung:
ÜNB

Startzeitpunkt und Dauer:
Eine Vorbereitung müsste kurzfristig begonnen werden, damit in den Vergabeverfahren für NAS ab dem Jahr 2018 in der bestehenden HGÜ Technologie in mehr Losen vergeben werden kann.

AV5 Verkürzung der Vergabeverfahren

Lösungsvorschlag:
Die Vergabeverfahren können auf 10 Monate gekürzt werden. Dieser Zeithorizont liegt zwischen der vergaberechtlichen Mindestdauer von 6 Monaten und den aus der Stakeholderbefragung ermittelten notwendigen Bearbeitungszeiten, unter anderem zur Einbindung von Subunternehmen.

Um den Planungsaufwand für Bieter und Netzbetreiber zu reduzieren, werden Musterverträge und Mustervergabeunterlagen zur Standardisierung genutzt. Dies ermöglicht eine schnellere Prüfung der Antragsunterlagen und Angebote.

Für die Umsetzung ist ein höherer Personalbedarf, insbesondere für das Engineering im Büro des ÜNB, notwendig.

Erwartetes Ergebnis:
Zeitersparnis von 2 Monaten

Verantwortlich für Umsetzung:
ÜNB

Startzeitpunkt und Dauer:
Die Umsetzung kann sofort beginnen und kurzfristig realisiert werden.

5.4.2 Bewertung der Maßnahmen

Die Maßnahme AV1 (Ausschreibung auf ÜNB-Ebene) soll grundsätzlich zur Diskussion anregen und ist daher als optional anzusehen. Alle weiteren Maßnahmen (AV2 bis AV5) die unter Kapitel 5.4.1 beschrieben wurden sind bei bestehendem NAS uneingeschränkt zu empfehlen und sollten umgesetzt werden.

Bei einer Öffnung für weitere Technologien, die in Kapitel 7 beschrieben werden, ist für die Ausweitung der Losaufteilung (AV4) und die Verkürzung der Vergabeverfahren (AV5) noch einmal zu untersuchen, ob und zu welchem Zeitpunkt diese sinnvoll sind.

6. Analyse der Projektrealisierung

In diesem Kapitel werden die Optimierungspotenziale untersucht, die sich in der Projektrealisierung ergeben. Technische Potenziale, die sich aus Anpassung des Energieübertragungskonzeptes ergeben, werden in Kapitel 7 diskutiert. Diese bestimmen dann in einem zweiten Schritt technische Anforderungen an die Bauwerke, die jedoch nicht Teil dieser Studie sind.

Der Fokus liegt auf der Offshore-Station, da diese den kritischen Pfad des Gesamtprojekts und einen Großteil der Vertragskosten beeinflusst. Sie wird in Kapitel 6.1. näher analysiert. Die Themen Onshore-Station und Kabel werden kurz in 6.2 und 6.3 behandelt.

6.1 Offshore-Konverter-Station

Die Offshore-Konverter-Station hat die längste Bauzeit aller Teilgewerke im Projekt und gibt damit die Länge der Gesamtprojektlaufzeit vor. Beschleunigungspotenziale in dieser Phase können damit durch zwei Aspekte wirken:

- die Reduzierung der gesamten Projektlaufzeit
- die Reduzierung von Einzelmaßnahmen, insbesondere um auch Kosten zu sparen

Die Kosten für die Offshore-Konverter-Station machen den Großteil der gesamten Projektvertragskosten aus. Deshalb sind dort höhere Einsparpotenziale zu erwarten als im Bereich der Kabel und der Onshore-Konverter-Station.

6.1.1 Problemaufriss

Grundsätzliche vorgesehene Planungsdauer und Budgets

Die Projektrealisierung wird derzeit von den ÜNB regelmäßig mit einer Dauer von 60 Monaten eingeplant. Dieser Wert hat sich bei den bisher abgeschlossenen Projekten trotz Verzögerungen als realistisch herausgestellt, wie die Projektübersicht im Kapitel 3.3 zeigt.

Diese Tatsache bedeutet jedoch nicht, dass die 60 Monate zukünftig auch die angestrebte Planungsgrundlage sein sollten. Vereinfachungen und Verbesserungen im Projektablauf können ausreichend Freiraum schaffen, um eine Realisierung in deutlich kürzerer Zeit einzuplanen, und dies trotz Puffer für mögliche Verzögerungen.

Die in der Realisierungsphase hauptsächlich beeinflussbaren Kosten sind die Projektvertragskosten. Wie in Kapitel 3.2 und 3.3 dargestellt, stiegen die Vertragskosten von 400 Mio.€ für das erste Projekt, BorWin1, bis auf 1.150 Mio.€ für das letzte Projekt, DolWin3. Die öffentlich bekannten Angaben zur Kostensteigerung weisen je nach Hersteller Werte von 25 bis 50 % der Vertragskosten auf.

Die technischen Anforderungen an die Ausstattungsmerkmale sind im Rahmen der Projektevolution stetig gewachsen. Bei dem ÜNB liegen nun auch erste Betriebserfahrung vor und der Bedarf an die Ausstattung ist damit konkreter geworden. Ein Kompromiss zwischen Kosten und Nutzen sollte in Zukunft gewahrt werden, damit die NAS nicht unnötig teuer werden.

Verzögerungen und Kostensteigerungen

Aus bisherigen Projekten sind über Presseartikel einige Vorfälle bekannt, die zu Verzögerungen in der Realisierungsphase geführt haben. In Kapitel 3.4 werden diese, neben

Problemen aus anderen Projektphasen, ausführlicher dargestellt. Die für die Realisierung und Inbetriebnahme relevanten Vorfälle sind folgende:

- Engpässe am Markt
- Naturgewalt / Geologische Probleme
- Technische Fehler

Bei einem knappen Zeitplan, in dem der Bau der Komponenten auf dem zeitkritischen Pfad liegt, führen Unfälle und Fehlplanungen schnell zu Verzögerungen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn am Markt kein Ersatz beschafft werden kann. Dies war beispielsweise bei SylWin1 der Fall, als die Havarie eines Schiffes mit einer Kabellieferung zu mehreren Monaten Verzögerung bei der Realisierung der AC-Verbindung zwischen NAS und Windpark Butendiek führte. Gibt es bereits Verzögerungen, kann die mangelnde Verfügbarkeit von Installationsschiffen zu weiteren Problemen führen, wenn kein freies Zeitfenster zum gewünschten Alternativtermin gefunden werden kann, wie bei DolWin1. Neben dem Zeitfaktor haben Marktengpässe auch Einfluss auf die Projektkosten. Dies wird jedoch in Kapitel 3 untersucht.

Auch Seegang kann zu Verzögerungen führen. Diese verhinderten die Installation der Offshore-Konverter-Station BorWin beta in der zweiten Hälfte des Jahres 2013. Die Installation verzögerte sich bis ins Jahr 2014, da die Plattform aufgrund der Wetterlage im Hafen überwintern musste [23].

Technische Fehler oder Fehlplanungen sind ein weiterer Grund für Verzögerungen. Der Zeitplan des NAS DolWin2 verschob sich beispielsweise, da in der Werft in Dubai Niederspannungstechnik fehlerhaft in die DolWin beta eingebaut wurde [17].

6.1.2 Erkenntnisse aus der Stakeholderbefragung

Im Rahmen der Stakeholderbefragung ist deutlich geworden, dass bisher teilweise mit der Projektrealisierung begonnen wurde, bevor planerisch alle Aufgaben bewältigt waren. Weitere Einschätzungen wurden zum Thema Projektrealisierung nicht vorgebracht.

6.1.3 Schwachstellenanalyse

Technische Weiterentwicklungen

Ein großes Verbesserungspotenzial ergibt sich aus technischen Innovationen, die kleiner, günstiger oder leistungsfähiger sind. Damit kann sowohl eine spezifische als auch eine absolute Kostensenkung oder Verkürzung der Projektlaufzeit entstehen. Das gilt gleichermaßen für elektrotechnische Anlagenteile wie für bautechnische Ausführungen.

Grundsätzlich werden die baulichen Komponenten auf die Erfordernisse der elektrotechnischen Anlagenteile ausgerichtet, solange die technische Machbarkeit nicht rückwirkend Einfluss nimmt. Die Diskussion der Vorgaben für elektrotechnische Komponenten im Zusammenspiel mit deren technischer Weiterentwicklung erfolgt in Kapitel 7, da das Thema detailliert beleuchtet werden muss, um der Komplexität gerecht zu werden. Die Weiterentwicklung der baulichen Komponenten ist ebenso ein sehr komplexes Themengebiet und wird in dieser Studie nicht beleuchtet.

Zertifizierung und Design

Die Anforderungen an eine Offshore-Konverter-Station in Bezug auf technische Ausstattung aber auch an die Standardisierungsvorgaben und Zertifizierungsvorgaben, sollten relativ früh im Projekt feststehen, damit ein Design vor der Fertigung feststeht.

Bei der Konstruktion und Errichtung von Offshore-Konverter-Stationen sind für die elektrotechnischen Komponenten hauptsächlich der BFO, vgl. Kapitel 7, und für die baulichen Komponenten die BSH-Standards 7004 [77] und 7005 [78], neben den generellen geltenden ISO, DIN und IEC Normen, zu beachten. Der BSH-Standard 7004 beschreibt die Mindestanforderungen des BSH als Zulassungsbehörde an die Baugrunderkundung und -untersuchung als Teil der Entwurfsgrundlagen (Design Basis) für die baulichen Komponenten von Offshore-Bauwerken in der AWZ. Die baulichen Komponenten dagegen sind Gegenstand des BSH-Standards 7005. Die Zertifizierungsvorgaben für die Genehmigung sind nicht vollständig beschrieben, auch wenn die Detaillierung in den letzten Projekten verbessert wurde.

Durch ein solches Vorgehen reduziert sich das Risiko von Änderungen und damit Zeitverzögerungen und Kostensteigerungen im Projektverlauf, die es in der Vergangenheit gegeben hat (vgl. Kapitel 3.3). Idealerweise sollten diese, wie in Kapitel 5 vorgeschlagen, schon in den Ausschreibungsunterlagen festgeschrieben sein. Da dies in der Vergangenheit nicht der Fall war, konnte auch keine Designprüfung durch den ÜNB festgeschrieben werden. Hierdurch waren Änderungen und Anpassungen der Bauausführung, vermeidbare Wiederholungen von Leistungen, Kostensteigerungen und Zeitverlust in der Realisierungsphase gegeben.

Ausstattungsstandards

Bisher legt der ÜNB die Anforderungen an die Ausstattungsmerkmale im Rahmen der Ausschreibung fest. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten könnte es für ÜNB und Hersteller lohnender sein, hohe Investitionskosten in Kauf zu nehmen und dadurch geringere Betriebskosten zu erhalten. Dies entspricht jedoch nicht unbedingt dem volkswirtschaftlichen Optimum, das in den geringsten Gesamtkosten aus der Kombination beider Kostenarten liegt.

Die Vorgabe oder Eingrenzung der zu verwendenden Ausstattung auf ein nötiges und sinnvolles Maß kann eine kostensenkende Wirkung haben.

Terminplanung

Die Erfahrungen mit Projektverzögerungen, Kapitel 3.3 (z. B. BorWin2) zeigen, dass ein abgestimmter Terminplan bei den Projekten mit einer großen Offshore-Installationszeit sehr wichtig ist. Die Abstimmung sollte frühzeitig beginnen, und auch der Vergabezeitpunkt muss auf die restliche Projektlaufzeit abgestimmt sein. Um einen solchen Terminplan zu halten, müssen die Anforderungen an das Projekt sehr klar sein. Dieses war in der Vergangenheit nicht immer so, da beispielsweise die Zertifizierungsanforderungen sowie die Genehmigungsanforderungen in einigen Projekten im Ablauf nachträglich angepasst wurden. Das sollte in Zukunft vor der Vergabe geklärt werden.

Die Fertigung in der Werft sollte so geplant werden, dass die Installationsphase zu Beginn eines Installationswetterfensters offshore eingeplant werden kann und die Arbeiten, die onshore durchgeführt werden können, abgeschlossen sind.

Im Rahmen der Bauausführung und der Inbetriebnahme ist es wichtig, so viel wie möglich onshore fertig zu stellen. Offshore-Arbeiten kosten das Fünf- bis Zehnfache im Vergleich zu Onshore-Arbeiten und dauern fünf- bis zehnmal so lange.

Qualitätsmängel

Qualitätsmängel in der Fertigungs- und Installationsphase, Kapitel 3.3, wie z. B. bei DolWin2 der Fall, haben in der Vergangenheit zur Wiederholung von Arbeiten und dadurch zu Verzögerungen geführt. Eine stärkere Überwachung der Auftragnehmer und der Subauftragnehmer kann in diesem Fall Abhilfe schaffen.

6.1.4 Maßnahmen und Empfehlungen

Die im Folgenden beschriebenen Maßnahmen sind für alle Gewerke relevant, in der Projektrealisierung aber besonders für die Offshore-Station von Bedeutung. Diese hat die längste Bauzeit und beeinflusst damit die gesamte Projektlaufzeit.

Festschreibung der Zertifizierungsvorgaben - Musterverträge und Standardvergabeunterlagen

Es sollten Musterverträge und Standardvergabeunterlagen entwickelt werden. Diese sollten dem Grunde nach bei allen Vergaben benutzt und nur dort geändert werden, wo aus zwingenden, projektspezifischen Gründen eine Anpassung erforderlich ist.

Insbesondere Regelungen zu Vertragsstrafen, Sicherheitsleistungen, Anforderungen an die Abnahme und den Nachweis der ordnungsgemäßen Leistungserbringung sollten einheitlich gestaltet werden, um für den Bieterkreis eine verlässliche Kalkulationsbasis zu bieten.

In dem Mustervertrag sollte ausgeschlossen werden, dass Nachunternehmern schlechtere Bedingungen auferlegt werden. Auch die Verfahrens- / Bewerbungsbedingungen sollten vereinheitlicht werden, um fehlende Unterlagen / Nachweise zu vermeiden.

Es erfolgt nach Angaben der ÜNB auch jetzt schon eine Bewertung des vom Bieter angebotenen Realisierungszeitpunktes. Die vom ÜNB angegebene grobe Wertungsmatrix (33 % Preis, 33 % Vertrag / Technik und 33 % Zeit) ist auch im Grunde nicht zu beanstanden. Es sollte aber auf der vertraglichen Ebene ergänzend ein Anreiz zur Beschleunigung vorgesehen werden.

Designfreigabe vor Baubeginn

Es sollte eine Designphase eingeführt werden, die ein vollständiges Design Review und ein Design Freeze beinhaltet. Voraussetzung dafür ist das Feststehen sämtlicher Anforderungen an das Projekt, die durch die Genehmigungsbehörden, die Zertifizierer und den ÜNB vorgegeben werden müssen.

Nachdem zwischenzeitlich mehrere Projekte realisiert wurden, sollten bei allen Beteiligten hinreichend Erfahrungen vorhanden sein, um ein experimentelles Vorgehen zu vermeiden. Es ist daher zukünftig anzustreben, dass mit der Ausführung der Leistung grundsätzlich erst begonnen wird, wenn eine vollständige Ausführungsplanung vorliegt.

Durch das Design Review hat der ÜNB, der Auftragnehmer und der Zertifizierer einen höheren Bedarf an Personalkapazitäten und Mehrkosten, damit man dieses ohne Einfluss auf die Projektlaufzeit durchführen kann. Diese Mehrkosten stehen aber potentiellen Einsparungen im Projektverlauf gegenüber. Der ÜNB hat dadurch mehr Einfluss auf die Projektlaufzeit und die Qualität. Erfahrungsgemäß reduzieren sich die Verzögerungen und Änderungen, und die Qualität verbessert sich. Dieses geht einher mit Einsparungen, die bei weitem die personellen Mehrkosten übersteigen.

Das Risiko von Verzögerungen für einen ambitionierten Zeitplan sinkt durch das Design Freeze erheblich. Alleine durch diese Maßnahme kann man Kosten und Zeit sparen. So ist auf die Gesamtprojektlaufzeit eine Beschleunigung von 3 bis 6 Monate realistisch. Diese kann aus Verzögerungsgründen der bisherigen Projekte abgeleitet werden.

Festlegung von Ausstattungsstandards

Es sollten Ausstattungsstandards für die Plattform festgelegt werden. Dabei sollte sowohl die grundsätzliche Notwendigkeit einzelner Ausstattungsmerkmale wie z. B. Unterbringungsmöglichkeiten, Helideck, etc., festgeschrieben werden, als auch die Qualität und der Umfang. Hierbei sollte der Verrechnungsschlüssel zwischen Investitions- und Betriebs-

kosten ermittelt werden. Mit dessen Vorgabe könnten dann unterschiedliche technische Lösungen auf „Volkswirtschaftlichkeit“ untersucht und als Katalog von Ausstattungsstandards vorgegeben werden.

Die Ermittlung dieses Minimums kann im Rahmen einer oder mehreren Studien ausführlich untersucht werden. Die Studien sollten durch die BNetzA in Auftrag gegeben werden, da diese die Budgets für die Projekte genehmigt.

Stärkere Kontrolle der (Sub-) Auftragnehmer - Intensivierung der Projektsteuerung

Die Projektsteuerung und die fortwährende Überwachung sind von zentraler Bedeutung für eine Beschleunigung der Vergabeverfahren und der Realisierung der Netzanbindung. Um Terminpläne einzuhalten und Qualitätsrisiken zu minimieren, sollte die Projektsteuerung ausgebaut werden.

Eine solche Projektsteuerung, die von der Vorplanung bis zur Inbetriebnahme erforderlich ist, kann grundsätzlich entweder vom Auftraggeber selbst oder einem beauftragten Dritten geleistet werden. Die internen Lösungen haben dabei den Vorteil, dass die Projekterfahrung in Folgeprojekten unmittelbar nutzbar gemacht werden kann. Da die ÜNB hierfür nach eigenen Angaben derzeit nicht über ausreichendes Personal verfügen, sollte, jedenfalls übergangsweise, ein qualifizierter Dritter mit der Projektsteuerung beauftragt werden. Diese externe Steuerung sollte bereits mit Beginn der Vorplanung aufgenommen werden. Mit dem entsprechenden Dienstleister sollten konkrete Projektziele vereinbart werden, die in festen Zeiträumen zu erreichen sind.

6.2 Onshore-Konverter-Station

Bei der Onshore-Konverter-Station handelt es sich um ein weltweit relativ häufig realisiertes Bauwerk, vgl. Kapitel 3.1. Im Zusammenhang mit jeder HGÜ an Land wird eine solche Station errichtet. Die Erfahrung mit diesem Bauwerk ist also wesentlich größer als mit Offshore-Bauwerken. Daher sind hier keine nennenswerten Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale vorhanden.

6.3 Kabel

Das Kabel lässt sich in drei Abschnitte einteilen, vgl. Kapitel 3.1.: das Offshore-Kabel, das Wattenmeer-Kabel und das Landkabel. Prinzipiell ist für alle drei Abschnitte genügend Projekterfahrung vorhanden. Durch eine qualitativ angemessene Planung und Vorbereitung können Verzögerungsrisiken minimiert werden.

Für die Kabel gibt es einen sehr kleinen Angebotsmarkt. Die Kabel werden zudem projektspezifisch designt und hergestellt. Da es folglich keine Möglichkeit zur zeitnahen Ersatzbeschaffung gibt, führen Lieferausfälle, z. B. durch Transportschäden, direkt zu einer großen Verzögerung. Ebenso besteht bei der Offshore-Installation das Wetterrisiko, das in den Zeitplan mit einkalkuliert werden kann, so dass das Risiko für die Gesamtprojektlaufzeit minimiert wird.

6.4 Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale

6.4.1 Maßnahmenübersicht

RI1 Festschreiben der Zertifizierungsvorgaben

Lösungsvorschlag:
Die Zertifizierungs- und Genehmigungsvorgaben sollten festgeschrieben werden. Dadurch kann der Umfang der Anforderungsänderungen begrenzt werden. Man kann Standardunterlagen für die Ausschreibung erstellen. Die BSH als genehmigende Behörde, der ÜNB als Antragsteller, und die Zertifizierer sind hier gleichermaßen gefordert.

Erwartetes Ergebnis:
Zeit- und Kostenersparnis

Verantwortlich für Umsetzung:
ÜNB, BSH und Zertifizierer

Startzeitpunkt und Dauer:
Kontinuierlich, erste Wirksamkeit in ca. 2 Jahren, z. T. schon umgesetzt.

RI2 Designfreigabe durch den ÜNB vor Baubeginn

Lösungsvorschlag:
Der Umfang der Anforderungsänderungen sollte begrenzt werden. Wenn die Maßnahme RI1 umgesetzt ist, kann Maßnahme RI2 leichter umgesetzt werden. Eine ausgeprägte Designphase kann dann vor der Fertigungsphase durchgeführt werden, die mit einer Designfreigabe durch den ÜNB endet. Für die Umsetzung ist ein höherer Personalbedarf, insbesondere für das Engineering im Büro des ÜNB, notwendig.

Erwartetes Ergebnis:
Zeitersparnis von 3 bis 6 Monaten

Verantwortlich für Umsetzung:
BNetzA, BSH, Zertifizierer und ÜNB

Startzeitpunkt und Dauer:
Kontinuierlich, erste Wirksamkeit in ca. 2 Jahren, z. T. schon umgesetzt.

RI3 Festlegung von Ausstattungsstandards

Lösungsvorschlag:
Die benötigten Ausstattungsmerkmale, vor allem der Offshore-Konverter-Station, sollte im Rahmen einer Studie ausgearbeitet werden. Ziel dabei ist es, dass in der Ausschreibung des ÜNB die Ausstattung möglichst präzise vorgegeben wird. Die BNetzA ist verantwortlich dafür, dass ein ausgewogenes Kosten- / Nutzenverhältnis bestehen bleibt und das BSH muss eine nach solchen Standards gebaute Offshore-Konverter-Station genehmigen. Der ÜNB ist für die Umsetzung verantwortlich und hat Interesse daran, dass die Anlagen auch einen angemessenen Standard für den Betrieb haben.

Erwartetes Ergebnis:
Kostenersparnis beim Offshore-Konverter und ggf. Zeitersparnis

Verantwortlich für Umsetzung:
BNetzA, BSH und ÜNB

Startzeitpunkt und Dauer:
Mit der Erarbeitung der Mindeststandards kann sofort begonnen werden. Die Bearbeitungsdauer hängt vom geforderten Detaillierungsgrad der Mindestanforderungen ab.

RI4 Stärkere Kontrolle der (Sub-) Auftragnehmer

Lösungsvorschlag:
Die Kontrolle der Auftragnehmer durch den ÜNB, sowie die Überwachung der Subauftragnehmer durch die Auftragnehmer sollte ausgeweitet werden. Hierbei soll frühzeitig auf Zeitverzug reagiert werden. Zudem lassen sich Qualitätsmängel so schneller identifizieren und es wird verhindert, dass evtl. Aufgaben wiederholt oder nachgearbeitet werden müssen. Für die Umsetzung ist ein höherer Personalbedarf bei dem ÜNB notwendig, sowohl im Engineering, als auch bei den überwachenden Funktionen auf den Baustellen, in den Werften und Offshore. Für den höheren Personalbedarf müssen über die BNetzA die Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Erwartetes Ergebnis:
Zeitersparnis von 3 bis 6 Monaten

Verantwortlich für Umsetzung:
ÜNB, BNetzA und Auftragnehmer

Startzeitpunkt und Dauer:
Bei den nächsten Vergabeverfahren für NAS, z. T. schon umgesetzt.

6.4.2 Bewertung der Maßnahmen

Die drei Maßnahmen,

- RI1 Festschreiben der Zertifizierungsvorgaben,
- RI2 Designfreigabe durch den ÜNB vor Baubeginn,
- RI4 Stärkere Kontrolle der (Sub-) Auftragnehmer,

die in diesem Kapitel hergeleitet wurden, sind uneingeschränkt zu empfehlen und sollten zeitnah umgesetzt werden.

Die Maßnahme RI3 Festlegung von Mindestausstattungsstandards kann, wie jede verbindliche Vorgabe von Standards, die Entwicklung von neuen Technologien behindern. Diese können aber womöglich größere Verbesserungspotenziale mit sich bringen als die Maßnahme RI3 selbst. Möchte man die technische Entwicklung nicht beeinträchtigen, müssen die Mindestausstattungsstandards regelmäßig neu festgelegt werden. Folglich sollte der Umsetzungszeitpunkt der Maßnahme unter Berücksichtigung des in Kapitel 7 untersuchten technischen Entwicklungspfads gewählt werden.

7. Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen

Um sicherzustellen, dass sich die Energieversorgung und -erzeugung entlang eines übergeordneten strategischen Plans weiterentwickeln, werden Richtlinien und Festlegungen von den zuständigen Behörden vorgegeben. In Kapitel 7.1 werden die in Deutschland geltenden technischen Rahmenbedingungen vorgestellt. Dabei wird auch auf die übergeordneten allgemeineren Richtlinien eingegangen. Der vorgesehene zukünftige Entwicklungsprozess der aufeinander aufbauenden Richtlinien wird ebenfalls skizziert, um abschließend gemeinsam bewertet zu werden.

Die Festlegung dieser grundlegenden technischen Rahmenbedingungen und Standards hat prinzipiell folgende Vorteile:

- Klare Planungsgrundsätze und technische Vorgaben strukturieren und vereinfachen den Planungsprozess
- Mehr Wettbewerb (eine größere Anzahl an Herstellern bei klaren technischen und strukturellen Vorgaben)
- Verfügbarkeit von Ersatzteilen wie z. B. Reservekabel am Markt

Der Nachteil zu starrer Festlegungen, insbesondere bei den technischen Vorgaben, ist die Behinderung von Innovationen, die mit diesen Vorgaben nicht kompatibel sind.

In den Kapiteln 7.2 bis 7.4 werden vielversprechende technische Innovationen oder Alternativtechnologien, gegliedert nach dem Umfang der nötigten Änderungen der technischen Rahmenbedingungen, diskutiert. Der Änderungsbedarf reicht dabei von der exakten Beibehaltung der aktuellen technischen Vorgaben bis zur erheblichen Modifikation der Struktur der Netzanbindung inklusive der Neudefinition von Schnittstellen und Eigentumsgrenzen. In Kapitel 7.5 werden anschließend Alternativen zur HGÜ-Technik aufgezeigt. Aus dieser Diskussion unterschiedlicher technischer Entwicklungsmöglichkeiten werden dann in Kapitel 7.6 Maßnahmen und Empfehlungen abgeleitet.

7.1 Aktuelle technische Rahmenbedingungen

Die Entwicklung und die technischen Rahmenbedingungen der Offshore-Windenergie in Deutschland werden, wie bereits in Kapitel 4.1.1 erläutert, übergeordnet durch den O-NEP [66] und den BFO [67] geregelt. Beide Pläne sind zur Sicherstellung ihrer Konsistenz eng abzustimmen und werden ständig weiterentwickelt.

Für die elektrotechnischen Komponenten gelten zusätzlich technische Rahmenbedingungen durch die europaweit gültigen Grid Codes, die zurzeit in nationale Regelungen überführt werden.

Bei der Konstruktion und Errichtung von Offshore-Konverter-Stationen und Offshore-Umspannwerken sind grundsätzlich die BSH-Standards 7004 [77] und 7005 [78] zu beachten. Der BSH-Standard 7004 beschreibt die Mindestanforderungen des BSH als Zulassungsbehörde an die Baugrunderkundung und -untersuchung als Teil der Entwurfsgrundlagen (Design Basis) für die baulichen Komponenten von Offshore-Bauwerken in der AWZ. Die baulichen Komponenten selbst sind Gegenstand des BSH-Standards 7005.

Die baulichen Komponenten werden auf die Anforderungen der elektrotechnischen Anlagen ausgerichtet. So richtet sich beispielsweise das Design einer Plattform, neben dem vorgegebenen Betriebskonzept, nach Größe und Gewicht der elektrotechnischen Komponenten, solange die technische Machbarkeit gegeben ist. Die in dieser Studie beschriebenen technischen Lösungen werden mit dem Ziel einer deutlichen Reduzierung des spezifischen Gewichts und des spezifischen Volumens der benötigten elektrotechnischen An-

lagentechnik und der Hilfssysteme entwickelt. Da die technische Machbarkeit auf der bautechnischen Seite gegeben ist, werden keine Einschränkungen auf die Weiterentwicklung der elektrotechnischen Komponenten erwartet. Eine Diskussion der Vorgaben für bauliche Komponenten wird deshalb hier nicht erfolgen.

Die baulichen Komponenten haben jedoch auf die Wahl des wirtschaftlichsten Gesamtkonzepts Einfluss und werden mit den geschätzten Gewichts-, Volumen- und Kostenänderungen natürlich zur Bewertung der Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale der Folgekapitel 7.2 bis 7.4 herangezogen.

7.1.1 Aktuell geltende Standards

Das Design und die Realisierung von HGÜ-NAS werden von vielen Standards und Regelungen beeinflusst. Die wichtigste Quelle ist jedoch der BFO für die AWZ der Nordsee.

Ziel des BFO ist es, eine vorausschauende und abgestimmte Gesamtplanung vorzugeben, die für alle Beteiligten Planungs- und Investitionssicherheit schafft. Er enthält standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze für eine umwelt- und raumverträgliche Umsetzung. Dabei werden insbesondere folgende Festlegungen vorgegeben:

- OWP, die in räumlichem Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind
- Trassen, Trassenkorridore, Grenzkorridore
- Standorte von Offshore-Umspannwerken und Offshore-Konverter-Stationen
- Planungsgrundsätze und standardisierte Technikvorgaben

Gerade die Festlegung von Planungsgrundsätzen und den daraus resultierenden standardisierten Technikvorgaben ist Voraussetzung für die konkrete Ermittlung des Raumbedarfs der Netztopologie mit ausreichender Präzision. Trotzdem sind die im BFO stets getrennt beschriebenen Planungsgrundsätze und Technikvorgaben als Grundsätze zu verstehen, von denen im begründeten Einzelfall abgewichen werden kann.

Planungsgrundsätze des BFO zum Anbindungskonzept

Für den Anschluss von OWP in der AWZ der Nordsee werden aufgrund der vergleichsweise großen Entfernungen zu den NVP von über 100 km vorrangig Anbindungskonzepte auf HGÜ-Basis verfolgt. Wegen der hohen potentiellen Systemleistung (im Planungsstand 2013/2014 bis zu 900 MW pro Anbindung) soll die Anbindung als Sammelanbindung mit mehreren OWP pro Offshore-Konverter-Station und vorgeschalteten Offshore-Umspannwerken ausgeführt werden. Das Konzept wird in Abbildung 18 dargestellt und soll die Anzahl der benötigten Kabelsysteme und damit den Raumbedarf reduzieren.

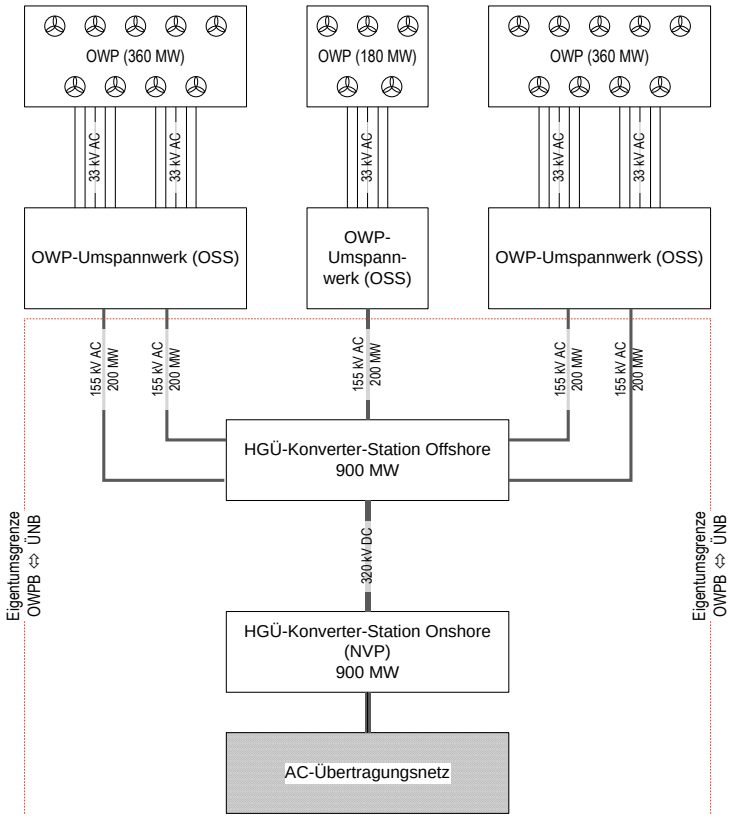


Abbildung 18 OWP-Anschlusskonzept nach BFO (exemplarisch)

Planungsgrundsätze des BFO zu HGÜ- und Drehstrom-Kabelsystemen

Die Planungsgrundsätze für HGÜ-Kabelsysteme und Drehstrom-Kabelsysteme enthalten Vorgaben zur Trassenwahl und -führung, zur konkreten Verlegung der Kabel und der zu beachtenden Parameter. Sie werden in Tabelle 2 für die beiden Kategorien Korridore / Trassen und Verfahren / Verlegung zusammengefasst dargestellt.

Alle diese Grundsätze sind im BFO ausführlich erläutert, was exemplarisch an den Beispielen Mindestüberdeckung und 2 K-Kriterium dargestellt wird.

Bei der Festlegung der Überdeckung von DC-Seekabelsystemen mussten insbesondere die Belange der Schifffahrt, der Fischerei, des Schutzes der Meeresumwelt und die Systemsicherheit berücksichtigt werden. Dazu ist eine dauerhafte Überdeckung von mindestens 1,5 m zu gewährleisten.

Bei der Festlegung der erforderlichen Überdeckung mussten die teilweise konkurrierenden Belange gegeneinander abgewogen werden. Eine ausreichende Verlegetiefe reduziert das Konfliktpotenzial mit anderen Nutzungen (z.B. Schifffahrt, Fischerei) und reduziert die Gefahr der Beschädigung des Kabels sowie den Einfluss auf die Meeresumwelt. Der bautechnische Aufwand sowie der wirtschaftliche Aufwand im Falle einer Reparatur steigen jedoch mit zunehmender Verlegetiefe, die zudem grundsätzlich durch die geologischen Gegebenheiten und die verfügbaren Verlegeverfahren begrenzt ist. Auch sind die Auswirkungen auf die Umwelt während des Verlegens zu beachten, da höhere Verlegetiefen zum Einsatz größerer Maschinen und zu breiteren Arbeitsstreifen führen, was ebenfalls Auswirkungen auf Flora und Fauna des Meeresbodens hat.

Vorgaben	HGÜ	AC-System
Korridore / Trassen		
• Führung durch Grenzkorridore I bis IV	x	
• möglichst außerhalb der Natura2000-Gebiete / geschützten Biotope	x	x
• Berücksichtigung von Kulturgütern und Fundstellen von Kampfmitteln	x	x
• Abstand zu Bebauung (bestehend/genehmigt) 500 m bzw. Schiff-fahrtsrouten 300 m	x	x
• Rechtwinklige Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schiff-fahrt	x	
• Größtmögliche Bündelung (Parallelführung)	x	x
• Abstand zwischen den Kabelsystemen: Bei Parallelverlegung 100 m, nach jedem zweiten Kabelsystem 200 m	x	x
• Kreuzungen vermeiden, wenn zwingend erforderlich, dann möglichst rechtwinklig; Abstand zwischen Wendepunkten 250 m	x	x
• Windparks sind im gleichen Cluster anzuschließen, d. h. an den Kon-verter, der für dieses Cluster vorgesehen ist		x
• Länge des Drehstrom-Kabelsystems zur Anbindung des Umspann-werks nicht länger als 20 km		x
Verlegung / Verfahren		
• Schonendes Verlegeverfahren und zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten	x	x
• Mindestüberdeckung 1,5 m	x	x
• Begrenzung der Sediment-Erwärmung auf 2 K (2 K-Kriterium)	x	x
• Rückbaupflicht	x	x

Tabelle 2 BFO Planungsgrundsätze Kabel

Die Verlegetiefen wurden 2005 durch die Arbeitsgruppe „Genehmigungsrelevante Richtwerte“ auf der Basis von Untersuchungen sowohl in der Natur als auch im Modell erarbeitet und auf grundsätzlich > 1,5 m und im Bereich der Verkehrstrennungsgebiete > 3,0 m festgelegt.

Im Konsultationsprozess des BFO 2012 wurde jedoch die Notwendigkeit erkannt, die Übertragbarkeit der generellen Erkenntnisse zum Eindringverhalten von Schiffsankern auf die konkreten Gegebenheiten der im BFO beplanten Kabelsysteme zu überprüfen. Auf der Basis der durchgeführten Untersuchungen und der Empfehlung der Bundesanstalt für Wasserbau erachteten das BSH und die Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt eine Überdeckung von 1,5 m als geeignete Grundlage zur Festlegung eines Planungsgrundsatzes im BFO.

Potenzielle Beeinträchtigungen der Meeresumwelt durch kabelinduzierte Sedimenterwärmung sind bei der Verlegung von Seekabelsystemen weitestgehend zu vermeiden. Ursache der kabelinduzierten Sedimenterwärmung sind die thermischen Verluste der Kabel bei der Energieübertragung, die an die Umgebung abgegeben werden.

Das sogenannte „2 K-Kriterium“, eine maximale Temperaturerhöhung um 2 Kelvin 20 cm unterhalb der Meeresbodenoberfläche, hat sich als naturschutzfachlicher Vorsorgewert in der derzeitigen behördlichen Zulassungspraxis etabliert. Nach Einschätzung des Bundes-

amts für Naturschutz (BfN) stellt seine Einhaltung nach aktuellem Kenntnisstand die Vermeidung negativer Auswirkungen der Kabelerwärmung auf die Meeresumwelt sicher.

Neben der Umgebungstemperatur im Bereich der Seekabelsysteme haben die Übertragungsleistung, die Verlegetiefe der Kabelsysteme und der Kabeltyp einen nennenswerten Einfluss auf das Ausmaß der Sedimenterwärmung. Das 2 K-Kriterium ist deshalb bei der Dimensionierung der Kabel unbedingt zu beachten; seine Einhaltung muss im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens geprüft und entsprechend nachgewiesen werden. Nach derzeitigem Kenntnisstand lässt sich bei der vorgeschriebenen Mindestüberdeckung von 1,5 m das 2 K-Kriterium für die im Bereich der geplanten Kabeltrassen erwarteten Sedimentverhältnisse sicher einhalten.

