Bericht Nummer: 112 45597-P (Final)

Studie zu Mindestabständen bei Seekabeln

(Finalversion)

Dresden, 26.11.2012

Verfasser: DNV KEMA

Projektleiter: Jörg Zillmer

im Auftrag von

Offshore Forum Windenergie
Kaiser-Wilhelm-Straße 93
D-20355 Hamburg

Stiftung Offshore-Windenergie
Oldenburger Straße 6
D-26316 Varel

---

49 Seiten 4 Anlagen

KEMA IEV - Ingenieurunternehmen für Energieversorgung GmbH • Gostritzer Str. 67 • 01217 Dresden • Deutschland
T +49 351 871 92 00 • F +49 351 871 92 31 • dresden@dnvkema.com • www.dnvkema.com • Sitz: Dresden
Geschäftsführer: Dirk Fenske • Eingetragen: Amtsgericht Dresden HRB 9187 • Ust-IdNr.: DE 161410895

© KEMA - IEV Ingenieurunternehmen für Energieversorgung GmbH - nachstehend kurz „KEMA-IEV“ genannt. Alle Rechte vorbehalten.

Dieses Dokument enthält vertrauliche Informationen, die ohne vorheriges schriftliches Einverständnis von KEMA-IEV nicht an Dritte weitergegeben, veröffentlicht oder vervielfältigt werden dürfen. Dies gilt für jede Form der Vervielfältigung, auch von Teilen des Dokumentes (einschließlich, aber nicht beschränkt auf elektronische Vervielfältigungen).

Änderungen jeglicher Art an diesem Dokument, unabhängig davon in welcher Form es vorliegt, sind ebenso verboten, wie eine Teilung des Dokumentes. Im Falle der Nichtübereinstimmung zwischen einer elektronischen Version (z. B. einer PDF-Datei) und einer von KEMA-IEV erstellten originalen Papierversion, hat letztere Fassung Vorrang.

KEMA-IEV und/oder mit ihr verbundene Unternehmen lehnen jegliche Haftung für mögliche direkte, indirekte, Folge- oder Nebenschäden, die aus der Verwendung der Informationen oder Daten oder aus der Nichtverwendbarkeit der in diesem Dokument enthaltenen Informationen oder Daten resultieren, ab.

INHALT

Seite

ABBILDUNGSVERZEICHNIS IV

TABELLENVERZEICHNIS IV

1 Einführung 5

2 Richtlinien für Kabelabstände 7
2.1 Einführung 7
2.2 Richtlinien des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie 7
2.3 Richtlinien des Netzbetreibers TenneT 8
2.4 Richtlinien der Kabelschutzkomitees 9
2.5 Richtlinien des britischen Crown Estate 11
2.6 Teilzusammenfassung 13

3 Kabelverlegung und Kabelreparatur 14
3.1 Seekabelverlegung 14
3.2 Seekabelreparatur 18
3.3 Arbeiten Dritter in der Nähe von Seekabeln 19
3.4 Statistik: Seekabelverlegung und -reparatur 21

4 Gefährdungspotenzial für Seekabel im Sicherheitsbereich von Windenergieanlagen 25
4.1 Errichterschiffe in Windparks 25
4.2 Einsatz von Errichterschiffen in Windparks 26
4.3 Gefährdungspotenzial für Seekabel 27

5 Empfehlungen für Mindestabstände 29
5.1 Abstand zwischen Seekabeln 29
5.2 Abstand zwischen Seekabel und Windparkstruktur 31
5.3 Abstand zwischen Seekabel und Struktur Dritter 33
5.4 Zusammenfassung 34

LITERATURVERZEICHNIS 35

ANLAGENVERZEICHNIS 37

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Bild 2-1: Mindestabstände im Entwurf des Offshore-Netzplans AWZ Nordsee (BSH, 2012) 8
Bild 2-2: Mindestabstände der TenneT Offshore GmbH (TenneT, 2012) 9
Bild 2-3: Mindestabstände empfohlen durch das ICPC (ICPC, 2007a, 2010c) 10
Bild 2-4: Mindestabstände empfohlen durch Crown Estate (Crown Estate, 2012a, 2012b) 12
Bild 3-1: Prinzip der Kabelverlegung 14
Bild 3-2: Positionierung einer Ankerbarge in der Nähe von Kabeln 16
Bild 3-3: Prinzip der Kabelreparatur 19
Bild 3-4: Aktivitäten Dritter - hier: Kabelreparatur 20
Bild 3-5: Seekabelinstallationen (elektrisch, weltweit), Ende 2005 (CIGRÉ, 2009) 21
Bild 3-6: Schäden an Seekabeln (elektrisch, weltweit), 1990-2005, Ursachen (CIGRÉ, 2009) 22
Bild 3-7: Schäden an Datenkabeln, weltweit, 1959-2006 (Carter et al., 2009) 22
Bild 3-8: Schäden an Seekabeln (elektrisch, weltweit), 1990-2005, Zeitrahmen (CIGRÉ, 2009) 23
Bild 4-1: Größenvergleich zwischen Errichterschiffen, WEA und Umspannstationen 26
Bild 4-2: WEA-Errichtungsbeispiel: Sea Worker mit Vestas-3.0-MW-Anlage (Quelle: DNV) 27
Bild 4-3: Vereinfachte Risiko-Matrix für Seekabelgefährdung 28
Bild 5-1: Abstand zwischen zwei und mehr als zwei Seekabeln 29
Bild 5-2: Abstand zwischen Seekabeln und WEA 31
Bild 5-3: Basisabstände für Seekabel in Wassertiefen bis 50 m 34

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1: Vergleich geforderter Abstände - siehe vorige Abschnitte für Erläuterungen 13
Tabelle 3-1: Generelle Verlegungstechniken für Seekabel 14
Tabelle 3-2: Installationsschiffe für Seekabel 15
Tabelle 3-3: Typische im Windparkbau eingesetzte Kabelleger 16
Tabelle 3-4: Installationsgeräte für Seekabel 17
Tabelle 3-5: Basisabstände für den Einsatz von Geräten (Crown Estate, 2012a) 18
Tabelle 3-6: Minimale Basisabstände für Datenkabelreparatur (Crown Estate, 2012a) 21
Tabelle 3-7: Abstände bei Einsatz von Dreggankern (Crown Estate, 2012a) 21
Tabelle 4-1: Typische im Windparkbau eingesetzte Errichterschiffe 25
Tabelle 4-2: Gefährdung von Seekabeln durch Arbeitsvorgänge im Windpark 27
Tabelle 5-1: Abstand zwischen Seekabeln in Wassertiefen bis 50 m 30
Tabelle 5-2: Abstand zwischen Seekabeln und Windparkstrukturen in Wassertiefen bis 50 m 32
Tabelle 5-3: DNV KEMA Abstandsempfehlungen im Vergleich mit anderen Vorgaben 34

1 EINFÜHRUNG

In der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Bundesrepublik Deutschland existieren vielfältige Nutzungsansprüche durch z. B. Schifffahrt, Fischerei, Windenergie und Naturschutz. Derzeit wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ein Offshore-Netzplan (ONP) für die Nordsee erstellt, in dem die Netzanbindung der Offshore-Windparks (OWP) in deutschen Küstengewässern räumlich geordnet werden soll. Dem ersten Entwurf liegen in Bezug auf Abstände von Kabeln untereinander und Abständen zu festen Strukturen die Planungsgrundsätze des Netzbetreibers TenneT zugrunde. Für die langfristige Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung und für die Entwicklung einer effektiven Infrastruktur sind die Annahmen und die daraus folgenden Planungsgrundsätze jedoch fundamental und bedürfen weiterer Erörterung. Geringere Abstände würden bedeuten, dass mehr Platz für Offshore-Windparks und auch andere Nutzer des Meeresraumes zur Verfügung steht.