Technische Vorgaben des BFO zu HGÜ-Kabeln und Drehstrom-Kabelsystemen

Die wesentlichen technischen Vorgaben für HGÜ-Kabel und Drehstrom-Kabelsysteme für den Sammelanschluss von OWP und den Leistungstransport zum NVP sind in Tabelle 3 aufgelistet. Vorgegeben werden sowohl für die HGÜ-Kabel als auch für die Drehstrom-Verbindungskabel zwischen Offshore-Umspannwerk und der Offshore-Konverter-Station die zu verwendende Technologie, Spannung und Leistung.

Vorgaben	HGÜ	AC-System
Technologie/Isolierung	XLPE-Kabel	XLPE-Kabel
Spannung	± 320 kV	155 kV
Leistung	900 MW	200 MW

Tabelle 3 BFO Technische Vorgaben Kabel

Stand der Technik bei HGÜ-Kabeln waren für den Planungsstand 2013/14 320-kV-XLPE-Kabel. Sie sind deshalb als standardisierte Vorgabe des BSH für den Offshore-Einsatz in der AWZ beschrieben. ±320 kV war für diesen Planungsstand die aktuell höchste verfügbare Nennspannung für kunststoffisolierte Kabel. Der bevorzugte Einsatz von Kunststoffkabeln wird damit begründet, dass sie gegenüber Papier-Öl-isolierten Massekabeln umweltfreundlicher sind und eine höhere Verfügbarkeit am Markt sowie kürzere Lieferzeiten haben.

Die Leistung eines Anbindungssystems (Konverter + HGÜ-Kabel) wird auf 900 MW standardisiert. Als Begründung werden für eine möglichst hohe Leistung die Minimierung der Anzahl der Konverter-Plattformen und des dafür erforderlichen Raumbedarfs angeführt. Die maximal zulässige Sedimenterwärmung (2 K-Kriterium) und damit der maximal zulässige Betriebsstrom begrenzt jedoch die Leistung nach oben. Daneben muss beachtet werden, dass die aufgrund eines Störungsereignisses ausfallende Leistung 3 GW nicht überschreiten darf [79].

Im BFO werden als zukünftige Option auch HGÜ-Reserveverbindungen zwischen den Konverter-Plattformen beschrieben. Zum Planungsstand 2013 / 2014 war die HGÜ-Technologie für diesen Einsatz noch nicht verfügbar.

Auch die Drehstromsysteme zur Verbindung von Umspann- und Konverter-Plattformen wurden im BFO standardisiert. Als Gründe werden die wirtschaftliche Bereitstellung von strukturellen Redundanzen (Ringstrukturen, Reserveverbindungen), am Markt verfügbare Komponenten und die Ersatzteilvorhaltung (Kabel, Schaltanlagen, Transformatoren) angeführt.

Im vorliegenden Planungsstand von BFO und O-NEP werden Drehstromsysteme auf 155 kV ausgelegt, was nach Abwägung der Vor- und Nachteile einen akzeptierten Kom-

promiss darstellt (Transportkapazität, Verlegekosten, Schaltanlagen, Kompensation). Damit kann pro Kabel eine Leistung von ca. 200 MW übertragen werden. Die zulässige Länge dieser Kabel liegt bei ca. 20 km, um den Kompensationsbedarf und die Verluste gering zu halten.

Außerdem beschreibt der BFO die Verbindungen der Konverter-Plattformen untereinander in Drehstrom-Technik, die ggf. für die Anbindungen Redundanzen bereitstellen sollen und zukünftig, falls verfügbar, auch in HGÜ-Technik ausgeführt werden soll. Auch für diese Verbindungen sind 155 kV Bemessungsspannung und 200 MW Übertragungsleistung pro Kabel vorgegeben. Jede dieser Reserveverbindung soll mit 2 parallelen Kabeln ausgeführt werden.

Bei den Verbindungskabeln zwischen den WEA-Gruppen der OWP und den Offshore-Umspannwerken hat sich mit 33 kV Bemessungsspannung ein Quasistandard etabliert. Kabeltypen mit höherer Bemessungsspannung (z. B. 66 kV, Anhang 9.4) sind inzwischen verfügbar und für den Offshore-Einsatz zertifiziert [80].

Planungsgrundsätze des BFO zu Offshore-Konverter-Stationen

Die Planungsgrundsätze für Offshore-Konverter-Stationen befassen sich mit der Positionierung und dem Flächenbedarf der Konverter-Station in der AWZ, dem prinzipiell nach dem Ende der Nutzung geforderten Rückbau sowie der grundsätzlich notwendigen Schallminderung bei den Gründungsarbeiten. Sie werden in Tabelle 4 zusammenfassend dargestellt.

Vorgaben
Standort
• Einrichtung in Natura2000-Gebieten / geschützten Biotopen unzulässig • Sicherheit des Verkehrs darf nicht beeinträchtigt werden (500 m Abstand zu Vorrang- und Vorbehaltsgebieten Schifffahrt) • Berücksichtigung aller bestehenden und genehmigten Nutzungen, Abstand 500 m • Berücksichtigung von Kulturgütern und Fundstellen von Kampfmitteln • Länge des Drehstrom-Kabelsystems zur Anbindung der Umspannwerke nicht länger als 20 km
Errichtung / Design
• Erreichbarkeit mit Helikoptern und Schiffen • Flächenbedarf von 100 m x 200 m sowie Manövrierraum bei zwei nebeneinander stehenden Plattformen von 600 m x 200 m bzw. 600 m x 600 m bei drei nebeneinander stehenden Plattformen
Nachhaltigkeit / Schutzmaßnahmen
• Einrichtung nur mit wirksamen Schallminderungsmaßnahmen • Rückbaupflicht

Tabelle 4 BFO Planungsgrundsätze Offshore-Konverter-Station

Die Planungsgrundsätze werden im BFO ausführlich erläutert, was exemplarisch am Flächenbedarf und an der Länge des Drehstromsystems gezeigt wird.

Die sichere Errichtung und der verlässliche Betrieb erfordern eine Fläche, die etwas größer ist als die eigentliche Plattform, da im BFO Flächen anstatt exakte Standorte vorgegeben werden. Die exakten Standorte werden erst im Genehmigungs- bzw. PFV festgelegt. Zusätzlich sind Flächen für die Errichtung der Plattform freizuhalten.

Offshore-Konverter-Stationen sind so zu planen, dass die Länge der Drehstrom-Seekabelsysteme zu den Offshore-Umspannwerken der OWP 20 km möglichst nicht

überschreitet. Der Standort der Offshore-Konverter-Station soll grundsätzlich die Länge der Drehstrom-Seekabelsysteme minimieren und für eine bestmögliche Ausnutzung der Übertragungskapazität sorgen. Außerdem ist zwischen Kabellänge und der auch durch die Ladestromkompensation bedingten Plattformgröße abzuwägen.

Technische Vorgaben des BFO zu Offshore-Konverter-Stationen

Die technischen Vorgaben des BFO beziehen sich sowohl auf die Technologie als auch auf die Leistung und die Spannung sowie auf die Konfiguration der HGÜ- bzw. der Drehstrom-Schaltanlage. In Tabelle 5 sind die wesentlichen technischen Vorgaben für HGÜ-Konverter-Stationen aufgelistet.

Vorgaben	HGÜ	AC-System
Technologie	VSC	
Spannung	± 320 kV	155 kV
Leistung	900 MW	200 MW pro Anschluss
Schaltfelder (keine Technologie-Vorgabe)	2 x Verbindung Offshore-Konverter-Station zu Onshore-Konverter-Station	6 x Anschluss OSS 2 x Verbindung zu Nachbarstationen 2 x Reserve

Tabelle 5 BFO Technische Vorgaben Offshore-Konverter-Station

Die NAS in der Nordsee werden in VSC-Technologie (voltage source converter) ausgeführt. Diese selbstgeführten Umrichter können im Gegensatz zur klassischen netzgeführten Technologie sowohl Spannung und Frequenz vorgeben als auch Blindleistung bereitstellen. Dies ist für die OWP im Normalbetrieb sehr vorteilhaft und bei Störungen und deren Behebung bzw. einem eventuell erforderlichen Schwarzstart sogar notwendig. Ein vermaschtes HGÜ-Netz ist nur auf Basis der VSC-Technologie realisierbar.

In der standardisierten Leistungsklasse (900 MW) hat die VSC-Technologie im Vergleich zur klassischen HGÜ in Thyristor-Technologie außerdem einen geringeren Platzbedarf. Die Betriebsspannung (± 320 kV) der bevorzugt zu verwendenden XPLE-Kabel ist mit VSC-Konvertern problemlos realisierbar. Auch bei der Einbindung in das Drehstrom-Netz am NVP hat die VSC-Technologie durch die schnelle, unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung deutliche Vorteile.

Die Konverter-Plattformen sollen, wenn möglich, paarweise in kurzer Entfernung (30 m bis 50 m) zueinander aufgebaut und sowohl baulich über eine Brücke als auch elektrisch (Drehstrom-Kabelsystem) miteinander verbunden werden (Mutter-Tochter-Konzept). Durch diese bauliche Verbindung können z. B. Helikopter-Plattformen und Unterkünfte gemeinsam genutzt und müssen deshalb nur auf einer der Plattformen vorgesehen werde. Mit der Drehstrom-Kabelverbindung der eigentlich getrennten NAS kann deren Zuverlässigkeit durch Bereitstellung von (Teil-) Redundanzen erhöht werden.

Für die Offshore-Konverter-Stationen wird außer der Nennspannung für die Drehstromverbindungskabel zu den Offshore-Umspannwerken (155 kV) und der Übertragungsleistung dieser Verbindungen (200 MW) noch die Anzahl der Schaltfelder in Drehstrom- bzw. DC-Technologie vorgegeben.

Allgemeine Vorgaben der Grid Codes

Eine wichtige Voraussetzung für die möglichst reibungslose Planung und Realisierung eines Offshore-Netzanbindungsprojektes sind die Anforderungen der Grid Codes an Netz-

anschlussnehmer und Netzbetreiber, da sie sowohl deren Rechte und Pflichten regeln als auch technische und organisatorische Aspekte der Schnittstelle verbindlich beschreiben. Derzeit gibt es keine spezielle Betrachtung der HGÜs im Rahmen der Grid Codes. Diese sind in den Netzanschlussbedingungen der TenneT implizit enthalten, denn, „unter dem Begriff Erzeugungsanlage sind zusätzlich Einspeisungen elektrischer Energie aus Anlagen der HGÜ zu subsumieren“ [81].

Die Grid Codes (auch Network Codes) sind ein Set von Regeln, mit dem Ziel, die Harmonisierung, Integration und Effizienz des europäischen Elektrizitätsmarktes zu erleichtern. Relevant für die Netzeinbindung von OWP und HGÜ-Verbindungen sind zwei Codes:

- Network Code on HVDC Connections and DC Connected Power Park Modules (NC HVDC) [82]
- Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (NC RfG) [83]

Der NC RfG behandelt die Offshore-Erzeugungseinheiten, während der NC HVDC auf HGÜ-Verbindungen und die über HGÜ angeschlossenen Offshore-Erzeugungseinheiten eingeht. Beide Dokumente beinhalten Anforderungen für die Netzbetreiber und für die OWP-Entwickler und definieren Konformitätsprozesse, die für ein reibungsloses Zusammenspiel der Akteure notwendig sind.

Die Network Codes wurden unter den Prinzipien der Subsidiarität und Verhältnismäßigkeit erarbeitet. Im NC HVDC und NC RfG werden zwischen zwingenden und nicht-zwingenden Anforderungen bzw. Anforderungen mit einheitlichen europäischen Parametern (exhaustive) und unvollständigen (non-exhaustive) Anforderungen unterschieden, deren Details noch auf nationaler Ebene geregelt werden müssen.

Die Grid Codes werden zurzeit in nationale Regeln überführt. In Deutschland werden die Aktivitäten zur Implementierung von allen Network Codes durch den Verband der Elektrotechnik (VDE) und das „Forum Netztechnik / Netzbetrieb“ (FNN) begleitet. Für NC RfG ist auf nationaler Ebene die Umsetzung teilweise abgeschlossen; die technischen Anschlussbedingungen Hochspannung (VDE-AR-N 4120, Onshore) liegen vor; die technischen Anschlussregeln Höchstspannungsnetz inklusive Offshore-Netze (VDE-AR-N 4130) werden noch erstellt. Der Umsetzungsplan für NC HVDC ist noch in Arbeit durch den VDE.

Da diese Regelungen noch nicht vollständig in nationale Regelungen überführt sind, gelten zum jetzigen Zeitpunkt die Netzanschlussregeln für Hoch- und Höchstspannung [81], in denen die Anforderungen an EEG-Anlagen allgemein beschrieben werden. Speziell auf den Offshore-Bereich gehen die Anforderungen an seeseitige Anschlüsse an das Netz der TenneT [84] ein. Darin wird außerdem der Informations- und Datenaustausch zwischen den OWP als Anschlussnehmer und dem Netzbetreiber geregelt. Die HGÜ-Verbindungen sind zum aktuellen Zeitpunkt nicht in den nationalen Grid Codes abgedeckt.

7.1.2 Vorgesehener Entwicklungsprozess

BFO und O-NEP werden in regelmäßigen Zyklen entsprechend eines festgelegten Prozesses weiterentwickelt. Darüber hinaus sind aber auch weitere Ausschüsse und Gremien tätig, die aktuell Standards erarbeiten, die für zukünftige NAS relevant sein werden.

BFO - Fortschreibungsverfahren

Nach § 17 Absatz 1 Satz 1 EnWG [85] ist eine Fortschreibung vorgesehen. Das BSH erstellt in jedem geraden Kalenderjahr, beginnend mit dem Jahr 2016, im Einvernehmen mit der BNetzA und dem BfN sowie den deutschen Küstenländern eine neue Version des BFO. Das BSH beteiligt die Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, und die Öffent-

lichkeit an dem Entwurf des BFO. Eine zusammenfassende Übersicht des Fortschreibungsverfahrens zeigt Tabelle 6.

Verfahrensschritte zur Fortschreibung des BFO
Erstellung Entwurf Fortschreibung BFO, Entwurf Fortschreibung Umweltbericht
Frist zur Stellungnahme zu Entwurfsdokumenten
Auswertung Stellungnahmen
Anhörung
Durchführung bi- bzw. multilateraler Besprechungstermine
Abstimmungs- und Einvernehmensprozess BNetzA
Veröffentlichung BFO
Fortschreibung

Tabelle 6 Ablauf des Fortschreibungsverfahrens BFO

Da die aktuell gültige Version des BFO ab Juli 2014 öffentlich bekannt gemacht, diskutiert und im Juli 2015 verabschiedet wurde, wird davon ausgegangen, dass die nächste Version des BFO Mitte 2016 veröffentlicht und ab Mitte 2017 für neue Projekte zu berücksichtigen ist. Für die übernächste Version liegen die Zeitpunkte folglich in 2018 / 2019.

Weiterentwicklung des O-NEP

Die ÜNB entwickeln und veröffentlichen auf der Grundlage des Szenariorahmens nach § 12a EnWG [85] einen gemeinsamen O-NEP zusammen mit dem nationalen NEP-Strom nach § 12b EnWG. Beide werden anschließend der BNetzA als Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorgelegt.

Die Veröffentlichung soll bis zum 10. Dezember eines jeden geraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2016, erfolgen. Der gemeinsame nationale O-NEP muss unter Berücksichtigung der Festlegungen des jeweils aktuellen BFO im Sinne des § 17a EnWG mit einer zeitlichen Staffelung alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen enthalten. Dabei werden alle Maßnahmen betrachtet, die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums im Sinne des § 12a Absatz 1 Satz 2 EnWG für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich sind.

Grid Codes - Zukünftige Anforderungen

Unter der Anleitung der „Agency for the Cooperation of Energy Regulators“ wurde bei ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) in den letzten Jahren in einem komplexen Prozess ein Regelwerk von Network Codes entwickelt. Die Aktivitäten zur Überführung dieser Network Codes in nationale Regelungen werden in Deutschland durch VDE / FNN begleitet.

In den nationalen Regeln werden primär nicht zwingende und nicht vollständige Anforderungen behandelt und weiter präzisiert. Über die FNN-Projektgruppe zur Umsetzung der AR HGÜ werden die Stakeholder wie ÜNBs, Hersteller, Verbände, OWP-Entwickler, Behörden und Wissenschaft mit einbezogen. Es erfolgt ein umfangreicher Konsultationsprozess, so dass ein möglichst breiter Konsens erzielt wird. Dabei sind Konformitätsprozesse und für NC RfG Bestimmungen, die den Informationsaustausch und die Koordination regeln, zu beachten. NC HVDC sieht vor, dass die ÜNBs und die OWP-Entwickler alle not-

wendigen Informationen austauschen, so dass eine termingerechte und korrekte Planung erfolgen kann. Dadurch soll die Wahrscheinlichkeit von Planungsfehlern reduziert werden.

Für NC RfG ist auf nationaler Ebene die Umsetzung teilweise abgeschlossen. Der Umsetzungsplan für NC HVDC ist noch in Arbeit. Es ist zu erwarten, dass eine Anschlussrichtlinie für HGÜ bis Mitte 2017 erarbeitet wird. Die FNN-Arbeitsgruppe hat bereits mit der Umsetzung begonnen.

Nach der Erscheinung der neuen Anschlussrichtlinien sind die ÜNB gefordert, mögliche Auswirkungen auf weitere Instrumente wie die technischen Spezifikationen für Hardware, Simulationen bzw. Berechnungen und die Inbetriebnahme auszuarbeiten und ggf. anzupassen. TenneT hat diesen Prozess bereits angestoßen [86].

Zukünftige Standards anderer Gremien

In Rahmen des „European Committee for Electrotechnical Standardization“ erarbeitet die Arbeitsgruppe „CLC TC 8X/WG 06 System aspects of HVDC Grids" Standards für HGÜ-Netze auf europäischer Ebene in Übereinstimmung mit den rechtsverbindlichen Netzanschlussregeln. WG 06 arbeitet aktuell an der Erstellung von Richtlinien bzw. Parameterlisten für funktionale Spezifikationen für HGÜ-Netze.

Bei der „Deutsche Kommission für Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik in DIN und VDE“ wurde ein Spiegelgremium zur CLC TC 8X/WG 06 gegründet. Dieses Spiegelgremium ist hinsichtlich des Arbeitsfeldes "System Aspects of HVDC Grids" der nationale fachliche Ansprechpartner und Koordinator der Aktivitäten innerhalb der Deutschen Kommission für Elektrotechnik. Das Gremium wird die ENTSO-E- bzw. FNN-Aktivitäten berücksichtigen und bringt diese in die CLC TC 8X/WG 06 ein.

7.1.3 Bewertung

Für aktuelle Projekte (Planungsstand 2013 / 2014)

Die Planungsgrundsätze entsprechend BFO sind für die Planung der Netzanschlüsse von OWP in der AWZ plausibel und gut begründet. Sie liefern den Planern Struktur und sinnvolle Vorgaben für eine zügige und effiziente Planung.

Die Bewertung der technischen Vorgaben nach BFO für die Planung und Realisierung der Netzanschlüsse von OWP in der AWZ stellt sich wie folgt dar:

- Die Vorgabe von Anbindungskonzepten mit selbstgeführter HGÜ, einer Systemleistung von maximal 900 MW und Sammelanbindungen mit mehreren OWP pro Konverter-Station sowie vorgeschalteten Drehstrom-Umspannwerken (Offshore) ist unter Berücksichtigung der technischen Vorgaben für die Systemkomponenten als Standardisierung ausreichend.
- Die Festlegungen für die HGÜ-Verbindungen sind als Standardisierung mehr als ausreichend. Sie wurden für den Planungsstand 2013/14 von allen Akteuren akzeptiert und sind die Voraussetzung für eine zügige Planung und Umsetzung sowie die Reduzierung der Kosten. Eine einheitliche Spannungsebene ist darüber hinaus für die Verbindungen der Offshore-Konverter-Stationen auf der HGÜ-Seite bzw. den Aufbau eines vermaschten HGÜ-Offshore-Netzes ausgesprochen vorteilhaft. Die Festlegung der Übertragungskapazität auf 900 MW ist im BFO jedoch nicht völlig schlüssig begründet. Es fehlen Angaben zur Anzahl der parallelen Kabelsysteme sowie zum Kabelquerschnitt. Stattdessen wird dort auf einen allgemeinen, nur schwer nachvollziehbaren Wunsch der Branche nach einer Standardisierung dieses Leistungswertes hingewiesen.
- Die Vorgabe von Bemessungsspannung und Übertragungskapazität ist für die Drehstromverbindungen von Umspann- und Konverter-Plattformen als Standar-

disierung grundsätzlich ausreichend. Es sollte allerdings projektspezifisch eine höhere Bemessungsspannung geprüft werden. Unklar ist bei der Festlegung der Übertragungsleistung auf 200 MW, wie damit bei optimaler Ausnutzung dieser Übertragungsleistung eine Gesamtleistung von 900 MW erreicht werden kann.

- Für Umspannwerke und Konverter-Stationen ist die Festlegung von Technologie (selbstgeführte HGÜ), Spannungen, Leistung und Anlagenkonzept mehr als ausreichend.

Die technischen Vorgaben werden zusammenfassend als mehr als ausreichend bewertet. Der Stand der Standardisierung ist für die bis heute geplanten bzw. im Bau befindlichen Anschlüsse ausreichend und plausibel begründet.

Auf der Basis der angeführten Standards ist für den Planungsstand 2013/14 eine bezüglich Kosten und Projektlaufzeit akzeptable Realisierung von Netzanbindungen möglich; auch können die beschriebenen Konzepte optimiert und weiterentwickelt werden. Deutliche Kosteneinsparungen und eine nennenswerte Verkürzung der Projektlaufzeit sind jedoch nur durch Skaleneffekte und innovative Konzepte zu erwarten.

Für zukünftige Projekte

Die neuen Grid Codes und nationale Anschlussregeln dienen maßgeblich einer Harmonisierung innerhalb des Netzverbundes. Ihre hinreichend präzise und detaillierte Formulierung ermöglicht ein einheitliches Verständnis und vermeidet dadurch Fehlinterpretationen. Insofern werden sich die neuen Regeln positiv auf den Beschleunigungsprozess der Netzeinbindung von OWP auswirken. Darüber hinaus fördern harmonisierte Regelungen die Standardisierung durch die Hersteller und haben dadurch ein Kostensenkungspotenzial in Bezug auf den HGÜ-Konverter. Es ist aber auch zu bemerken, dass präzise Regelungen nicht mit einer Vorgabe von Technologiekonzepten gleichzusetzen und deswegen nicht entscheidend für die konkreten Vorgaben des BFO sind.

Die Planungsgrundsätze des BFO sind auch in Zukunft für die Planung der Netzanschlüsse von OWP in der AWZ geeignet. Eine Struktur und sinnvolle Vorgaben für eine zügige und effiziente Planung werden auch weiterhin benötigt.

Ein Planungsgrundsatz, das 2 K-Kriterium, ist jedoch in den Fokus der Hersteller und Projektentwickler geraten. Es wird diskutiert, ob zur Kostensenkung eine Anhebung dieses Kriteriums sinnvoll ist. Das BSH hat zu diesem Aspekt eine Studie initiiert. Zudem sind nach Übernahme der ENTSO-E-Grid Codes [82], [83] in die nationalen Regeln [81], [84], die Planungsgrundsätze des BFO auf Widerspruchsfreiheit zu den nationalen Regeln zu prüfen und gegebenenfalls anzupassen.

Die technischen Vorgaben des BFO werden jedoch insbesondere von Plattformherstellern und Projektentwicklern wegen der starren Festlegung auf Anschlusskonzept, Leistung und Bemessungsspannung der Drehstrom- und HGÜ-Verbindungen kritisiert. Von den Netzbetreibern, in Teilaspekten aber auch von anderen Stakeholdern, wird dagegen der aktuelle Standard verteidigt. Die Argumente der Stakeholder sind dabei folgende:

- Der aktuelle Standard (900 MW bei ± 320 kV) sei nahe am wirtschaftlichen Optimum. Dem Vorteil einer geringeren Kabelanzahl stünden größere Isolations-Abstände und damit größere Plattformen entgegen.
- Die bereits verfügbaren Papier-Öl-isolierten Massekabel mit bis zu ± 500 kV seien aufgrund ihrer thermischen Eigenschaften für den Anschluss von Offshore-Windparks nicht wirtschaftlich.
- Leistungen über 1200 MW seien nachteilig für die Integration in das Onshore-Netz.

Diese Argumente gelten mit Sicherheit für die nächsten Ausschreibungen, die voraussichtlich im Jahr 2016 erfolgen, weil die für neue Konzepte (s. Kapitel 7.3 und 7.4) erforderlichen Vorarbeiten in der dafür zur Verfügung stehenden Zeit nicht erfolgreich abgeschlossen werden können. Die Projekte in naher Zukunft sollten deshalb auf der Basis des im BFO beschriebenen Anschlusskonzeptes geplant und realisiert werden.

Selbst wenn der BFO deutlich weniger Vorgaben machen würde, würde das darin beschriebene Konzept noch eine nicht zu vernachlässigende Rolle für NAS spielen, die in den nächsten Jahren geplant und realisiert werden. Neue Technologien und Konzepte müssen sich aus Sicht der ÜNB zur Begrenzung der Risiken vor einer Auftragsvergabe erst im Praxiseinsatz bewähren.

Eine Flexibilisierung der Vorgaben würde jedoch Raum zur Erprobung von Innovationen in einigen Projekten schaffen und gleichzeitig die Durchführung anderer Projekte nach bisher gültigem Standard ermöglichen. Im Rahmen des vorgesehenen Entwicklungsprozesses des BFO könnten solche Anpassungen vorgenommen werden. Das Fortschreibungsverfahren ist, wie in Kapitel 7.1.2 beschrieben, ein geeignetes Instrument zur Weiterentwicklung. Die Zeit für eine adäquate Anpassung von Planungsgrundsätzen und Technikvorgaben sollte ausreichen. In den Kapiteln 7.2 bis 7.4 wird erläutert, welche Anpassungen zum Einsatz bestimmter technischer Neuerungen vorgenommen werden müssten.

Für Projekte im Realisierungshorizont von 10 Jahren und mehr ist die Festlegung auf Technologien, Konzepte, maximale Systemleistung und Betriebsspannungen kritisch zu sehen. Der Nutzen aus technischen Weiterentwicklungen wird vor allem auf lange Sicht potentiell höher sein als die Vorteile, die sich aus einem standardisierten Vorgehen geben. Damit müsste auch die Definition der Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP überdacht werden, wie in Kapitel 7.2 diskutiert. Auch diese weiterführenden Anpassungen der technischen Rahmenbedingungen sind im Rahmen des vorgesehenen Entwicklungsprozesses möglich.

7.1.4 Maßnahmen und Empfehlungen

Flexibilisierung der Vorgaben des BFO

Eine flexiblere Wahl der eingesetzten Technologien und Anschlusskonzepte sowie eine Aufhebung der starren Begrenzungen von Systemleistung und Betriebsspannungen sind wesentliche Voraussetzungen für die Weiterentwicklung. Auch eine Überprüfung von anderen festgelegten Grundsätzen und Vorgaben, wie dem 2 K-Kriterium, kann Einsparpotentiale für die spezifischen Kosten und Projektlaufzeit eröffnen. Eine schrittweise Flexibilisierung im Rahmen des für den BFO vorgesehenen Fortschreibungsverfahrens ist genauso denkbar wie eine einmalige umfängliche Anpassung.

Der Umfang der Flexibilisierung des BFO sollte zeitnah weiter untersucht werden. Der Änderungsumfang bestimmt, welche technischen Weiterentwicklungen im Rahmen der Vorgaben eingesetzt werden können. Theoretisch wären keine Vorgaben zu den einzusetzenden Technologien bzw. Konzepten erforderlich, da die Wahl unter Berücksichtigung der geforderten Funktionalität sowie der dann gültigen technischen Vorschriften primär auf wirtschaftlicher Grundlage getroffen werden könnte. Jedoch müsste dadurch auf Vorteile des standardisierten Vorgehens, wie Vereinfachungen im Planungsprozess oder der Ersatzteilhaltung, verzichtet werden. Eine Abwägung des Flexibilisierungsumfangs ist vor diesem Hintergrund zu empfehlen.

Ausweisung von Flächen für technologieoffene Pilotprojekte

Da speziell neue Technologien und Konzepte nicht nur in der Theorie und per Simulation entwickelt und zur Einsatzreife gebracht werden können, sondern auch die praktische Er-

probung unter realen Bedingungen erfordern, sollte ein Teil des gesamten für die Errichtung von OWP geeigneten Seegebietes speziell zur Realisierung von Pilotprojekten zur Praxiserprobung neuer Technologien und Konzepte ausgewiesen werden. Die Kriterien für die Festlegung der gesondert auszuweisenden Bereiche müssen dafür erarbeitet und konsultiert werden.

HGÜ-Forschungszentrum

Mit dem Ausbau der Windkraft offshore und der Netzanbindung durch HGÜ-Technologie werden die technische Komplexität der Systemführung und die Netzauswirkungen auf das Verbundnetz in Zukunft zunehmen.

Die neuen Grid Codes bringen ein neues Instrument, das mehr Transparenz und eine bessere Kommunikation zwischen den Akteuren verschaffen wird.

Perspektivisch ist es zu empfehlen, aus den Erfahrungen anderer Länder zu lernen, die bereits eine höhere Anzahl von HGÜ-Verbindungen betreiben oder planen. Dies ist beispielsweise in Kanada oder Großbritannien (Schottland) der Fall. In beiden Ländern wurde von der Branche ein HGÜ-Forschungszentrum gegründet und finanziert.

Das “HVDC Research Centre” in Manitoba, wurde 1981 gegründet und ist eine Abteilung des Manitoba Hydro International Ltd., die eine 100% Tochter von Manitoba Hydro ist. Manitoba Hydro ist die Energiegesellschaft in Provinz Manitoba und, als staatliches Unternehmen (crown corporation), agiert es auch als ÜNB.

Das „National HVDC Research Centre“ in Cumbernauld, Schottland, wird im März 2017 eröffnet. Eigentümer und Betreiber ist Scottish Hydro Electric Transmission. Finanziert wurde der Aufbau durch Scottish Hydro Electric Transmission und den Regulator (Ofgem).

Ein HGÜ-Forschungszentrum könnte die Aufgaben eines unabhängigen Dritten wahrnehmen und somit ein wichtiger Ansprechpartner für Netzplaner, Netzeigentümer, Netzbetreiber und Lieferanten werden. Denkbare Aufgabengebiete wären:

- Unterstützung bei der HGÜ-Planung allgemein
- Unterstützung bei der Planung von komplexen HGÜ-Systemen und Mehr-Lieferantenlösungen.
- Training für Betriebspersonal
- Betriebsoptimierung der HGÜ Verbindungen
- Forschung und Entwicklung (Modellierung und Simulationen, Testen)

Das Forschungszentrum bietet zudem die Möglichkeit, komplexe Phänomene, die durch die Implementierung von HGÜs entstehen, in einen Detailierungsgrad zu untersuchen, der für einzelne Lieferanten oder Netzbetreiber nicht zu finanzieren wäre.

7.2 Technische Entwicklung ohne Modifikation der Schnittstelle OWP-Betreiber - ÜNB

Die bestehenden technischen Randbedingungen machen spezifische Vorgaben zur Ausgestaltung des Netzanschlusses. Technische Weiterentwicklungen entsprechen diesen Vorgaben häufig nicht bzw. konnten bei deren Erstellung nicht berücksichtigt werden.

In diesem Kapitel werden potentielle Entwicklungen beschrieben und bewertet, die mit keinem oder nur geringem Anpassungsbedarf des BFO realisiert werden können. Dabei wird die Schnittstelle zwischen OWP-Betreiber und ÜNB nicht modifiziert. Alle hier be-

schriebenen Änderungen haben also ausschließlich Auswirkungen auf die vom ÜNB verantworteten Bereiche.

7.2.1 Technische Entwicklung ohne Änderung des BFO

Es gibt technische Weiterentwicklungen wie ein kompakteres Design der Offshore-Konverter-Station und der HGÜ-Verbindung zu NVP, die mit den aktuellen technischen Vorgaben des BFO realisiert werden können.

Kompakte Offshore-Konverter-Station

Die Tendenz bezüglich der Weiterentwicklung von Plattformen geht eindeutig in Richtung höherer Leistungen, was durch Skaleneffekte eine deutliche Reduzierung der spezifischen Kosten ermöglicht. Durch Verzicht auf Redundanzen und Reduzierung der Anzahl der Transformatoren auf der Plattform lässt sich darüber hinaus nach Herstelleraussagen der Flächenbedarf der Plattformen bei erhöhter Leistung (1200 MW) um 50 % im Vergleich zu Vorgänger-Generationen verringern, ohne die Funktionalität und Verfügbarkeit zu senken.

Auch ohne jede Modifikation des BFO lässt sich damit ausschließlich durch ein kompaktes Design der Offshore-Konverter-Station bereits eine Reduzierung des Materialeinsatzes gegenüber dem aktuellen Design erreichen.

Gasisolierte HGÜ-Schaltanlagen

Ein wesentlicher Aspekt des Flächen- bzw. Raumbedarfs der technischen Einrichtungen auf Offshore-Konverter-Stationen sind die im aktuellen Design in AIS-Technologie (luftisolierte Schaltanlagen) ausgeführten HGÜ-Schaltanlagen. Im BFO sind zwar das prinzipielle Anlagenkonzept und die Anzahl der Schaltfelder vorgegeben aber nicht die Technologie dieser Schaltanlagen, siehe Tabelle 5. Damit wäre der Einsatz gekapselter gasisolierter Schaltanlagen (GIS) ohne Anpassung des BFO möglich.

Auf der Basis einer 550‑kV-Drehstrom-GIS-Schaltanlage wurden bereits HGÜ‑GIS-Schaltanlagen für ± 320 kV entwickelt und vorgestellt. Für dieses Schaltanlagenkonzept sind Trenn- und Erdungsschalter, Überspannungsableiter, ohmsch/kapazitive Spannungswandler und Stromwandler, die nach dem Nullfluss-Prinzip arbeiten, verfügbar. HGÜ-Leistungsschalter gibt es dafür nicht [87]. Eine typische Konfiguration zeigt Abbildung 19, technische Daten dazu siehe [87].

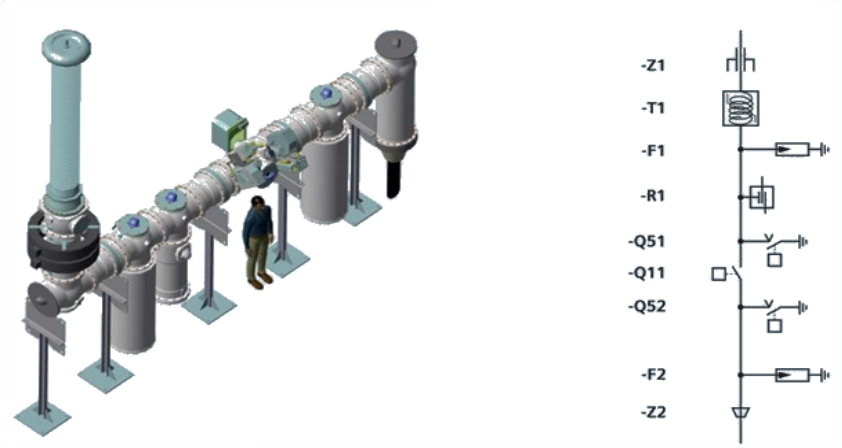


Abbildung 19 HGÜ-GIS-Schaltanlage, Konfiguration und Modell [87]

Verglichen mit der bis dahin eingesetzten AIS-Technologie benötigt das GIS-Konzept bis zu 70 % weniger Fläche und bis zu 95 % weniger Volumen, was speziell bei dem auf

Offshore-Konverter-Plattformen sehr begrenzten Raumangebot erhebliche Vorteile bietet. Herstellerangaben zu den Kostensenkungs- und Beschleunigungspotenzialen durch den Einsatz von GIS-Komponenten liegen nicht vor.

7.2.2 Höhere Leistung im Gleichstromsystem

Wie bereits in 7.1.3 dargestellt, sind maßgebliche Einsparpotenziale über die in 7.2.1 genannte Optimierung hinaus nur durch eine Erhöhung der Systemleistung realisierbar. Eine erste, vergleichsweise moderate Abweichung zu den Vorgaben des BFO ist die Modifikation der Parameter für die vom ÜNB verantworteten Bereiche.

Dies kann zwischen Offshore-Konverter-Station und NVP in Form der Erhöhung der Transportkapazität des HGÜ-Kabels und der Leistung der Offshore-Konverter-Station geschehen. Abbildung 20 zeigt ein Beispiel für einen entsprechend modifizierten Netzanschluss. Diese Modifikation kann durch eine Anpassung der technischen Vorgaben des BFO im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens erfolgen.

Die Erhöhung der Transportkapazität des Gleichstromsystems auf z. B. 1200 MW bietet die Möglichkeit, auch die Leistung der Offshore-Konverter-Station entsprechend anzuheben, was den Vorstellungen der ohnehin auf höhere Systemleistungen fokussierten Hersteller entspricht. Die höhere Transportkapazität lässt sich entweder durch höhere Ströme oder höhere Spannungen im Gleichstromsystem erreichen.

Das Grundkonzept des Drehstromsystems und der Auslegung bleiben dabei unverändert. Die Position der OWP-Umspannwerke und die Längen der Anschlusskabel werden jedoch im Rahmen des neuen Konzepts angepasst. Es können mehr Umspannwerke an die Offshore-Konverter-Station angeschlossen werden.