Die Beauftragung dieser Studie basiert auf dem steigenden Interesse der Windparkentwickler hinsichtlich einer Nachvollziehbarkeit und Transparenz der für die Abstände bei Seekabeln[1] anzuwendenden Abstände. Die Studie zeigt hierbei die technischen Möglichkeiten und Grenzen der Verlegung von Offshore-Hochspannungs-Netzkabeln in geringer Entfernung zu festen Strukturen (Fundamente von Plattformen und Windenergieanlagen) und in geringer Entfernung untereinander auf. Wo notwendig, wird zwischen AC-Seekabeln und DC-Seekabeln unterschieden. Weiterhin wird untersucht, welches Gefährdungspotenzial für Seekabel in Sicherheitsbereichen um WEA besteht. Aus der Studie können dadurch erste Empfehlungen für Kabelabstände abgeleitet werden.

Kapitel 2 dieser Studie fasst die gegenwärtig angewandten Richtlinien für Kabelabstände zusammen. In Kapitel 3 werden verfügbare Kabelverlege- und Reparaturtechniken gegenübergestellt, in Kapitel 4 wird das Gefährdungspotenzial für Seekabel im Sicherheitsbereich von WEA beschrieben. In Kapitel 5 werden aus den vorherigen Betrachtungen Empfehlungen für Mindestabstände abgeleitet.

Die Ergebnisse wurden im Rahmen eines am 13. November 2012 vom Offshore Forum Windenergie und der Stiftung Offshore-Windenergie organisierten Workshops mit Vertretern der Branche diskutiert. Mitarbeiter folgender Organisationen waren beim Workshop präsent (in alphabetischer Reihenfolge): 50 Hertz, 8.2 Consulting AG, Bard Engineering, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), Bundesamt für Wasserwirtschaft (BAW), DNV KEMA, Dong Energy, E.on, EnBW, Enova, Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV), HDI-Gerling, HGO InfraSea Solutions, Mainstream Renewable Power, Marsh, Norddeutsche Seekabelwerke (NSW), Nova Monitoring, NW Assekuranz, Offshore Forum Windenergie, RWE, Strabag OW EVS GmbH, TenneT Offshore, Vattenfall, Wasser- und Schifffahrtsdirektion Nordwest (WSD NW), Windkraft Union AG.

[1] *Der im Rahmen dieser Studie verwendete Begriff „Seekabel“ bezeichnet ausschließlich Kabel zur Übertragung von elektrischer Leistung.*

Die wesentlichen während dieses Workshops gegebenen fachlichen Hinweise werden innerhalb der jeweiligen Unterpunkte in Kapitel 5 dargestellt.

Im zweiten Teil des Workshops am 13. November 2012 wurde die Gefährdung von Exportkabeln durch Anker besprochen. Hier stellte TenneT aktuelle Versuchsergebnisse zu Ankereindringtiefen vor. Die Versicherungsbranche berichtete über Kabelschäden und das Gefährdungspotential von Seekabeln. Diese Themen wurden im Workshop diskutiert, bedürfen aber weiterer Untersuchungen. Die vorliegende Studie beschäftigt sich ausschließlich mit horizontalen Abständen, nicht mit der Verlegungstiefe.

Es muss darauf hingewiesen werden, dass die Besonderheit der Annäherung an Telekommunikations- bzw. Datenkabel im Rahmen dieser Studie nur bedingt betrachtet wurde. Öffentlich zugängliche Informationen dazu wurden berücksichtigt; eine direkte Integration von Vertretern der Telekommunikationsbranche erfolgte jedoch im Rahmen der Erstellung dieser Studie nicht. Es ist deshalb zu empfehlen, die vorgelegten Ergebnisse in einem nachgelagerten Prozess speziell mit der Telekommunikationsbranche zu besprechen.

2 RICHTLINIEN FÜR KABELABSTÄNDE

2.1 Einführung

Mit Planung und Bau von Offshore-Windparks stellt sich die Frage, welche Abstände Mittelspannungskabel (MS-Kabel) und Hochspannungskabel (HS-Kabel) zu Strukturen im Windpark und zu bestehenden oder geplanten Nutzungen des Meeresgebietes einhalten sollten. In Deutschland wird derzeit an einem Offshore-Netzplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) gearbeitet (siehe Anlage 2), der dieses Thema mit abdeckt. Im Folgenden wird eine knappe Übersicht der für die AWZ der Bundesrepublik Deutschland in Frage kommenden Richtlinien zu Abständen gegeben. Dabei werden (a) die Abstände von Offshore-Netzkabeln zu fest installierten Strukturen und (b) die Abstände zwischen Offshore-Netzkabeln untereinander betrachtet.

2.2 Richtlinien des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erhielt nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Aufgabe, einen Offshore-Netzplan (ONP) für die deutsche AWZ im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) und in Konsultation mit dem Bundesamt für Naturschutz (BfN) sowie der Küstenländer zu erstellen und jährlich zu aktualisieren. Eine überarbeitete Version des ONP (BSH, 2012) wurde im September 2012 vorgestellt mit Bitte um Stellungnahmen bis zum 29. November 2012. Im Folgenden werden wichtige Eckwerte zu Kabelabständen aus dem ONP zitiert, welche in der Zukunft Richtliniencharakter haben werden.

Bild 2-1 zeigt Komponenten großer Offshore-Windparks bestehend aus Windenergieanlagen (WEA), Drehstromkabelsystem auf Mittelspannungsebene, Umspannplattform, Drehstromkabelsystem auf Hochspannungsebene, Konverterplattform sowie Gleichstromkabelsystem. Hauptgegenstand des ONP sind dabei HS-Drehstromkabel, Konverterplattform und Gleichstromkabel. Abstände zwischen MS-Drehstromkabeln zu Dritten werden im ONP nicht betrachtet.

Der Offshore-Netzplan schreibt regelmäßig einen Minimalabstand von 500 m von Netzinfrastruktur zu allen Nutzungen Dritter vor, z. B. zu Vorrang- und Vorbehaltsgebieten der Schifffahrt, bestehenden oder genehmigten Rohrleitungen, Seekabel und sonstigen Strukturen und zu Natura-2000-Gebieten. Gleichstromkabel dürfen in Abweichung bis auf 300 m zu Schifffahrtsvorbehaltsgebieten verlegt werden, eine Begründung wird dafür jedoch nicht gegeben. Weiterhin beinhaltet der ONP einen Maximalabstand zwischen Umspannplattform und zugeordneter Konverterplattform von 20 km, um unnötige Kabelverluste zu vermeiden.

Für den Abstand zwischen Gleichstromkabel und Windenergieanlagen werden 500 m gefordert und damit begründet, dass Arbeiten an den Kabeln bei laufendem Betrieb des Windparks möglich sein sollen. Ein „Aktivradius“ um die WEA wird dabei mit 250 m plus Rotorradius zitiert; juristisch maßgeblich bleibt jedoch die Sicherheitszone von 500 m, welche Windparkentwickler um den Windpark ziehen dürfen.

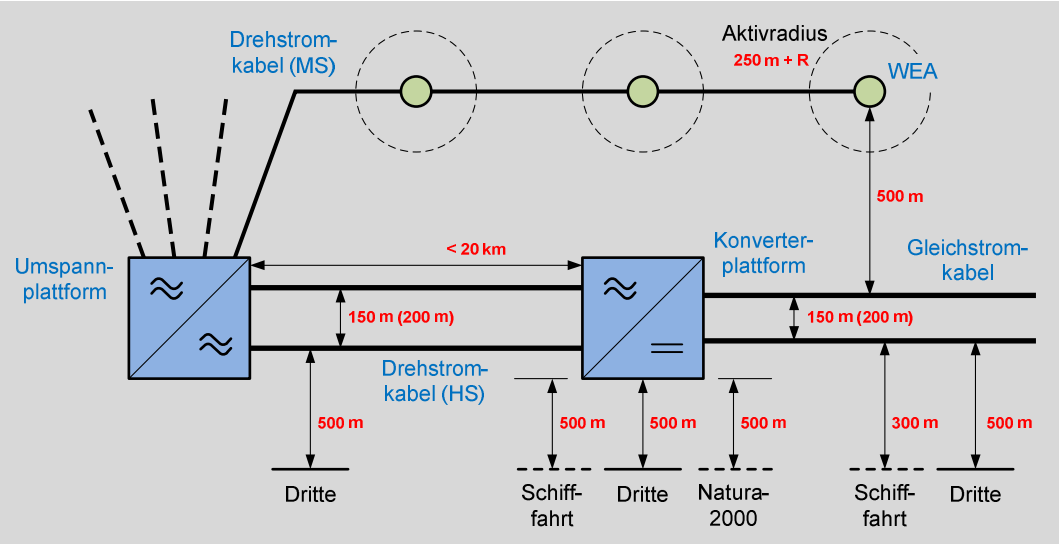

Bild 2-1: Mindestabstände im Entwurf des Offshore-Netzplans AWZ Nordsee (BSH, 2012)

Im Falle von Gleichstromsystemen wird davon ausgegangen, dass beide Pole (die gemeinsam ein System bilden) gebündelt verlegt werden. Bei Parallelverlegung ist für Wassertiefen bis 60 m zwischen zwei Seekabelsystemen ein Abstand von 150 m einzuhalten. Nach jedem dritten Kabelsystem sind 200 m einzuhalten. Der ONP legt hierbei nur Korridore fest, die Feintrassierung bleibt dem jeweiligen Zulassungsverfahren vorbehalten. Der ONP setzt sich nicht explizit mit dem Fall der Beschädigung mehrerer oder aller Kabel im gleichen Korridor durch ein Schiff mit irrtümlich nachgezogenem Anker auseinander.

Weiterhin werden im ONP Kreuzungen von Infrastruktur wie Rohrleitungen und Kabel Dritter betrachtet. Kreuzungen sollten grundsätzlich vermieden werden und, wenn zwingend erforderlich, möglichst rechtwinklig ausgeführt werden. Gegebenenfalls erforderliche Wendepunkte sollten dabei mindestens 250 m voneinander entfernt liegen.

2.3 Richtlinien des Netzbetreibers TenneT

Die TenneT Offshore GmbH („TenneT“) hat eigene Planungsprinzipien und -richtlinien zusammengestellt, die HS-Drehstromkabel, Konverterplattformen und Gleichstromkabel betreffen. DNV KEMA lag eine Version vom Mai 2011 vor, aus welcher wichtige Forderungen zitiert werden (TenneT, 2011). Die TenneT-Richtlinie wurde für genehmigte Windparks zugrunde gelegt und wird in der Zukunft vom ONP abgelöst werden.

Bild 2-2 zeigt Abstände, die TenneT gemeinsam mit Windparkentwicklern oder -betreibern grundsätzlich einzuhalten versucht. Generell wird ein Abstand von 500 m zwischen Konverterplattform und allen anderen Strukturen, inklusive WEA, Umspannwerken und Infrastruktur Dritter, gefordert. Eine Seite der Konverterplattform, die nicht gegenüber einem Windpark liegt, soll dabei komplett frei von Kabeln gehalten werden.

Als Mindestabstand zwischen HS-Drehstromkabeln und Windenergieanlagen / MS-Drehstromkabeln / Umspannplattformen werden 450 m gefordert und damit begründet, dass Reparaturen, die auch Ankerbargen nutzen, zügig ausgeführt werden können. Diese 450 m werden von TenneT dabei auch als „Rotor-Exklusivgebiet und Pufferzone“ bezeichnet. Da sowohl HS- als auch MS-Drehstromkabel gemeinsam an die Umspannplattform anzuschließen sind, können zumindest in unmittelbarer Nähe der Plattform die geforderten 450 m nicht eingehalten werden.

Parallele Exportkabel sind mit wenigstens 100 m Abstand zu verlegen. Mit Bezug auf ICPC-Richtlinie 2 (2007a) wird außerdem ein Abstand von dreifacher Wassertiefe gefordert, was z. B. 120 m Abstand in 40 m Wassertiefe bedeutet. Gleichstromkabel mit entgegengesetzter Polarität werden von TenneT gebündelt als System verlegt. Wenn zwei Systeme parallel geführt werden, dann beträgt deren Mindestabstand wiederum 100 m.

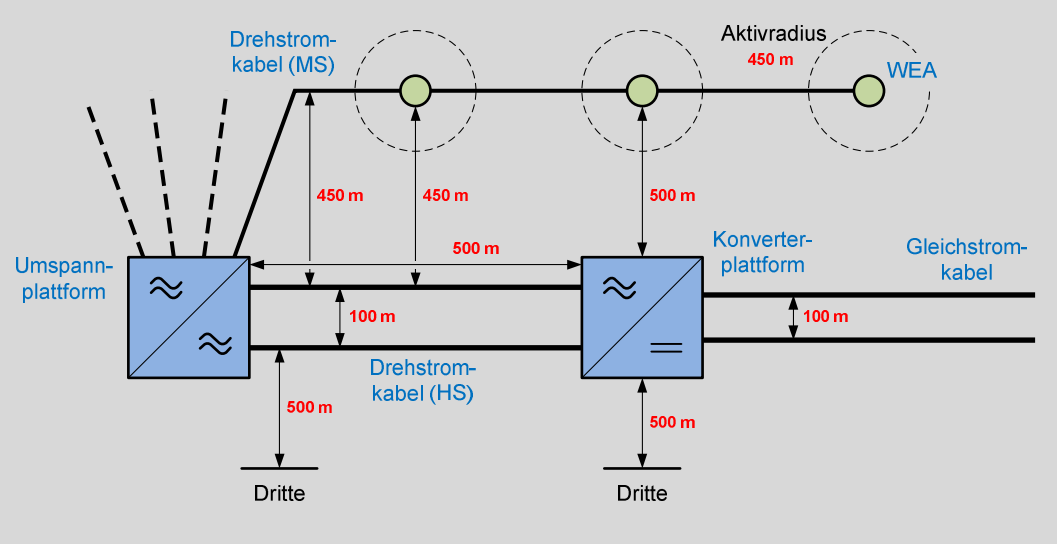

Bild 2-2: Mindestabstände der TenneT Offshore GmbH (TenneT, 2012)

Weiterhin werden Kabelkreuzungen beschrieben, welche möglichst rechtwinklig auszuführen sind. Wendepunkte sollten bei der Kabelführung mindestens 250 m voneinander entfernt liegen.

2.4 Richtlinien der Kabelschutzkomitees

Das 1958 gegründete International Cable Protection Committee (ICPC) mit Hauptsitz in Großbritannien hat sich zur Aufgabe gesetzt, die weltweit bestehenden und geplanten Unterseekabel (mit Fokus Datenkabel) zu schützen. ICPC publiziert regelmäßig überarbeitete Richtlinien. Zuletzt wurde Richtlinie Nummer 13 verfasst, die sich mit dem Abstand von Windparks (speziell WEA) und Unterseekabeln (hier: Datenkabeln) befasst (ICPC, 2010c). ICPC arbeitet auch mit nationalen Organisationen mit ähnlichen Interessen zusammen, z. B. Subsea Cables UK (Großbritannien) und Danish Cable Protection Committee (Dänemark). Subsea Cables UK veröffentlichte 2012 die

Richtlinie Nummer 6 (Subsea Cables UK, 2012), die sich ebenfalls mit Abständen zwischen Kabeln und Infrastruktur erneuerbarer Energien beschäftigt.