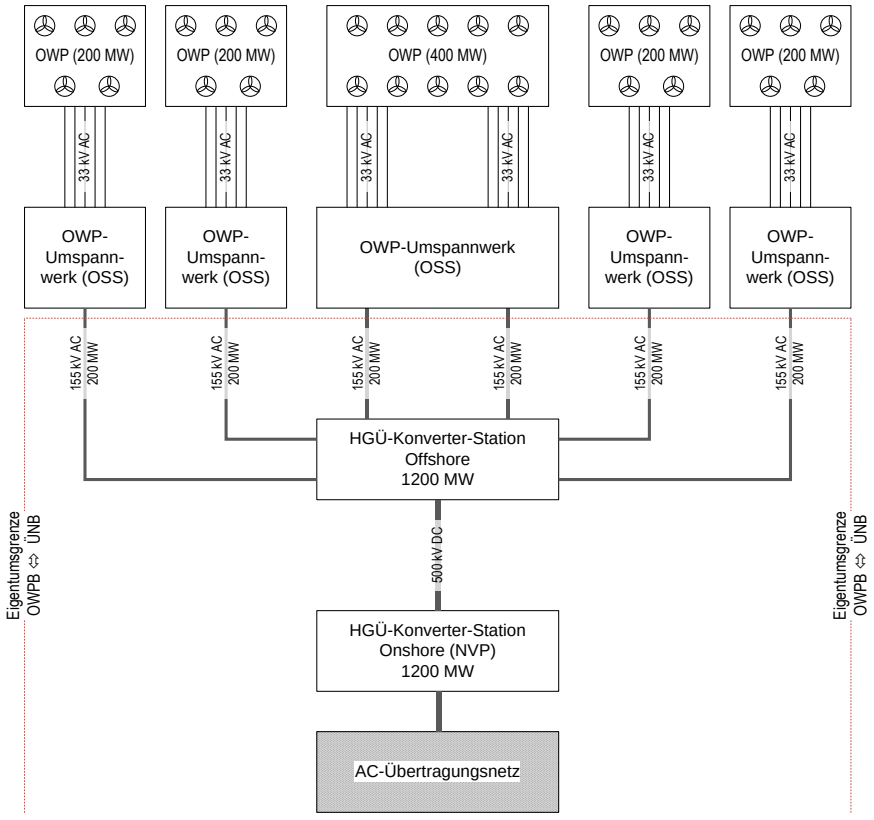


Abbildung 20 OWP-Anschlusskonzept ohne Modifikation der Schnittstelle OWP-Betreiber – ÜNB (exemplarisch)

Höhere Ströme verursachen höhere Verluste und erfordern bei Einhaltung des 2 K-Kriteriums größere Kabelquerschnitte oder alternativ mehr Kabel, was die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflusst. Eine Anhebung der maximal zulässigen Sedimenterwärmung auf z. B. 2,5 Kelvin würde die höheren Materialkosten vermeiden. Die höheren Verluste blieben jedoch erhalten. Nach Herstellerauskunft ist die Transportkapazität des Gleichstromsystems mit 1200 MW unter Beibehaltung sowohl der Spannung (± 320 kV) als auch der zulässigen Sedimenterwärmung ausgereizt. Eine Erhöhung der Spannung würde das Problem der Sedimenterwärmung entschärfen. Umgekehrt kann auch eine Erhöhung der maximal zulässigen Sedimenterwärmung Linderung verschaffen.

HGÜ-Kabel mit höheren Nennspannungen

Viele Kabelhersteller arbeiten an HGÜ-Kabeln mit Nennspannungen > ± 320. Die höchste für offshore HGÜ-Verbindungen verfügbare Nennspannung liegt aktuell bei ± 525 kV und wird beispielsweise von XLPE-Kabeln von ABB und Prysmian angeboten [88] [89]. Damit entfällt die Begrenzung auf ± 320 kV, und die angestrebten höheren Systemleistungen lassen sich ohne das Risiko der Verletzung des 2 K-Kriteriums für die Sedimenterwärmung realisieren. Durch die deutliche Reduzierung des für die Übertragung der Leistung erforderlichen Betriebsstroms erhält man so einen weiteren Freiheitsgrad.

Bei 1,2 GW übertragbarer Leistung, was im Augenblick im Fokus der Hersteller von HGÜ-Technologie liegt, beträgt beispielsweise bei ± 525 kV der zugehörige Strom nur noch 1150 A. Damit lassen sich entweder der Querschnitt des Kupferleiters verringern oder Kupfer durch Aluminium ersetzen, wie Abbildung 21 veranschaulicht. Beide Maßnahmen verringern auch die spezifischen Kosten.

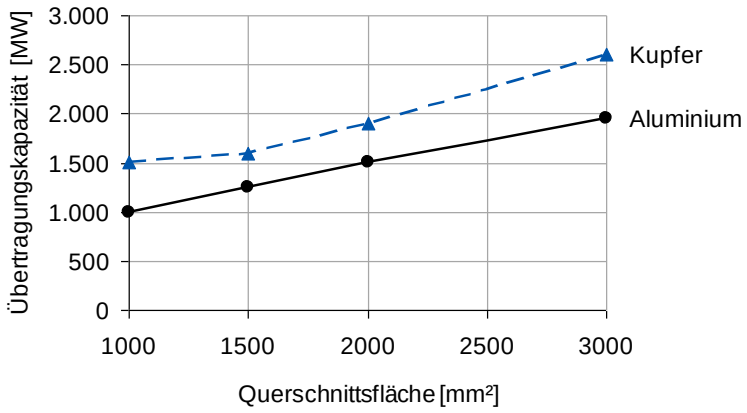


Abbildung 21 Übertragungskapazität als Funktion von Querschnitt und Leitermaterial nach [88]

Bereits mit dieser Leistung wird durch Nutzung von Skaleneffekten eine Reduzierung der spezifischen Kosten erreicht. Die nach den BFO-Vorgaben auf 900 MW begrenzte Leistung ist unter diesem Aspekt sehr kritisch zu sehen.

Mit einem Strom von 1875 A, der bei ± 320 kV selbst unter der Gefahr der Verletzung des 2 K-Kriteriums nur für 1,2 GW reicht, lassen sich mit beispielswiese ± 525 kV knapp 2 GW übertragen.

Vergleicht man die Herstellerangaben des 525-kV-Kabels mit dem herkömmlichen 320-kV-Kabel bezüglich der spezifischen Übertragungsleistung in MW pro kg von einem Meter Kabel, erhält man für das 525-kV-Kabel eine Steigerung um 50 %. Selbst der in Abbildung 22 dargestellte Vergleich mit dem Papier-Öl-isolierten Massekabel (MI) mit U_n = ± 525 kV liefert noch eine Steigerung der spezifischen Leistung von ca. 40 %.

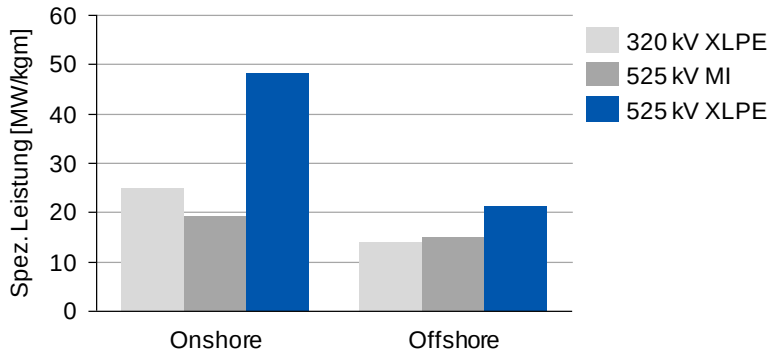


Abbildung 22 Spezifische Leistung von XLPE-Kabeln und Papier-Öl-isolierten Massekabeln (MI) nach [88]

7.2.3 Bewertung

Der Einsatz von kompakten Offshore-Konverter-Stationen, ggf. auch unter Verwendung von gasisolierten HGÜ-Schaltanlagen, beeinflusst die Systemleistung nicht. Die Kosten für die Stationen sinken jedoch, da baulicher Aufwand, Transport und Installation günstiger werden. Außerdem ist der Markt für Installationsschiffe mit geringerer Hubkapazität größer, was Engpässe und dadurch ggf. entstehende Verzögerungen verringern wird. Darüber hinaus können gekapselte Schaltanlagen verwendet werden. Sie werden bereits onshore vormontiert, was den kritischen Pfad der Offshore-Installation entlasten kann. Ihr Einsatz kann deshalb ein Beschleunigungspotential mit sich bringen.

Die kompakteren Stationen und gekapselte Schaltanlagen können unabhängig von der Systemleistung und in mehreren Anschlusskonzepten eingesetzt werden, siehe dazu Kapitel 7.2.1, 7.3 und 7.4.1. Da zudem keine Anpassung der BFO erforderlich ist, die technische Konzeption bereits vorliegt und erhebliche Kosteneinsparungen erwartet werden, ist die Realisierungswahrscheinlichkeit entsprechend hoch, und es müssen keine speziellen Maßnahmen dafür ergriffen werden.

Die Systemleistung eines Offshore-Netzanschlusses kann durch eine höhere Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindung und eine höhere Leistung der Offshore-Konverter-Station deutlich erhöht werden.

Die Erhöhung der Systemleistung der Offshore-Netzanschlüsse bringt eine Reduzierung der spezifischen Kosten mit sich. Die Kosten für die leistungsfähigere Anbindung werden zwar im Vergleich zu der aktuellen Lösung steigen, aber nicht proportional zum Leistungszuwachs. Eine quantitative Abschätzung ist jedoch praktisch nicht möglich, weil von den Herstellern noch keine belastbaren Zahlen vorliegen. Eine deutliche Reduzierung der Projektlaufzeit ist nicht zu erwarten, aber es wird mit der erhöhten Systemleistung im selben Zeitraum eine größere Anzahl WEA angeschlossen. Die Dauer pro angeschlossene Leistungseinheit, quasi die spezifische Dauer, wird sinken.

Auf das regulatorische Umfeld hat die Modifikation der internen Schnittstelle des ÜNB nur geringen Einfluss, da außer den Behörden nur ein Akteur, der ÜNB, beteiligt ist. Zu beachten ist allerdings der Einfluss auf die Raumordnung, speziell die Zuordnung von OWP-Flächen zu potentiellen Standorten von Offshore-Konverter-Stationen. Dieser Aspekt ist aber auch bei allen anderen Modifikationen des Anschlusskonzeptes zu beachten, die eine höhere Systemleistung als Ziel haben.

Eine höhere Systemleistung steht im Fokus aller Hersteller von Offshore-Konverter-Stationen und HGÜ-Kabeln. Die Problematik der die Steigerung der Übertragungskapazität begrenzenden Sedimenterwärmung kann mit einer Erhöhung der zulässigen Erwär-

mung oder besser mit einer höheren Betriebsspannung der HGÜ-Kabel gelöst werden. Kabel mit zulässigen Betriebsspannungen > ± 320 kV sind inzwischen verfügbar.

Unter voller Ausnutzung der maximalen Betriebsspannung der HGÜ-Kabel (± 525 kV) und der maximal zulässigen Sedimenterwärmung sind theoretisch Leistungen bis knapp 2 GW erreichbar. Aktuell sind zwar noch keine VSC-Konverter in dieser Leistungsklasse realisiert worden, aber bei dem raschen Fortschritt der technologischen Entwicklung ist das Vordringen in diese Leistungsregionen in den nächsten Jahren durchaus plausibel. Leistungen von bis zu 2 GW pro Offshore-Netzanschluss stellen aber auch für das Onshore-Netz eine Herausforderung dar und sollten deshalb in der Neufassung der Anschlussregeln für seeseitige Anschlüsse berücksichtigt werden.

Die aktuell diskutierte Leistungsstufe von 1200 MW ist bei höheren Spannungen im Gleichstromsystem technisch realisierbar. Das Drehstromsystem und seine Auslegung werden dabei nicht geändert; es können jedoch mehr Offshore-Umspannwerke an die Offshore-Konverter-Station angeschlossen werden.

Bei einer Übertragungskapazität von 200 MW pro 155-kV-Drehstromkabel und der aktuell für den Anschluss von Offshore-Umspannwerken vorgesehenen Zahl von sechs Schaltfeldern auf der Offshore-Konverter-Station würde man bei optimaler Ausnutzung der zulässigen Leistung von Offshore-Umspannwerken und 155-kV-Drehstromkabeln eine Systemleistung von 1200 MW erreichen. Die aktuelle Systemleistung von 900 MW führt dagegen zu einer schlechten Ausnutzung der Drehstrom-Verbindungen (Leistung < 200 MW) bzw. der Offshore-Konverter-Station (Leistung < 900 MW).

7.2.4 Maßnahmen und Empfehlungen

Da es sogar ohne Änderungen der technischen Vorgaben des BFO durch die Verwendung kompakter Offshore-Konverter-Stationen mit gasisolierten, gekapselten Schaltanlagen sowohl Einspar- als auch Beschleunigungspotenziale gibt, wird ein Einsatz dieser Stationen empfohlen. So könnten also bereits die vor der nächsten Aktualisierung des BFO auszuschreibenden Projekte mit kompakten Offshore-Konverter-Stationen realisiert werden.

Flexibilisierung bzw. Erhöhung der HGÜ-Systemleistung im BFO

Eine erste, vergleichsweise moderate Abweichung zu den Vorgaben des BFO stellt eine Erhöhung der Transportkapazität des HGÜ-Kabels und der Leistung der Offshore-Konverter-Station dar. Diese Modifikation kann durch eine Flexibilisierung der technischen Vorgaben des BFO im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens erfolgen. Sie betrifft ausschließlich Komponenten, die im Verantwortungsbereich des ÜNB liegen.

Der Aufwand zur Umsetzung ist deshalb überschaubar und ein Nutzen wie dargestellt vorhanden, so dass eine Flexibilisierung der BFO Vorgaben empfohlen wird. Anpassungen der technischen Vorgaben des BFO sollten in die nächste Fortschreibung (2016 / 2017) eingebracht werden.

Die Erhöhung der Systemleistung ist auch ein wesentlicher Aspekt der in den Kapiteln 7.3 und 7.4 beschriebenen Anschlusskonzepte. Diese Änderung kann deshalb als Rückfalloption für weitergehende Anpassungen betrachtet werden.

7.3 Technische Entwicklung ohne Modifikation der Struktur der Netzanbindung

Nachdem in Kapitel 7.2 Entwicklungen diskutiert wurden, die sich ausschließlich auf die vom ÜNB verantworteten Bereiche des Netzanschlusses auswirken und die Schnittstelle zwischen OWP-Betreiber und ÜNB unberührt lassen, soll nun auf Entwicklungen eingegangen werden, die sich auch auf den Anschluss des OWP auswirken.

Die Schnittstelle bleibt dabei zwar weiterhin auf der Oberspannungsseite des Offshore-Umspannwerkes, die im BFO beschriebenen technischen Parameter werden aber in Richtung einer möglichen höheren Transportkapazität flexibilisiert. Damit wird die Voraussetzung für eine wirtschaftliche Anpassung des Drehstromsystems an die geforderte und in Kapitel 7.2.2 beschriebene höhere Systemleistung geschaffen.

Diese Entwicklungen benötigen eine Anpassung des BFO.

7.3.1 Höhere Spannung im Drehstromsystem und/oder Anpassung des 2 K-Kriteriums

Die aktuellen Vorgaben für Drehstrom-Verbindungskabel zwischen Offshore-Umspannwerk und Offshore-Konverter-Station geben eine Spannung von U_r = 155 kV vor. Unter Einhaltung des momentan gültigen 2 K-Kriteriums ergibt sich daraus bei dem aktuellen Kabeldesign eine Transportkapazität von 200 MW. Die Erhöhung der Transportkapazität des Drehstromsystems lässt sich analog der des Gleichstromsystems durch eine Erhöhung des Stromes oder eine Erhöhung der Betriebsspannung der Kabel realisieren.

Die Erhöhung des Stromes hat auch hier höhere Verluste und ggf. Konflikte mit der zulässigen Sedimenterwärmung (2 K-Kriterium) zur Folge. Eine Erhöhung der Betriebsspannung bringt im Gegensatz zum Gleichstromsystem keine gleichhohe Erhöhung der Transportkapazität. Grund ist die Erhöhung der Ladeleistung des Kabels, die bei Drehstromkabeln aufgrund der höheren Betriebsspannung berücksichtigt werden muss. Mit einer Erhöhung von Spannung und Strom ist jedoch aktuell eine Leistungserhöhung auf 300 MW mit 230-kV-XLPE-Drehstromkabel offshore möglich. Sie werden bereits bei den Offshore-Netzanbindungen in der Ostsee eingesetzt [66].

Eine Erhöhung der Transportkapazität der Verbindungskabel und der Leistung der Offshore-Umspannwerke könnte deren Anzahl von fünf, wie in Abbildung 18 dargestellt, auf drei reduzieren. Ein Beispiel für eine solche Anbindung zeigt exemplarisch Abbildung 23.

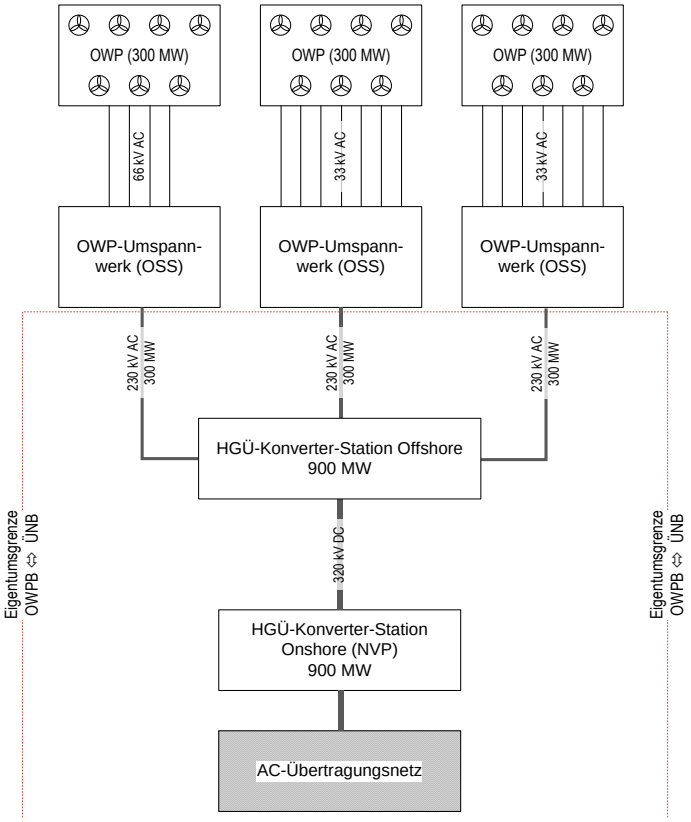


Abbildung 23 OWP-Anschlusskonzept nach BFO mit flexiblen elektrischen Parametern (exemplarisch)

Würden pro Offshore-Umspannwerk in Zukunft WEA-Gruppen mit insgesamt 300 MW statt aktuell mit 200 MW angeschlossen, erhöht sich bei gleicher Leistung der einzelnen WEA die Zahl der parkinternen Verbindungskabel pro Umspannwerk um mindestens 50 %. Es müssten folglich weniger, aber größere Offshore-Umspannwerke errichtet werden.

Neben den Auswirkungen auf Komponenten im Verantwortungsbereich der ÜNB würden sich auch Auswirkungen auf Verkabelung des OWP ergeben. Denn selbst bei einer optimalen Positionierung der Offshore-Umspannwerke in den Schwerpunkten der OWP-Flächen würde sich aufgrund der durch die Leistungserhöhung vergrößerten Flächen die Gesamtlänge der parkinternen Verbindungskabel erhöhen. Dies kann durch die Ladeleistung der Kabel bereits zu einer Einschränkung der Transportkapazität führen, wodurch die Anzahl Kabelstrecken weiter erhöht werden müsste. Der Aufwand der parkinternen Verkabelung würde demzufolge im günstigsten Fall gleich bleiben oder aber steigen.

Auch hier könnte u. a. eine erhöhte Betriebsspannung Abhilfe schaffen. Durch den Einsatz von einer Betriebsspannung von 66 kV lässt sich beispielsweise die Transportkapazität eines Kabelstranges nahezu verdoppeln. Dieses Thema wurde in mehreren Studien [90] [91] [92] untersucht, deren Ergebnisse im Anhang 10.4 zusammengefasst dargestellt sind. Danach ist der Einsatz von 66-kV-Drehstromkabeln für die parkinterne Verkabelung realisierbar. In den Studien werden Probleme, wie z. B. die Marktverfügbarkeit von Kabeln und Transformatoren erwähnt, jedoch als zeitnah lösbar eingeschätzt. Hersteller von Offshore-Umspannwerken und Offshore-Konverter-Stationen betrachten den Umstieg von 33 kV auf 66 kV für die parkinterne Verkabelung und den Anschluss der Windparks an die Umspannwerke als realisierbar.

Mit einer Erhöhung der vorgegebenen Spannung und/oder einer Anpassung des 2 K-Kriteriums können die Drehstrom-Verbindungskabel zwischen Offshore-Umspannwerk

und Offshore-Konverter-Station höhere Leistungen übertragen. Dies gilt vergleichbar auch für die parkinterne Verkabelung. Durch die Erhöhung der Übertragungsleistung ist mit geringen spezifischen Kosten je angeschlossener Leistung der WEA zu rechnen. Auch kann die Verringerung der Kabelanzahl zu einem schnelleren Projektverlauf führen.

7.3.2 Höhere Leistung Gleichstromsystem

Werden die technischen Parameter der Schnittstelle zum OWP-Betreiber angepasst, könnte auch die bereits in Kapitel 7.2.2 beschriebene Flexibilisierung der Leistung im Gleichstromsystem in die BFO-Anpassung einfließen. Die technischen Details dazu wurden bereits in Kapitel 7.2.3 diskutiert und unterscheiden sich nicht.

7.3.3 Bewertung

Eine flexiblere bzw. höhere Leistung an der Schnittstelle zwischen Offshore-Umspannwerk und Offshore-Konverter-Station lässt sich durch den Einsatz von Drehstromverbindungskabeln mit einer höheren Betriebsspannung von z.B. 230 kV und/oder einer Anpassung des 2 K-Kriteriums erreichen. Die 230 kV Kabel sind erprobt und werden bereits in aktuell im Bau befindlichen Projekten in der deutschen Ostsee eingesetzt [66].

Damit ist eine gesteigerte Übertragungsleistung von 300 MW pro Kabel möglich, was die Anzahl der Verbindungskabel Konverter-Stationen mit bei 900 MW von fünf auf drei verringert. Analog verringert sich die Anzahl der Komponenten, die zum Umspannen benötigt werden, bei jeweils höherer Leistung. Dies verringert in erster Linie die spezifischen Kosten, kann sich aber auch positiv auf die Projektlaufzeit auswirken.

Auch für das parkinterne Drehstromsystem kann die Verwendung von höheren Spannungen z.B. 66 kV sowie die Anpassung des 2 K-Kriteriums für weitere Einsparpotentiale sorgen.

Die beschriebenen Modifikationen erfordern, obwohl sie weder die Struktur der Netzanbindung noch die Position der Schnittstelle zwischen OWP und ÜNB, sondern nur die technischen Parameter Leistung und ggf. Spannung, betreffen, eine Anpassung des BFO. Dies ist im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens inklusive der erforderlichen Konsultation umsetzbar.

Im Rahmen dieser Anpassung kann auch die bereits in Kapitel 7.2.2 beschriebene Flexibilisierung der Leistung im Gleichstromsystem umgesetzt werden. Beide Flexibilisierungen kombiniert ergeben einen Optimierungsspielraum bei der Konzeption des NAS, so dass, falls nötig, auf variierende, abzuführende Leistungen aus OWP reagiert werden kann. Dies kann wiederum die spezifischen Kosten verringern.

Der Nutzen durch diese Anpassung ist höher als in 7.2.4 beschrieben; der Aufwand zur Anpassung wahrscheinlich auch, da eine weitere Partei, der OWP-Betreiber, von den Änderungen betroffen ist. Kommt die Anpassung der technischen Rahmenbedingungen des BFO aufgrund einer fehlenden Einigung der Stakeholder in der Konsultation nicht zustande, bietet sich als Rückfalloption die ausschließliche Flexibilisierung der Leistung im Gleichstromsystem entsprechend Kapitel 7.2.2 an.

7.3.4 Maßnahmen und Empfehlungen

Flexibilisierung unterschiedlicher Parameter im BFO

Die Übertragungsspannung an der Schnittstelle zwischen OWP und ÜNB sollte im BFO nicht mehr auf 155 kV festgelegt, sondern flexibler gestaltet werden, damit auch höhere Übertragungsleistungen realisiert werden können. Um dies technisch umsetzen zu können, sollte auch eine Flexibilisierung der Spannung und / oder eine Überprüfung des 2 K-Kriteriums durchgeführt werden.

Eine weitere Empfehlung betrifft die Verbindungskabel zwischen den WEA-Gruppen der OWP und den Offshore-Umspannwerken. Hier sollte im Zusammenhang mit der Leistungserhöhung vom Umspannwerk und der Kabelverbindung zur Offshore-Konverter-Station die Wahl einer höheren Betriebsspannung ermöglicht werden.

Die Umsetzung dieser Maßnahme wird für die nächste Änderung des BFO (2016 / 2017) im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens empfohlen.

7.4 Technische Entwicklungen mit alternativen Anschlusskonzepten

In den Kapiteln 7.2 und 7.3 bleibt die Schnittstelle OWP – ÜNB, das Offshore-Umspannwerk, unberührt oder wird in den Parametern flexibilisiert.

Hier werden zwei Anschlusskonzepte vorgestellt, die von dem im BFO vorgesehenen Konzept abweichen und deshalb eine neue Definition der Schnittstelle bzw. der Eigentumsgrenze zwischen OWP-Betreiber und ÜNB erfordern. Beide Konzepte verzichten auf die bisher beschriebene Form der Offshore-Umspannwerke und verwenden weiterhin HGÜ-Verbindungen zur Leistungsübertragung. Dies ist bei einer Systemleistung von 900 MW oder einer höheren wie beispielsweise 1200 MW möglich. Beide Konzepte unterscheiden sich grundsätzlich in der Struktur, da eine zentrale Offshore-Konverter-Station oder dezentrale Gleichrichtereinheiten verwendet werden.

7.4.1 VSC-Konverter-Station mit Direktanschluss von WEA-Gruppen

Wird die vom BFO vorgegebene und in den bisherigen Konzepten stets beibehaltene Schnittstelle zum OWP angepasst, können die WEA direkt an die Offshore-Konverter-Station angebunden werden. Ein Beispiel für eine solche Netzanbindung für eine Systemleistung von 1200 MW zeigt Abbildung 24.

Die Vorteile einer höheren Betriebsspannung für die Verbindungskabel zu den WEA-Gruppen wurden bereits in Kapitel 7.3.1 diskutiert und die Wahl der 66 kV ist in Anhang 10.4 begründet. Der Netzbetreiber äußert sich jedoch noch skeptisch bezüglich des Platzbedarfs und Gewichtes der 66 kV-Komponenten auf der Konverter-Station. Die Direktanbindung wird hier exemplarisch mit 80 MW pro Kabelstrang ausgeführt [90], was bei beispielsweise drei Kabeln pro OWP zu einer Leistung von 240 MW führt.

Mit dem Wegfall der Offshore-Umspannwerke können deutliche Einsparungen bezüglich Kosten erzielt werden, da die Kosten je Umspannwerk gemäß der im Rahmen der Stakeholder-Befragung geführten Gespräche aktuell bei ca. 100 Mio € liegen. Jedoch müssen einzelne Komponenten, die bisher Teil der Umspannwerke waren, in die Offshore-Konverter-Station oder die WEA integriert werden. Die Kostenersparnis wird folglich nicht die volle Höhe der Kosten der Umspannwerke erreichen. Die Gesamtprojektlaufzeit kann sich ebenfalls verkürzen, falls die Errichtung der Umspannwerke im jeweiligen Projekt auf dem kritischen Pfad liegt.

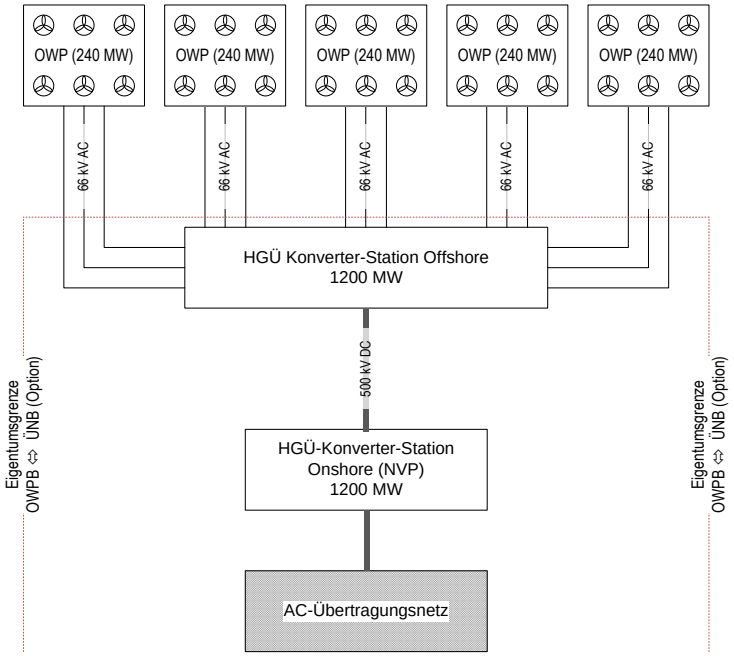


Abbildung 24 OWP-Anschlusskonzept mit VSC-Konverter-Station und Direktanschluss von WEA-Gruppen (exemplarisch)

Durch den Wegfall der Offshore-Umspannwerke ist eine neue Positionierung und Definition der Schnittstelle OWP – ÜNB in der neuen Struktur der Netzanbindung erforderlich, was eine Anpassung des BFO bedeutet.

Eine von den Herstellern der Offshore-Konverter-Stationen vorgeschlagene und noch zu diskutierende Option ist die Festlegung dieser Schnittstelle am Anschluss der Verbindungskabel OWP – Konverter-Station an den 66-kV-Schaltanlagen der Konverter-Station. Diese mögliche Eigentumsgrenze ist in Abbildung 24 bereits exemplarisch angedeutet. Eine Diskussion müsste im Rahmen der für das Fortschreibungsverfahren des BFO vorgesehenen Konsultation erfolgen.

Das Einsparpotenzial dieses Konzeptes ist durch die Kombination aus kompakter Offshore-Konverter-Station und dem Direktanschluss von WEA-Gruppen mit 66-kV-Kabeln an diese Station potentiell höher als die in den Kapiteln 7.2 und 7.3 beschriebenen Potentiale. Das technologische Risiko wird als überschaubar eingeschätzt, da Technologien verwendet werden, die sich bereits im Offshore-Einsatz befinden. Trotzdem ist es denkbar, dass der Netzbetreiber zur Minimierung seines Risikos eine Ausschreibung, die dieses Konzept ermöglicht, erst nach einem Pilotprojekt durchführt.

Die benötigten Änderungen des BFO sind weitergehend als die in den Kapiteln 7.2 und 7.3 diskutierten. Zur Konsensfindung im Konsultationsprozess könnte auch hier die erfolgreiche Durchführung eines Pilotprojektes zur Voraussetzung werden.

7.4.2 Dezentrale Gleichrichtung

Ein technologisch anderes Konzept setzt dezentrale Gleichrichter-Einheiten (DRU, diode rectifier units) anstelle der Offshore-Umspannwerke und der Offshore-Konverter-Station ein [93].

Die Diodengleichrichtertechnologie ist in der Vergangenheit noch nie bei einer HGÜ-Verbindung zum Einsatz gekommen, obwohl die theoretische Machbarkeit bereits in den 1970er Jahren untersucht wurde. Die Diodengleichrichter sind aber die einfachste mögliche Form einer netzgeführten HGÜ, die vielfach bei HGÜ-Verbindungen im Einsatz ist.

Die prinzipielle Struktur dieses Konzeptes, das aktuell von Siemens befürwortet wird und nach deren Aussagen Marktreife erreicht hat, zeigt Abbildung 25.

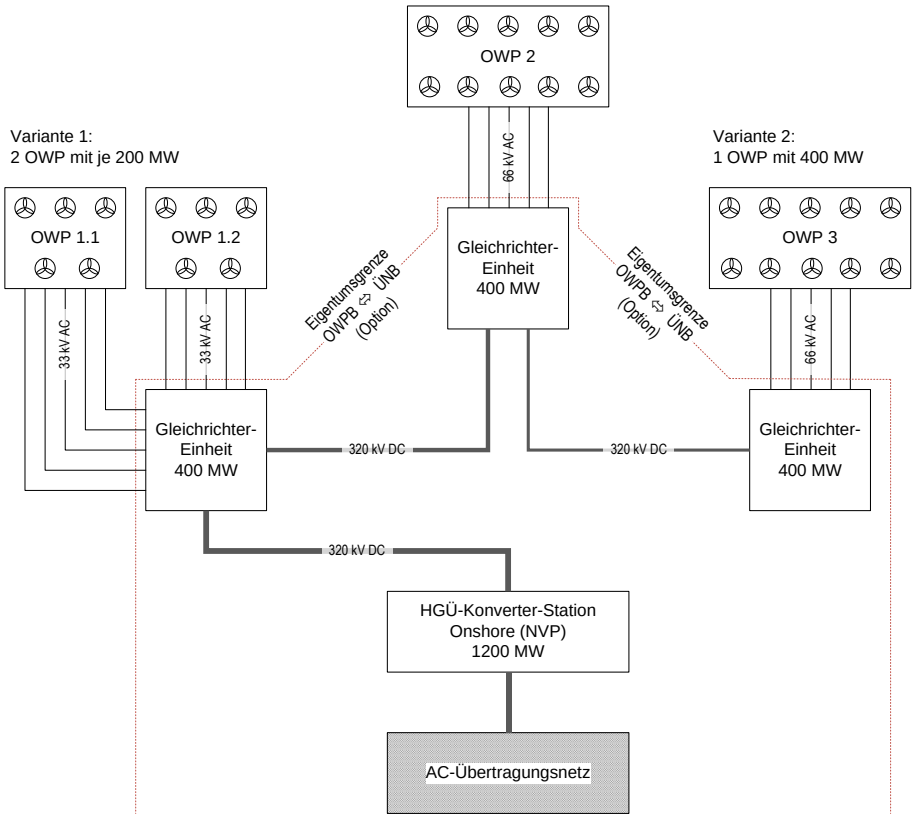


Abbildung 25 OWP-Anschlusskonzept mit dezentraler Gleichrichtung (exemplarisch)

Die drei Gleichrichter-Einheiten mit je 400 MW werden in Serie mit 320-kV-Leitungen verbunden. Damit wird eine Leistung von 1200 MW erreicht, die dann über HGÜ-Exportkabel zum NVP transportiert wird. Der Anschluss der WEA-Gruppen erfolgt mit 66-kV-Kabeln direkt an die dezentralen Einheiten. Die Gleichrichter-Einheiten bestehen aus einem 12-Puls-Diodengleichrichter, einem Transformator und einer Glättungsdrossel in einem mit schwer entflammbarem Ester gefüllten Gehäuse, die noch mit einer gasisolierten HGÜ-Schaltanlage kombiniert werden. So wird in den Gleichrichtereinheiten neben der Gleichrichtertechnologie eine weitere technische Entwicklung, die gasisolierte HGÜ-Schaltanlage, verwendet.

Diskussion technischer Besonderheiten

Die WEA des OWP müssen mehr Regelaufgaben, insbesondere die Spannungs- und Leistungsregelung, übernehmen, da der VSC-Konverter durch eine passive Diodenbrücke ersetzt wird. Sie müssen deshalb höhere Anforderungen erfüllen. Bei einer Offenlegung der Spezifikationen, die allgemein als notwendig angesehen wird, werden jedoch aus Sicht des Herstellers der Gleichrichtereinheiten keine Probleme für die WEA-Hersteller erwartet. Siemens gibt an, dass sich die erforderlichen Fähigkeiten der WEA, wie Schwarzstart, Inselbildung und Spannungsregelung, durch Anpassung der Steuerungssoftware bereitstellen ließen. Eine Bevorzugung bestimmter WEA-Konzepte und damit bestimmter WEA-Hersteller würde deshalb nicht gesehen. Für WEA vom Typ 4 (Vollumrichter) hat Siemens bereits erfolgreich detaillierte Simulationen durchgeführt [94]. Für andere WEA-Typen z. B. DFIG (double fed induction generator) gibt es bis jetzt nur eine prinzipielle Betrachtung der Universität Valencia [95]. Um sicherzustellen, dass die Ein-

bindung eines OWP mit WEA von DFIG-Typ mit vertretbarem Aufwand technisch machbar ist, sollten Untersuchungen im Rahmen eines Pilotprojektes folgen.

Probleme mit harmonischen Vorgängen oder Resonanzeffekten werden gemäß Aussage des Herstellers aufgrund der passiven Diodenbrücken und des für OWP optimierten Regelkonzeptes nicht erwartet. Stationäre und dynamische Untersuchungen müssen wie bei jeder Offshore-Anbindung projektspezifisch erfolgen, um die Anforderungen an WEA zu definieren, ihre Einhaltung zu gewährleisten und speziell den Einfluss von alternativen Konzepten auf die Netzqualität zu analysieren. Es besteht die Möglichkeit, dass harmonische Filter benötigt werden, deren Platzbedarf auf der Plattform ggf. einzuplanen ist. Das neue Regelkonzept erfordert aus Herstellersicht keine Hardwareänderung bei der WEA und führt zu keiner Kostenerhöhung. Diese Aussage ist noch durch andere WEA-Hersteller zu bestätigen.

Beim Ausfall einer Gleichrichtereinheit muss diese freigeschaltet werden, was jedoch nur mit entsprechender Technik onshore realisierbar ist. Am NVP muss dafür ein Konverter in Vollbrücken-Technologie eingesetzt werden. Die Vollbrückentechnologie ist vor kurzem von Siemens vorgestellt worden und wird als erstes bei dem Ultranet-Projekt [96] zum Einsatz kommen. Die Verfügbarkeit der Leistungselektronik einer DRU ist vergleichbar mit der des Transformators der DRU.

Für die Versorgung der dezentralen Gleichrichtereinheiten im Falle einer Flaute oder betrieblich bedingten Stillständen der OWP ist ein 66-kV-Reservekabel vorgesehen [94]. Mit diesem Kabel können nach Herstellerangaben im Rahmen der für diese Studie durchgeführten Fachgespräche ca. 30 MW über eine Entfernung von bis zu 200 km transportiert werden. Das reicht in der Regel für eine Verbindung zum Festland; es gibt aber auch alternative Lösungen wie die Verbindung zu einer benachbarten Offshore-Konverter-Station oder Dieselgeneratoren.

Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale

Die übertragene Leistung dieses Konzepts entspricht den in den Kapiteln 7.2.2, 7.3.1 und 7.4.1 vorgestellten Konzepten und liegt 30 % über dem aktuellen BFO-Standard. Durch den Wegfall der Offshore-Umspannwerke und den Einsatz der kompakten DRU-Module kann im Vergleich zu den jetzt gängigen Offshore-Konverter-Stationen nach Herstellerangaben eine deutliche Reduktion des baulichen Umfangs, der Kosten und Verluste erwartet werden (siehe auch Abbildung 26):

- Volumenreduktion: 80 %
- Gewichtsreduktion: 67 %
- Verlustverringerung: 20 %
- Kostenreduktion: 30 %

Die Vollbrücken-Technologie zur Beherrschung von Nichtverfügbarkeiten ist teurer und benötigt mehr Platz als die Halbbrücken-Technologie. Folglich werden die Kosten für den Konverter an Land steigen und das Einsparpotenzial offshore reduzieren, was nach Herstellerangaben bereits in den genannten Werten berücksichtigt wurde.

Die Projektlaufzeit zur Realisierung des Netzanschlusses würde sich nach Herstellerangaben auf ca. 48 Monate verringern.

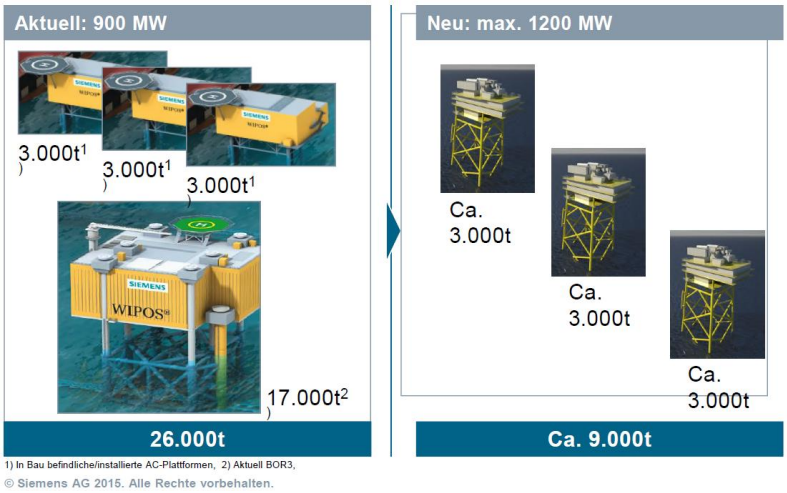


Abbildung 26 Gewichtsvergleich - Aktuelles Konzept vs. DRU[97]

Als erforderlichen Schritt und wichtigen Meilenstein auf dem Weg zum Regelbetrieb dieser Technologie plant Nördlicher Grund GmbH derzeit einen 400-MW-OWP mit einer Gleichrichtereinheit als Pilotprojekt. Dieses Projekt soll, sobald es die rechtlichen Rahmenbedingungen ermöglichen, im Nordsee-Cluster 5, SylWin, umgesetzt werden.

Ein stufenweiser Aufbau ist auch am NVP möglich; lediglich die Gebäude und die Leittechnik müssen, wie auch die Kabel, für den Vollausbau dimensioniert sein. Den stufenweisen Aufbau sollte man speziell im Hinblick auf den zeitlichen Abstand der Stufen betrachten, um eine Kostenoptimierung zu erreichen.

Fazit

Das Einsparpotenzial dieses Konzeptes ist durch die Kombination aus dezentralen Gleichrichtereinheiten und dem Direktanschluss von WEA-Gruppen mit 66-kV-Kabeln an diese Station ausgesprochen hoch, obwohl ein Teil der offshore realisierbaren Einsparungen durch die aufwendigere Onshore-Konverter-Station reduziert wird.

Da Technologien in einer bisher so noch nicht implementierten Kombination eingesetzt werden, ist das technologische Risiko nicht völlig vernachlässigbar. Außerdem ist sicherzustellen, dass durch dieses Konzept keine WEA-Technologie benachteiligt wird. Deshalb ist es sinnvoll, dass vor Ausschreibungen entsprechend diesem Konzept Erfahrungen und Wissen aufgebaut werden. Stationäre und dynamische Analysen und Pilotprojekte, Kapitel 7.4.4, bieten sich dazu an.

Dieses Konzept ist ebenfalls nur mit Änderungen des BFO umsetzbar, die weitergehen als die in den Kapiteln 7.2 und 7.3 diskutierten Änderungen. Durch den Wegfall der Offshore-Umspannwerke und der Offshore-Konverter-Station ist auch hier eine neue Definition und Positionierung der OWP - ÜNB Schnittstelle in der neuen Struktur der Netzanbindung erforderlich. Die Festlegung dieser Schnittstelle wird analog zu Kapitel 7.4.1 am Anschluss der Verbindungskabel zu den OWP an den 66-kV-Schaltanlagen der Gleichrichter-Einheiten vorgeschlagen. Die Diskussion bezüglich der Schnittstelle muss im Rahmen der für das Fortschreibungsverfahren des BFO vorgesehenen Konsultation erfolgen.

7.4.3 Bewertung

Die in den Kapiteln 7.4.1 und 7.4.2 vorgestellten Konzepte unterscheiden sich deutlich voneinander. Die Chancen und Risiken beider Konzepte werden in Tabelle 7 zusammenfassend gegenübergestellt.

Aspekt	Zentrale Konverter-Station	Dezentrale Gleichrichter-Einheiten
Einsparpotenzial	++	++
Technologisches Risiko I (erprobte Technik)	+	o*)
Technologisches Risiko II (WEA-Typen)	++	+*)
Technische Vorgaben (BFO)	-	-
Weitere Erhöhung der Systemleistung	++	+
Modularer Aufbau	o	+
Lage der OWP	+ bei dicht beieinander liegenden OWP	+ bei weit auseinander liegenden OWP

Legende:
++ Bewertung sehr positiv / Risiko sehr gering
+ Bewertung positiv / Risiko gering
o Bewertung neutral / Risiko akzeptabel
- Bewertung negativ / Risiko hoch
-- Bewertung sehr negativ / Risiko sehr hoch

*) Höhere Bewertung nach erfolgreichem Abschluss der erforderlichen Untersuchungen

Tabelle 7 Chancen und Risiken der alternativen Anschlusskonzepte

Sowohl das Konzept der kompakten zentralen Offshore-Konverter-Station als auch das Konzept der dezentralen Gleichrichter-Einheiten bieten trotz ihrer technologischen Unterschiede ein höheres Einsparpotenzial als die im Kapitel 7.2 und 7.3 beschriebenen Maßnahmen. Sie erfordern aber auch umfangreichere Änderungen des BFO.

Das Konzept der kompakten, zentralen Offshore-Konverter-Station basiert dabei stärker auf den aktuell eingesetzten Technologien und Konzepten als das Konzept der dezentralen Gleichrichter-Einheiten. Es ist deshalb bei Berücksichtigung aller ohnehin nach den Netzanschlussregeln [81], [84] durchzuführenden Studien und Analysen kompatibel zu allen WEA Typen. Diese Kompatibilität muss für das Konzept der dezentralen Gleichrichtereinheiten noch nachgewiesen werden. Ist dieser Nachweis jedoch erbracht, kann mit beiden Konzepten unabhängig von den WEA-Typen der angeschlossenen OWP ein erhebliches Einsparpotenzial realisiert werden.

Welche Technologien und Konzepte sich zukünftig in der AWZ im Bereich der Nordsee durchsetzen werden, hängt von ihrer Weiterentwicklung und den regionalen Gegebenheiten wie z. B. der Lage der OWP sowie der Definition der Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Betreiber ab.

7.4.4 Maßnahmen und Empfehlungen

Flexibilisierung unterschiedlicher Parameter und Anpassung der Schnittstelle OWP - ÜNB im BFO zur direkten Anbindung von WEA

Die Schnittstelle bzw. die Eigentumsgrenze zwischen OWP-Betreiber und ÜNB soll neu definiert werden, so dass Konzepte ohne Offshore-Umspannstation realisiert werden können. Die Parameter sollen wie TE1 und TE2 beschrieben Flexibilität in der Übertragungsspannung und damit -leistung zulassen, die dann projektspezifisch in Abhängigkeit der jeweiligen Randbedingungen und des Stands der Technik optimal festgelegt werden kön-

nen. Damit sind die zuvor in Kapitel 7.2 und 7.3 empfohlen Maßnahmen in dieser enthalten.

Dies ermöglicht, dass das optimale Design für jedes Einzelprojekt und entsprechend der jeweiligen Randbedingungen und des Stands der Technik gewählt werden kann. Der ÜNB hat damit die Möglichkeit (jedoch nicht den Zwang) Ausschreibungen flexibler zu gestalten.

Die Umsetzung dieser Maßnahme wird für die nächste Änderung des BFO (2016 / 2017) im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens empfohlen.

Sollte sich der Konsultationsprozess der vorgeschlagenen Änderungen verzögern oder eine Einigung der Stakeholder in diesem Zeitraum scheitern, stehen die in der vorherigen Kapiteln beschriebenen Anpassungen als Rückfalloption zur Verfügung.

7.5 Netzanschlusskonzepte mit Alternative zu HGÜ-Technik

Für die ersten, vergleichsweise küstennahen Standorte von OWP wurden zur Netzanbindung 50-Hz-Drehstromsysteme unterschiedlicher Nennspannung eingesetzt. Bei den ersten OWP in der Nordsee wurde 155 kV gewählt, bei den OWP in der Ostsee 220 kV [66].

Mit zunehmender Entfernung der OWP von der Küste erwies sich eine physikalische Eigenschaft von Drehstromkabeln als erheblicher Nachteil. Drehstromkabel wirken immer als Kapazität; der kapazitive Ladestrom ist proportional zur Kabellänge und zur Netzfrequenz. Die vom Kabel eingespeiste Blindleistung lässt die Spannung im System steigen.

Zur Begrenzung dieser Erhöhung der Betriebsspannung ist entweder eine Kompensation der Ladeleistung durch induktive Kompensationsspulen an geeigneten Knotenpunkten des Netzes oder eine Reduzierung der Ladeleistung z. B. durch Betrieb des Drehstromsystems mit niedrigen Frequenzen erforderlich.

Mittelpunkt-Kompensation

Bei der Mittelpunkt-Kompensation erfolgt die Kompensation der Ladeleistung nicht nur an den Schaltanlagen an den Enden der Leitung sondern auch an weiteren geeigneten Punkten im Verlauf der Leitung. Damit ist eine Begrenzung der Spannungserhöhung auch im Verlauf der Leitung auf zulässige Werte sichergestellt. Offshore ist aus wirtschaftlichen Gründen maximal eine Aufteilung auf zwei Abschnitte sinnvoll. Die Plattform mit den erforderlichen Komponenten würde dann etwa in der Mitte der Kabelstrecke stehen. Eine entsprechende Konfiguration zeigt Abbildung 27.

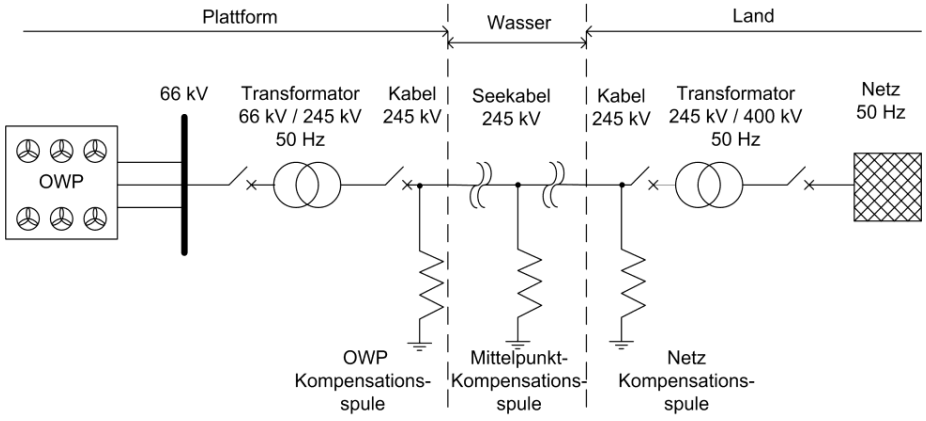


Abbildung 27 Basis-Konfiguration eines Drehstrom-Systems mit Mittelpunkt-Kompensation

In einer Studie [98] wurde unter Mitarbeit von Prof. Dr.-Ing. I. Erlich an dieser Konfiguration das technische Potenzial zur Steigerung der Übertragungsleistung bzw. der maximalen Leitungslänge untersucht und mit folgenden Ergebnissen abgeschätzt:

- Bei gegebener Leistung nimmt die zulässige Länge um 90 % zu, bei gegebener Länge die Übertragungskapazität um 20 %, allerdings bei höheren Verlusten.
- Bis 1000 MW Leistung und 175 km Leitungslänge ist die Mittelpunkt-Kompensation der HGÜ-Technik wirtschaftlich ebenbürtig.

Aktuell plant Dong Energy AS, diese Technik in UK im Projekt „Hornsea Project One“ aufgrund der erforderlichen Länge der AC-Exportkabel (220 kV, 142 km) einzusetzen [99]. Detailliertere Ausführungen zur Mittelpunktkompensation können Anhang 10.3 entnommen werden.

Drehstromsystem mit niedrigeren Frequenzen (LFAC)

Anstatt die Ladeleistung der Kabel zu kompensieren, kann sie auch durch den Betrieb des Drehstromsystems mit einer niedrigeren Frequenz deutlich reduziert werden. Damit steigen entweder die Übertragungskapazität bei gegebener Länge oder die maximale Länge bei gegebener Leistung. Eine Beispielkonfiguration zeigt Abbildung 28.

Bei der Wahl der niedrigeren Frequenz bieten sich 16,7 Hz an, da das Hochspannungsnetz der Eisenbahn in drei europäischen Ländern mit dieser Frequenz betrieben wird und deshalb bereits umfangreiche Erfahrungen in der Gerätetechnik und im Betrieb dieser Netze vorliegen.

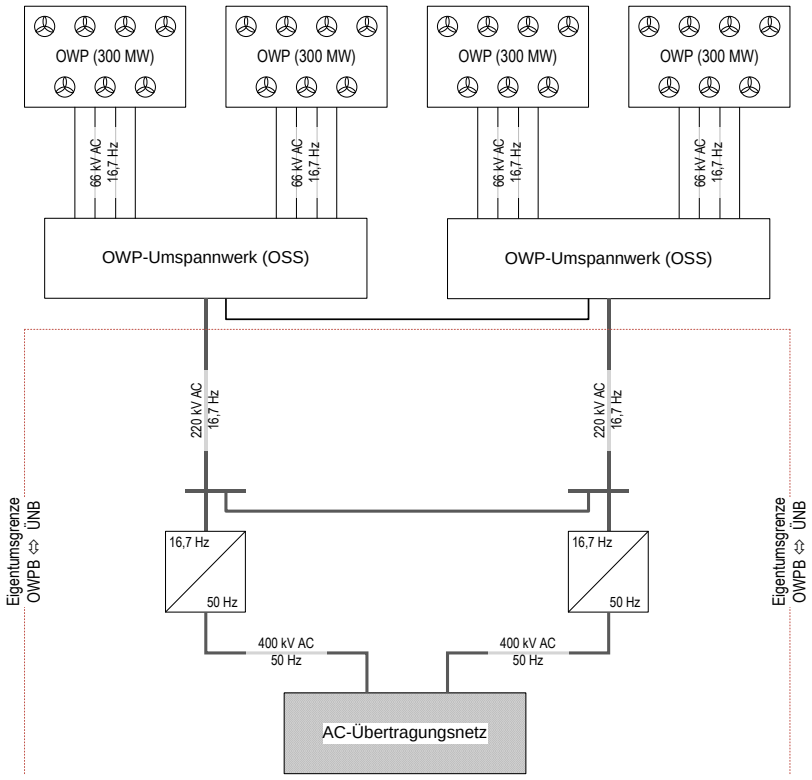


Abbildung 28 OWP-Anschlusskonzept mit Drehstromanschluss in niedrigerer Frequenz - LFAC - (exemplarisch)

In diesem System werden offshore nur Drehstromkomponenten für 16,7 Hz eigesetzt. Die Umrichtung auf 50 Hz erfolgt onshore am NVP.

In diversen Publikationen [100] [101] [102] sind 16,7 Hz-Offshore-Drehstrom-Systeme mit folgenden Ergebnissen untersucht worden:

- LFAC ist für Leistungen bis 1000 MW und Entfernungen bis 200 km eine technisch und wirtschaftlich konkurrenzfähige Technologie.
- LFAC ermöglicht problemlos den Aufbau vermaschter Offshore-Netze.
- LFAC ist ungeeignet für WEA vom DFIG-Typ.
- Komponenten sind in der Leistungsklasse ≥ 500 MW für den Offshore-Einsatz am Markt nicht verfügbar.

Detailliertere Ausführungen zum Inhalt der Publikationen [100] [101] [102] können Anhang 10.5 entnommen werden.

Bewertung

Die Ergebnisse der Studien liegen aufgrund der Beschränkung der netztechnischen Analysen auf stationäre Simulationen im oberen Bereich des Möglichen. Die noch fehlenden harmonischen und dynamischen Analysen werden diese Leistungsfähigkeit potentiell einschränken. Unter Berücksichtigung alternativer, bereits ausgereifterer technologischer Lösungen und der wahrscheinlich geringeren Leistungsfähigkeit als im Ergebnis der Studien ist der Einsatz der Mittelpunkt-Kompensation in der AWZ nur in Ausnahmefällen sinnvoll. Diese Ausnahmefälle könnten beispielsweise Drehstrom-Reserveverbindungen zwischen Offshore-Konverter-Stationen [67] oder Drehstrom-Anschlüsse von Offshore-Umspannwerken an bestehende Offshore-Konverter-Stationen mit Leitungslängen von mehr als 20 km sein.

Die LFAC-Technologie wird, obwohl prinzipiell technisch und wirtschaftlich konkurrenzfähig, hauptsächlich aufgrund des gravierenden Nachteils der fehlenden marktreifen Komponenten in der Leistungsklasse > 500 MW in der AWZ mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht zum Einsatz kommen. Ein weiterer Nachteil ist zurzeit noch die Inkompatibilität mit WEA vom DFIG-Typ.

Sowohl die Mittelpunkt-Kompensation als auch die 16,7-Hz-Technologie haben trotz prinzipiell aufgezeigter technischer und wirtschaftlicher Konkurrenzfähigkeit kaum Chancen auf einen Einsatz in der AWZ, da technische Lösungen auf Gleichstrombasis bereits am Markt verfügbar sind. Deshalb werden für diese Alternativen zur HGÜ-Netzanbindung weder konkrete Maßnahmen genannt noch Empfehlungen ausgesprochen.

7.6 Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale

7.6.1 Maßnahmenübersicht

TE1 Flexibilisierung bzw. Erhöhung der HGÜ-Systemleistung im BFO

Lösungsvorschlag:
Eine erste, vergleichsweise moderate Abweichung zu den Vorgaben des BFO stellt eine Erhöhung der Transportkapazität des HGÜ-Kabels und der Leistung der Offshore-Konverter-Station dar. Diese Modifikation kann durch eine Flexibilisierung der technischen Vorgaben des BFO im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens erfolgen. Sie betrifft ausschließlich Komponenten, die im Verantwortungsbereich des ÜNB liegen.

Erwartetes Ergebnis:
Als Ergebnis wird eine Senkung der spezifischen Kosten erwartet; eine Beschleunigung der Realisierung eines NAS ist nur unter Einbeziehung des nicht als Maßnahme ausgewiesenen Einsatzes von gekapselten Schaltanlagen plausibel zu begründen.

Verantwortlich für Umsetzung:
Verantwortlich ist das BSH in Abstimmung mit der BNetzA und den ÜNB; ggf. Stakeholder-Konsultation im Rahmen des gesetzlich geregelten Fortschreibungsverfahren des BFO

Startzeitpunkt und Dauer:
Die Änderung der technischen Vorgaben sollte in der nächsten Fortschreibung des BFO (2016 / 2017) vorgenommen werden. Vorbereitende Tätigkeiten sollten sofort aufgenommen werden.

Abhängigkeiten:
Die Erhöhung der Systemleistung, insbesondere die Erhöhung der Transportkapazität der HGÜ-Verbindung zwischen Offshore-Konverter-Station und NVP, ist kompatibel mit der Maßnahme TE2 und in TE3 inkludiert. Das Festhalten an Definition und Parametern der Schnittstelle OWP - ÜNB ist jedoch mit den Maßnahmen TE2 und TE3 nicht kompatibel. Die Maßnahme TE1 ist eine Rückfalloption für Maßnahme TE2 und ggf. auch für TE3.

TE2 Flexibilisierung unterschiedlicher Parameter im BFO

Lösungsvorschlag:
Zur Flexibilisierung (Erhöhung) der Transportkapazität im Drehstromsystem müssen die Parameter der Schnittstelle zum OWP-Betreiber insbesondere die Spannungsvorgabe von 155 kV angepasst und / oder das 2 K-Kriteriums gelockert werden. Es gibt mehr betroffene Parteien als bei TE1, da die Änderungen im BFO nun auch Auswirkungen auf Umwelt und Komponenten des OWP-Betreibers haben.

Erwartetes Ergebnis:
Als Ergebnis wird aufgrund der geringeren Anzahl an Offshore-Umspannwerken sowohl eine Senkung der Kosten als auch eine Beschleunigung der Realisierung eines NAS erwartet.

Verantwortlich für Umsetzung:
Verantwortlich ist das BSH in Abstimmung mit der BNetzA, den ÜNB und den OWP-Betreibern; Stakeholder-Konsultation im Rahmen des gesetzlich geregelten Fortschreibungsverfahren des BFO

Startzeitpunkt und Dauer:
Die Änderung der technischen Vorgaben sollte in der nächsten Ausgabe des BFO (2016 / 2017) final veröffentlicht werden. Vorbereitende Tätigkeiten sollten sofort aufgenommen werden.

Abhängigkeiten:
Das Festhalten an der Definition der Schnittstelle OWP - ÜNB ist mit der Maßnahme TE3 nicht kompatibel, die Abwärtskompatibilität zu Maßnahme TE1 ist gegeben. Die Maßnahme TE2 ist außerdem eine Rückfalloption für Maßnahme TE3.

TE3 Flexibilisierung unterschiedlicher Parameter und Anpassung der Schnittstelle OWP - ÜNB im BFO zur direkten Anbindung von WEA

Lösungsvorschlag:
Die Schnittstelle bzw. die Eigentumsgrenze zwischen OWP-Betreiber und ÜNB soll neu definiert werden, so dass Konzepte ohne Offshore-Umspannstation realisiert werden können. Die Parameter sollen wie TE1 und TE2 beschrieben Flexibilität in der Übertragungsspannung und damit -leistung zulassen, die dann projektspezifisch in Abhängigkeit der jeweiligen Randbedingungen und des Stands der Technik optimal festgelegt werden können. Damit sind die zuvor in Kapitel 7.2 und 7.3 empfohlen Maßnahmen in dieser enthalten.

Erwartetes Ergebnis:
Diese Maßnahme ermöglicht, dass das optimale Design für jedes Einzelprojekt, entsprechend der jeweiligen Randbedingungen und des Stands der Technik gewählt werden kann. Der ÜNB hat damit die Möglichkeit (jedoch nicht den Zwang) Ausschreibungen flexibler zu gestalten. Es wird aufgrund des Wegfalls der Offshore-Umspannwerke eine deutliche Senkung der Kosten und eine Beschleunigung der Realisierung eines NAS erwartet.

Verantwortlich für Umsetzung:
Verantwortlich ist das BSH in Abstimmung mit der BNetzA, den ÜNB und den OWP-Betreibern; Stakeholder-Konsultation im Rahmen des gesetzlich geregelten Fortschreibungsverfahren des BFO

Startzeitpunkt und Dauer:
Die Änderung der technischen Vorgaben sollte in der nächsten Ausgabe des BFO (2016 / 2017) final veröffentlicht werden. Vorbereitende Tätigkeiten sollten sofort aufgenommen werden.

Abhängigkeiten:
TE3 enthält bereits die Grundideen von TE1 und TE2. Wird die Schnittstelle flexibel definiert, kann eine Realisierung von NAS entsprechend innovativen aber auch der bisher verwendeten Konzepte zulässig sein. Eine neue konkrete Festlegung von Position und technischen Parametern der Schnittstelle schließt dagegen bisherige Konzepte, wie sie bei ausschließlicher Umsetzung von TE1 und / oder TE2 verwendet würden, aus.

TE4 Ausweisung von Flächen für technologieoffene Pilotprojekte

Lösungsvorschlag:
Es ist eine Fläche in der AWZ Nordsee festzulegen, in der ohne Festlegung von Anbindungskonzept und Technologie NAS errichtet werden können. Dies geschieht, um Konzepte und Technologien zu erproben, die nicht in den technischen Vorgaben des BFO beschrieben sind bzw. noch in keinem kommerziellen Projekt zum Einsatz kamen, um ihre Funktionsfähigkeit nachzuweisen.

Erwartetes Ergebnis:
Erkenntnisse über neue Technologien und Konzepte
Bessere Bewertbarkeit von Risiken durch Praxiserfahrung mit noch nicht kommerziell eingesetzten Technologien und Konzepten

Verantwortlich für Umsetzung:
Verantwortlich sind das BMWi, das BSH und die ÜNB mit Unterstützung der BNetzA; eine Konsultation der Stakeholder ist erforderlich.

Startzeitpunkt und Dauer:
Die Festlegung der Fläche und die Bedingungen für Pilotprojekte sollten in der nächsten Ausgabe des BFO veröffentlicht werden.

Abhängigkeiten:
Die Maßnahme TE4 ist unabhängig von den übrigen Maßnahmen. Die erfolgreiche Durchführung von Pilotprojekten ist jedoch Voraussetzung für die Einführung neuer Technologien und Konzepte.

TE5 Gründung eines unabhängigen Forschungszentrums für HGÜ-Technik

Lösungsvorschlag:
Ein unabhängiges Forschungszentrums für HGÜ-Technik sollte durch die ÜNB mit Unterstützung der Industrieverbände gegründet werden.

Erwartetes Ergebnis:
Schnellere Implementierung der Projekte durch Vermeidung von Design-Fehlern
Schnellere Entwicklung von neuen Technologien
Unterstützung bei Betriebspersonal-Schulungen

Verantwortlich für Umsetzung:
Verantwortlich sind die ÜNB mit Unterstützung durch die Industrieverbände; ggf. Nutzung von Mitteln des BMBF und BMWi

Startzeitpunkt und Dauer:
Die Gründung des Forschungszentrums kann sofort angestoßen werden. Für die weiteren Schritte, wie die Bereitstellung der technischen Ausstattung und die Rekrutierung des erforderlichen Personals, muss mit einer Bearbeitungsdauer in der Größenordnung von mehr als 2 Jahren gerechnet werden.

7.6.2 Bewertung der Maßnahmen

Die völlig unabhängig umsetzbaren Maßnahmen TE4 und TE5 können uneingeschränkt empfohlen werden.

Um bei zukünftigen Projekten eine deutliche Reduzierung der spezifischen Kosten bzw. der Projektlaufzeit realisieren zu können, müssen die fixen technischen Vorgaben des BFO erheblich flexibilisiert werden, wie es in den Maßnahmen TE1, TE2 und TE3 beschrieben ist. Eine Modifikation dieser technischen Vorgaben im Rahmen einer Anpassung des BFO muss also das langfristige Ziel sein. Aufgrund der Abhängigkeit der Maßnahmen TE1 bis TE3 ergeben sich aus der Anpassung des BFO grundsätzlich zwei Umsetzungsalternativen:

- Alternative 1: Sequentielle Umsetzung der Maßnahmen in zwei Schritten. Im ersten Schritt werden unterschiedliche Parameter des BFO flexibilisiert (TE1 und TE2) und im nächsten auch die Schnittstelle bzw. Eigentumsgrenze neu definiert (TE3). Die Maßnahme TE1 kann bei einem Scheitern oder Verzögerungen im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens als Rückfalloption dienen.
- Alternative 2: Direkte Umsetzung der Maßnahme TE3. Bei einem Scheitern oder erheblicher Verzögerung der Konsultation im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens wird auf die Maßnahmen TE2 bzw. TE1 zurückgegriffen.

Beide Umsetzungsalternativen haben Vorteile und Risiken. Die erste Alternative hat den Vorteil, dass die umzusetzenden Änderungen des BFO von Stufe zu Stufe einen vergleichsweise moderaten Umfang haben. Damit ist das Risiko des Scheiterns überschaubar. Nachteil ist die Dauer von mindestens zwei Zyklen der BFO-Fortschreibung bis zum Zielzustand entsprechend Maßnahme TE3. Da trotz moderater Änderungen eine Verzögerung der Konsultation nicht ausgeschlossen ist, kann die finale Fassung des BFO ggf. auch erst nach drei oder vier Zyklen vorliegen, und es müssten noch vergleichsweise viele Projekte nach den Vorgaben der Maßnahmen TE1 oder TE2 realisiert werden.

Die zweite Alternative hat den Vorteil, dass bei zügiger Umsetzung deutlich früher als bei der ersten erhebliche Einspar- und Beschleunigungspotenziale genutzt werden können. Gegenüber der ersten Alternative ist das Risiko eventuell größer, dass die Änderung des BFO in der Konsultation scheitert oder zumindest verzögert wird. Damit könnte die ungünstige Situation eintreten, dass noch über mehrere Zyklen der Fortschreibung Projekte nach den insbesondere von Herstellern und Projektentwicklern nicht mehr gewünschten aktuellen Vorgaben realisiert werden müssten.

Es wird deshalb empfohlen, möglichst zeitnah mit der Anpassung des BFO im Rahmen des nächsten Fortschreibungsverfahrens (2016 / 2017) zu beginnen. Bezüglich der Umsetzungsalternativen ist die Alternative 2 zu präferieren, da trotz der Risiken die Möglich-

keit besteht, dass alle erforderlichen Anpassungen im Rahmen des Fortschreibungsprozesses auf einmal umgesetzt werden können. Ziel sollte die direkte Umsetzung der Maßnahme TE3 sein. Sollte sich herausstellen, dass dies zu keinem Konsens führt, kann aufgrund der vorhandenen Rückfalloptionen immer noch die Umsetzung der Maßnahmen TE2 und TE1 angegangen werden.

8. Zeitlicher Zusammenhang mit geplantem Onshore-Netzausbau

Dieses Kapitel untersucht die Zeitreserven zwischen der geplanten Fertigstellung von Offshore-NAS und der geplanten IBN dafür benötigter Onshore-Netzverstärkungsmaßnahmen. Aufgrund der engen geografischen und chronologischen Verzahnung von Onshore- und Offshore-Projekten bietet sich beispielsweise das Gebiet um den Netzknoten Conneforde an, um zu zeigen, wie sich die Planungen der Offshore- und Onshore-IBN-Termine zueinander verhalten. Anschließend werden Lösungsansätze vorgestellt, die, falls sich der Onshore-Netzausbau verzögern sollte, helfen, mögliche Engpässe zu überbrücken. Bei der Erarbeitung der Lösungsansätze sind die Autoren von Prof. Dr.-Ing. I. Erlich, Fachgebietsleiter des Fachgebiets Elektrische Anlagen und Netze, der Universität Duisburg-Essen beraten worden.

8.1 Gegenüberstellung der Onshore- und Offshore- Netzausbauprojekte im Raum Conneforde

Offshore-Netzanbindungsprojekte

In der ersten Masche (Bereich angrenzender Leitungen bis zur nächsten Schaltanlage) des Netzknotens Conneforde befinden sich die für Offshore-NAS ausgewählten NVP Emden/Ost, Wilhelmshaven 2, Unterweser und Cloppenburg/Ost, Tabelle 8 Abbildung 29.

NVP NAS (Projektnr.)	**Nennleistung**	**Geplante Fertigstellung nach Szenario**		
		A 2025	**B/C 2025**	**B 2035**
Dörpen/West				
DolWin3 (NOR-2-3)	900 MW	2017	2017	2017
Emden/Ost				
BorWin3 (NOR-8-1)	900 MW	2019	2019	2019
DolWin6 (NOR-3-3)	900 MW	2023	2023	2023
Halbemond				
DolWin5 (NOR-1-1)	900 MW		2024	2024
Cloppenburg/Ost				
BorWin5 (NOR-7-1)	900 MW		2025	2025
DolWin4 (NOR-3-2)	900 MW			2028
BorWin6 (NOR-7-2)	900 MW			2029
Wilhelmshaven 2				
BorWin4 (NOR-6-3)	900 MW			2030
NOR-11-1	900 MW			2032
NOR-12-1	900 MW			2034
Unterweser				
NOR-9-1	900 MW			2035
Summe	9.900 MW			

Zweite Masche des Netzknotens Conneforde, sonst erste Masche

Tabelle 8 Geplante Fertigstellungstermine der Offshore-NAS nach O-NEP [66]

In größerer Entfernung (zweite Masche) liegen die NVP Halbemond und Dörpen/West. Ab 2017 werden an diesen Standorten teilweise mehrere NAS mit einer Wirknennleistung von jeweils 900 MW erschlossen [66]. Die Onshore-Standorte sind daher für den Abtransport von unterschiedlichen Leistungen auszubauen.

Mit DolWin1 und ab 2016 DolWin2 (NOR-2-2, NOR-3-1) befinden sich am Standort Dörpen/West bereits NAS mit einer Nennleistung von 800 MW und 900 MW. Am Standort Diele sind die NAS BorWin1 (NOR-6-1) und BorWin2 (NOR-6-2) mit einer Gesamtnennleistung von 1,2 GW in Betrieb. Auch das NAS des Projekts alpha ventus in Hagermasch (NOR-2-1) mit 62 MW nutzt bereits das bestehende Übertragungsnetz.

Für den Raum Conneforde summiert sich die Gesamtnennleistung aus bestehenden NAS auf ca. 3 GW. Insgesamt ergibt sich aus den elf NAS, die zwischen 2017 bis 2035 fertiggestellt werden, eine Leistung von 9,9 GW aus Offshore-Windparks, die darüber hinaus abtransportiert werden muss.

Onshore-Netzausbau- und Netzverstärkungsprojekte

Zum Abtransport der Übertragungsleistung sind im Raum Conneforde entsprechend NEP-Strom [65] insgesamt 14 landseitige Projekte zum Netzausbau oder zur Netzverstärkung vorgesehen, Tabelle 9 Abbildung 29.

Projekt -nummer	Beschreibung	Spannungsebene	Betroffene Schaltanlagen	Geplanter IBN-Termin
TTG-007	NA Leitung (32 km)	380 kV	Dörpen/West Punkt Meppen	2017
TTG-009	NA Leitung (60 km)	380 kV	Ganderkesee St. Hülfe	2017
P155	NV Schaltanlage	380 kV	Elsfleth/West	2017
AMP-001	NV Leitung (35 km)	Ausbau 220 kV auf 380 kV	St. Hülfe Wehrendorf	2017
P66	NA Leitung (35 km)	380 kV	Wilhelmshaven Conneforde	2018
P69	NV Leitung (60 km)	Ausbau 220 kV auf 380 kV	Emden/Ost Conneforde	2019
AMP-009	NA Leitung (65 km)	380 KV	Punkt Meppen Punkt Wettringen	2019
P20	NA Leitung (25 km)	380 kV	Emden/Ost Halbemond	2021
P21	NA/NV Leitung Neubau: 55 km Alte Trasse: 60 km	Ausbau 220 kV auf 380 kV	Conneforde, Cloppenburg, Merzen	2022
P22	NV Leitung (63 km)	Ausbau 220 kV auf 380 kV	Conneforde Ganderkesee	2024
P23	NV Leitung (100 km)	380 kV	Dollern Elsfleth/West	2024
P210	NV Kuppelleitung	380 kV	Diele (D) Meeden (NL)	2025
TTG-018	NA Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen		Ganderkesee	2015 / 2018
P157	NA Schaltanlage	380 kV	Conneforde	2018 / 2022

NA Netzausbau **NV** Netzverstärkung

Tabelle 9 Übersicht der Netzausbau- und Verstärkungsprojekte im Netzgebiet Conneforde, [65]

Die Projekte betreffen überwiegend Leitungsausbau- und Verstärkungsmaßnahmen im Übertragungsnetz, sowie die dazugehörigen Ausbaumaßnahmen in den angeschlossenen Schaltanlagen. Zwei Projekte beinhalten ausschließlich Neu- und Ausbaumaßnahmen in Schaltanlagen. Bei sechs Projekten ist die Erschließung einer jeweils neuen Leitungstrasse mit einer Gesamtlänge von 272 km über alle vier Projekte vorgesehen. Netzverstärkungsmaßnahmen werden auf einer Länge von insgesamt 318 km durchgeführt.

Gegenüberstellung von Onshore- und Offshore-Projekten

Die Darstellung der zeitlichen Zubauabfolge von NAS weist Perioden (z.B. 2023 bis 2025) mit einem jährlichen Zuwachs der vom Transportnetz aufzunehmenden Leistung von bis zu 900 MW aus, Abbildung 30. Am Ende des betrachteten Zeitraums, im Jahr 2035 ist mit einer Steigerung der bestehenden Gesamteinspeiseleistung von NAS von ca. 3 GW um weitere 9,9 GW zu rechnen. Die Notwendigkeit den geplanten landseitigen Ausbau und die Verstärkungsmaßnahmen zeitlich sehr eng zu staffeln, ist offensichtlich. Gleichbedeutend damit ist die kontinuierliche, konsequente Umsetzung der geplanten Projekte.

Laut NEP-Strom [65] ist davon auszugehen, dass die Kapazitätssteigerungen, die durch die geplanten landseitigen Projekte erzielt werden, ausreichend sind, um der Transportaufgabe des Netzes gerecht zu werden. Jedoch muss im Fall von Verzögerungen der Onshore-Projektabwicklung und gleichzeitiger termingerechten IBN der Offshore-Netzanbindungen mit erheblichen Kapazitätsengpässen gerechnet werden.