ICPC-Richtlinie 13 geht von einer Sicherheitszone von 500 m um jegliche Windparkinfrastruktur aus und bezieht sich dabei auf Artikel 60 des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen von 1982 und die Genfer Seerechtskonventionen zum Küstenmeer von 1958. (Diese 500 m im Sinne des Seerechtsübereinkommens beschreiben die maximal zulässige Sicherheitszone, welche von Windparkentwicklern grundsätzlich in Anspruch genommen wird; engere Zonen wären möglich.) Weiterhin werden in 20 m Wassertiefe zusätzlich 500 m Abstand (in 40 m Wassertiefe 600 m) für mögliche Reparaturen an Datenkabeln gefordert. Diese zusätzlichen 500 - 600 m setzen sich dabei aus 150 m Schiffslänge, 150 - 250 m Dregganker und 200 m Lauflänge zusammen. Damit fordert ICPC einen Abstand von 1.000 bis 1.100 m zwischen Datenkabeln und den WEA.

Richtlinie 6 von Subsea Cables UK hat sich der gleichen Thematik angenommen. Die Organisation präzisiert eine Sicherheitszone von 50 m um Windparkstrukturen (welche für britische im Betrieb befindliche WEA üblich ist) und empfiehlt einen generellen Abstand von 500 m zu beiden Seiten von Unterseekabeln („Arbeitszone“). Hinzu kommen 250 m für den Aktionsradius von Reparaturschiffen („Gefahrenzone“), die allerdings von Fall zu Fall verhandelt werden sollen. Die Richtlinie zitiert auch Untersuchungen des britischen Crown Estate (2012a, 2012b) und zeigt, dass unter günstigen Bedingungen auf See in 40 m Wassertiefe Reparaturen auch mit weniger als 500 m Abstand durchgeführt werden können. Sowohl ICPC als auch Subsea Cables UK gehen stets davon aus, dass es sich bei Windparkinfrastruktur um „die andere Seite“ handelt, zu der (aus Datenkabelsicht) gebührender Abstand zu halten ist. In *Bild 2-3* sind diese Datenkabel wie weiter oben als „Dritte“ identifiziert.

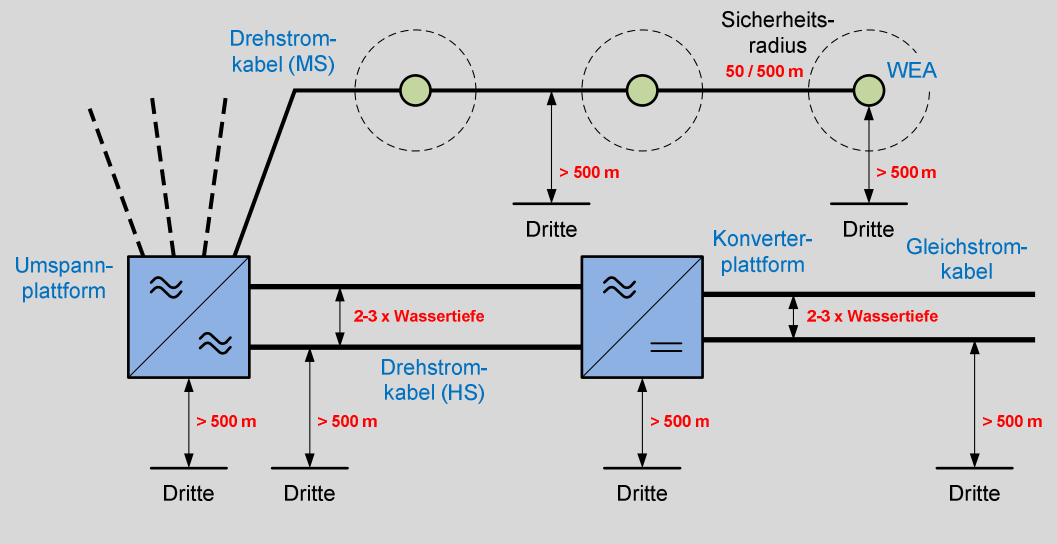

Bild 2-3: Mindestabstände empfohlen durch das ICPC (ICPC, 2007a, 2010c)

Bei Parallelführung von (Daten-) Kabeln empfiehlt ICPC-Richtlinie Nummer 2 (ICPC, 2007a) einen Abstand von mindestens dreifacher Wassertiefe, akzeptiert aber auch doppelten Abstand bei Einsatz von moderner Verlegungstechnik.

Beim Thema Kabelkreuzung empfiehlt ICPC-Richtlinie Nummer 2 einen Übergang im rechten Winkel (und nie kleiner als 45°). Diese grundlegende Empfehlung wird von anderen Organisationen wie BSH oder TenneT ebenfalls weitergegeben. Weiterhin sollten Reparaturen in der Nähe von Kabelkreuzungen wenigstens in Entfernung von dreifacher Wassertiefe durchgeführt werden, in flachem Wasser von z. B. 20 m aber noch 100 m eingehalten werden. Subsea Cables UK (2012) fügt hinzu, dass mehrere Kreuzungen im Abstand von weniger als 500 m als gemeinsame Einheit betrachtet werden müssen. Wichtig ist hierbei, dass Kreuzungen immer detaillierte Abkommen erfordern.

2.5 Richtlinien des britischen Crown Estate

Das Crown Estate ist in Großbritannien verantwortlich für die Lizensierung von Seegebieten. 2011 beauftragte die Organisation eine Studie zu Abständen zwischen Unterseekabeln und Windparks (Red Penguin, 2012), die in zwei Veröffentlichungen mündete: „Submarine cables and offshore renewable energy installations. Proximity study“ (Crown Estate, 2012a) beschäftigt sich hauptsächlich mit Abständen zu Datenkabeln; „Export transmission cables for offshore renewable installations. Principles of cable routeing and spacing“ (Crown Estate, 2012b) mit Abständen zu Seekabeln. Beide Dokumente sollen einen Anfangspunkt für Diskussionen darstellen und halten sich mit Werten zu Mindestabständen zurück.

In Großbritannien ist eine risikobasierte Herangehensweise typisch und dementsprechend enthalten Richtlinien oft Angaben zur anzuwendenden Methodik und selten Grenzwerte. Damit finden sich in den o. g. Veröffentlichungen viele Betrachtungen und Beispiele, die von Fall zu Fall zu Rate gezogen werden können. Sicherheitszonen um feste Strukturen in Windparks (WEA, Umspannplattform) werden mit typisch 500 m in der Bauphase und 50 m im Betrieb angegeben (*Bild 2-4*). Genehmigungen des Crown Estate weisen meist eine ±250 m Sicherheitszone um Seekabel aus, innerhalb derer der Kabelbetreiber um Erlaubnis für etwaige Arbeiten gebeten werden muss. Es wird jedoch explizit darauf hingewiesen, dass es vorteilhaft sein kann, wenn sich die betroffenen Parteien darauf einigen, diese Sicherheitszone nicht automatisch anzuwenden, sondern vielmehr den Fall im Einzelnen zu betrachten (Crown Estate, 2012a, Seiten 61-62).

Eine risikobasierte Herangehensweise wird auch für Abstände zu existierenden Kabeln (d. h. zu Dritten) empfohlen. Hierbei werden verschiedene Szenarien betrachtet, u. a. welche Schiffe bei welchem Wetter eingesetzt werden (50 - 500 m), welches Equipment verwendet wird (50 - 500 m), ob Ankerbargen zum Einsatz kommen (100 - 500 m), welche Strecken für Dregganker vorgesehen werden sollten (300 m in 40 m Wassertiefe) und wie viel Platz das Ablegen der Omegaschleife nach Reparatur benötigt (z. B. 195 m in 40 m Wassertiefe). Damit ergeben sich je nach Betrachtungsfall recht unterschiedliche Minimalabstände.

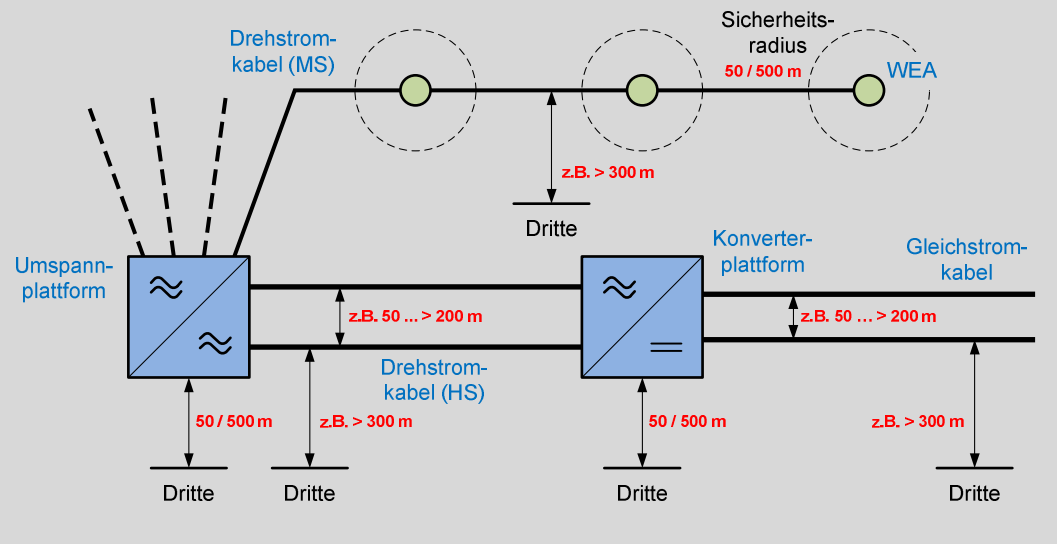

Bild 2-4: Mindestabstände empfohlen durch Crown Estate (Crown Estate, 2012a, 2012b)

Die Empfehlungen des Crown Estate zu Abständen bei Parallelführung von Kabeln wurden aus der Verlege- und Reparaturpraxis von Seekabeln abgeleitet und 50 m werden als generell ausreichend angesehen. Jedoch muss hierbei auch das Ablegen des reparierten Kabels (der Omegaschleife) mit betrachtet werden, was bei mehr als zwei parallelen Kabeln zum Übereinanderlegen führen könnte. Um dies mit Sicherheit zu vermeiden, empfiehlt Crown Estate (2012b, Seiten 16-17) entsprechend größere Abstände.

Beim Thema Kabelkreuzungen verweist Crown Estate auf die einschlägigen ICPC-Richtlinien und die zu bevorzugenden 90°, weist aber auch darauf hin, dass konservative Abstände u. U. mangels Raum für Anlandungen nicht realistisch sind.

2.6 Teilzusammenfassung

Tabelle 2-1 fasst die Darstellungen aus den obigen Abschnitten zusammen. Es ist ersichtlich, dass eine Präferenz für Abstände von 500 m um feste (aus dem Wasser ragende) Strukturen des Windparks besteht, die sich aus dem Seerecht ergibt. Weiterhin wird in Deutschland im Baufeld oft eine betonnte Warnungszone von 2 km eingerichtet, die von nicht zum Windpark gehörenden Schiffen gemieden werden sollte.

Zu existierenden Kabeln Dritter wird von BSH und TenneT ein Abstand von 500 m gewünscht. Im Gegensatz dazu wird vom Crown Estate in Großbritannien eine risikobasierte Methode für Seekabel empfohlen, die ggf. zu geringeren Abständen führt. Für die Reparatur von Datenkabeln wird aufgrund des Einsatzes von Dreggankern von ICPC ein wesentlich größerer Abstand gefordert; dies wird im folgenden Kapitel näher erläutert.

Bei der Parallelführung von Seekabeln werden unterschiedliche Argumentationen zitiert. Aus Installationssicht können 50 m vollkommen ausreichend sein, aus Reparatursicht sind für Seekabel je nach Wassertiefe um 200 m notwendig.

	BSH	**TenneT**	**ICPC**	**Crown Estate**
Sicherheitszone um feste Strukturen im Windpark	500 m ❶	450 m	500 m	500 m in Bauphase, 50 m im Betrieb
Abstand zwischen festen Windparkstrukturen und Kabeln Dritter	500 m	450 m ❷ oder 500 m	1.100 m in 40 m Wassertiefe ❸	z. B. > 300 m
Abstand zwischen Seekabeln und Kabeln Dritter	500 m	500 m	(> 500 m)	z. B. > 300 m
Abstand zwischen parallel verlegten Seekabeln	150 (200) m	≥ 100 m, 3 × Wassertiefe	2-3 × Wassertiefe	z. B. 50 ... > 200 m

Tabelle 2-1: Vergleich geforderter Abstände - siehe vorige Abschnitte für Erläuterungen

❶ Aktivradius von 250 m + Rotorradius wird ebenfalls zitiert

❷ Hier: Abstand WEA zu HS-AC-Exportkabel des Windparks

❸ Gilt für Datenkabel und deren mögliche Reparatur

Die aufgeführten Abstände sind als Richtwerte für die Grobtrassierung zu verstehen. In vielen Fällen wird bei der Feintrassierung eine bilaterale Abstimmung mit anderen Parteien notwendig sein.

3 KABELVERLEGUNG UND KABELREPARATUR

3.1 Seekabelverlegung

Drehstrom- und Gleichstromkabel können mit mehreren Methoden installiert werden, die sich darin unterscheiden, ob das Kabel gleichzeitig oder getrennt verlegt und eingegraben wird. In *Tabelle 3-1* wird zwischen drei generellen Techniken unterschieden.

Technik	Beschreibung	Vor- und Nachteile
Getrenntes Verlegen und Einbringen in den Boden („post-lay burial“)	Ablegen des Kabels auf dem Meeresboden und darauffolgendes Eingraben mittels ROV oder Unterwasser-Traktor	Einsatzkosten: hoch Verlegungstoleranzen: mehrere Meter Einsatzrisiken: Gut für lockere Böden geeignet; Minimalwassertiefe für ROV benötigt; Unterwassersicht notwendig; Einsatz-optimierung durch Trennung der Arbeitsschritte
Simultanes Legen und Einbringen in den Boden („simultaneous laying and burial“)	a) direktes Einpflügen des Kabels in den Meeresboden oder b) direktes Einbringen des Kabels mittels vertikalem Injektor	Einsatzkosten: mittel Verlegungstoleranzen: mehrere Meter (Pflug), wenige Meter (Injektor) Einsatzrisiken: Pflügen nur für lange Entfernung sinnvoll; schnell; mechanische Beanspruchung des Kabels im Pflug; Pflug nicht für gebündelte Kabel geeignet; Injektor eher für lockere Böden geeignet
Verlegen in ausgehobenen Kabelgraben („laying in pre-cut trenches“)	Separates Schiff hebt Graben mit Schneidegerät aus, darauffolgendes Legen des Kabels in den Graben und ggf. Abdeckung	Einsatzkosten: sehr hoch Verlegungstoleranzen: wenige Meter Einsatzrisiken: sinnvoll/erforderlich in sehr harten Böden; Unterwassersicht notwendig; sehr langsamer Arbeitsfortschritt; eher für kurze Streckenabschnitte geeignet

Tabelle 3-1: Generelle Verlegungstechniken für Seekabel

Für Innerparkverkabelung wird generell getrenntes Verlegen und Einbringen in den Boden bevorzugt (schematisch in *Bild 3-1* dargestellt).