Deutlich wird dies beispielsweise am Ausbau des NAS von BorWin3, NOR-8-1. Hierfür ist der geplante IBN-Termin 2019. Im selben Jahr liegt das IBN-Datum für das zur Ableitung der Energie notwendige Leitungsverstärkungsprojekt P69. Ein weiteres Beispiel ergibt sich für DolWin6, NOR-3-3 in Emden/Ost. Der aktuelle Planungsstand des O-NEP [66] sieht, anders als der O-NEP 2024 [103], die IBN der Netzanbindung mit 900 MW statt für 2021 für 2023 vor [104]. Dies dokumentiert auch der zweite Entwurf des NEP-Strom 2025[65]. Die unterschiedlichen IBN-Termine werden derzeit intensiv diskutiert, da die Vergabe in 2016 - zur Fertigstellung in 2021 nach O-NEP 2024 - von den norddeutschen Küstenländern und der Offshore-Windbranche für nötig erachtet wird. Eine netzplanerische Bewertung der beiden IBN-Termine kann hier nicht durchgeführt werden, da für diese Untersuchung keine Lastflussberechnungen erfolgt sind. Laut NEP-Strom ist jedoch die Voraussetzung für den Abtransport der Leistung in das Transportnetz die Umsetzung der landseitigen Projekte P69, P20 und wahrscheinlich auch P21. Das Projekt P69 umfasst die Verstärkung einer vorhandenen 220-kV-Leitung auf eine 380-kV-Leitung und die Neuerrichtung der 380-kV-Schaltanlage in Emden/Ost. Das vorgesehene IBN-Datum ist 2019. Das Projekt P20 umfasst sowohl den Neubau einer 380-kV-Leitung von Emden/Ost nach Halbemond sowie einer 380-kV-Schaltanlage in Halbemond. Das vorgesehene IBN-Datum ist 2021. Das Projekt P21, das für die Weiterleitung der Leistung über Conneforde hinaus, in das südliche Übertragungsnetz notwendig ist, umfasst außerdem einen Leitungsneubau mit neuer Trasse zwischen Cloppenburg und Merzen auf einer Länge von 55 km. Die IBN ist für 2022 terminiert, ein Jahr vor der IBN der Netzanbindung DolWin6.

Aus der engen zeitlichen Staffelung der IBN-Termine wird deutlich, dass die Zeitreserven zwischen der Fertigstellung von NAS und dafür notwendigen Onshore-Verstärkungs- und Ausbauprojekten in Einzelfällen nur wenige Monate betragen.

Ergebnis

Die Gegenüberstellung der geplanten IBN-Termine von Onshore- und Offshore-Projekten im Raum Conneforde zeigt, dass in mindestens zwei Fällen (DolWin6, NOR-3-3 bzw. BorWin3, NOR-8-1) bereits vergleichsweise kurze Verzögerungen der Onshore-Projekte (P20, P21, P69) die Aufnahmefähigkeit offshore erzeugter Energie beeinträchtigen können. Um den Abtransport der Offshore-Energie zu gewährleisten, muss der geplante Netzausbau daher konsequent und unverzüglich umgesetzt werden.

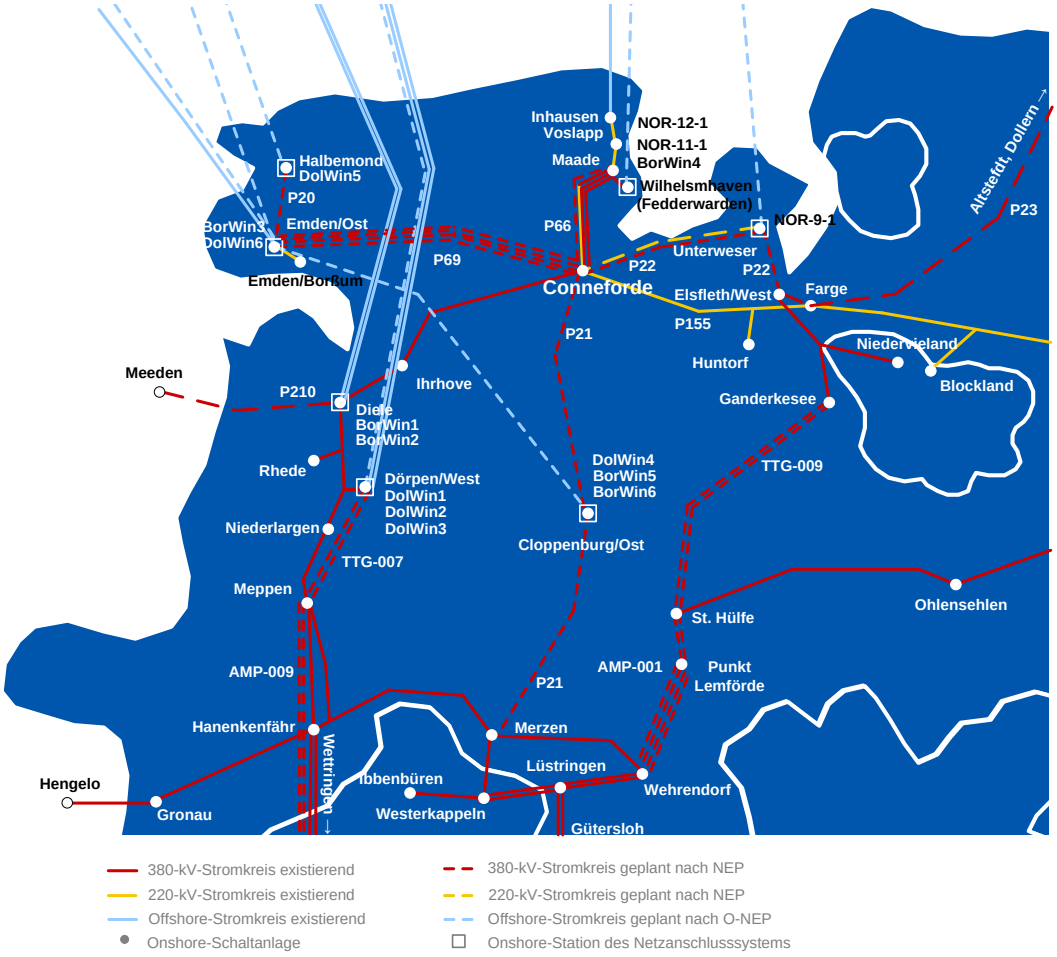


Abbildung 29 Geographische Übersicht des Ausbaus onshore und offshore im Raum Conneforde

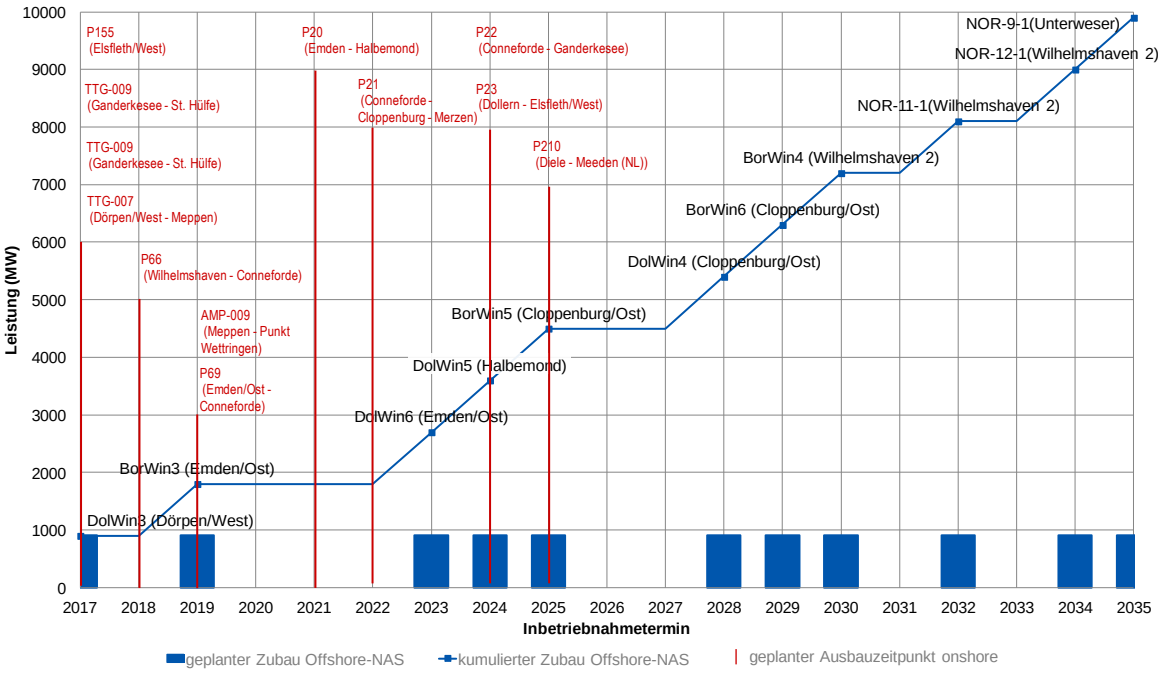


Abbildung 30 Chronologische Übersicht des Ausbaus onshore und offshore im Raum Conneforde

8.2 Lösungsansätze zur Überbrückung von Onshore-Engpässen

Da eine Verzögerung des Onshore-Netzausbaus und der Verstärkungsmaßnahmen aufgrund der Erfahrung aus bisherigen Projekten nicht ausgeschlossen werden kann, ist es sinnvoll, präventive, ergänzende Ansätze wo möglich umzusetzen. Diese sollen es dem elektrischen Transportsystem ermöglichen, übergangsweise die Offshore-Leistung bis zur IBN der Onshore-Ausbaumaßnahmen aufzunehmen. Das folgende Kapitel stellt ausgewählte Vorschläge vor, die auch kurzfristig zur Überbrückung von Übertragungsengpässen umgesetzt werden können.

Konsequente Umsetzung des §13 EnWG

Eine Kurzanalyse des Energy Brainpool [105] zeigt, dass konventionelle Kraftwerke nicht konsequent abgeregelt werden, um erneuerbar erzeugter Energie die Einspeisepriorität einzuräumen. Stattdessen findet in kritischen Situationen, wenn Erzeuger erneuerbarer Energien (EE-Erzeuger) bereits gedrosselt werden, ein marktwirtschaftlicher Einsatz von konventionellen Kraftwerken statt. Die Subsidiarität des Eingriffs in Betrieb von Anlagen, die nach dem EEG und / oder dem KWKG gefördert werden ist daher nicht vollständig gegeben. Diese Praxis kann dazu führen, dass das Engpassmanagement während eines kritischen Netznutzungsfalles einseitig zu Lasten der EE-Erzeuger ausfällt und könnte im Einzelfall die Entschärfung einer kritischen Situation erschweren. Um das zu verhindern, muss die Einspeisepriorität der EE-Erzeuger gemäß EEG in Zukunft stärker gegenüber den marktwirtschaftlichen Interessen der Betreiber konventioneller Kraftwerke durchgesetzt werden. Dabei ist der sichere Systembetrieb angemessen zu berücksichtigen.

Hybridleitungen im Übertragungsnetz

Der Ansatz sieht vor, einen Stromkreis einer bestehenden Übertragungsleitung mit der DC-Technologie zu nutzen. Dadurch kann die Übertragungskapazität der Leitung um mindestens die Hälfte gesteigert werden. Die daraus resultierende Änderung wesentlicher Leistungsmerkmale der Leitung erfordert ein neues PFV. Das Vorgehen entspricht damit dem Leitungsneubau in vorhandener Trasse [96]. Aufgrund einer wahrscheinlich höheren örtlichen Akzeptanz für ein solches Projekt und den Wegfall des ROV kann eine Verkürzung der Planungsphase erwartet werden. Neben der Errichtung von Umrichterstationen, für die jeweils neue Genehmigungen gemäß BImSchG notwendig sind, ist ebenfalls der Austausch bzw. die technische Anpassung von weiteren Betriebsmitteln notwendig. Für Standortsuche, Planung und Bau von Umrichterstationen muss mit einer Dauer von mehreren Jahren gerechnet werden. Dennoch verspricht dieser Ansatz ein Beschleunigungspotenzial hinsichtlich der Vergrößerung der Übertragungskapazität.

Prinzipiell ist auch die vollständige Umstellung einer bestehenden Trasse auf DC-Technologie mit zwei DC-Systemen denkbar. Theoretisch ist mit dieser Option bei einer bestehenden 380-kV-Doppelleitung (Übertragungskapazität mit Redundanz ca. 1.500 MW / 1.650 MVA bei 2.520 A, ohne Redundanz ca. 3.000 MW / 3.300 MVA) eine Steigerung der Übertragungskapazität von bis zu 700 MW (bei 2.200 MW pro DC-Kreis, mit Redundanz) möglich. Ohne Redundanz in der Trasse ist sogar eine Steigerung der Übertragungskapazität auf 4.400 MW möglich. Da statt 3.300 MVA Transportkapazität bei einem „Common Mode“-Ausfall dann jedoch 4.400 MW Transportkapazität bei einem Einfachausfall fehlen, ist die Netzsicherheit einer solchen Konfiguration durch geeignete netztechnische Maßnahmen sicherzustellen und nachzuweisen.

Beseilung bestehender Trassen mit Hochtemperatur- und Hochstromseilen

Dieser Ansatz entstammt dem klassischen Portfolio der Übertragungskapazitätssteigerung und entspricht dem „NOVA-Prinzip“ und damit der Methodik des NEP-Strom [65]. Dieses Prinzip soll in zahlreichen Projekten des Startnetzes des NEP-Strom 2025 umgesetzt werden. Durch die Neubeseilung kann die thermische Belastbarkeit der Freileitun-

gen deutlich angehoben werden. Es ist jedoch stets zu prüfen, ob die Tragfähigkeit der Masten für eine Neubeseilung ausreicht, was bei Hochtemperaturseilen in der Regel gegeben ist.

Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken als Regelkraftwerke

Die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland, Österreich und der Schweiz haben eine Gesamtleistung von ca. 17 GW (ca. 6,4 GW in Deutschland, ca. 1,8 GW in Österreich [106] und 8,7 GW in der Schweiz [107]). Sie werden momentan marktgeführt betrieben. Durch die konsequente Änderung der Fahrweise hin zur Unterstützung des Netzbetriebes im Sinne von Redispatch-Maßnahmen, lässt sich dieses Potenzial zur Netzentlastung nutzen.

Das bestehende Geschäftsmodell der Pumpspeicherkraftwerke muss dazu weiter entwickelt werden (Marktdesign). Ein finanzieller Ausgleich wäre jedoch durch Einsparungen bei der Förderung neuer und unerprobter Speichertechnologien sowie bei klassischen Reservekraftwerken (etwa bei stillgelegten aber als „systemrelevant“ erklärten Kraftwerken) denkbar.

Bundesweites Last-Management zur Vermeidung von Netzengpässen

Ein Potenzial zur Vergrößerung der Redispatchleisung ergibt sich auf der Lastseite. Die Entschärfung eines kritischen Netznutzungsfalles kann auch durch gezieltes Zuschalten steuerbarer Verbraucher erreicht werden. Aktuell werden drei wesentliche Verfahren diskutiert:

- Verwendung von Elektroenergie zur Wasserstoffproduktion
  Mit einer entsprechenden Anreizregelung könnte die notwendige Infrastruktur zügig implementiert werden. Insbesondere im Norden Deutschlands könnten entsprechende Lastzentren für zusätzliche Last sorgen. Das Potenzial einer solchen Lösung untersucht [108].
- Nutzung von vorhandenen elektrischen Wärmespeichern (z. B. Nachtspeicheröfen)
  Diese Option hat ein Potenzial von 10 bis 11 TWh elektrischer Energie pro Jahr [109] und kann von Netzbetreibern ohne Nachrüstung umgesetzt werden, da die Fernsteuerungsinfrastruktur bereits existiert.
- Großanwendung für „Power2Heat“. Ein Projekt auf der Basis eines Heißwasserspeichers in Norddeutschland befindet sich in der Umsetzung [110].

Weitere Verfahren zur Sektorenkopplung z. B. an der Schnittstelle zum Mobilitätsbereich oder Einbeziehung von KWK-Anlagen [111] sind zusätzlich denkbar.

Bundesweite Anreizregelung für gesicherte Leistung durch EE-Kombikraftwerk

Mit einer entsprechenden Anreizregelung ist es nach heutigem Stand der Technik problemlos möglich, gesicherte Leistung erneuerbar bereitzustellen. Denkbar sind Kombinationskraftwerke von Windparks und Biogaskraftwerken um eine zugesicherte Leistung garantiert herzustellen. Ein solches Kraftwerk ist steuerbar und kann daher wie ein konventionelles Kraftwerk flexibel auf kritische Netznutzungsfälle reagieren. Zudem können solche Kraftwerke Teile der Grundlast übernehmen.

Sicherheitsbeurteilung durch dynamische Echtzeitverfahren

Im bisherigen Planungsverfahren ist der Maßstab für die Beherrschbarkeit von kritischen Netznutzungsfällen die Einhaltung des n-1-Kriteriums. Die ausschlaggebende Größe zur Abschätzung der Auslastung einzelner Betriebsmittel ist dabei die jeweilige thermische Belastbarkeit, die Erfahrungs- und Normwerten entspricht.

Die tatsächliche Belastung während eines realen Netznutzungsfalls lässt sich jedoch nicht genau abschätzen. Daher gilt bei der klassischen Netz- und Operationsplanung ein konservativer Ansatz, der zu konservativen Ergebnissen hinsichtlich der Belastbarkeit von Betriebsmitteln in kritischen Netznutzungsfällen führt.

Die folgenden beiden Ansätze ergänzen den bisherigen Planungsansatz mit Echtzeitverfahren, mit dem Ziel, die Übertragungskapazität von Betriebsmitteln besser auszunutzen.

- „On-Line dynamic security assessment“ (On-line DSA)
  Mit Hilfe einer Echtzeitberechnung kann während eines kritischen Netznutzungsfalles unter Berücksichtigung aller aktuellen Netzinformationen genauer überprüft werden, ob es tatsächlich zu Stabilitätsproblemen kommt. Mit entsprechender Software können zudem Gegenmaßnahmen ermittelt werden, um die Situation im Netz zu verbessern. Mit dem aktuellen Stand der Technik sind sowohl statische (Echtzeit-) Lastflussberechnungen als auch transiente Simulationen möglich. Das On-Line DSA wird bei mehreren europäischen ÜNB bereits eingesetzt [112].

- Echtzeitfreileitungs-Monitoring
  Das Messen der Leiterseiltemperaturen von Freileitungen während eines kritischen Netznutzungsfalles ermöglicht eine bessere Abschätzung des Stabilitätsrisikos. Zudem erlaubt das Verfahren zielgerichtete Gegenmaßnahmen zur Beherrschung der Situation. Dieses Verfahren ist sowohl bei europäischen ÜNB (siehe vergleichender Verfahrenstest bei SwissGrid, [113]) als auch in Deutschland in Form von Wettermessungen [114] bereits implementiert.

Die Methodik des NEP-Strom sieht bereits eine Flexibilisierung der Grenzwerte von Übertragungsleitungen unter Berücksichtigung von Jahreszeiten und des Wettereinflusses vor.

Entschärfung kritischer Netznutzungsfälle durch vorübergehende Leistungsreduktion von EE-Erzeugern

Durch eine schnelle und kurzfristige Reduktion der von EE-Erzeugern bereitgestellten Leistung bei einer tatsächlich eingetretenen n-1-Situation, kann ggf. ein n-1-Fall bis zur Wirksamkeit anderer Maßnahmen behoben werden. Dieser Ansatz steht insbesondere im Zusammenhang mit dem bereits erwähnten On-Line DSA. Um zwischen ÜNB und EE-Erzeugern Transparenz zu schaffen, könnte eine Nachweispflicht für die Notwendigkeit der vorübergehenden Leistungsreduktion im Anschluss an eine Anwendung vorgesehen werden. Das Recht des Netzbetreibers bei Bedarf, im tatsächlichen Fall in einer n-1-Situation, Leistung von EE-Erzeugern aktiv zu reduzieren, sollte zudem vertraglich fixiert werden.

Nach Einschätzung von Prof. Erlich, Universität Duisburg, ist es wahrscheinlich möglich 90% der Einspeisemanagement-Eingriffe (EinsMan-Eingriffe) einzusparen. Die Voraussetzungen dafür sind die Anwendung von On-Line DSA, einer automatischen Bestimmung der besten Gegenmaßnahmen (counter measures) sowie die Möglichkeit, Windparks in wenigen Minuten drosseln zu können. Grundsätzlich sollen dabei die reduzierenden EinsMan-Eingriffe nicht im Vorhinein (präventiv), sondern erst nach dem tatsächlichen Eintritt einer n-1-Situation (kurativ) durchgeführt werden. Ob eine ausreichende Zeitreserve für einen kurativen EinsMan-Eingriff besteht, kann jedoch im Vorhinein mit On-line DSA abgeschätzt werden. Ein kurativer EinsMan-Eingriff dient zur Überbrückung des Zeitraums, bis durch weitere netztechnische Gegenmaßnahmen die n-1-Situation behoben wurde.

Reflektion des Strukturwandels im Kraftwerkspark in GridCodes und den technischen Anschlussbedingungen des VDE

Der Kraftwerkspark befindet sich in einem Strukturwandel weg von konventionellen Kraftwerken hin zu EE-Erzeugern. Es ist daher notwendig die Betriebsphilosophie des Netzes

auf die technischen Fähigkeiten der EE-Erzeuger hin auszurichten. Diese bieten vielfältige Möglichkeiten, um kritische Netznutzungsfälle zu verhindern.

Technische Möglichkeiten um kritische Netznutzungsfälle zu verhindern oder zu entschärfen sind beispielsweise:

- Kurzfristiges Reduzieren der Wirkleistungseinspeisung bei EE-Erzeugern im n-1-Fall
- Intelligente Beteiligung von EE-Erzeugern an der Frequenzhaltung im Netz (z. B. emergency frequency control)

Der beschriebene Strukturwandel des Kraftwerksparks sollte sich jedoch auch in den Anschlussregeln für konventionelle Kraftwerke wieder finden. Möglich wäre z. B. folgende Regelung:

- Nutzung außerbetrieb gesetzter konventioneller Kraftwerke (z. B. Block A des Kernkraftwerks Biblis) als Phasenschieber sowie zur Stabilisierung des Netzbetriebes durch weitgehende Beibehaltung der Massenträgheit (Schwungmasse).

Das Thema GridCodes sowie die Anpassung der nationalen Regelungen wird bereits in Kapitel 7.1.1 im Zusammenhang mit dem NetworkCode RfG behandelt.

Ergebnis

Es existieren verschiedene Vorschläge, die es erlauben, zeitliche Verzögerungen in der Abwicklung von Onshore-Ausbaumaßnahmen kurzzeitig zu überbrücken und dadurch die Auswirkungen von Netzengpässen zu verringern. Die Vorschläge setzen sowohl auf neue Technologien als auch auf Ergänzungen im bestehenden Regelwerk (soweit noch nicht vollzogen) und betreffen prinzipiell den Ausbau aller EE-Erzeuger. Sie haben daher auch besondere Relevanz für den Ausbau der Offshore-Windenergie.

8.3 Fazit

Der mittel- und langfristige Ausbau des Onshore-Netzes ist notwendig zur Übertragung der zukünftig offshore erzeugten Leistung. Zusätzlich existieren Potenziale zur kurzfristigen Steigerung der Übertragungskapazitäten oder besseren Integration der offshore erzeugten Energie ins Versorgungssystem. Damit können temporäre Verzögerungen im Netzausbau, die den weiteren Zubau der Offshore-Windenergie in Netzengpassgebieten verhindern, überwunden werden. Der Ausbau der Offshore-Windenergie kann daher unabhängig von kurzfristigen Verzögerungen des Onshore-Netzausbaus erfolgen. Bei richtiger Anwendung wird die Sicherheit der Versorgung und des Systembetriebs weiterhin gewährleistet und der Ausbau der Offshore-Windenergie muss nicht wegen kurzzeitiger Netzengpässe gedrosselt werden.

9. Schlussfolgerungen Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale

Der Netzausbau und die Netzanbindung sind zentrale Elemente für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie. Für eine bessere Planbarkeit sowie für die Weiterentwicklung der Offshore-Windenergie insgesamt ist es erforderlich, die Kosten und den Zeitaufwand für den Netzausbau und die Netzanbindung auf See zu senken.

In dieser Studie wurden innerhalb der drei Hauptphasen Genehmigung, Ausschreibung und Projektrealisierung aktueller Projektabläufe, sowie bei potentiellen Weiterentwicklungen der technischen Rahmenbedingungen Maßnahmen erarbeitet, die sich beschleunigend und kostensenkend auf den Gesamtprozess des Netzausbaus und der Netzanbindung in der Nordsee auswirken. Dazu wurden in einem ersten Schritt bisherige Projekte von Offshore-NAS im Hinblick auf typische Verläufe und Kostenverteilungen analysiert, um daraus Rückschlüsse für zukünftige Projekte ziehen zu können. In den nachfolgenden Schritten wurden die drei oben beschriebenen Phasen untersucht, sowie technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen betrachtet.

Die Ergebnisse dieser Studie beruhen auf den Erfahrungen des Auftragnehmers, einer Analyse von Veröffentlichungen und Studien zur Offshore-Windenergie, einer gerade abgeschlossenen wissenschaftlichen Arbeit zur Dauer der Planungen, sowie einer Befragung der wesentlichen Stakeholder. Dabei wurden Stakeholder aus der gesamten Offshore-Wind Branche, von den Investoren bis hin zu den Genehmigungsbehörden, befragt.

Bisherige Projekte

Offshore-HGÜ-Projekte können in drei Hauptphasen unterteilt werden, bevor die erste Stromübertragung stattfindet. Die Projekte starten mit der Planungs- und Genehmigungsphase, in der der ÜNB die benötigten Genehmigungen vorbereitet und beantragt. Diese Phase wird mit 36 bis 60 Monaten angesetzt und kann sich bis in die Realisierungsphase erstrecken. Für die Ausschreibungs- und Vergabephase sind bisher 12 Monate angesetzt. Der Vergleich zu bisherigen Projekten zeigt jedoch, dass Vergaben an einen GU fast immer schneller durchgeführt wurden. Die Realisierungs- und Inbetriebnahmephase wird standardmäßig mit einer Laufzeit von 60 Monaten geplant, die jedoch von allen fertiggestellten Projekten trotz diverser Verzögerungen unterschritten wurde. Die besonders schnell durchgeführten Projekte (31 und 44 Monate) können jedoch nicht als Maßstab herangezogen werden, da hier häufig Probleme in der Betriebsphase bekannt wurden, die auf Qualitätsmängel in der Umsetzung deuten. Die durchschnittliche Umsetzungsdauer aller abgeschlossenen Projekte betrug ca. 50 Monate. Werden die beiden besonders schnell durchgeführten Projekte außen vor gelassen, dann ergibt sich für die bereits abgeschlossenen Projekte eine durchschnittliche Umsetzungsdauer von 55 Monaten.

Die Kostenverteilung von NAS ist nicht öffentlich bekannt. Es existieren jedoch Presseberichte und -meldungen, die die geplanten Gesamtinvestitionskosten und die Vertragswerte nennen. Diese zeigen einen steigenden Trend, was in Kombination mit Kostensteigerungen in den ersten Projekten von 25 bis 50 % vermuten lässt, dass die Kosten bzw. die Risiken in den ersten Projekten zu gering bewertet wurden. Die vorliegenden Informationen sind jedoch zu oberflächlich und nicht ausreichend belastbar, um darauf aufbauend weitere Untersuchungen durchzuführen. Deshalb werden, soweit möglich, Aussagen über prozentuale Kostensenkungen oder den Wegfall bzw. die preisbeeinflussenden Konstruktionsänderungen bestimmter Komponenten oder Arbeitsschritte getroffen.

Genehmigungsverfahren

Grundlage für den Genehmigungsprozess von HGÜ-Offshore-Netzanbindungen sind der BFO und der O-NEP. Das PFV als Leitverfahren sowohl in der AWZ als auch im Küstenmeer und auf dem Festland erfordert eine nachvollziehbare Trassenplanung und ist von den jeweils zuständigen Genehmigungsbehörden durchzuführen. Problematisch für die Weiterentwicklung der Offshore-Windenergie ist die in der Vergangenheit fehlende Kontinuität der Planungsgrundlagen. Dies kann dazu führen, dass die zu Beginn der Planfeststellungsverfahren geltenden Rahmenbedingungen zum Abschluss der Verfahren keinen oder nur noch bedingt Bestand haben. Eine sinnvolle Maßnahme ist daher die Sicherstellung der Planungskontinuität durch BFO und O-NEP (GV1). Die oftmals erhebliche Anzahl von Beteiligten mit unterschiedlichen Anforderungen, mit denen eine qualifizierte Auseinandersetzung geführt werden muss, ist ein weiteres Problem. Beschleunigungspotenziale im Genehmigungsprozess lassen sich aus planerischer und rechtlicher Sicht insbesondere über eine bessere Koordination zwischen ÜNB, Windparkentwicklern, Zulieferern und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) sowie den betroffenen Bundesländern erzielen. Dabei stehen das Lernen aus den bisherigen Problemen in den durchgeführten Verfahren, der Austausch bisheriger Erfahrungen über die unterschiedlichen Pflichten und Interessen der Akteure, die Kooperation zwischen den Beteiligten und die Schaffung klarer und möglichst einheitlicher Antragsvoraussetzungen und Antragsunterlagen im Vordergrund.

Der Trassenplanung kommt eine besondere Bedeutung zu. Durch die frühzeitige Einbindung von Trägern öffentlicher Belange und Privatbetroffenen (GV2) im Vorfeld des eigentlichen Planfeststellungsverfahrens können zeitkritische Voruntersuchungen frühzeitig in Gang gesetzt werden. Die sich daraus ergebende Zeitersparnis ist insbesondere bei der Vermeidung jahreszeitbedingter, längerfristiger Untersuchungen im laufenden Verfahren erheblich. Hierzu tragen bereits vor Beginn des eigentlichen Planfeststellungsverfahrens vorgenommene „orientierende Untersuchungen“ in den Trassenkorridoren (GV3) durch den Antragsteller bei. Bei der Ermittlung und Bewertung der erforderlichen Trassenalternativen bzw. der parallelen Umweltprüfung kann der Verfahrensablauf durch einheitliche Zuständigkeiten (GV4) sowie durch Vereinheitlichung der für die Verfahrensdurchführung erforderlichen Unterlagen beschleunigt werden.

Die Analyse der durchgeführten Planfeststellungsverfahren hat gezeigt, dass mehrere geeignete Maßnahmen existieren, die den Prozess vereinfachen und beschleunigen können. Durch den Einsatz „privater Dritter“ (GV5) - vorzugsweise als Projektmanager - können die Aufgaben beim Antragsteller zusätzlich wirkungsvoll konzentriert und möglicherweise auftretende Personalengpässe kompensiert und insbesondere Projekterfahrungen aus vergleichbaren Projekten in das Verfahren eingebracht werden. Durch eine Standardisierung der Antragsunterlagen (GV6), die z. B. in einer informellen länderübergreifenden Arbeitsgruppe unter Einbeziehung des BSH erarbeitet werden können, wird die Erstellung der Antragsunterlagen erleichtert und deren Überprüfung und Bewertung beschleunigt. Hierdurch verringert sich das Risiko nachträglicher Änderungen. Durch definierte technische Schwellenwerte bzw. maximale Ausbaugrößen für Bauteile (GV7), die für die Ermittlung der Raum- und Umweltwirkungen der Projekte maßgeblich sind, lässt sich das Risiko einer Neuauslegung der Verfahrensunterlagen bei geringfügigen technischen Änderungen verringern. Eine frühzeitige Aufteilung der Gesamttrasse (GV8) zur Netzanbindung in Genehmigungsabschnitte entsprechend den naturräumlichen, territorialen oder besonderen technischen Anforderungen (z. B. Querung von Deichen oder anderen Trassen) ermöglicht eine Parallelbearbeitung oder das Vorziehen besonders kritischer bzw. unkritischer Bereiche. Dadurch kann eine erhebliche Zeit- und Kostenersparnis erzielt werden.

Als neues Instrument zur Optimierung der planerischen Abläufe (GV9) werden eine behördliche Vollständigkeitsprüfung und die Erstellung eines entsprechenden behördlichen Vollständigkeitstestats vorgeschlagen. Dieses gibt den antragstellenden ÜNB Rechtssicherheit, erhöht den Anreiz zur Standardisierung der behördlichen Anforderungen und

kann als Zäsur für eine Unabänderlichkeit der Festlegungen des O-NEP genutzt werden. Durch vorgezogene Behördenentscheidungen über Teilaspekte des Vorhabens kann schließlich eine Flexibilisierung bei der Ausführung des Vorhabens erzielt werden und den antragstellenden Windparkbetreibern früher Planungssicherheit gegeben werden (GV9).

Ausschreibungs- und Vergabeverfahren

Aktuell wird der Netzanschluss nach § 17 d Abs. 1 EnWG durch den in der Regelzone zuständigen ÜNB ausgeschrieben. Eine Änderung würde es ermöglichen, die Errichtung und den Betrieb der OWP-Netzanbindungen durch eine staatliche Stelle europaweit auszuschreiben (AV1). Der Ansatz soll außerhalb dieser Studie weiter detailliert und diskutiert werden, um das daraus resultierende Potenzial abzuschätzen.

Die Ausschreibungsverfahren sind in der Vergangenheit relativ intransparent gestaltet gewesen und werden es auch in Zukunft sein, wenn nicht regulatorische Vorgaben erarbeitet werden. Die Erhöhung der Transparenz (AV2) könnte z. B. durch die Ausweitung der Bekanntmachungspflichten realisiert werden. Durch die Erhöhung der Transparenz steigt der Druck auf die Beteiligten, kosten- und zeiteffizient zu arbeiten.

Die Anzahl der potenziellen Bieter ist relativ gering. Um diesem entgegen zu wirken und in Zukunft bei gleichbleibendem Technikkonzept mehr Wettbewerb zu erhalten, könnte der Ausschreibende die Bieterkosten anteilig übernehmen (AV3) und / oder die Losaufteilung ausweiten (AV4). Aktuell werden für Ausschreibung und Vergabe bis zu 12 Monate Bearbeitungszeit angesetzt. In der Vergangenheit ist dieser Zeitraum bei Vergaben an einen Generalunternehmer regelmäßig unterschritten worden. Bei der momentan durchgeführten Zwei-Lose-Vergabe kann der pauschal angesetzte Planwert auf 10 Monate verkürzt werden (AV5).

Diese Maßnahmen führen zum Teil zu einem höheren Risiko und Personalaufwand beim ÜNB; auf der anderen Seite stehen dem aber Kostensenkungspotenziale in der Projektrealisierung entgegen.

Projektrealisierung

In der Projektrealisierung liegt das größte Kostensenkungs- und Beschleunigungspotenzial im Teilprojekt der Offshore-Konverter-Station. Dies beeinflusst auch die gesamte Projektdauer, da sie die längste Realisierungszeit hat und damit vorwiegend auf dem kritischen Pfad des Gesamtprojekts liegt.

Die Anforderungen an dieses Gewerk im Zusammenhang mit der Zertifizierung für die Genehmigung waren zu Projektbeginn nicht vollständig geklärt. Dies hat zu späten Design- und Konzeptänderungen geführt und damit zu Kostensteigerungen und Verzögerungen. Daher sollten die Zertifizierungsvorgaben festgeschrieben (RI1) werden. Dies kann in Zusammenarbeit zwischen den genehmigenden Behörden, den Zertifizierern und dem ÜNB stattfinden. Wenn die Vorgaben zum Projektbeginn festgeschrieben werden, reduziert sich das Risiko von Verzögerungen in der Genehmigung und von technischen Änderungen im späteren Projektverlauf. Um das Risiko von Änderungen weiter zu reduzieren, sollte eine Designfreigabe durch den ÜNB zu Baubeginn (RI2) eingeführt werden, damit zwischen ÜNB und Auftragnehmer von Anfang an das gleiche Verständnis über das zu liefernde Gewerk besteht.

Die technischen Ausstattungen und Redundanzen sind nicht festgeschrieben. Um eine volkswirtschaftlich optimale Lösung zu erzielen, könnten die Ausstattungsstandards vorgegeben (RI3) werden. Bei der Ermittlung dieser Vorgaben ist auf ein ausgewogenes Verhältnis zwischen sicherer Ausstattung und kostengünstigen Lösungen zu achten. Um einen angemessenen Technik- und Kostenrahmen festzulegen, könnten diese Vorgaben durch die Bundesnetzagentur und das BSH entwickelt werden.

Eine Ausweitung der Kontrolle der (Sub-) Auftragnehmer (RI4) wird empfohlen, da durch diese Verzögerungen hätten vermieden werden können. Damit entsteht allerdings erhöhter Personalbedarf beim ÜNB und dem Auftragnehmer, der mit erhöhten Personalkosten einhergeht. Diesem erhöhten Personalbedarf stehen aber ein besserer Projektablauf mit geringeren Verzögerungs- und Kostensteigerungspotenzialen entgegen.

Die im Moment mit bis zu 60 Monaten geplante Realisierungszeit wurde in den bisherigen Projekten trotz Verzögerungen nicht überschritten. Besonders schnell durchgeführte Projekte sollten nicht als Maßstab herangezogen werden, da hier häufig Probleme in der Betriebsphase bekannt wurden, die auf Qualitätsmängel in der Umsetzung deuten. In Anbetracht dessen, dass eine schnelle Projektrealisierung nur dann sinnvoll ist, wenn auch bestimmte Qualitäts- und Kostenziele eingehalten werden, kann die geplante Realisierungszeit mit Umsetzung der beschriebenen Maßnahmen um 6 bis 12 Monate gekürzt werden.

Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen

Technische Richtlinien, die für die Planung und Auslegung der elektrotechnischen Komponenten des Netzanschlusssystems von Bedeutung sind, werden hauptsächlich über den BFO vorgegeben. Neben übergeordneten Planungsgrundsätzen, die Trassenkorridore, Art der Verlegung und Auswirkungen auf die Umwelt (2 K-Kriterium) regeln, werden auch spezifische technische Vorgaben gemacht. Dabei werden Technologien, wie die Verwendung von HGÜ, oder einzelne Parameter, wie die Übertragungsleistung und -spannung eines Netzanschlusses, vorgeschrieben. Auch die Parameter der Schnittstelle bzw. Eigentumsgrenze zum Windpark-Betreiber sind festgelegt. NAS, die entsprechend dieser Vorgaben entwickelt werden, haben deshalb einen typischen Aufbau.

Die Vorgaben vereinfachen den Planungsprozess, sorgen für mehr Wettbewerb, erhöhen die Verfügbarkeit von Ersatzteilen und erleichtern den Betrieb mehrerer solcher Systeme. Jedoch wird die Entwicklung von Innovationen, die mit den Vorgaben nicht kompatibel sind und womöglich größere Verbesserungspotenziale mit sich bringen, behindert.

Aktuell existieren technische Weiterentwicklungen wie gasisolierte HGÜ-Schaltanlagen, die eine kompaktere Bauform der Offshore-Konverter-Station ermöglichen und im Rahmen der geltenden Vorgaben realisiert werden können. Andere Weiterentwicklungen wie Kabel, die mit höheren Spannungen mehr Leistung übertragen können, oder Anschlusskonzepte, die weniger Plattformen benötigen, können im Rahmen der Vorgaben jedoch nicht realisiert werden.

HGÜ-Kabel mit höheren Nennspannungen können eingesetzt werden, wenn die Vorgaben zur Gleichstrom-Übertragungsleistung und -spannung im BFO (TE1) angepasst werden. Diese Änderung ist vergleichsweise klein, da sie sich nur auf Bereiche auswirkt, die im Verantwortungsbereich des ÜNB liegen.

Um andere technische Weiterentwicklungen nutzen zu können, müssen Parameter des BFO angepasst (TE2) werden, die mehrere Parteien betreffen. Dies sind beispielsweise die Parameter der Schnittstelle zwischen OWP-Betreiber und ÜNB oder das 2 K-Kriterium, das die zulässige Erwärmung des Meeresbodens beschreibt. Dabei bietet sich neben der Änderung auf einen neuen, höheren Wert vor allem eine Flexibilisierung an. Diese Flexibilisierung ermöglicht eine projektspezifische Optimierung zur Senkung von übertragungsleistungsspezifischen Kosten und Bauzeit, da beispielsweise die Anzahl der Drehstromkabelverbindungen oder der Komponenten auf Plattformen verringert werden kann.

Noch höhere Beschleunigungs- und / oder Kostensenkungspotenziale versprechen innovative Anschlusskonzepte (TE3), wie ein Direktanschluss der Windenergieanlage an die Offshore-Konverter-Station oder eine dezentrale Gleichrichtung. Die Kostenreduktion liegt nach Herstellerangaben bei bis zu 30%. In beiden Varianten kann im Vergleich zum aktuellen Konzept auf Plattformen verzichtet und damit der bauliche Umfang deutlich reduziert

werden. Der Aufbau der verbleibenden Plattformen wird sich ebenfalls deutlich verändern. Um dies zu realisieren muss neben einer Anpassung der Parameter des BFO auch die Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Betreiber im BFO neu definiert werden. Die Neudefinition ermöglicht dem ÜNB sowohl nach aktuellem als auch nach innovativen Konzepten zu planen und somit jeden Netzanschluss projektspezifisch optimiert auszulegen.

Da speziell neue Entwicklungen nicht nur in der Theorie und per Simulation zur Einsatzreife gebracht werden können, sondern auch die Erprobung unter realen Bedingungen erfordern, sollte ein Teil der gesamten für die Errichtung von OWP geeigneten Fläche speziell zur Realisierung von Pilotprojekten (TE4) zur Praxiserprobung neuer Technologien und Konzepte ausgewiesen werden. Die Kriterien für die Festlegung der gesondert auszuweisenden Bereiche müssen dafür erarbeitet und konsultiert werden. Die Einführung der technologieoffenen Flächen sollte frühzeitig und unabhängig von dem Ergebnis der BFO-Anpassung geschehen.

In Ländern wie Kanada oder Großbritannien wurde ein Forschungszentrum für HGÜ-Technologie (TE5) eingerichtet. Ein solches Zentrum könnte auch in Deutschland Wissen bündeln, Innovationen fördern, als unabhängiger Ansprechpartner fungieren und Synergien schaffen.

Maßnahmenübersicht

Die Maßnahmenliste in Tabelle 10 bis Tabelle 13 enthält eine Zusammenfassung aller in dieser Studie beschriebenen Maßnahmen zur Beschleunigung und Kostensenkung bei HGÜ-Offshore-Netzanbindungsprojekten. Neben der Darstellung des Nutzens (Zeit- und / oder Kostenersparnis) und der Verantwortlichen für die Umsetzung zeigt die Übersicht auch Hinweise für die Notwendigkeit einer gesetzlichen Änderung zur Umsetzung einer Maßnahme sowie die eventuellen Abhängigkeiten der einzelnen Maßnahmen untereinander.

Nr.	Maßnahme	Abhängig-keit	gesetzl. Änderung	Nutzen	Beginn Maßnahme; Beginn der Wirksamkeit	Verantwortlich	Bewertung und Umsetzungsempfehlung	Siehe
GV1	**Planungskontinuität durch BFO und O-NEP sicherstellen**	Neutral	nein	Zeitersparnis bei Offshore-Abschnitten mehrere Monate, bei Festland-Abschnitten bis zu einer Vegetationsperiode (= 1 Jahr)	Bei den nächsten NAS-Verfahren (sowie ggf. bei noch ausstehenden Festlandanbindungen)	Antragsteller in Zusammenarbeit mit Planfeststellungs-behörde (bzw. Raum-ordnungsbehörde) in Abstimmung mit der für die UVP zuständigen Behörde	Vermeidung von Zusatzaufwand für eine Anpassung der technischen Planung bzw. der Planungsunterlagen durch stabile übergeordnete Rahmenbedingungen. Umsetzung über ein gemeinsames Einwirken auf die politischen Entscheidungsträger.	4.1
GV2	**Frühzeitige Einbindung und Abstimmung von TÖBs und Privatbetroffenen**	Neutral	nein	Zeitersparnis von 3 - 6 Monaten in der Vorbereitungsphase für das PFV durch den Antragsteller	Bei allen künftigen neuen NAS-Verfahren sowie ergänzenden Leitungsabschnitten	Planfeststellungs-behörde (bzw. Raumordnungsbehörde) in Abstimmung mit der für die UVP zuständigen Behörde	Wirksame Reduzierung des Zeit- und Kostenaufwands für die Erstellung sowie eventuelle nachträgliche Änderungen oder Anpassungen. Eine frühzeitige Einbeziehung der speziellen Projektanforderungen der TÖBs und der Privatbetroffenen in die Erarbeitung der technischen Planungen sowie der darauf aufbauenden Unterlagen für das Genehmigungsverfahren ist erforderlich. Inhaltlicher sowie organisatorischer Rahmen für solche Vorab-Abstimmungen ist mit den Genehmigungsbehörden einheitlich auszuarbeiten und informell festzulegen.	4.2
GV3	**Voruntersuchung in den Trassenkorridoren**	Neutral	nein	Zeitersparnis von 1 - 6 Monaten	Bei allen künftigen neuen NAS-Verfahren sowie ergänzenden Leitungsabschnitten	Antragsteller; Planfeststellungs- bzw. Raumordnungsbehörde unterstützend	Unter Aufwendung von Vorausinvestitionen wird das Risiko für nachträgliche Änderungen der detaillierten Trassenführung reduziert und damit in der Regel Zeitverzögerungen und Mehrkosten vermieden. Zur Umsetzung wird die Ausarbeitung verschiedener Einzelmaßnahmen unter Einbeziehung der bisherigen Erfahrungen erforderlich, die vorab informell mit den Genehmigungsbehörden für ein einheitliches Vorgehen abzustimmen sind.	4.2
GV4	**Behördliche Zuständigkeitsoptimierung**	Neutral	ja	Zeitersparnis in der Vorbereitung der Antragsunterlagen und im Verfahrensablauf selbst. Eine Quantifizierung ist nur fallspezifisch möglich.	Deutlich vor den nächsten NAS-Verfahren	BMWi als zuständiges Ministerium; BSH unterstützend	Der Aufwand für die Ausschreibung und Vergabe der Erstellung der Antragsunterlagen wird durch die Vereinheitlichung der Verfahrensdurchführung verringert und durch eine einheitliche Umsetzung beschleunigt. Gegebenenfalls kann die Aufgabe komplett einem federführenden Verfahrensträger übertragen werden. Die Möglichkeiten hierfür sollten über eine länderübergreifende Arbeitsgruppe unter Beteiligung des BSH ausgelotet und neu geordnet werden.	4.2
GV5	**Einsatz privater Dritter**	Neutral	teilweise	Eine Zeitersparnis ergibt sich insbesondere, wenn "private Dritte" eingebunden werden können, die aktuelle Erfahrungen mit der Genehmigungsbehörde haben.	Möglichst frühzeitig vor Projektbeginn, aber ggf. auch im laufenden Verfahren wirksam	Zuständige Genehmigungsbehörde in Abstimmung mit dem ÜNB als Antragsteller	Wirksame Beschleunigung der Verfahren bei Personalengpässen beim Antragsteller bzw. der Genehmigungsbehörden sowie den zuarbeitenden Fachbehörden. Einbeziehung von Erfahrungen aus vergleichbaren aktuellen Projekten auf Folgeprojekte möglich. Rahmenbedingungen hierfür sollten über die Länderzuständigkeiten hinweg unter Einbeziehung des BSH einheitlich festgelegt werden.	4.3
GV6	**Verbesserung der Antragsunterlagen durch Standardisierung**	Neutral	nein	Zeitersparnis von 1 - 2 Monaten	Standardisierung möglichst frühzeitig; Benennung von Musterverfahren aber auch in laufenden Verfahren wirksam	BSH und zuständige Länderbehörden in Kooperation	Erleichterung von Ausschreibung, Vergabe und Durchführung der Erstellung der Antragsunterlagen durch Standardisierung der Antragsunterlagen auf der Grundlage der bisherigen Erfahrungen. Angleich der Standards über informelle Arbeitsgruppen für ausschließliche Wirtschaftszone, Küstenmeer, Festland sowie die Anforderungen in den Bundesländern unter Beteiligung des BSH.	4.3

Legende:			
GV	Genehmigungsverfahren	**≠**	nicht gleichzeitig möglich mit …
AV	Ausschreibungsverfahren und Vergabe	**&**	besonders sinnvoll wenn zuvor …
RI	Realisierung und Inbetriebnahme	**Neutral**	unabhängig von anderen Maßnahmen möglich
TE	Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen		

Tabelle 10 Maßnahmenliste - Seite 1

Nr.	Maßnahme	Abhängig-keit	gesetzl. Änderung	Nutzen	Beginn Maßnahme; Beginn der Wirksamkeit	Verantwortlich	Bewertung und Umsetzungsempfehlung	Siehe
GV7	**Verbesserung der Antragsunterlagen durch Einreichung des plausiblen Worst Case**	Neutral	nein	Zeitersparnis von 3 - 6 Monaten	Vor Beginn des Verfahrens	Antragsteller, möglichst in gemeinsamer Abstimmung untereinander sowie mit den zuständigen Genehmigungsbehörden	Verringerung des Risikos einer Neuauslegung der Verfahrensunterlagen bei geringfügigen technischen Anpassungen bzw. Änderungen durch veränderte Raum- und Umweltwirkungen. Definition technischer Schwellenwerte (plausible Ausbaugrößen) für maßgebliche Bauteile in einer Facharbeitsgruppe als informeller Standard.	4.3
GV8	**Abschnittsbildung im Planfeststellungsverfahren**	Neutral	nein	Zeit- und Kostenentlastung insgesamt, da Beteiligungsverfahren einer Gesamttrasse im Problemfall weniger komplex wird.	Die Abschnittsbildung muss zwangsläufig vor Beginn der übergeordneten Gesamtmaßnahmen beginnen.	Zuständige Genehmigungsbehörde in Abstimmung mit dem ÜNB als Antragsteller	Komplexitätsreduzierung gegenüber einem Gesamtverfahren. Erhebliche Zeit- und Kostenersparnis durch Parallelbearbeitung oder Vorziehen besonders kritischer (bzw. unkritischer!) Bereiche. Vereinheitlichung der Kriterien für eine Aufteilung der Gesamttrasse zur Netzanbindung in Genehmigungsabschnitte entsprechend der naturräumlichen, territorialen oder der besonderen technischen Anforderungen aufgrund der bisherigen Erfahrungen.	4.3
GV9	**Optimierung planerischer Abläufe durch behördliche Zwischenentscheide**	Neutral	nein	Bislang keine Erfahrungen in den NAS-Projekten	Klärung bereits im Rahmen der Beratung der Antragsteller bzw. in der Antragskonferenz	Genehmigungsbehörden	Erhöhung der Rechtssicherheit für den antragstellenden ÜNB über ein Instrument der behördlichen Vollständigkeitsprüfung mit einem entsprechenden behördlichen Vollständigkeitstestat. Flexibilisierung bei der Ausführung des Vorhabens durch vorgezogene Behördenentscheidungen über Teilaspekte des Vorhabens bei der Ausführung des Vorhabens mit früherer Planungssicherheit für den den antragstellenden OWP.	4.3
AV1	**Ausschreibung auf ÜNB-Ebene**	Neutral	ja	Erwartet werden Kostenersparnis aber Steigerung der Projektlaufzeit	Kurzfristige Beauftragung eines Gutachtens zur weiteren Untersuchung. Mögliche Umsetzbarkeit und Zeitpläne können Teil einer solchen Studie sein.	BMWi	Diese Maßnahme soll zur Diskussion anregen. Eine Bewertung und Umsetzungsempfehlung kann nur durch eine gesonderte Studie ermittelt werden.	5.1.3
AV2	**Erhöhung der Transparenz**	Neutral	teilweise	Zeitersparnis und Kostenersparnis	Kurzfristig kann durch das BMWi begonnen werden, neue Rahmenbingungen für Tranzparent zu schaffen. Die Wirksamkeit könnte danach kurzfristig bei den nächsten NAS angewendet werden.	BMWi und ÜNB	Mehr Bekanntmachungspflichten führen zu mehr Transparenz in der Öffentlichkeit. Durch diese besteht bei allen Beteiligten ein größerer Anreiz, kosten- und zeiteffizient zu arbeiten.	5.1.4
AV3	**Bieterkreises vergrößern durch Kostenübernahme**	& AV4	nein	Zeitersparnis und Kostenersparnis	Kurzfristig kann durch die BNetzA begonnen werden, neue Rahmenbingungen für eine Kostenübernahme für die Bieter zu schaffen. Die Wirksamkeit könnte danach kurzfristig bei den nächsten NAS angewendet werden.	ÜNB und BNetzA	Durch eine Kostenübernahme, insbesondere in Kombination mit einer Ausweitung der Losaufteilung (AV4), können Anreize gesetzt werden, weitere Bieter zu erhalten und damit einen größeren Preisdruck zu erzeugen. Dieses gilt natürlich nur bei gleichbleibenden technologischen Konzepten.	5.1.4

Legende:			
GV	Genehmigungsverfahren	**≠**	nicht gleichzeitig möglich mit …
AV	Ausschreibungsverfahren und Vergabe	**&**	besonders sinnvoll wenn zuvor …
RI	Realisierung und Inbetriebnahme	**Neutral**	unabhängig von anderen Maßnahmen möglich
TE	Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen		

Tabelle 11 Maßnahmenliste - Seite 2

Nr.	Maßnahme	Abhängig-keit	gesetzl. Änderung	Nutzen	Beginn Maßnahme; Beginn der Wirksamkeit	Verantwortlich	Bewertung und Umsetzungsempfehlung	Siehe
AV4	**Ausweitung der Losaufteilung**	≠ TE1, TE2, TE3	nein	Kostenersparnis: 15% für Plattform, Topside und Fundament	Wenn das Technikumfeld nicht angepasst wird, sollte man kurzfrist mit der Vorbereitung beginnen. Eine Wirksamkeit wird sich bei den NAS-Verfahren in ca. 2 Jahren zeigen.	ÜNB	Eine Ausweitung der Losaufteilung kann im Bereich der Offshore-Konverter-Station, insbesondere für den stahlbaulichen Teil und die Nebensysteme, zu Kostensenkungen führen. Hier wird es einen erhöhten Wettbewerb geben und die Margen, die durch die aktuellen GU aufgeschlagen werden, fallen weg. Dagegen steigt das Risiko des ÜNB, das über Rahmenbedingungen (BNetzA) entsprechend geregelt werden muss. Diese Maßnahme erfordert erhöhten Personalbedarf und eine Anpassung des Personalstamms beim ÜNB oder eine Beauftragung eines externen Dienstleisters.	5.3.4
AV5	**Verkürzung der Vergabeverfahren**	Neutral	nein	Zeitersparnis von 2 Monaten	Dieser gestraffte Zeitplan kann bei den nächsten NAS-Verfahren vorgegeben werden und sollte sofort wirksam werden.	ÜNB	Diese Maßnahme kann durch Straffung des Zeitplans kurzfristig umgesetzt werden und Wirkung zeigen. Sie erfordert jedoch erhöhten Personalbedarf und dadurch eine Anpassung des Personalstamms beim ÜNB oder eine Beauftragung eines externen Dienstleisters.	5.1.4
RI1	**Festschreibung der Zertifizierungsvorgaben**	Neutral	nein	Zeit- und Kostenersparnis	Kontinuierlich. Erste weitere Wirksamkeit in ca. 2 Jahren. Zum Teil ist diese Maßnahme schon umgesetzt.	ÜNB, BSH, Zertifizierer	Diese Maßnahme ist Voraussetzung, um technische Änderungen im Projektverlauf so gering wie möglich zu halten. Die Anforderungen an die Zertifizierung und Genehmigung müssen möglichst klar definiert werden. Daher sollte dies in Abstimmung mit den Beteiligten möglichst zeitnah umgesetzt werden.	6.1.4
RI2	**Designfreigabe durch ÜNB vor Baubeginn**	& RI1	nein	Zeitersparnis: 3 - 6 Monaten in Fertigung und Gesamtprojekt	Dieses sollten kontinuierlich angepasst werden. Erste weitere Wirksamkeit in ca. 2 Jahren. Zum Teil ist diese Maßnahme schon umgesetzt.	Genehmigungsbehörden der Länder und des Bundes, Zertifikat-Aussteller und ÜNB	Wenn zu Beginn der Projektrealisierung die Anforderungen an das NAS fest stehen, sollte eine Designfreigabe durch den ÜNB vor Baubeginn eingeführt werden. Änderungen im Projektverlauf werden dadurch minimiert und das Risiko einer Kostensteigerung oder Verzögerung wird verringert. Diese Maßnahme erfordert erhöhten Personalbedarf und eine Anpassung des Personalstamms beim ÜNB oder eine Beauftragung eines externen Dienstleisters.	6.1.4
RI3	**Festlegung von Ausstattungsstandards zur Ausschreibung von HGÜ-Plattformen nach aktuellen BFO-Vorgaben**	≠ TE2, TE3	teilweise	Kostenersparnis: Offshore-Konverter und ggf. Zeitersparnis	Eine Ausarbeitung von Ausstattungsstandards sollte kurzfristig begonnen werden. Erste weitere Wirksamkeit in ca. 2 Jahren und abhängig von dem Detaillierungsgrad der Vorgaben.	BNetzA und BSH	Durch Festlegen von Mindest-/Maximalausstattungen wird sichergestellt, dass nur die Funktionalitäten und Qualitäten verbaut werden, die wirklich notwendig sind. Dadurch wird von neutraler Stelle die Kosten / Nutzenabwägung für die Technik durchgeführt, die während des Projektes zur Installation und Inbetriebnahme aber auch im Betrieb zur Verfügung steht. Unnötige Mehrkosten werden dadurch verhindert.	6.1.4

Legende:			
GV	Genehmigungsverfahren	**≠**	nicht gleichzeitig möglich mit …
AV	Ausschreibungsverfahren und Vergabe	**&**	besonders sinnvoll wenn zuvor …
RI	Realisierung und Inbetriebnahme	**Neutral**	unabhängig von anderen Maßnahmen möglich
TE	Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen		

Tabelle 12 Maßnahmenliste - Seite 3

Nr.	Maßnahme	Abhängig-keit	gesetzl. Änderung	Nutzen	Beginn Maßnahme; Beginn der Wirksamkeit	Verantwortlich	Bewertung und Umsetzungsempfehlung	Siehe
RI4	**Stärkere Kontrolle der (Sub-) Auftragnehmer**	Neutral	nein	Zeitersparnis: 3 - 6 Monate in Realisierung	Bei den nächsten NAS-Verfahren kann die Überwachung der Auftragnehmer intensiviert werden. Die Wirksamkeit zeigt sich dann im Projektverlauf.	ÜNB und BNetzA	Diese Maßnahme kann durch eine einfache Umsetzung kurzfristig begonnen werden und Wirkung zeigen. Diese Maßnahme erfordert erhöhten Personalbedarf und eine Anpassung des Personalstamms beim ÜNB oder eine Beauftragung eines externen Dienstleisters. Dieser Mehraufwand steht potentiellen Einsparungen gegenüber, die sich aus Verzögerungen und Mehrkosten im Projektverlauf ergeben können und diesen Mehraufwand normalerweise überschreiten.	6.1.4
TE1	**Flexibilisierung bzw. Erhöhung der HGÜ-Systemleistung im BFO**	& TE2 ≠ RI3	teilweise	spez. Kostenersparnis: Offshore-Konverter und Kabel ggf. Zeitersparnis	sofort; nächste BFO-Ausgabe (2016 / 2017)	BSH in Abstimmung mit BNetzA und ÜNB Konsultation (Stakeholder) erforderlich	Die Nutzung einer höheren Systemspannung kann durch eine Flexibilisierung der technischen Vorgaben des BFO im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens erfolgen. Die Änderung der technischen Vorgaben ist vergleichsweise klein, da die Schnittstelle zum OWP unverändert bleibt. Die Maßnahme sollte in der nächsten Ausgabe des BFO-N (2016 / 2017) berücksichtigt und damit sofort angegangen werden.	7.2.4 7.6
TE2	**Flexibilisierung unterschiedlicher Parameter im BFO**	& TE1 ≠ AV4, RI3	ja	Zeit- und Kostenersparnis	sofort; nächste BFO-Ausgabe (2016 / 2017)	BSH in Abstimmung mit BNetzA, ÜNB und OWP Konsultation (Stakeholder) erforderlich	Zur Flexibilisierung (Erhöhung) der Transportkapazität im Drehstromsystem müssen die Parameter der Schnittstelle zum OWP-Betreiber insbesondere die Spannungsvorgabe von 155 kV angepasst und / oder das 2 K-Kriteriums gelockert werden. Es gibt mehr betroffene Parteien als bei TE1, da die Änderungen im BFO nun auch Auswirkungen auf Umwelt und Komponenten des OWP-Betreibers haben. Es sollte angestrebt werden, die Maßnahme in der nächsten Ausgabe des BFO-N (2016 / 2017) zu berücksichtigen.	7.3.4 7.6
TE3	**Flexibilisierung unterschiedlicher Parameter und Anpassung der Schnittstelle OWP - ÜNB im BFO zur direkten Anbindung von Windenergieanlagen**	≠ AV4, RI3	ja	Zeit- und Kostenersparnis	sofort; nächste BFO-Ausgabe (2016 / 2017)	BSH in Abstimmung mit BNetzA, ÜNB und OWP Konsultation (Stakeholder) erforderlich	Die Schnittstelle bzw. die Eigentumsgrenze zwischen OWP-Betreiber und ÜNB soll neu definiert werden, so dass Konzepte ohne Offshore-Umspannstation realisiert werden können. Die Parameter sollen wie TE1 und TE2 beschrieben Flexibilität in der Übertragungsspannung und damit -leistung zulassen, die dann projektspezifisch in Abhängigkeit der jeweiligen Randbedingungen und des Stands der Technik optimal festgelegt werden können. Es sollte angestrebt werden, die Maßnahme in der nächsten Ausgabe des BFO-N (2016 / 2017) zu berücksichtigen.	7.4.4 7.6
TE4	**Ausweisung von Flächen für technologieoffene Pilotprojekte**	Neutral	teilweise	schnellere Weiterentwicklung und damit indirekt Zeit- und Kostenersparnis bei zukünftigen Projekten	sofort; nächste BFO-Ausgabe (2016 / 2017)	BMWi, BNetzA, BSH und ÜNB, Konsultation (Stakeholder) erforderlich	Die Einführung neuer Technologien sollte zuerst in Pilotprojekten erprobt werden. Die Implementierung von ausgewiesenen Pilotflächen ist uneingeschränkt zu empfehlen.	7.1.4 7.6
TE5	**Gründung eines unabhängigen Forschungszentrums für HGÜ-Technik**	Neutral	nein	schnellere und günstigere Weiterentwicklung und damit indirekt Zeit- und Kostenersparnis bei zukünftigen Projekten	Gründung jederzeit möglich; 2 Jahre nach Umsetzungsbeginn	ÜNB + Industrieverbände	Ein HGÜ-Forschungszentrum kann ein wichtiger Ansprechpartner für alle beteiligten Akteure werden und zu der Lösung komplexer technischer Herausforderungen beitragen. Die Gründung des Forschungszentrums kann uneingeschränkt empfohlen und ab sofort angestoßen werden.	7.1.4 7.6

Legende:			
GV	Genehmigungsverfahren	**≠**	nicht gleichzeitig möglich mit …
AV	Ausschreibungsverfahren und Vergabe	**&**	besonders sinnvoll wenn zuvor …
RI	Realisierung und Inbetriebnahme	**Neutral**	unabhängig von anderen Maßnahmen möglich
TE	Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen		

Tabelle 13 Maßnahmenliste - Seite 4

Empfehlung für Maßnahmen, die unabhängig voneinander sind

Etwa zwei Drittel der erarbeiteten Maßnahmen können unabhängig voneinander umgesetzt werden. Diese sind in der Maßnahmenliste in der Spalte „Abhängigkeit“ mit „Neutral“ gekennzeichnet. Die Mehrzahl dieser unabhängigen Maßnahmen erfordert auch keine gesetzliche Änderung, so dass sie jederzeit und unabhängig von anderen Maßnahmen durch den jeweiligen Verantwortlichen umgesetzt werden können. Zu nennen wären hier Prozessverbesserungen wie beispielsweise die frühzeitige Einbindung von Trägern öffentlicher Belange und Privatbetroffenen (GV2), die Verbesserung der Antragsunterlagen (GV6 und GV7), die Verkürzung von Vergabeverfahren (AV5) oder die Festschreibung von Zertifizierungsvorgaben (RI1). Mit der Umsetzung dieser Maßnahmen könnte umgehend begonnen werden.

Des Weiteren gibt es voneinander unabhängige Maßnahmen, die jedoch einer gesetzlichen Änderung bedürfen und erst nach erfolgter Anpassung der entsprechenden Gesetze und/oder Regularien umgesetzt werden können. Dies sind beispielsweise die behördliche Zuständigkeitsoptimierung (GV4) und die Einführung einer Ausschreibung auf ÜNB-Ebene (AV1). Die Ausschreibung auf ÜNB-Ebene aber sollte zuvor im Rahmen einer separaten Studie untersucht und bewertet werden.

Die Erhöhung der Transparenz (AV2) und auch der Einsatz privater Dritter (GV5) erfordern eine teilweise gesetzliche Änderung. So ist beim Einsatz privater Dritter (GV5) z. B. die teilweise Kostenerstattung durch den Antragsteller sicherzustellen. Auch die Umsetzung dieser Maßnahmen kann erst nach der erforderlichen Anpassung geschehen.

Empfehlung für abhängige Maßnahmen

Maßnahmen sind dann voneinander abhängig, wenn sie nicht zeitgleich mit anderen durchgeführt werden können. Weiterhin ist es möglich, dass Maßnahmen ein besonders hohes Potenzial aufweisen, wenn sie nach anderen Maßnahmen oder in Kombination damit erfolgen. Nachfolgend werden daher solche Maßnahmen diskutiert, die zeitlich gestaffelt umgesetzt werden sollen oder in anderer Weise voneinander abhängen.

Beispielsweise sind eine Ausweitung der Losaufteilung (AV4) und eine zeitgleiche Flexibilisierung im BFO (TE1, TE2, TE3) nicht möglich. Soll in mehreren Lose vergeben werden, müssen die Schnittstellen zwischen diesen Losen genau spezifiziert werden. Dies erfordert ein fortgeschrittenes Design im Vorfeld der Ausschreibung. Will man nun die Verbesserungspotenziale der Flexibilisierung ausschöpfen, muss aus den unterschiedlichen technischen Varianten die wirtschaftlichste ermittelt werden.

Da es unwahrscheinlich ist, dass der ÜNB diese Auslegungsrechnungen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen im Vorfeld einer Ausschreibung durchführen wird, wird empfohlen, erst eine Flexibilisierung in den Vorgaben und der Ausschreibung durchzuführen. Bei einer Ausschreibung in ein oder maximal zwei Losen kann die Optimierungsrechnung durch den Hersteller erfolgen. Soll in zwei Losen vergeben werden, muss dies in diesem Fall zeitlich gestaffelt erfolgen. Erst wenn das erste Los vergeben und damit die Technik spezifiziert ist, kann die Ausschreibung für das zweite Los erfolgen.

Konnte der ÜNB in mindestens einem Projekt Erfahrung hinsichtlich der neuen Spezifikation aufbauen, kann diese zur Schnittstellendefinition für Mehr-Los-Vergaben genutzt werden. Dieses sukzessive Vorgehen ist in Abbildung 31 dargestellt. Außerdem werden hier weitere denkbare Kombinationen der sich gegenseitig beeinflussenden Maßnahmen als Entwicklungspfade verdeutlicht.

Der **erste Entwicklungspfad** stellt den Referenzfall dar. Hier werden keine Anpassungen am BFO durchgeführt, so dass nur das Potenzial der in Kapitel 7.2.1 dargestellten Entwicklungen, GIS-Technologie und kompaktere Offshore-Konverter-Plattform, genutzt werden kann. Dies könnte in allen Ausschreibungen ab sofort realisiert werden.

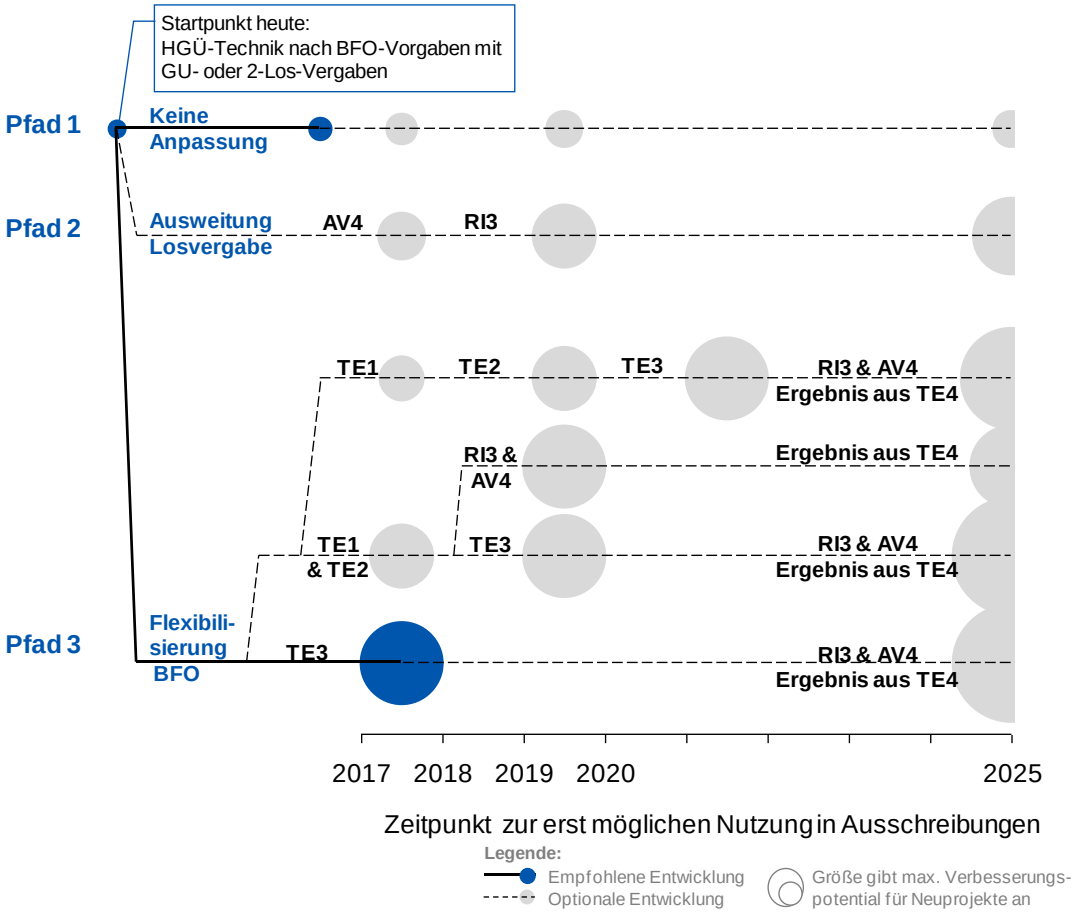


Abbildung 31 Mögliche Entwicklungspfade und Verbesserungspotenziale als Kombination der sich gegenseitig beeinflussenden Maßnahmen

Es besteht jedoch die Möglichkeit, die Losaufteilung auszuweiten (AV4). Dies müsste dann ab sofort vorbereitet werden, um wie im zweiten Pfad bei Ausschreibungen Mitte 2017 verwendet zu werden. Daran angeschlossen können auch Ausstattungsstandards (RI3) in den Ausschreibungen genutzt werden. Dies ist nicht früher möglich, da mit einer Erarbeitungszeit von mindestens 2 Jahren gerechnet wird. Auch mit dieser Maßnahme müsste deshalb sofort begonnen werden.

Der dritte Pfad stellt die Entwicklungsmöglichkeiten durch eine Überarbeitung bzw. Flexibilisierung des BFO dar. Es wird empfohlen, sofort mit den Vorbereitungen zu beginnen und eine möglichst weitreichende Flexibilisierung (TE3) anzustreben. Dies würde dem ÜNB für Ausschreibungen ab Mitte 2017 die Freiheit geben, alle in Kapitel 7.2 bis 7.4 diskutierten technische Weiterentwicklungen zu berücksichtigen. Es wäre jedoch auch denkbar, eine der beschriebenen Teillösungen oder das aktuell gültige Konzept umzusetzen. Die Festlegung von Ausstattungsstandards und die Ausweitung der Losvergabe können erst erfolgen, wenn sich einzelne technische Konzepte für die jeweiligen Randbedingungen durchgesetzt haben. Dies wird einige Jahre in Anspruch nehmen. Sollte sich die Konsultation der vorgeschlagenen Änderungen verzögern oder eine Einigung der Stakeholder in diesem Zeitraum scheitern, kann auf die Umsetzung weniger weitreichender Änderungen ausgewichen werden.

Als erste Rückfallebene steht die Flexibilisierung der Schnittstellenparameter (TE2) und der Systemleistung (TE1) gemeinsam zur Verfügung. Ist diese Anpassung im Fortschreibungsprozess erfolgt, kann im nächsten Schritt entweder erneut TE3 oder eine Losaufteilung ggf. in Kombination mit der Einführung von Ausstattungsstandards angegangen werden. Sollte jedoch auch die gemeinsame Umsetzung von TE1 und TE2 keinen Konsens

im Fortschreibungsprozess finden, kann als zweite Rückfallebene nur TE1 im ersten Schritt umgesetzt werden. Weitere Flexibilisierungen müssten dann in den Folgezyklen diskutiert werden.

Pfad 1 ist die einzige Möglichkeit, Projekte in naher Zukunft auszuschreiben, zeigt aber langfristig die geringsten Potenziale. Entwicklungspfad 2 weist zwar eine gute kurzfristige Entwicklung auf, bietet jedoch vergleichsweise geringe langfristige Potenziale. Pfad 3 zeigt die besten lang- und kurzfristigen Möglichkeiten.

Die Flexibilisierung des BFO in Systemleistung und der Schnittstellenparameter (TE1 & TE2) sowie die Anpassung der Eigentumsgrenzen zwischen OWP-Betreiber und ÜNB (TE3) sollte möglichst zeitnah vorbereitet werden, damit eine Umsetzung schon im nächsten Fortschreibungsverfahren (2016 / 2017) erfolgen kann. Parallel sollte auch die Ausschreibung von technologieoffenen Pilotflächen angegangen werden (TE4), um die Ergebnisse zu einem späteren Zeitpunkt in die Weiterentwicklung einfließen zu lassen.

Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale

Durch die Umsetzung der empfohlenen Maßnahmen ergeben sich für die drei untersuchten Phasen - gegenüber den Planwerten - die in Tabelle 14 dargestellten Beschleunigungspotenziale.

Die Realisierungsphase schließt sich ohne Überlappung an die Ausschreibungs- und Vergabephase an. Die Beschleunigungspotentiale können deshalb summiert werden. Für die Phasen ist einem Beschleunigungspotenzial von insgesamt 8 bis 14 Monaten zu rechnen. Das Beschleunigungspotenzial von 6 bis 9 Monaten in der Planungs- und Genehmigungsphase kann nicht direkt dazu addiert werden, da die Phasen nicht sequenziell ablaufen. Damit liegt das Beschleunigungspotenzial im Vergleich zu den pauschalen Planwerten in allen Phasen zwischen 10% und 25%.

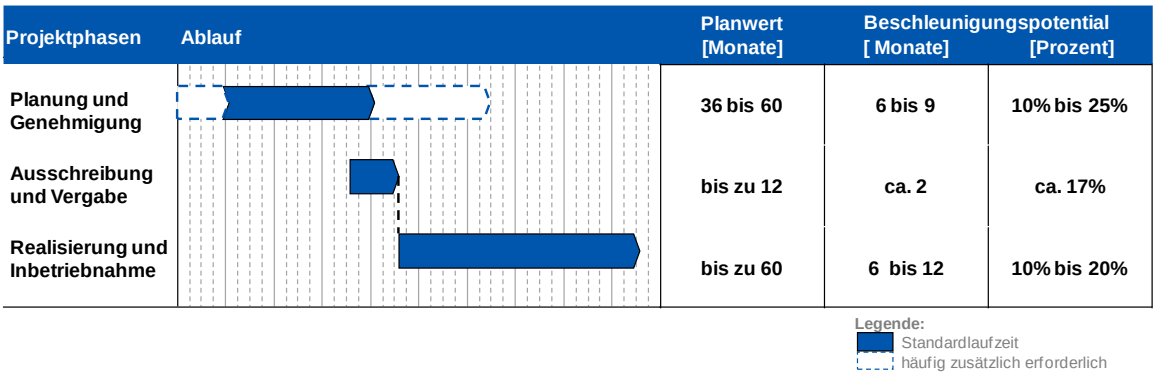


Tabelle 14 Beschleunigungspotenzial je Projektphase

Zu erwähnen sei, dass es auch Maßnahmen gibt, die zwar zu einer Kostenreduktion, aber gleichzeitig auch zu einer Steigerung der Projektlaufzeit führen würden. Diese wurden hier nicht berücksichtigt.