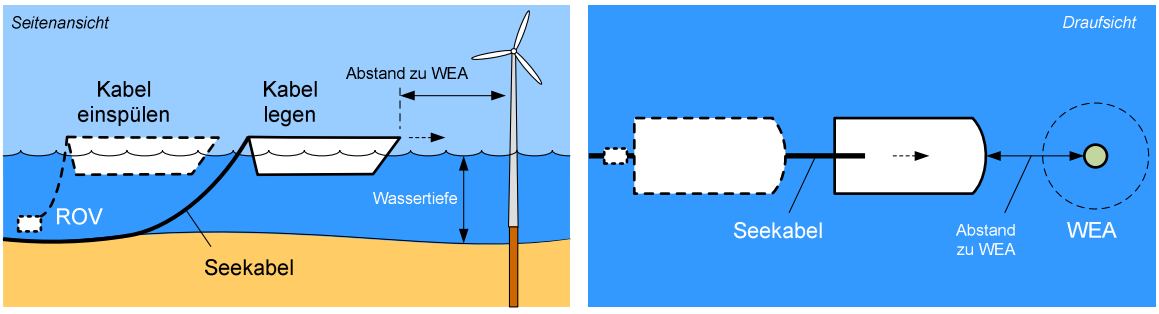

Bild 3-1: Prinzip der Kabelverlegung

Für Exportkabel sind die Techniken des getrennten Verlegen und Einbringen in den Boden sowie simultanes Verlegen und Eingraben (mittels Pflug oder vertikalem Injektor) geeignet. In der deutschen AWZ der Nordsee wurde von TenneT bisher getrenntes Verlegen mit anschließendem Einspülen angewandt. Bei sehr hartem Meeresboden müssen Kabelgräben ausgehoben werden, in die dann das Kabel verlegt wird. Jede Methode hat ihre Vor- und Nachteile und es gibt kein universelles Verfahren, welches für alle Situationen (speziell Bodenverhältnisse, Wassertiefe) geeignet ist.

Schiffe für Kabelverlegung können in zwei Klassen bezüglich ihrer Positionierung aufgeteilt werden: Ankerbargen (normalerweise ohne Antrieb) und dynamisch positionierte (DP) Schiffe mit eigenem Antrieb. Kenndaten dieser zwei Schiffsklassen sind in *Tabelle 3-2* aufgelistet. Einige Schiffe verfügen auch über eine Kombination dieser Positionierungsmethoden. Auch manuell positionierte Schiffe mit eigenem Antrieb kommen in Windparks zum Einsatz, z. B. um größere Kabelleger zu unterstützen. Sie erfordern kompetentes Personal für einen risikoarmen Betrieb im Windpark.

Schiffstyp	**Beschreibung**	**Vor- und Nachteile**
Ankerbarge	Barge mit Haltesystem bestehend aus 4, 6 oder 8 Ankern mit Kabellängen von 400 - 900 m. Ggf. Einsatz eines Zugankers in Fortbewegungsrichtung mit 800 - 1.200 m Kabellänge. Einsatz zusätzlicher Schlepper und Ankerboote	Tagesraten: €€ Arbeitsgeschwindigkeit: niedrig Verlegungstoleranzen: wenige Meter Einsatzrisiken: Eingeschränkte Seetüchtigkeit der Barge; Bruch eines Ankerkabels; zeitaufwendige Manövrierung
Schiff mit Antrieb und dynamischer Positionierung	Dynamisch positioniert, vorzugsweise mit Hilfe des GPS. DP-Klasse ist eine Funktion von Redundanz: DP1: Einzelfehler kann zu Positionsverlust führen DP2: Einzelfehler eines aktiven Elements sollte nicht zu Positionsverlust führen DP3: Keinerlei Einzelfehler führt zu Positionsverlust	Tagesraten: €€€ (DP1), €€€+ (DP2) Arbeitsgeschwindigkeit: hoch Verlegungstoleranzen: wenige Meter Einsatzrisiken: Positionierfehler oder Positionsverlust (Driften), DP2 empfehlenswert in Nähe von Offshore-Strukturen

Tabelle 3-2: Installationsschiffe für Seekabel

Tabelle 3-3 und Anlage 3 zeigen typische Daten für Kabelinstallationsschiffe. Gleichstromkabel wurden in der Vergangenheit oft mit den Schiffen der Kabelhersteller ABB, Prysmian und Nexans installiert. Für die MS-Verkabelung innerhalb des Windparks sind auch kleinere Schiffe und Bargen geeignet, wenn deren Seetüchtigkeit für den geplanten Windpark sichergestellt ist.

Name	Eigentümer	Bau-jahr	Antrieb	Länge (m)	Breite (m)	Kabel-transport	Kabel-kapazität (t)
Nexans Skagerrak	Nexans	1976	ja	112	32	Karussell	7.000
Giulio Verne	Prysmian	1984	ja (DP1)	133	30	Karussell	7.000
AMT Explorer	AMT	1984	nein	92	30	Karussell	7.000
CS Sovereign	Global Marine	1991	ja (DP2)	131	21	Tank	5.340
Team Oman	Topaz / ABB	1999	ja (DP2)	86	24	Karussell	4.800
Nostag 10	NSW	2008	nein	100	28	verschiedene	...
Atalanti	Kreousa	2010	ja (DP2)	97	32	Karussell	4.500

Tabelle 3-3: Typische im Windparkbau eingesetzte Kabelleger

Abstände, die zwischen Ankern von Bargen und verlegten Kabeln einzuhalten sind, werden in der Studie des Crown Estate (2012a) mit Fokus Datenkabel und auch von RenewableUK (c2010) mit Fokus Errichterschiffe („jack-up barges“) behandelt. Das Überspannen eines Seekabels durch ein Ankerkabel ist generell möglich; wird aber von der Versicherungsbranche u. U. kritisch bewertet. Das Einverständnis des Seekabelbetreibers wird ebenfalls benötigt. Je nach Zugrichtung sind sehr unterschiedliche Abstände zwischen platziertem Anker und verlegtem Kabel einzuhalten (*Bild 3-2*). Gemäß Richtlinien sind Anker wenigstens 250 m entfernt zu platzieren, wenn in Richtung Kabel gezogen wird. Bei Zug parallel zum Kabel sind 150 m einzuhalten. Wenn vom Kabel weg gezogen wird, werden 100 m (Crown Estate) bzw. 50 m (RenewableUK) empfohlen. Für die vertikale Trennung von See- und Ankerkabel sind stets 10 m (Crown Estate) bzw. 5 m (RenewableUK).