Da zur Erstellung dieser Studie aus öffentlich zugänglichen Quellen keine ausreichend belastbare Datenbasis zu den tatsächlichen Kosten für die Herstellung von HGÜ-NAS vorlag, kann darauf aufbauend auch keine konkrete Aussage zu den Kostensenkungspotenzialen getroffen werden. Es kann lediglich festgestellt werden, dass Prozessverbesserungsmaßnahmen, die zu einer Beschleunigung führen, häufig mit nicht zu vernachlässigbaren Kostensenkungen einhergehen. Für wettbewerbliche Maßnahmen, wie beispielsweise die Ausweitung der Losaufteilung und technische Maßnahmen durch die Flexibilisierung des BFO, werden ebenfalls Kosteneinsparungen erwartet. Die Einsparungen durch technische Maßnahmen liegen nach Herstellerangaben bei bis zu 30%. Ein Summenwert für alle Maßnahmen lässt sich im Rahmen dieser Studie jedoch nicht genauer quantifizieren.

10. Anhang

10.1 Liste der befragten Unternehmen und Behörden

Die folgende Liste enthält alle Unternehmen und Behörden, die an der Studie inhaltlich über die schriftliche Befragung oder die folgenden Interviews teilgenommen haben.

Schriftliche Befragung	Zusätzliches Interview
50Hertz Transmission GmbH	X
ABB AG	X
Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)	X
DNV GL	-
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	-
ENOVA Energieanlagen GmbH	-
E.ON SE	-
Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein	X
Niedersachsen: Amt für regionale Landesentwicklung Weser - Ems	X
Niedersachsen: Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr	X
Nordic Yards GmbH	-
Overdick GmbH & Co. KG	-
Offshore-Wind-Industrie-Allianz (OWIA)	-
PNE WIND AG	-
SEARenergy Offshore Holding GmbH & Cie. KG	-
Senvion GmbH	-
Siemens AG	X
Strabag AG	-
TenneT Offshore GmbH	-
Wärtsilä Deutschland GmbH	-
WindMW GmbH	X
wpd offshore solutions GmbH	-

10.2 Glossar und Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (alternating current)
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der europäischen Union
AIS	luftisolierte Schaltanlagen (air isolated)
AregV	Anreizregulierungsverordnung
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BFO	Bundesfachplan-Offshore
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BVerwG	Bundes-Verwaltungsgerichts
ca.	circa
d. h.	das heißt
DC	Gleichstrom (direct current)
DFIG	double fed induction generator
DRU	Gleichrichter-Einheiten (diode rectifier units)
DSA	dynamic security assessment
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
etc.	et cetera
EUV	Vertrag über die Europäische Union
evtl.	eventuell
FFH	Fauna-Flora-Habitat
FNN	Forum Netztechnik / Netzbetrieb
ggf.	gegebenenfalls
GIS	gasisolierter Schaltanlagen
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GU	Generalunternehmer
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
HVDC	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (high voltage direct current)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hz	Hertz

IBN	Inbetriebnahme
i. d. R.	in der Regel
K	Kelvin
km	Kilometer
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
kV	Kilovolt
LFAC	low frequency alternating current
LROP	Landesraumordnungsprogramm
m	Meter
MI-Kabel	Papier-Öl-isoliertes Massekabel
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NABU	Naturschutzbund Deutschland
NAS	Netzanschlusssystem
NC HVDC	Network Code on HVDC Connections and DC Connected Power Park Modules
NC RfG	Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators
NEP	Netzentwicklungsplan
NEP-Strom	Netzentwicklungsplan Strom (für das deutsche Onshore-Transportnetz)
NVP	Netzverknüpfungspunkt
OLG	Oberlandesgericht
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OSS	Offshore-Umspann-Station (offshore sub station)
OWP	Offshore-Windpark
PFV	Planfeststellungsverfahren
ROV	Raumordnungsverfahren
S.	Seite
SeeAnlV	Seeanlagenverordnung
SeeAufgG	Seeaufgabengesetz
SektVO	Sektorenverordnung
sog.	sogenannte
StUK	Standard-Untersuchungskonzepts
TÖB	Träger öffentlicher Belange
u. a.	unter anderem
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
UVU	Umweltverträglichkeitsuntersuchung
VDE	Verband der Elektrotechnik

vgl.	vergleiche
VgV	Vergabeverordnung
VK	Vergabekammer
VOB / A	Vergabe und Vertragsordnung für Bauleistungen / Teil A
VSC	voltage source converter
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
WaStrG	Bundeswasserstraßengesetz
WEA	Windenergieanlagen
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz
XLPE-Kabel	Hochspannungskabel mit Kunststoffisolierung
z. B.	zum Beispiel
z. T.	zum Teil
€	Euro
%	Prozent

10.3 Mittelpunkt Kompensation

Für die ersten, vergleichsweise küstennahen Standorte von OWP wurden Drehstromkabel unterschiedlicher Nennspannung eingesetzt. Bei den ersten OWP in der Nordsee (alpha ventus, Nordergründe, Riffgat) wurde 155 kV gewählt, bei den OWP in der Ostsee 220 kV. Mit zunehmender Entfernung der OWP von der Küste erweist sich eine physikalische Eigenschaft der Drehstromkabel (ein Kabel wirkt immer als Kapazität, der kapazitive Ladestrom nimmt mit der Länge zu) als Nachteil. Die vom Kabel gelieferte Blindleistung lässt die Spannung im System steigen.

Zur Begrenzung dieser Erhöhung der Betriebsspannung ist eine Kompensation der Ladeleistung durch (induktive) Kompensationsspulen an beiden Enden des Kabels erforderlich. Trotzdem ist die zulässige Länge des Kabels begrenzt, weil das Spannungsprofil entlang des Kabels abhängig von dessen Kapazitätsbelag Werte oberhalb der für das Kabel zulässigen Spannung annehmen kann. Bei Kabeln an Land ist das Problem vergleichsweise einfach lösbar. Die Kabelstrecke wird in so viel Abschnitte aufgeteilt wie erforderlich, und die so entstehenden Knotenpunkte werden mit Kompensationsspulen versehen.

Betrachtet man dagegen die Situation im Offshore-Bereich, wird dies deutlich komplizierter. Die Kompensationsspulen müssten auf Plattformen entlang der Kabelstrecke installiert werden, was technisch aufwändig und teuer wird. In einer Studie [98] wurde unter Mitarbeit von Prof. Dr.-Ing. I. Erlich eine Plattform mit 200 t Eigengewicht, einer Tragfähigkeit von ca. 250 t und einem Fußabdruck von 15 m x 15 m für nötig erachtet. Dadurch entstehen zusätzliche Kosten, die nur durch einen entsprechende Erhöhung des Nutzens zu rechtfertigen sind. Daher können Kompensationseinrichtungen entlang der Kabelstrecke offshore nur dann eingesetzt werden, wenn damit eine deutliche Erhöhung der Übertragungsleistung und/oder der zulässigen Länge des Kabels erreicht wird. Die Studie untersucht deshalb, welche Erhöhung der Transportkapazität sich bei einer typischen Konfiguration durch die Mittelpunkt-Kompensation erreichen lässt.

Die Untersuchung basiert auf folgenden Annahmen:

- 3 x 1200 mm^2 Cu Kabel (245 kV, I_{max} = 1225 A, Länge: 200 km)
- Mittelpunkt-Kompensation in der Mitte der Kabelstrecke
- Kompensationsgrad: 100 %
- Die zur Kompensation erforderliche Blindleistungseinspeisung erfolgte wahlweise durch OWP + Mittelpunkt-Kompensation, Netz + Mittelpunkt-Kompensation, OWP + Netz + Mittelpunkt-Kompensation

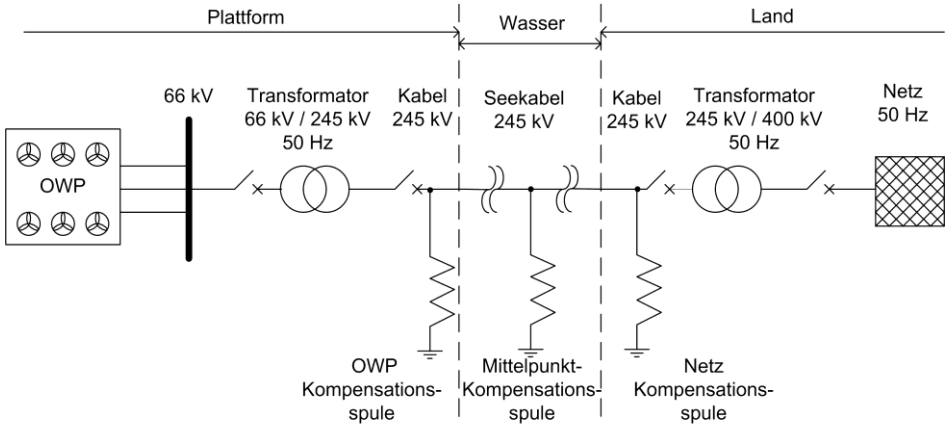


Abbildung A1 Basis-Konfiguration eines HVAC-Systems mit Mittelpunkt-Kompensation

Für dieses Basiskonzept wurden Übertragungskapazität und -verluste berechnet, die Ergebnisse zeigen die folgenden Abbildungen.

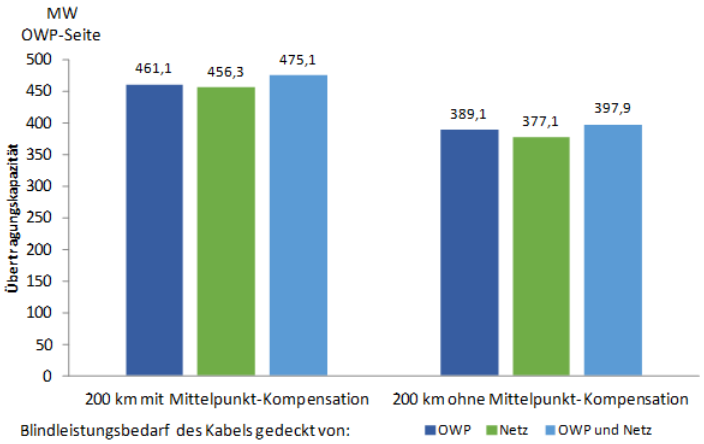


Abbildung A2 Übertragungskapazität eines 3 x 1200 mm^2 Cu Kabels (245 kV, Imax = 1225 A) mit bzw. ohne Mittelpunkt-Kompensation [98]

Unabhängig von der Blindleistungseinspeisung durch OWP und/oder Netz bewirkte die Mittelpunkt-Kompensation eine Erhöhung der Übertragungskapazität des Kabels um knapp 20 %.

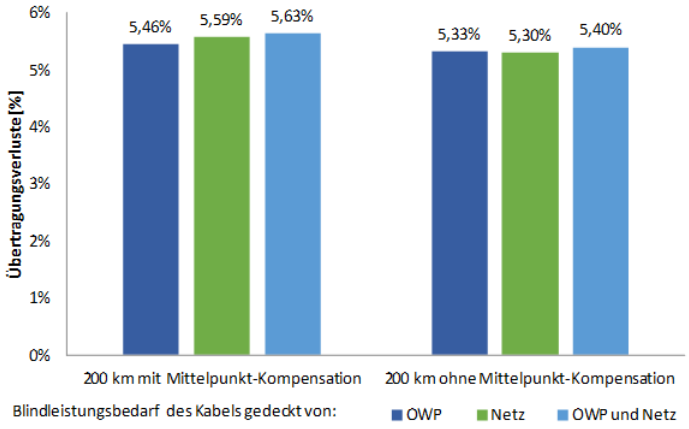


Abbildung A3 Übertragungsverluste eines 3 x 1200 mm^2 Cu Kabels (245 kV, I_{max} = 1225 A) mit bzw. ohne Mittelpunkt-Kompensation [98]

Aufgrund der höheren übertragenen Leistung sind die Übertragungsverluste mit Mittelpunkt-Kompensation etwas höher als ohne.

Ebenso interessant wie die Frage nach der Erhöhung der Übertragungskapazität bei gegebener Leitungslänge ist die Frage nach der Erhöhung der zulässigen Kabellänge bei gegebener Übertragungsleistung. Mit den in den Abbildungen angegebenen Leistungen (ohne Mittelpunkt-Kompensation) wurde berechnet, wie lang die Kabelstrecke mit Mittelpunkt-Kompensation ohne Verletzung der Grenzwerte des Kabels für Strom und Spannung werden durfte.

Kompensation durch		OWP	OWP und Netz	Netz
Leistung (am Kabelende OWP) [MW]		389,1	397,9	377,1
ohne MPC	Max. Kabellänge [km]	200	200	200
	Verluste bei max. Kabellänge [%]	5,33	5,40	5,30
mit MPC	Max. Kabellänge [km] (Vergleich zu ohne Mittelpunkt-Kompensation)	293 (+ 46 %)	370 (+ 85 %)	378 (+ 89 %)
	Verluste bei max. Kabellänge [%]	7,1	9,3	9,6

Tabelle A1 Maximale Kabellänge mit und ohne Mittelpunkt-Kompensation

Aus den Ergebnissen lässt sich Folgendes schließen:

- Die Mittelpunkt-Kompensation erhöht die Übertragungskapazität bei gegebener Leitungslänge um ca. 20 %.
- Bei Einsatz der Mittelpunkt-Kompensation steigen die Übertragungsverluste bei gegebener Leitungslänge um bis zu 6 %.
- Die Mittelpunkt-Kompensation erhöht die maximal zulässige Leitungslänge bei gegebener Übertragungsleistung um bis zu 90 %, dabei erhöhen sich die Übertragungsverluste erheblich. Transiente und harmonische Vorgänge, die die zulässige maximale Leitungslänge begrenzen könnten, wurden in dieser Studie nicht untersucht.
- Eine Online-Optimierung der Blindleistungsaufteilung zwischen OWP und Netz wird zur Minimierung der Übertragungsverluste und zur Reduzierung des Risikos einer Kabelüberlastung empfohlen.

Zusätzlich wurde in einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss der Positionierung der Mittelpunkt-Kompensation im Verlauf der Kabelstrecke untersucht. Abhängig von der Aufteilung der Blindleitungslieferung zwischen Netz und OWP liegt der optimale Punkt für die Mittelpunkt-Kompensation zwischen 40 % und 60 % der Kabellänge bzw. bei nicht-mittiger Positionierung der Mittelpunkt-Kompensation muss die Aufteilung der Blindleitungslieferung zwischen Netz und OWP entsprechend angepasst werden. Bei optimaler Aufteilung der Blindleistungseinspeisung ergeben sich auch keine nennenswert höheren Übertragungsverluste. Um auch bei unterschiedlichen übertragenen Leistungen eine optimale Aufteilung zu gewährleisten, sollten schaltbare Kompensationsspulen, STATCOM oder SVC, eingesetzt werden.

In einer im Rahmen der Studie [98] durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigte sich die Mittelpunkt-Kompensation bei Leistungen bis 1000 MW und Entfernungen bis 175 km der HGÜ-Technologie als durchaus ebenbürtig. Vor dem Hintergrund der im BFO beschriebenen technischen Vorgaben und der zu erwartenden Entwicklung in Richtung höherer Systemleistung wird die Mittelpunkt-Kompensation trotzdem nicht als Konkurrenztechnologie zur Anbindung von OWP über HGÜ-Technologie gesehen. Ein sinnvoller Einsatz könnten allenfalls die im BFO beschriebenen Drehstrom-Reserveverbindungen der Konverter-Stationen untereinander sein, falls sie weiterhin als sinnvoll betrachtet werden und die HGÜ-Technologie hier keine wirtschaftlichen Lösungen liefern kann.

10.4 Studien zu 66 kV - Drehstromsystem

Durch den Einsatz von Verbindungskabeln mit höheren Betriebsspannungen (z. B. 66 kV) als Direktverbindungen von den OWP zu den Konverter-Plattformen kann auf Umspann-Plattformen verzichtet werden. Plattformhersteller und OWP-Projektentwickler befürworten sowohl aus Kostengründen als auch wegen der erwarteten Reduzierung der Projektlaufzeit den Verzicht auf die Offshore-Umspannwerke und die Anhebung der Nennspannung der OWP - Verkabelung auf 66 kV, auf der Seite des Netzbetreibers werden diese Vorteile nicht gesehen.

Standardmäßig werden die WEA eines OWP mit Kabeln der Nennspannung 33 kV mit der Offshore-Umspannplattform verbunden. Beim Einsatz von DRU Modulen sind Direktverbindungen der OWP mit den DRU-Plattformen mit einer Nennspannung von 66 kV Teil des Konzeptes. Sie lassen sich aber auch mit Konverter-Plattformen in VSC-Technologie kombinieren. Zum Einsatz von Verbindungskabeln mit höherer Nennspannung wurden vier Studien ausgewertet:

1) Studie: „66 kV Systems for Offshore Wind Farms“
   In [90] wurde am Beispiel des OWP Borssele (NL) die OWP Verkabelung u. a. unter den Aspekten

   - Technologie für die Park-interne Verkabelung
   - Verfügbarkeit und Kosten der Komponenten
   - Einfluss auf die Gestaltung und Errichtung des Windparks sowie die Dimensionierung der WEA

   untersucht.

Die Kernaussagen der Studie sind:

- 66-kV-Kabel für den Offshore-Einsatz, Turmverkabelung, Transformator und Schaltanlage in der WEA stellen keine technischen Probleme dar. Für die noch nicht am Markt verfügbaren Komponenten werden in weniger als 2 Jahren Lösungen der Hersteller erwartet. Die Kosten werden bis zu 40 % höher.
- Der Einsatz von 66-kV-Kabeln statt der 33-kV-Kabel kann bis zu 30 % der Kabellänge einsparen (doppelte Leistung bei gleichem Querschnitt), 66-kV-Kabel sind pro km allerdings auch bis zu 20 % teurer.
- Umspannstation bzw. Konverter-Station:
  66-kV-Schaltanlagen sind für den Offshore-Einsatz verfügbar, Maße (5.4 - 6.7 m^3 pro Schaltfeld) und Gewichte (1.9 - 4.5 t pro Schaltfeld) variieren abhängig vom Hersteller. Bei einer typischen Belegung mit vier Transformatoren in Standardauslegung (I_{rUS} = 2500 A) können mit 33 kV etwa 540 MW und mit 66 kV entsprechend 1080 MW abgeführt werden. Bezogen auf eine OWP-Leistung von 900 MW werden bei 33 kV drei Umspannplattformen mit je zwei Transformatoren und je 16 Schaltfeldern (ca. 22 t) und bei Direktanschluss an die Offshore-Konverter-Station mit 66 kV drei bzw. vier Transformatoren und bis zu 25 Schaltfelder (ca. 49 bzw. 112,5 t) benötigt.
- Kompensation:
  Aufgrund der höheren Spannung erfordern die 66-kV-Kabel eine entsprechend höhere kapazitive Ladeleistung. Diese beträgt bei 33 kV und einer Kabellänge von 160 km 10.9 - 16.5 Mvar und bei 66 kV und einer Kabellänge von 120 km 32.9 - 49.3 Mvar.
- In Summe wird eine Reduktion der Gesamtkosten um bis zu 15 % erwartet.

2) Studie: „Benefits in moving the inter-array voltage from 33 kV to 66 kV AC for large offshore wind farms“
In [91] wurde der Anschluss von einem 1000 MW-OWP in 20 km bzw. 50 km Entfernung von der Küste mit Kabeln der Nennspannungen 33 kV, 48 kV oder 66 kV unter den Aspekten Lastfluss, Kurzschluss, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit (Investitionen, Betrieb, elektr. Verluste, Verluste durch Ausfälle) untersucht.

Die Kernaussagen der Studie sind:

- Ringstrukturen (mit entsprechend höherer Zuverlässigkeit) sind nur bei 66 kV wirtschaftlich umsetzbar.
- Es werden bei 66 kV weniger Umspannplattformen benötigt als bei 33 kV. Der völlige Verzicht auf Umspannplattformen wird zwar implizit erwähnt aber nicht explizit beschrieben und bewertet.
- Es wird eine deutliche Reduzierung der Kosten für Kabel bei einer vertretbaren Erhöhung der Kosten für das WEA Equipment erwartet.
- Es wird eine realistische Roadmap bis zur Marktreife der erforderlichen Komponenten beschrieben.

3) Studie: „Investigation of use of Higher AC Voltages on Offshore Wind Farms“
In [92] wurden Anschluss und innere Verkabelung von drei OWP (90 MW, 240 MW, 420 MW) in Entfernungen von 4 km, 10 km und 25 km von der Küste mit Kabeln der Nennspannungen 33 kV, 48 kV oder 66 kV unter den Aspekten Lastfluss (speziell Blindleistungsbedarf) und Wirtschaftlichkeit (Investitionen und elektrische Verluste) untersucht. Bei einer Nennspannung von 33 kV erfolgte die Umspannung auf 132 kV auf einem Offshore-Umspannwerk, bei höheren Nennspannungen (48 kV oder 66 kV) erfolgte sie an Land, d. h., die Kabel mussten die komplette Entfernung OWP - Küste überbrücken.

Die Kernaussagen der Studie sind:

- Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
  - Nur bei einem Abstand von 4 km ist die 66 kV-Option für einen 240-MW-OWP die wirtschaftlichste, bei 10 km und 25 km ist es jeweils die 33-kV-Variante. Bei 4 km Abstand ist die 33-kV-Variante dagegen vergleichsweise unwirtschaftlich.
  - Für OWP kleinerer Leistung verschiebt sich das Verhältnis zugunsten der 66-kV-Option, für OWP höherer Leistung zugunsten der 33-kV-Variante, so ist die 66-kV-Option bei dem 420-MW-OWP nur bei einem Abstand von 4 km wirtschaftlicher als die 33-kV-Variante.
  - Die 66-kV-Option ist immer wirtschaftlicher als die 48-kV-Variante.
- Lastflussuntersuchung:
  Je höher die Nennspannung der Verbindungskabel gewählt wird, umso mehr Blindleistung stellen die Verbindungskabel zur Verfügung, so dass am NVP eines hoch belasteten Freileitungsnetzes entsprechend weniger Blindleistungskompensation benötigt wird.

4) Studie „Optimisation of AC Systems for Offshore Wind“
In der unter Mitarbeit von Prof. Dr.-Ing. I. Erlich erstellen Studie [98] wurde für OWP mit Leistungen von 500 MW bzw. 1.000 MW und Abständen zur Küste von 100 km bis 250 km die Anschlusskonzepte

- HVAC (50 Hz-Standard-Technologie)

- HVAC (50 Hz) mit Mittelpunkt-Blindleistungskompensation
- LFAC (16,7 Hz-Technologie)
- HGÜ

unter den Aspekten Technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit (Kosten-Nutzen-Analyse) untersucht.

Aus der durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse der Anschlussoptionen

- HGÜ + Direktanschluss mit 66 kV
- HGÜ + 66/220-kV-Offshore-Umspannstation

ergaben sich Hinweise auf das Einsparpotenzial des 66-kV-Direktanschlusses. Sowohl für den OWP mit 500 MW als auch für den OWP mit 1000 MW erwies sich unabhängig von der Entfernung Küste - OWP der Direktanschluss als wirtschaftlich günstiger (100 km Abstand: 13 % bei 500 MW, 16 % bei 1000 MW; 250 km Abstand: 11 % bei 500 MW, 14 % bei 1000 MW).

10.5 16,7 Hz - Technologie

Der Ladestrom ist die Hauptursache für die Begrenzung der maximalen Reichweite von Seekabeln. Reduziert man die Frequenz z. B. auf 16,7 Hz, dann wird das Problem kleiner und die mögliche Übertragungsdistanz größer. Es gibt deshalb Überlegungen, anstatt 50 Hz eine niedrigere, z. B. 16,7 Hz für die Leistungsabführung von Offshore-Windparks zu verwenden. Die 16,7-Hz-Technologie und ihre mögliche Anwendung für den Anschluss von OWP sind u. a in den Publikationen[100], [101] und[102] beschrieben.

Die Frequenz 16,7 Hz bietet sich an, da das Hochspannungsnetz der Eisenbahn in drei europäischen Ländern mit dieser Frequenz betrieben wird. Demzufolge liegen umfangreiche Erfahrungen sowohl in der Gerätetechnik als auch bezüglich Betrieb dieser Netze mit der reduzierten Frequenz vor. Es liegt keine systematische Untersuchung bezüglich anderer Frequenzen vor.

Die 16,7-Hz-Technologie ist für Einphasensysteme bis 110 kV vollständig entwickelt und ausgereift. Beim Einsatz für Offshore-Windparks wäre die Weiterentwicklung für Dreiphasensysteme über 220 kV erforderlich. Dreiphasige Seekabel bis zu einer Spannung von 245 kV sind auf dem Markt verfügbar und einsatzfähig für den Betrieb mit niedriger Frequenz. Beim Einsatz des 16,7-Hz-Konzeptes werden offshore keine HGÜ-Konverter auf eigenen Plattformen benötigt. Die 16,7/50-Hz-Konverter befinden sich auf Land und sind somit weniger kostenaufwändig. Außerdem ist ihre Verfügbarkeit wesentlich besser als die von Konvertern auf Offshore-Plattformen.

Diese Technologie wäre jedoch nur sinnvoll, wenn die WEA gleich mit der niedrigeren Frequenz speisen würden, so dass kein zusätzlicher Umrichter mehr auf See erforderlich wäre. Für Vollumrichteranlagen ist dies ohne wesentliche konzeptionelle Veränderungen in der Hard- und Software möglich. WEA mit doppeltgespeisten Generatoren, sog. DFIG - Windturbinen dagegen würden ausscheiden, da die niedrigere Frequenz von 16,7 Hz eine wesentliche Vergrößerung des Generators erfordern würde. Das gleiche gilt allerdings auch für die Transformatoren und Drosselspulen, die mit dieser Frequenz betrieben werden, d. h. alle WEA-Transformatoren und die für das Hochspannen der Spannung auf 245 kV.

Erste Untersuchungen von Transformatorherstellern ergaben, dass die Transformatoren ca. doppelt so groß und schwer wären wie vergleichbare 50-Hz-Transformatoren. Eine weitere Optimierung und somit eine geringe Gewichtsreduktion wären aber noch möglich. Das Wegfallen der Offshore-Umrichterplattform würde auch eine wesentliche Kostenreduktion mit sich bringen. Es wäre somit möglich, von der Spannung des Windparknetzes von 33 kV oder 66 kV direkt auf 245 kV zu gehen, ohne zweimalige Umspannung, wie dies bei Gleichstromübertragung der Fall ist.

Aus Lastflussuntersuchungen geht hervor, dass mit Hilfe der niedrigen Frequenz bis zu 300 - 400 km Entfernungen überbrückbar wären. Die Verluste würden natürlich mit der Entfernung proportional zunehmen, aber auch bei diesen großen Kabellängen würde eine Parallelkompensation nur an beiden Enden ausreichen. Verschiedene Studien der Universität Duisburg-Essen ergaben, dass die Technologie mit 16,7 Hz fast immer kostengünstiger wäre als die gegenwärtig favorisierte Gleichstromtechnologie. Noch wichtiger erscheint jedoch die Erhöhung der Verfügbarkeit des Gesamtsystems, da sich offshore nur noch ausgereifte robuste Anlagen befinden würden. Außerdem wäre die Vermaschung des 245-kV-Offshore-Netzes, im Gegensatz zu Gleichstrom, kein Problem mehr. Die notwendigen Leistungsschalter könnten - nach Aussage von Herstellern - auf der Basis der gegenwärtig existierenden 16,7-Hz-Schalter für die Bahn in kurzer Zeit für 245 kV entwickelt werden. Technologisch bestehen hier keine grundsätzlichen Probleme.

Die Argumente gegen die Einführung von 16,7-Hz-Netzen zielen hauptsächlich auf Schwierigkeiten bei der Entwicklung, Zertifizierung und Einführung ab. Diese Probleme sind z. T. durch Aussagen der Hersteller widerlegt worden, wie z. B. bezüglich der Transformatoren oder der Windturbinen. Es ist zu vermuten, dass sich die Investoren vor einer

derartig fundamentalen Umstellung scheuen. Zweifelsohne sind damit einige, auch nicht klar vorhersehbare Risiken verbunden. Aus Sicht der Umrichterhersteller wäre auch die Verwertbarkeit der bisherigen kostenintensiven technologischen Entwicklungen für DC zum Teil in Frage gestellt. Gegenwärtig gibt es keinen Komponentenhersteller bzw. GU der bereit wäre, die genannten Risiken einzugehen und mit der Entwicklung der 16,7-Hz-Technologie für die Offshore-Einbindung zu beginnen.

Man muss aber auch feststellen, dass bisher keine umfassenden Untersuchungen zu transienten Vorgängen und Resonanzen in derartigen Netzen durchgeführt worden sind. Um diese zu bestätigen oder zu wiederlegen, wären umfangreiche Studien erforderlich.

Mit der weiter fortschreitenden Realisierung von HGÜ-Projekten wird die Chance für die Einführung der niederfrequenten Technologie immer geringer. Zwei parallel existierende Netze bzw. Technologien, eine in Form von DC und die andere in Form von 16,7 Hz wären nicht sinnvoll. Eine Verbindung zwischen den beiden ist zwar im Prinzip möglich, aber wahrscheinlich zu teuer, kompliziert und mehrere entscheidende Vorteile der 16,7-Hz-Technologie kämen nicht mehr zur Geltung. Angesichts des gegenwärtigen Standes der Planung und Realisierung von HGÜ-Verbindungen in Deutschland ist eine Einführung der 16,7-Hz-Technologie nach Meinung der Autoren nicht mehr sinnvoll.

10.6 Einsatz Dritter im Planfeststellungsverfahren

(Ergänzung zu Kapitel 4.3.4)

Beliehene

Eine Beleihung ist vorliegend nicht notwendig, wenn der Einsatz von – nichthoheitlich handelnden – Projektmanagern bereits eine ausreichende Entlastung ermöglicht. Auch wenn sich keine entsprechende Regelung in der SeeAnlV findet, gilt dieser Grundsatz entsprechend für die AWZ, da hier keine entgegenstehenden sachlichen Gründe ersichtlich sind.

Sachverständige

Die Einbringung fachspezifischen Sachverstands ist durch die Beauftragung eines Behördensachverständigen möglich. Der Einsatz eines Sachverständigen setzt grundsätzlich voraus, dass der Behörde die notwendige Sachkenntnis fehlt. Die Zuständigkeit und Verantwortung für die Sachentscheidung verbleibt bei der Behörde. Diese muss einen fachlich qualifizierten Sachverständigen auswählen und auch – soweit möglich – die Richtigkeit der Sachverständigenaussage/des Gutachtens prüfen. Hierzu gehört zumindest die Prüfung auf Vollständigkeit, Klarheit und Widerspruchsfreiheit. Ein fehlerhaftes Gutachten kann die Behördenentscheidung rechtswidrig machen. Weder das EnWG noch die SeeAnlV enthalten ausdrückliche Regelungen über den Einsatz Sachverständiger.

Aus dem verwaltungsrechtlichen Untersuchungsgrundsatz (§ 24 VwVfG; § 1 NVwVfG i. V. m. § 24 VwVfG (Niedersachsen); § 83 LVwG (Schleswig - Holstein); § 24 VwVfG M - V (Mecklenburg-Vorpommern)) und den allgemeinen verwaltungsrechtlichen Regelungen über die Beweisaufnahme der Behörde (§ 26 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 VwVfG § 1 NVwVfG i. V. m. § 26 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 VwVfG (Niedersachsen); § 84 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 LVwG (Schleswig-Holstein); § 26 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 VwVfG M - V (Mecklenburg-Vorpommern)) folgt jedoch die grundsätzliche Zulässigkeit der Beauftragung von Sachverständigen, um der Behörde fachspezifische Lehr- und Erfahrungssätze zu vermitteln, die diese für die Sachentscheidung braucht (BVerwG, Urt. v. 05.12.1986, 4 C 13/85).

Als allgemeiner verwaltungsrechtlicher Grundsatz könnte solch eine Beauftragung auch in der AWZ für das Verfahren des BSH erfolgen. Neben den allgemeinen Regelungen bestehen spezialgesetzliche Regelungen zum Einsatz von Sachverständigen beispielsweise in § 13 der 9. BImSchV, die die Einsatzmöglichkeiten von Sachverständigen konkretisieren. Diese Regelung konkretisiert beispielsweise, wann die Hinzuziehung eines Sachverständigen notwendig ist. Sie regelt außerdem, dass Sachverständige (mit Zustimmung des Antragstellers) auch zur Beschleunigung des Verfahrens eingesetzt werden können.

Ein konkreter Anwendungsfall ist der verstärkte Einsatz von Sachverständigen zur Entlastung des BSH bei der Überprüfung der für die Freigaben vorzulegenden Prüfberichte und Konformitätsbescheinigungen. Dort besteht ein massiver personeller Engpass (lediglich ein oder zwei Mitarbeiter) mit erheblichem Verzögerungspotenzial, der durch die verstärkte Einbeziehung Dritter beseitigt werden könnte. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Kosten für den Einsatz Dritter nur umgelegt werden können, wenn ihr Einsatz erforderlich ist. An der Erforderlichkeit dieser Personalaufstockung können Zweifel bestehen, denn als Alternative zur personellen Aufstockung könnte erwogen werden, die Prüftiefe des BSH in dieser Angelegenheit zu reduzieren. Bislang werden die für die Freigaben vorzulegenden Unterlagen vom BSH detailliert geprüft. Dies ist sehr zeitaufwändig und verwaltungsrechtlich nicht notwendig.

Im Rahmen des verwaltungsrechtlichen Untersuchungsgrundsatzes richtet sich Art und Umfang der Ermittlungstätigkeit nach dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz (Kallerhoff, in: Stelkens/Bonk/Sachs, Verwaltungsverfahrensgesetz, § 24, Rn. 26, 36). Können Voraussetzungen für eine Genehmigung nur durch ein (technisches) Sachverständigengutachten

nachgewiesen werden, genügt eine Behörde ihrer Pflicht, wenn sie den Antragsteller zur Vorlage eines Privatgutachtens auffordert. Dieses Gutachten muss die Behörde in die Lage versetzen, die Erfüllung der (Genehmigungs-)Voraussetzungen nachvollziehen zu können.

Durch diese „nachvollziehende Amtsermittlung“ erfüllt die Behörde ihre Verantwortlichkeit. Die staatliche Sachverhaltsermittlung wirkt nur als Auffangnetz bei unzulänglichen Darstellungen des Antragstellers (vgl. BVerfG, Urt. v. 07.05.1998, 2 BvR 1876 - 91, in: NJW 1998, S. 2346 (2348) zum Bundes-Immissionschutzrecht). Es sprechen gute Gründe dafür, dass ein solcher Fall auch in Bezug auf die Prüfberichte und Konformitätserklärungen für die Freigabe gegeben ist. Die „Prüfbeauftragten“ bzw. Zertifikat - Austeller, die die Unterlagen im Auftrag und auf Kosten der ÜNB erstellen, sind Privatgutachter des jeweiligen Antragstellers. Sie prüfen die Übereinstimmung von Untersuchungskonzepten und Planungen mit den geltenden technischen und wissenschaftlichen Standards. Sofern sich aus den Prüfberichten und Konformitätserklärungen keine Anhaltspunkte für Unstimmigkeiten ergeben, erfüllt das BSH seine Verantwortlichkeit, wenn es die eingereichten Prüfberichte und Konformitätserklärungen einer Plausibilitätsprüfung unterzieht und eine detailliertere Prüfung bzw. Nachforderung erst bei Anzeichen von Unzulänglichkeiten vornimmt. Sofern auch für eine Plausibilitätsprüfung noch Engpässe bestehen, könnten diese dann durch die Beauftragung von Behördensachverständigen für die Plausibilitätsprüfung beseitigt werden.

Verwaltungshelfer/Projektmanager (§ 43g EnWG)

Verwaltungshelfer unterstützen Behörden durch die unselbständige Wahrnehmung hoheitlicher Aufgaben. Sie werden zur vorbereitenden Unterstützung der Behörde tätig und entlasten die Behörde bei bürokratischen und formalisierten Vorgängen. Sie sind zu unterscheiden von den Projektsteuerern, die auf Seiten der Antragsteller tätig werden und insbesondere die Schnittstellen koordinieren sollen.

Projektmanager nach § 43g EnWG

Eine spezielle Form des Verwaltungshelfers regelt § 43g EnWG. Die Norm sieht den Einsatz eines fachlich qualifizierten Projektmanagers vor und regelt damit spezialgesetzlich den auch in anderen Bereichen (z. B. im Bundes-Immissionsschutzrecht) bekannten, von Behördenseite eingesetzten Verfahrensmanager. Beschränkt wird die Einsatzmöglichkeit von Projektmanagern durch die Vorgabe des § 43g Satz 1 EnWG, dass der Antragsteller dem Einsatz des Projektmanagers zustimmen muss. Projektmanager werden zur Beschleunigung von Verwaltungsverfahren eingesetzt und sind vor diesem Hintergrund im Hinblick auf eine Beschleunigung der PFV für die Netzanbindungen der OWP besonders interessant.

§ 43g Satz 1 EnWG enthält einen Katalog von organisatorischen Tätigkeiten, für den der Projektmanager eingesetzt werden kann. Dieser Katalog ist nicht abschließend, verdeutlicht aber, dass der Projektmanager auf vorbereitende und unterstützende Maßnahmen beschränkt ist. Der Projektmanager darf die Behörde unterstützen, aber nicht an der eigentlichen Entscheidung mitwirken. Die Zuständigkeit und Verantwortung für die Planungsentscheidung einschließlich der Abwägung der betroffenen Belange und Einwendungen bleibt bei der Planfeststellungsbehörde (vgl. § 43g Satz 2 EnWG), die den Projektmanager zu überwachen hat.

Der Beschränkung der Tätigkeiten eines Projektmanagers auf vorbereitende / unterstützende Tätigkeiten steht nicht entgegen, dass der Projektmanager bei diesen Tätigkeiten sein technisches oder naturwissenschaftliches Fachwissen einbringt und dadurch letztlich eine Mischform aus Projektmanager und Sachverständigem wird (Dr. Jürgen Millat, Der Projektmanager nach § 2 (2) Ziffer 5 9. BImSchV - Erfahrungen aus der Praxis von Genehmigungsverfahren, in: I+E 2011, S. 34 ff.). Dies entspricht dem Zweck des Einsatzes

von Projektmanagern, der in der Verfahrensbeschleunigung liegt. Ein Projektmanager mit dem bei der Behörde fehlenden technischen oder naturwissenschaftlichen Fachwissen kann z. B. die Qualität der eingereichten Unterlagen und deren grundsätzliche Nachweiseignung vorprüfen und insoweit zu einer Verfahrensbeschleunigung führen. Ein Beschleunigungspotenzial könnte daher darin bestehen, verstärkt Projektmanager mit nicht nur organisatorischem, sondern auch technischem und naturwissenschaftlichem Fachwissen einzusetzen. Folgende Einsatzbereiche kommen für den Projektmanager in erster Linie in Betracht:

- Das Dokumentenmanagement, hier insbesondere die Prüfung der Vollständigkeit und Qualität der eingereichten Antragsunterlagen,
- die Identifizierung eines Nachbesserungsbedarfs bzw. fehlender Unterlagen und die entsprechende Abfrage,
- die Einbringung des spezifischen Sachverstands bei der Festsetzung des Untersuchungsrahmens sowie der Vorbereitung der behördlichen Entscheidung,
- die Identifizierung von zusätzlich benötigtem Sachverstand und die Vorauswahl und Koordinierung von Sachverständigen,
- die Identifizierung und Koordinierung der zu beteiligenden Kreise,
- die Organisation und Leitung von Beteiligungsterminen und
- die Vorbereitung behördlicher (Zwischen-)Entscheidungen.