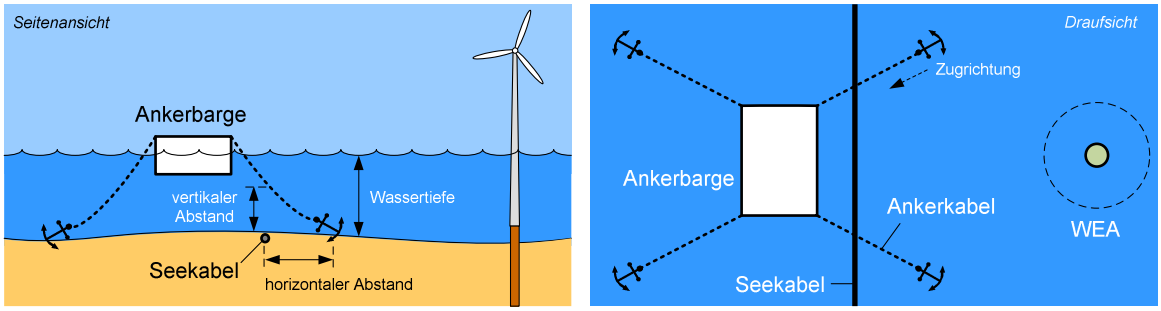

Bild 3-2: Positionierung einer Ankerbarge in der Nähe von Kabeln

Der Marine Warranty Surveyor (MWS) erwartet ähnliche Ausgangswerte, von denen dann ggf. projektspezifisch, z. B. in Abhängigkeit von Seeboden, Ankertyp und Wetter, abgewichen werden kann. Die Richtlinien von GL Noble Denton (2010) sind beispielsweise etwas konservativer mit einem horizontalem Minimalabstand von 100 m (300 m falls auf „Gefahrenseite“) und einem vertikalem Minimalabstand von 5 m (25 % der Wassertiefe bei < 40 m). Richtlinien von DNV (2000, 2012) geben ähnliche Eckwerte vor, wobei der horizontale Abstand in jedem Fall 50 m betragen muss (und je nach Zugrichtung größer). Beim vertikalen Abstand wird bei DNV zwischen freiliegenden Strukturen und eingegrabenen Strukturen unterschieden. Im ersten Fall sind 10 m einzuhalten, im zweiten Fall darf das Ankerkabel den Meeresboden nicht berühren. Die vertikale Trennung kann durch

den Einsatz von Bojen am Ankerkabel erreicht werden, was jedoch die Komplexität und den Zeitbedarf erhöht. Der MWS muss sich weiterhin davon überzeugen, dass die Anker mit der geforderten Genauigkeit platziert werden können.

Tabelle 3-4 listet typische Geräte auf, die für die Handhabung des Kabels unter Wasser eingesetzt werden. Die Geräte dienen dabei zum Verlegen, zum Eingraben, oder beidem. Verlegungstechnik hat heute eine Maximalbreite von 10 bis 12 m. Hinzu kommt die Verlegungsunsicherheit, die von der eingesetzten Technik und der Methodik abhängt. Auf gerader Strecke sind ±5 m in 40 m Wassertiefe bei günstigen Bedingungen auf See erreichbar, beim Legen eines Bogens ist die Unsicherheit generell größer, z. B. im Bereich ±10 m. Die untere technische Grenze für Kabelabstände läge dann bei 20 - 22 m auf gerader Strecke und 30 - 32 m bei Krümmungen. Bei der Anlandung des Kabels mit Schwimmkörpern ist in der Vergangenheit ein starkes Driften des Kabels bedingt durch Strömungen und Wind beobachtet worden, so dass im Einzelfall mit größeren Toleranzen gerechnet werden muss. Mit zusätzlichen Sicherheitsaufschlägen wird deshalb vom Crown Estate (2012b, S. 16) aus Sicht von Verlegung und Einbringen in den Boden ein Abstand von 50 m zwischen zwei Kabeln als ausreichend betrachtet. Aus Sicht der Reparatur wird jedoch ein größerer Abstand benötigt, dies wird in Abschnitt 3.2 erläutert. Mehr Platz wird auch für das Einziehen des zweiten Endes eines Kabels in eine Windenergieanlage oder Plattform benötigt. Oft wird dabei das Ende des Kabels auf dem Meeresboden abgelegt, bevor es in die Struktur eingezogen werden kann. Die erforderliche Überlänge wird dabei über den Meeresboden bewegt, andere, noch nicht in den Boden eingebrachte Kabel dürfen in diesem Bereich nicht liegen.

Gerät	**Beschreibung**	**Vor- und Nachteile**
Pflug	Pflug der (oft) von Ankerbarge gezogen wird und dabei das Kabel gleichzeitig legt und vergräbt	Tagesraten: €€ Arbeitsgeschwindigkeit: hoch Verlegungstoleranzen: mehrere Meter Einsatzrisiken: Zugkraft und Richtung des Pflugs schwer zu kontrollieren; mögliche Beschädigung des Kabels
Vertikaler Injektor	Vertikales Gerät, normalerweise an einer Ankerbarge montiert, welches den Boden verflüssigt und das Kabel direkt einlegt	Tagesraten: €€€ Arbeitsgeschwindigkeit: mittel Verlegungstoleranzen: wenige Meter Einsatzrisiken: Bruch von Ankerkabel
ROV / Traktor	Frei schwimmende Geräte oder Kettenfahrzeuge mit verschiedenen Werkzeugen, die vom Schiff aus versorgt und gesteuert werden	Tagesraten: €€€ Arbeitsgeschwindigkeit: mittel Verlegungstoleranzen: wenige Meter Einsatzrisiken: Mindestwassertiefe (5 - 10 m) und Mindestsicht erforderlich
Schneidegerät	Traktor-ähnliches Kettenfahrzeug zum Schneiden des Meeresbodens, welches vom Schiff aus versorgt und gesteuert wird	Tagesraten: €€€ Arbeitsgeschwindigkeit: niedrig Verlegungstoleranzen: wenige Meter Einsatzrisiken: Langsamer Arbeitsfortschritt

Tabelle 3-4: Installationsgeräte für Seekabel

Empfohlene Abstände zwischen Verlegungstechnik und Windparkstrukturen sind in *Tabelle 3-5* basierend auf der Crown-Estate-Studie (2012a) aufgelistet. Wo geringere Abstände benötigt werden, muss eine genauere Risikobetrachtung durchgeführt werden.

Gerät	**Schiff mit Ankerpositionierung**	**Schiff mit dynamischer Positionierung**
Pflug (auf Struktur zu / von Struktur weg)	100 m / 100 m	500 m / 100 m
Vertikaler Injektor	100 m	-
ROV (Kettenfahrzeug, Einspülen)	50 m	50 m
Schneidegerät	100 m	100 m

Tabelle 3-5: Basisabstände für den Einsatz von Geräten (Crown Estate, 2012a)

Die Verfügbarkeit von verschiedenen Optionen zum Kabellegen und -einbringen in den Boden bedeutet, dass für den Einzelfall oft eine optimierte Lösung ausgewählt werden kann. In tiefem Wasser auf hoher See zeichnet sich ein gewisser Trend zu DP-Schiffen ab, da dort der Einsatz von Ankerbargen aus Gründen der Wetter- und Seegangsabhängigkeit beschränkt sein kann. Dies hat direkten Einfluss auf die generelle Verlegungsgeschwindigkeit im Projekt und das Verzugsrisiko. Im Einzelfall entscheidet die Kosten-/Risikoabwägung, die sich aus den abgeschlossenen Verträgen und den darin vereinbarten Garantien ergibt.

3.2 Seekabelreparatur

Wird ein MS-Kabel im Windpark beschädigt, wird generell das komplette Kabel ersetzt, da dies meist die ökonomischste Variante darstellt. Die Aufnahme des Kabels stellt hierbei kein Problem dar, da dies an beiden Enden (d. h. an den WEA oder an der Umspannstation) einfach möglich ist. Nur bei langen MS-Kabeln (> 1 km), die z. B. an der Umspannplattform enden, wird eine Reparatur in Erwägung gezogen. Dann gelten Randbedingungen wie im Folgenden beschrieben.