Projektmanager in der AWZ

Für die AWZ ist der Einsatz eines Projektmanagers in der SeeAnlV nicht vorgesehen. Soweit der Verwaltungshelfer/Projektmanager keine eigenständigen hoheitlichen Aufgaben wahrnimmt, ist nach vorherrschender Meinung eine Rechtsgrundlage nicht erforderlich, so dass der Einsatz eines Projektmanagers mit Zustimmung des Antragstellers auch in der AWZ zulässig ist. Ohne Zustimmung könnten die Kosten des Projektmanagers aber nicht ohne Weiteres auf den Antragsteller umgelegt werden.

Kostentragung

Der Einsatz fachkundiger Dritter, sei es als Sachverständiger oder als Projektmanager, ist faktisch im Wesentlichen durch zwei Dinge begrenzt: die Verfügbarkeit am Markt und die Kostentragung. Setzt die Behörde ohne eine Notwendigkeit (fehlende eigene Sachkunde) bzw. ohne Zustimmung des Antragstellers Sachverständige bzw. Projektmanager ein, kann sie die Kosten nicht auf den Antragsteller umlegen, so dass diese Möglichkeit wohl nur eine theoretische sein dürfte. Eine Beauftragung von externen Dritten wird aus Sicht der Behörde nur in Frage kommen, wenn die Kosten des Dritten entweder vom Antragsteller zu tragen sind oder von den Verwaltungsgebühren abgedeckt sind. Die ÜNB werden zur Kostentragung nur bereit sein, wenn sie die Kosten über die Netzentgelte umlegen können.

Die Kosten des Einsatzes eines Sachverständigen sind grundsätzlich als Kosten des Verfahrens dem Antragsteller aufzuerlegen. Dies gilt jedoch nur, wenn und soweit die Einschaltung eines Sachverständigen erforderlich ist, weil die Behörde selbst nicht über ausreichend Fachkunde verfügt. Dies folgt bereits aus dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz. Die Frage, ob eine „Notwendigkeit“ vorliegt, birgt daher eine gewisse Unsicherheit, die durch gesetzliche Klarstellungen bzw. Definitionen beseitigt werden könnte. Die Kosten für den Einsatz eines Projektmanagers trägt gemäß § 43g Satz 1 EnWG der Antragsteller, der der Beauftragung eines Projektmanagers zuvor zustimmen muss (so auch § 2 Abs. 2 Satz 3 Nr. 5 der 9. BImSchV). Auch ohne die Zustimmung des Antragstellers kann eine Hinzuziehung eines Projektmanagers aber sinnvoll (beschleunigend) sein. Um dieses Beschleunigungspotenzial zu nutzen sollte der Einsatz eines Projektmanagers auf Seiten der Behörde, die Kostentragung durch den ÜNB und die Umlegbarkeit der Kosten über die Netzentgelte obligatorisch werden.

10.7 Abschnittsbildung im Planfeststellungsverfahren

(Ergänzung zu Kapitel 4.3.4)

Gleichwohl ist höchstrichterlich anerkannt, dass eine Abschnittsbildung bei Streckenvorhaben (Autobahnen, Eisenbahnstrecke, Hochspannungsfreileitungen) unter bestimmten Voraussetzungen zulässig sein kann. Dem liegt die Erwägung zugrunde, dass angesichts der vielfältigen Schwierigkeiten, die mit einer detaillierten Streckenplanung verbunden sind, ein planerisches Gesamtkonzept häufig nur in Teilabschnitten verwirklicht werden kann (ständige Rechtsprechung im Fernstraßenrecht, vgl. z. B. BVerwG, Beschl. v. 26.06.1992, 4 B 1 – 11 / 92; für Hochspannungsfreileitungen: BVerwG, Beschl. v. 22.07.2010, 7 VR 4 / 10, Rn. 27). Da es sich auch bei der Netzanbindung von OWP um ein Streckenvorhaben handelt, ist davon auszugehen, dass eine Abschnittsbildung auch zulässig ist.

Kriterien für eine zulässige Abschnittsbildung sind: Die Abschnittsbildung muss sachlich gerechtfertigt sein. Eine sachliche Rechtfertigung kann sich in erster Linie aus einer Unterschiedlichkeit der in den Abschnitten betroffenen Interessen und Betroffenheiten ergeben. Eine Abschnittsbildung kann vor diesem Hintergrund einer sinnvollen und zeitangemessenen Problembewältigung dienen.

Der Anschlussplanung dürfen nach summarischer Prüfung der Verwirklichung des Gesamtvorhabens keine von vorneherein unüberwindlichen Hindernisse entgegenstehen. Das Kriterium, jedem Abschnitt müsse eine eigenständige Verkehrsfunktion zukommen, weil nur so im Falle eines Scheiterns des Gesamtvorhabens ein sinnloser „Planungstorso“ verhindert werden könne, hat das BVerwG für das Straßenrecht entwickelt und ausdrücklich nicht auf das Eisenbahnrecht übertragen. Dies wurde damit begründet, dass das Eisenbahnnetz wesentlich weitmaschiger ist als das Straßennetz, so dass eine Abschnittsbildung nahezu ausgeschlossen wäre, wenn für jeden Abschnitt ein Anschluss an das vorhandene Schienennetz gefordert werden würde. Mit dieser Begründung kann ebenfalls eine Übertragung auf die hier geplanten Netzanbindungsleitungen ausgeschlossen werden, denn andernfalls müsste die gesamte Netzanbindung vom landseitigen NVP bis zum OWP in einem PFV zugelassen werden, um ggf. einen sinnlosen „Planungstorso“ zu verhindern.

Die abschnittsweise Planfeststellung muss dem Grundsatz der umfassenden Planbewältigung gerecht werden. Dritten darf der Rechtsschutz durch die Abschnittsbildung nicht faktisch unmöglich gemacht werden.

10.8 Optimierung planerischer Abläufe durch behördliche Zwischenentscheidungen

(Ergänzung zu Kapitel 4.3.4)

Geltendes Recht

Für den Zuständigkeitsbereich der Küstenländer ist in den Verwaltungsverfahrensgesetzen eine Regelung enthalten, die die Behörde dazu anhalten soll, den Vorhabenträger kurzfristig über die Vollständigkeit der eingereichten Unterlagen zu unterrichten (§ 1 Abs. 1 NVwVfG i. V. m. § 25 Abs. 2 Satz 2 VwVfG; § 83a Abs. 2 Satz 2 LVwG SH; § 25 Abs. 2 Satz 2 VwVfG M-V):

Soweit es der Verfahrensbeschleunigung dient, soll sie dem Antragsteller nach Eingang des Antrags unverzüglich Auskunft über die voraussichtliche Verfahrensdauer und die Vollständigkeit der Antragsunterlagen geben.

Die in den drei Küstenländern gleichlautende Regelung stellt die Mitteilung der Vollständigkeit (und damit auch die vorlagerte Vollständigkeitsprüfung) auf der Tatbestandsseite unter den Vorbehalt der Beschleunigungswirkung und auf der Rechtsfolgenseite in das Ermessen der Behörde. Nicht geregelt ist, dass die Behörde den Antragsteller auffordert, die fehlen-den Unterlagen in einer Frist nachzureichen. Insoweit lassen diese allgemeinen verwaltungsrechtlichen Vorschriften den Planfeststellungsbehörden der Bundesländer viel Ent-scheidungsfreiraum.

Für die AWZ gilt § 4 Abs. 1 Satz 3 SeeAnlV:

Reichen die Angaben und Unterlagen für die Prüfung nicht aus, so hat sie der Träger des Vorhabens auf Verlangen der Planfeststellungsbehörde innerhalb einer von dieser gesetzten, angemessenen Frist zu ergänzen.

Hier sind eine Aufforderung zur Nachreichung von Unterlagen und die Möglichkeit einer Fristsetzung vorgesehen. Das BSH wird allerdings nicht verpflichtet, die eingereichten Unterlagen kurzfristig auf ihre Vollständigkeit hin zu überprüfen.

Damit ist der geltende Rechtsrahmen nicht ausreichend, um eine Beschleunigung durch eine unverzügliche behördliche Vollständigkeitsprüfung sicherzustellen.

10.9 Abschnittsbildung im Planfeststellungsverfahren

(Ergänzung zu Kapitel 4.3.4)

Gleichwohl ist höchstrichterlich anerkannt, dass eine Abschnittsbildung bei Streckenvorhaben (Autobahnen, Eisenbahnstrecke, Hochspannungsfreileitungen) unter bestimmten Voraussetzungen zulässig sein kann. Dem liegt die Erwägung zugrunde, dass angesichts der vielfältigen Schwierigkeiten, die mit einer detaillierten Streckenplanung verbunden sind, ein planerisches Gesamtkonzept häufig nur in Teilabschnitten verwirklicht werden kann (ständige Rechtsprechung im Fernstraßenrecht, vgl. z. B. BVerwG, Beschl. v. 26.06.1992, 4 B 1 – 11 / 92; für Hochspannungsfreileitungen: BVerwG, Beschl. v. 22.07.2010, 7 VR 4 / 10, Rn. 27). Da es sich auch bei der Netzanbindung von OWP um ein Streckenvorhaben handelt, ist davon auszugehen, dass eine Abschnittsbildung auch zulässig ist.

Kriterien für eine zulässige Abschnittsbildung sind: Die Abschnittsbildung muss sachlich gerechtfertigt sein. Eine sachliche Rechtfertigung kann sich in erster Linie aus einer Unterschiedlichkeit der in den Abschnitten betroffenen Interessen und Betroffenheiten ergeben. Eine Abschnittsbildung kann vor diesem Hintergrund einer sinnvollen und zeitangemessenen Problembewältigung dienen.

Der Anschlussplanung dürfen nach summarischer Prüfung der Verwirklichung des Gesamtvorhabens keine von vorneherein unüberwindlichen Hindernissen entgegenstehen. Das Kriterium, jedem Abschnitt müsse eine eigenständige Verkehrsfunktion zukommen, weil nur so im Falle eines Scheiterns des Gesamtvorhabens ein sinnloser „Planungstorso“ verhindert werden könne, hat das BVerwG für das Straßenrecht entwickelt und ausdrücklich nicht auf das Eisenbahnrecht übertragen. Dies wurde damit begründet, dass das Eisenbahnnetz wesentlich weitmaschiger ist als das Straßennetz, so dass eine Abschnittsbildung nahezu ausgeschlossen wäre, wenn für jeden Abschnitt ein Anschluss an das vorhandene Schienennetz gefordert werden würde. Mit dieser Begründung kann ebenfalls eine Übertragung auf die hier geplanten Netzanbindungsleitungen ausgeschlossen werden, denn andernfalls müsste die gesamte Netzanbindung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum OWP in einem PFV zugelassen werden, um ggf. einen sinnlosen „Planungstorso“ zu verhindern.

Die abschnittsweise Planfeststellung muss dem Grundsatz der umfassenden Planbewältigung gerecht werden. Dritten darf der Rechtsschutz durch die Abschnittsbildung nicht faktisch unmöglich gemacht werden.

Literaturverzeichnis

[1] BMWi, „Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See," 14. 04. 2016. [Online]. Available: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/referentenentwurf-entwicklung-foerderung-windenergie-see-gesetz,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[2] BMWi, „EEG-Novelle 2016. Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG," 15. 02. 2016. [Online]. Available: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-novelle-2016-fortgeschriebenes-eckpunktepapier,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[3] S. Eilmann, „Interessengruppen/Interessierte Parteien. In: Michael Gessler (Hrsg.): Kompetenzbasiertes Projektmanagement," Deutsche Gesellschaft für Projektmanagement, Nürnberg, 2011.

[4] TenneT, „BorWin2: Eine 200 Kilometer lange und 800 Megawatt starke Gleichstromverbindung," 10. 2015. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Netz-Projekte/Offshore/BorWin2/2015_Factsheet-BorWin2_DE.pdf. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[5] TenneT, „DolWin1: 75 Kilometer von See an Land," 10. 2015. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Netz-Projekte/Offshore/DolWin1/2015_Factsheet-DolWin1_DE.pdf. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[6] Alstom, „Offshore wind energy: TenneT awards "DolWin3"project to Alstom, marking next step in Germany's energy turnaround," 26. 02. 2013. [Online]. Available: http://www.alstom.com/press-centre/2013/2/offshore-wind-energy-tennet-awards-dolwin3project-to-alstom-marking-next-step-in-germanys-energy-turnaround/. [Zugriff am 08. 01. 2016].

[7] TenneT, „Helwin1: 576 MW starker Gleichstrom-Netzanschluss," 10. 2015. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Netz-Projekte/Offshore/HelWin1/2015_Factsheet-HelWin1_DE.pdf. [Zugriff am 26. 02. 2016].

[8] Schiff&Hafen, „http://www.schiffundhafen.de," 03. 02. 2012. [Online]. Available: http://www.schiffundhafen.de/news/offshore/single-view/view/neuer-auftrag-fuer-nordic-yards.html. [Zugriff am 20. 05. 2016].

[9] Siemens, „Green power from the North Sea: Siemens to install grid link for DanTysk offshore wind farm," 26. 01. 2011. [Online]. Available: http://www.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2011/power_transmission/ept201101035.htm&content[]=ET&content[]=EM. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[10] TenneT Holding B.V., „TenneT und Copenhagen Infrastructure Partners...," 17. 02. 2014. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/news/20140214_Artemis_DolWin3_DE.pdf. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[11] O. Preuß, „Hamburger Abendblatt - Siemens erhält Milliardenauftrag für Offshore-Windpark-Anbindung," 17. 04. 2014. [Online]. Available: http://www.abendblatt.de/wirtschaft/article127048449/Siemens-erhaelt-Milliardenauftrag-fuer-Offshore-Windpark-Anbindung.html. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[12] Manager Magazin, „Neue Verzoegerung bei ABBs Umspannplattformen auf hoher See," 23. 02. 2015. [Online]. Available: http://www.manager-magazin.de/unternehmen/industrie/neue-verzoegerung-bei-abbs-umspannplattformen-auf-hoher-see-a-1019926.html. [Zugriff am 10. 05. 2016].

[13] TenneT, „BorWin1: Erste deutsche Gleichstromverbindung zu einem Windpark auf See," 10. 2015. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Netz-Projekte/Offshore/borwin1/2015_Factsheet-BorWin1_DE.pdf. [Zugriff am 26. 02. 2016].

[14] ABB, „ABB wins power order worth more than $400 million for world's largest offshore wind farm," 01. 01. 2007. [Online]. Available: http://www.abb.co.uk/cawp/seitp202/e3769302a8ac6e29c125735b0051d652.aspx. [Zugriff am 10. 12. 2015].

[15] TenneT, „Störung der Offshore-Netzanbindung BorWin1: Task Force arbeitet an Lösung," 07. 07. 2014. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/stoerung-der-offshore-netzanbindung-borwin1-task-force-arbeitet-an-loesung.html. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[16] TenneT, „Zur aktuellen Situation bei der Offshore-Netzanbindung BorWin1," www.tennet.eu., 30. 06. 2014. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/zur-aktuellen-situation-bei-der-offshore-netzanbindung-borwin1.html. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[17] A. Meier, „Neue Verzögerung bei ABBs Umspannplattform auf hoher See," 23. 02. 2015. [Online].

Available: http://www.manager-magazin.de/unternehmen/industrie/neue-verzoegerung-bei-abbs-umspannplattformen-auf-hoher-see-a-1019926.html. [Zugriff am 23. 05. 2016].

[18] M. Dowideit, „Offshore-Windpark liefert keinen Strom," 23. 06. 2014. [Online]. Available: http://www.handelsblatt.com/technik/energie-umwelt/nordsee-offshore-windpark-liefert-keinen-strom/10086888.html. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[19] C. Knütel und C. Luh, „Kurzschluss auf hoher See," *FAZ,* Nr. 17. Sept., 2014 .

[20] Siemens, „Siemens receives order from transpower to connect offshore wind farms via HVDC link," 11. 06. 2010. [Online]. Available: http://www.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2010/power_transmission/ept201006085.htm. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[21] N. Schwab, „Siemens installiert erste Offshore-Plattform mit Verzögerung," 26. 08. 2013. [Online]. Available: http://www.wsj.de/nachrichten/SB10001424127887323407104579036324271362210. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[22] Siemens, „Fact Sheet BorWin2 HVDC Platform," 01. 2015. [Online]. Available: http://www.siemens.com/press/pool/de/feature/2013/energy/2013-08-x-win/factsheet-borwin2-en.pdf. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[23] A.-K. Wehrmann, „Siemens will bis Mitte 2015 vier Konverterplattformen in Betrieb nehmen," 27. 08. 2014. [Online]. Available: https://offshorewindenergy.wordpress.com/2014/08/27/siemens-will-bis-mitte-2015-vier-konverterplattformen-in-betrieb-nehmen/. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[24] Siemens, „Siemens erhält von transpower weiteren Auftrag zur Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen," 16. 07. 2010. [Online]. Available: http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2010/power_transmission/ept201007106.htm&content[]=ET&content[]=EM. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[25] N. Schwab, „Siemens installiert erste Offshore-Plattform mit Verzögerung," Dow Jones Newswires, 27. 08. 2013. [Online]. Available: http://www.produktion.de/technik/betriebstechnik/siemens-installiert-erste-offshore-plattform-mit-verzoegerung-120.html. [Zugriff am 10. 05. 2016].

[26] Siemens, „Siemens hands over HelWin1, the second North Sea grid connection to TenneT," 09. 02. 2015. [Online]. Available: http://www.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2015/energymanagement/pr2015020115emen.htm. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[27] T. Thorsten, „Drei Windparks in der Nordsee ohne Stromverbindung zum Festland," 16. 08. 2013. [Online]. Available: http://www.ingenieur.de/Branchen/Energiewirtschaft/Drei-Windparks-in-Nordsee-Stromverbindung-Festland. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[28] TenneT TSO GmbH, „Übersicht REMIT - Veröffentlichung Beschränkungen," 2016. [Online]. Available: http://www.tennettso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/ubersicht. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[29] Siemens, „Fact Sheet HelWin1-HGÜ-Plattform," 2013. [Online]. Available: http://www.siemens.com/press/pool/de/feature/2013/energy/2013-08-x-win/factsheet-helwin1-de.pdf. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[30] O. Preuß, „Hamburger Abendblatt - Arabische Werft sorgt für Rückschlag in der Küstenindustrie," 15. 10. 2014. [Online]. Available: http://www.abendblatt.de/wirtschaft/article133280310/Arabische-Werft-sorgt-fuer-Rueckschlag-in-der-Kuestenindustrie.html. [Zugriff am 06. 10. 2016].

[31] G. Kruschke, „Siemens installiert erste Offshore-Plattform mit Verzögerung," 27. 08. 2013. [Online]. Available: http://www.produktion.de/technik/betriebstechnik/siemens-installiert-erste-offshore-plattform-mit-verzoegerung-120.html. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[32] U. e. a. Wijk, „EWEA Offshore 2013: DolWin1 – Further Achievements in HVDC Offshore Connections," ABB, 19. 11. 2013. [Online]. Available: https://library.e.abb.com/public/0817901b2514978ec1257c3000435c3a/DolWin1%20further%20achievements%20in%20HVDC%20offshore%20connections.pdf. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[33] ABB, „ABB übergibt Offshore-Netzanbindung DolWin1 in Deutschland," 28. 07. 2015. [Online]. Available: http://www.abb.de/cawp/seitp202/4acf8d6d0bd9efe0c1257e900046489a.aspx. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[34] K. Garus, „Waiting for Godot," 01. 03. 2013. [Online]. Available: http://www.offshorewindindustry.com/news/waiting-godot. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[35] Prysmian, „Successful commissioning of SylWin1 HVDC grid connection," 27. 04. 2015. [Online]. Available: http://www.prysmiangroup.com/en/corporate/media/news/Successful-commissioning-of-SylWin1-HVDC-grid-connection/. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[36] Siemens, „Fact Sheet SylWin1-HGÜ-Plattform," 01. 2014. [Online]. Available: http://www.siemens.com/press/pool/de/feature/2013/energy/2013-08-x-win/factsheet-sylwin1-d.pdf. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[37] reNEWS, „SylWin grid hub hit with delay," 28. 02. 2013. [Online]. Available:

http://renews.biz/35737/sylwin-grid-hub-hit-with-delay/. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[38] K. Garus, „SylWin1 verzögert sich," 21. 10. 2013. [Online]. Available: http://www.sonnewindwaerme.de/windenergie/sylwin1-verzoegert-sich. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[39] TenneT, „Kabellieferung bei Schiffs-Havarie verloren," 04. 07. 2014. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/kabellieferung-bei-schiffs-havarie-verloren.html. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[40] A.-K. Wehrmann, „Tennet: Kabel versinken im Mittelmeer, BorWin1 macht weiter Probleme," 08. 07. 2014. [Online]. Available: http://offshore-wind-online.de/tennet-kabel-versinken-im-mittelmeer-borwin1-macht-weiter-probleme/. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[41] Access2Grid, „TenneT: Offshore-Netzanbindung wird durch Bomben, Minen, technische Fehler und Unglücke behindert," 10. 07. 2014. [Online]. Available: http://www.access2grid.de/news/tennet-offshore-netzanbindung-wird-durch-bomben-minen-technische-fehler-und-ungluecke-behindert. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[42] ABB, „ABB wins service order for renewable energy connection in the North Sea," 18. 10. 2011. [Online]. Available: http://www.abb.com/cawp/seitp202/a8414d2f6b97a282c125792d002eb416.aspx. [Zugriff am 07. 12. 2015].

[43] ABB, „ABB Deutschland legt beim Umsatz zu," ABB, 15. 09. 2011. [Online]. Available: http://www.abb.de/cawp/seitp202/28d68143c97b330fc125790c0028b841.aspx. [Zugriff am 10. 05. 2016].

[44] TenneT, „DolWin2: Verbindung für den Anschluss von drei Offshore-Windparks," 10. 2015. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Netz-Projekte/Offshore/DolWin2/2015_Factsheet-DolWin2_DE.pdf. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[45] TenneT TSO GmbH, „DolWin2 - 900 Megawatt für den Anschluss von Offshore-Windparks," unbekannt. [Online]. Available: http://www.tennettso.de/site/binaries/content/assets/tasks/offshore/dolwin2_d.pdf. [Zugriff am 13. 06. 2016].

[46] Siemens, „Siemens brings HelWin cluster windfarm on line," 02. 08. 2011. [Online]. Available: http://www.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2011/power_transmission/ept201108091.htm. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[47] Siemens, „Fact Sheet HelWin2-HGÜ-Plattform," 06. 2015. [Online]. Available: http://www.siemens.com/press/pool/de/feature/2013/energy/2013-08-x-win/factsheet-helwin2-de.pdf. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[48] TenneT, „Projekt HelWin2: Gleichstrom-Netzanbindung für Windparks in der östlichen Nordsee," 10. 2015. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/offshore-projekte/helwin2.html. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[49] Alstom, „Offshore-Windenergie: Vergabe von DolWin3 bringt Energiewende voran," 26. 02. 2016. [Online]. Available: http://www.alstom.com/de/press-centre/2013/2/offshore-windenergie-vergabe-von-dolwin3-bringt-energiewende-voran/. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[50] TenneT, „Dolwin3: 160 Kilometer lange Gleichstromverbindung für Offshore-Windkraft," 10. 2015. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Netz-Projekte/Offshore/DolWin3/2015_Factsheet-DolWin3_DE.pdf. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[51] TenneT, „Projekt DolWin3: Ein 900 MW starker Netzanschluss für Offshore-Windparks," 2016 10. 2015. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/offshore-projekte/dolwin3.html. [Zugriff am 01. 03.].

[52] Handelsblatt, „Neuer Großauftrag für Nordic Yards," Handelsblatt, 26. 02. 2013. [Online]. Available: http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/offshore-plattform-neuer-grossauftrag-fuer-nordic-yards/7840620.html. [Zugriff am 10. 05. 2016].

[53] Prysmian, „Prysmian secures DolWin3 project worth in exess of € 350 M," Prysmian, 26. 02. 2013. [Online]. Available: http://www.prysmiangroup.com/en/corporate/media/downloads/pdf/press-releases/PR_Prysmian_DolWin3_25_02_13-EN.PDF. [Zugriff am 10. 05. 2016].

[54] TenneT TSO GmbH, „Transparenz - Voraussichtliche Fertigstellungstermine," 2016. [Online]. Available: http://www.tennettso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/offshore-netzanschluesse/voraussichtliche-fertigstellungstermine. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[55] Siemens, „Siemens receives major order for BorWin3 North Sea grid connection from TenneT," 15. 04. 2014. [Online]. Available: http://www.siemens.com/press/pool/de/pressemitteilungen/2014/energy/power-transmission/ET201404036e.pdf. [Zugriff am 11. 01. 2016].

[56] Prysmian, „Prysmian secures BorWin3 Project worth in excess of € 250 M," 15. 04. 2014. [Online]. Available: http://www.prysmiangroup.com/en/corporate/media/downloads/pdf/press-releases/PR_Prysmian-Group_BorWin3_15_04_14_ENG.PDF. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[57] J. e. a. Flauger, „Ausbau der Windkraft gerät in Verzug," 25. 07. 2012. [Online]. Available:

http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/hochsee-parks-ausbau-der-windkraft-geraet-in-verzug/6917858.html. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[58] D. Wetzel, „Wind-Industrie wälzt Kosten auf Stromkunden ab," 22. 03. 2012. [Online]. Available: http://www.welt.de/dieweltbewegen/article13938770/Wind-Industrie-waelzt-Kosten-auf-Stromkunden-ab.html. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[59] Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, „Lösungsvorschläge für die Netzanbindung von Offshore-Windparks der AG Beschleunigung Offshore-Netzanbindung," 22. 03. 2012. [Online]. Available: http://www.offshore-stiftung.de/node/235. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[60] Bundesgesetzblatt, „Gesetz vom 20.12.2012 - Bundesgesetzblatt Teil I 2012 Nr. 61 27.12.2012 S. 2730," 27. 12. 2012. [Online]. Available: http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=//*%5B@attr_id=%27bgbl112061.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl112061.pdf%27%5D__1466177706840. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[61] B. Pieprzyk, „Untersuchung der Kosten der geplanten Offshore-Haftungsregelung. Kurz-Gutachten im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen," 29. 11. 2012. [Online]. Available: http://oliver-krischer.eu/fileadmin/user_upload/gruene_btf_krischer/2012/ERAStudieWindenergieOffshore.pdf. [Zugriff am 11. 03. 2016].

[62] WirtschaftsWoche, „Am längeren Kabel," 29. 08. 2012. [Online]. Available: http://www.wiwo.de/unternehmen/energie/tennet-am-laengeren-kabel/7068090.html. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[63] Saipem S.p.A., „Saipem 7000," [Online]. Available: http://www.saipem.com/sites/SAIPEM_it_IT/scheda/Vessels/Saipem%207000.page. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[64] ingenieur.de, „Fehlende Standards für Konverter-Plattformen verzögern Bau von Offshore-Windparks," 10. 08. 2012. [Online]. Available: http://www.ingenieur.de/Fachbereiche/Windenergie/Fehlende-Standards-fuer-Konverter-Plattformen-verzoegern-Bau-Offshore-Windparks. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[65] 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, „Netzentwicklungsplan Strom 2025 (2. Entwurf)," 2015. [Online]. Available: http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2025-version-2015-zweiter-entwurf. [Zugriff am 20. 06. 2016].

[66] 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, „Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 (2. Entwurf)," 2015. [Online]. Available: http://www.netzentwicklungsplan.de/offshore-netzentwicklungsplan-2025-version-2015-zweiter-entwurf. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[67] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), „Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/14 und Umweltbericht Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg & Rostock," 2015. [Online]. Available: http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/Dokumente/BFON2013_2014.pdf.

[68] BSH, *Rundschreiben vom 06.03.2015 - S.2ff,* 2015.

[69] N. Anzinger und G. Kostka, „Offshore Wind Power Expansion in Germany: Scale, Patterns and Causes of Time Delays and Cost Overruns," Hertie School of Governance, 2015.

[70] Vergabekammer Lüneburg, AZ.:VgK-30 / 2015, *Interpretation des Begriffs der Gebietskörperschaft als europarechtlich einheitlich; Vergabe von Aufträgen auf dem Gebiet der Energieversorgung durch eine private Gesellschaft; Vergabe der Erstellung von Baugrundgutachten für das 380-kV-Leistungsbauprojek,* 2015.

[71] Diehr, „Vergaberecht, 3. Auflage, §98 GWB Rn.113," Reidt / Stickler / Glahs.

[72] Pünder, „§98 GWB Rn. 82," Pünder / Schellenberg.

[73] Schröder, „541," *NZBau,* 2012.

[74] H. W. Büsching, „Das Europäische Beihilfenrecht - Ein Leitfaden für die Praxis," 2012. [Online]. Available: https://www.berlin.de/sen/wirtschaft/wirtschaft-und-technologie/europa-und-internationales/europaeische-wirtschaftspolitik-und-regionale-zusammenarbeit/staatliche-beihilfen/praxisleitfaden_beihilfenrecht.pdf. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[75] D. Theobald, „Energierecht, $ 23 ARegV, Rn 92 und Rn 93," Danner/ Theobald.

[76] Schink, „Energiewirtschaftsgesetz, § 17d EnWG, Rn. 18".

[77] K. Lesny und andere, „Standard Baugrunderkundung - Mindestanforderung an die Baugrunderkundung und -untersuchung für Offshore-Windenergieanlagen, Offshore-Stationen und Stromkabel - BSH-Nr. 7004," Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), Hamburg und Rostock, 2014.

[78] M. Achmus und andere, „Standard Konstruktion - Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) - BSH-Nr.

7005," Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), Hamburg und Rostock, 2015.

[79] ENTSO-E, „Continental Europe Operation Handbook," 19. 03. 2009. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf. [Zugriff am 06. 06. 2016].

[80] D. Weston, „Prysmian 66kV cable gains certification," 18. 03. 2016. [Online]. Available: http://www.windpoweroffshore.com/article/1388009/prysmian-66kv-cable-gains-certification. [Zugriff am 17. 05. 2016].

[81] Tennet, „Netzanschlussregeln - Hoch- und Höchstspannung," Tennet, 01. 11. 2015. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Kunden/tennet-NAR2015deu.pdf. [Zugriff am 19. 05. 2016].

[82] European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E), „ENTSO-E Draft Network Code on High Voltage Direct Current Connection and DC-connected Power Park Modules," 2015. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/high-voltage-direct-current.

[83] European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E), „Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators," 2015. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators.

[84] TenneT, „Anforderungen an seeseitige Anschlüsse an das Netz der TenneT TSO GmbH," 2012. [Online]. Available: http://www.tennet.eu/de/kunden/netzkunden/netzanschlussregeln.html.

[85] Bundesrepublik Deutschland, „Energiewirtschaftsgesetz (Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung)," Bundesrepublik Deutschland, Berlin, 2016.

[86] TenneT, Jung, Jochen; Workshop zur Klärung technischer Fragen beim BMWi, „Netzanschlüsse für Offshore-Windparks," Berlin, 2015.

[87] Siemens, „Space-saving, flexible, reliable - 320 kV DC compact switchgear - DCCS Brochure," 2015. [Online]. Available: http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/HVDC/innovations/DCCS-Brochure.pdf. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[88] A. Gustafsson, „The new 525 kV extruded HVDC cable system," 08. 2014. [Online]. Available: http://new.abb.com/docs/librariesprovider138/default-document-library/hannover-messe-2015/whitepaper-525kv.pdf?sfvrsn=4. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[89] Prysmian, „Successful Development and Test of new 525 kV Cable System for HVDC Applications," 21. 12. 2015. [Online]. Available: http://www.prysmiangroup.com/en/corporate/media/news/Prysmian-reaches-technology-milestone-in-power-transmission. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[90] T. Schlemmer, „66 kV Systems for Offshore Wind Farms," DNV GL, 2015.

[91] A. Ferguson, „Benefits in moving the inter-array voltage from 33 kV to 66 kV AC for large offshore wind farms," EWEA, 2012.

[92] R. McDermott, „Investigation of use of Higher AC Voltages on Offshore Wind Farms," EWEC, 2009.

[93] Siemens, „New DC grid access solution," 2015. [Online]. Available: http://www.energy.siemens.com/nl/pool/hq/power-transmission/grid-access-solutions/dc-solutions/DC-Flyer.pdf. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[94] P. Menke, „2nd Generation DC Grid Access for Large Scale Offshore Wind Farms," 14th International Wind Integration Workshop, Brüssel, 2015.

[95] R. Blasco-Gimenez, „Control of DFIG-Based Off-Shore Wind Power Plants for the Connection to HVDC Diode Rectifiers," 14th International Wind Integration Workshop, Brüssel, 2015.

[96] BNetzA, „Netzausbau BBPlG 2," 31. 12. 2015. [Online]. Available: http://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/bbplg/02/de.html. [Zugriff am 06. 06. 2016].

[97] P. Menke, „Verbesserte DC Netzanbindung für Offshore-Windparks," 27. 03. 2015. [Online]. Available: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/marktanalyse-windenergie-auf-see-workshop-02-vortrag-siemens. [Zugriff am 01. 03. 2016].

[98] Nicht veröffentlicht, „OWA-S2Y4-E - Optimisation of AC Systems for Offshore Wind," Ecofys by order of: The Carbon Trust, 2014.

[99] 4C Offshore, „Hornsea Project One Offshore Wind Farm," 22. 04. 2016. [Online]. Available: http://www.4coffshore.com/windfarms/hornsea-project-one---heron-wind-united-kingdom-uk81.html. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[100] I. Erlich, „Dreiphasiges 16 2/3-Hz-System für die Übertragung von Offshore Wind-Energie," Konferenz: Internationaler ETG-Kongress 2013 – Energieversorgung auf dem Weg nach 2050 - Symposium 1: Security in Critical Infrastructures Today, Berlin, 2013.

[101] W. Fischer, „Low Frequency High Voltage Offshore Grid for Transmission of Renewable Power," 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012.

[102] I. Erlich, „AC and DC Power Transmission," 11th IET International Conference, Birmingham, 2015.

[103] 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, „Offshore-Netzentwicklungsplan 2024 (2. Entwurf),“ 2014. [Online]. Available: http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2014. [Zugriff am 10. 06. 2016].

[104] BNetzA, „Bedarfsermittlung 2025 Vorläufige Prüfungsergebnisse Offshore-Netzentwicklungsplan (Zieljahr 2025),“ Juni 2016. [Online]. Available: http://data.netzausbau.de/2025/O-NEP_2025_BNetzA-VorlErg.pdf. [Zugriff am 29. 06. 2016].

[105] Energy Brainpool, „Kurzanalyse zur Stromerzeugung bei netzbedingter Abregelung erneuerbarer Energien,“ Berlin, 2016.

[106] Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, , „Die Energiewende erfolgreich gestalten: Mit Pumpspeicherwerken,“ Voith Hydro GmbH & Co. KG, 2014.

[107] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, „Die Rolle der Pumpspeicher in der Elektrizitätsversorgung,“ Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2013.

[108] ChemCoast e.V., Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe, August 2013.

[109] Uta Weiß, Dr. Martin Pehnt; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, „Marktanalyse Heizstrom, Kurzstudie,“ ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, 17. September 2013.

[110] 24/7 Stadtwerke Kiel, „Pressemeldung "Power-to-Heat"-Anlage erweiter flexible Wärmeerzeugung der Stadtwerke Kiel,“ 12 2015. [Online]. Available: https://www.stadtwerke-kiel.de/cs/media/presseneldungen/pdf/2015_12_16_Elektrodenkessel_nimmt_Betrieb_auf_-_Power-to-Heat-Anlage_erweitert_flexible_Waermeerzeugung.pdf. [Zugriff am 07 06 2016].

[111] Agora Energiewende, „Stromspeicher in der Energiewende,“ 09. 2014. [Online]. Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf. [Zugriff am 12. 02. 2015].

[112] RTE France, „Extensive European research programmes,“ 21. 10. 2014. [Online]. Available: http://www.rte-france.com/en/article/extensive-european-research-programmes. [Zugriff am 08. 06. 2016].

[113] W. e. a. Sattinger, „Lleiterseiltemperaturmessung am Lukmanier - Grundlagen für ein schweizweites Monitoring,“ 05. 2010. [Online]. Available: https://www.electrosuisse.ch/uploads/media/article_145661.pdf. [Zugriff am 07. 06. 2016].

[114] Tennet TSO, „Monitoring der Übertragungskapazität von Freileitungen,“ 11. 2010. [Online]. Available: http://www.tennettso.de/site/binaries/content/assets/press/information/de/100552_ten_husum_freileitung_du.pdf. [Zugriff am 07. 06. 2016].

[115] S. Holger, „Rechtlich privilegierte Sektorenauftraggeber nach § 98 Nr. 4 GWB, 541,“ NZBau, 2012.

[116] Danner und Theobald, „Energierecht § 23 ARegV, Rn. 92 u. 93“.

[117] OLG Dusseldorf, „VI-3 Kart 137/12,“ OLG Dusseldorf, 2012.

[118] OLG Düsseldorf, „VII-Verg 27/09,“ OLG Düsseldorf, 2009.

[119] OLG Düsseldorf, „VII-Verg 100/11,“ OLG Düsseldorf, 2012.

[120] OLG Düsseldorf, „VII-Verg 52 / 11,“ 11.01.2012.

[121] 1. VK Bund, „VK 1 – 26 / 14,“ 09.05.2014.

[122] 1. VK Sachsen, „1/SVK/050-11,“ 10.02.2012.

[123] OLG Schleswig-Holstein, „1 Verg 8/12,“ 25.01.2013.

[124] OLG Koblenz, „1 Verg 2/11,“ 04.04.2012.