Im Falle eines Kabelfehlers am HS-Kabel stellt der komplette Ersatz aufgrund der Kabellänge oft keine Option dar. Verschiedene Methoden werden zur Lokalisierung des Problems eingesetzt, inklusive Reflektometrie (in Glasfaser und/oder Stromader), Messungen mit Elektroden, visuelle Kontrolle mit ROV und Auswertung von AIS-Daten. Gegenwärtig müssen Seekabel zur Reparatur immer an die Wasseroberfläche gebracht werden. Die bevorzugte Methode ist dabei, das Kabel mittels ROV freizulegen, durchzuschneiden, und die Enden einzeln aufzunehmen. Eine Aufnahme des HS-Kabels mittels Dregganker, wie für Datenkabel üblich (siehe Abschnitt 3.3), ist i. a. nicht sinnvoll. Bei der Reparatur wird ein neues Stück Kabel eingebunden (*Bild 3-3*). Je nach Wassertiefe wird damit das Kabel um mehrere zehn Meter verlängert. Diese Schleife wird dann wieder kontrolliert auf dem Meeresboden abgelegt. Der Schutz des Kabels in diesem Gebiet ist in der AWZ vorzugsweise durch Einspülen wieder herzustellen. Steinschüttungen oder Zement-Matten können im Einzelfall Alternativen darstellen.

Die Komplexität und der Platzbedarf der Reparatur erhöhen sich bei gebündelten DC-Kabelsystemen. Hier werden zwei Omegaschleifen für die Leistungskabel und eine Schleife für das Datenkabel gebildet, die i. a. separat abgelegt werden müssen.

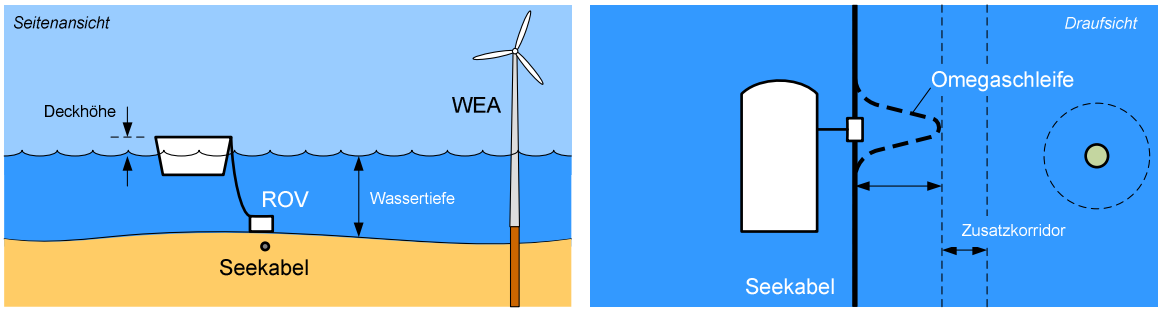

Bild 3-3: Prinzip der Kabelreparatur

Während ein DP-Schiff in relativer Nähe zu Windparkstrukturen positioniert werden kann, bestimmt die mögliche Größe der Omegaschleife den Abstand zwischen parallel verlegten Kabeln, da ein Übereinanderlegen nach Reparatur zu vermeiden ist. Empfehlungen zu entsprechenden Abständen werden in der Studie des Crown Estate (2012b) gemacht. Für die Omegaschleife muss demnach ein Abstand bestehend aus Wassertiefe (z. B. 40 m), Deckhöhe (z. B. 5 m), Krone der Schleife (z. B. 5 m) und Decklänge für die Reparatur (z. B. 45 m), zusammen 105 m, vorgesehen werden. Weiterhin wird ein Zusatzkorridor von wenigstens 50 m, besser 100 m, für spätere Handhabung und Reparaturen empfohlen. Damit ergibt sich für eine Wassertiefe von 40 m in etwa ein Mindestabstand von 200 m zur nächsten Struktur bzw. Kabel.

Wenn Kabelschäden im Laufe der Windparkinstallation vorkommen, können Reparaturen relativ zügig ausgeführt werden, da die notwendigen Geräte vor Ort sind. Andernfalls bestimmt die Verfügbarkeit eines Reparaturschiffs den Zeitplan. Auch hier diktiert das Wetterfenster den Zeitplan: ein Schiff mit hohen Einsatzgrenzen hat auch eine höhere Wahrscheinlichkeit, dass die Arbeiten innerhalb der Charterperiode abgeschlossen werden können. Da Reparaturverträge für HS-AC- und speziell für HS-DC-Kabel langfristig geschlossen werden, müssen die Annahmen zu erforderlichen Abständen auf die verfügbare Schiffe und wahrscheinlich einzusetzende Technik basieren.

3.3 Arbeiten Dritter in der Nähe von Seekabeln

Sicherheitsabstände, um feste Strukturen in Windparks in Bau- und Betriebsphase sollen u.a. sicherstellen, dass es zu keinen Beschädigungen durch Dritte kommt. Auch zu im Boden verlegten Kabeln sollten entsprechende Abstände eingehalten werden. Aus Sicht Dritter mit bereits installierten Objekten, wie Rohrleitungen oder Datenkabeln, müssen zu bauenden Windparks ebenfalls solche Mindestabstände einhalten. Diese werden dabei in starkem Maße durch den Reparaturfall am Objekt des Dritten getrieben.

Für die Reparatur von Seekabeln gelten die Ausführungen in dieser Studie. Die Reparatur von Rohrleitungen und Datenkabeln wird im Folgenden näher beleuchtet.

3.3.1 Arbeiten an Rohrleitungen

Zu bestehenden Rohrleitungen gelten laut Raumordnung für die AWZ Nordsee Mindestabstände von 500 m (BMVBS, 2009). In dieser Zone können Reparaturen mit Sicherheit ausgeführt werden. Relevante Standards wie ISO 13623 und DNV-OS-F101 legen einen risikobasierten Ansatz zugrunde, wodurch auch geringere Mindestabstände möglich wären.

3.3.2 Arbeiten an Datenkabeln

Obwohl Datenkabel eine hohe Verfügbarkeit aufweisen, kommt es gelegentlich zu Schäden, z. B. durch Fischereiaktivitäten oder Anker. Ein Überblick wird von Carter *et al*. (2009) gegeben. Auch in der deutschen AWZ ist es in der Vergangenheit vereinzelt zu Schäden an Datenkabeln gekommen. Eine Datenbank von Global Marine Systems zeigt beispielsweise drei Ankerschäden im Zeitraum 1999-2010 (Biehl, 2012).

Bild 3-4 zeigt schematisch die Reparatur eines Datenkabels. Richtlinien für diesen Arbeitsvorgang werden beispielsweise von ICPC (2010c), Subsea Cables UK (2012) und Crown Estate (2012a) gegeben. Diese wurden bereits in Kapitel 2 vorgestellt. ICPC geht dabei nur auf den Abstand zwischen (Daten-) Kabel und fester Windparkstruktur ein, nicht auf den zwischen z. B. Daten- und stromführenden Seekabeln. Die Richtlinie von Subsea Cables UK kann so interpretiert werden, dass normalerweise 750 m zu festen Strukturen einzuhalten sind, aber Reparaturen auch bei weniger als 500 m möglich sind. Die meisten Details sind in der Studie des Crown Estate enthalten, anhand derer sich praxisnahe Abstände ableiten lassen, die jedoch kaum unter 500 m liegen.

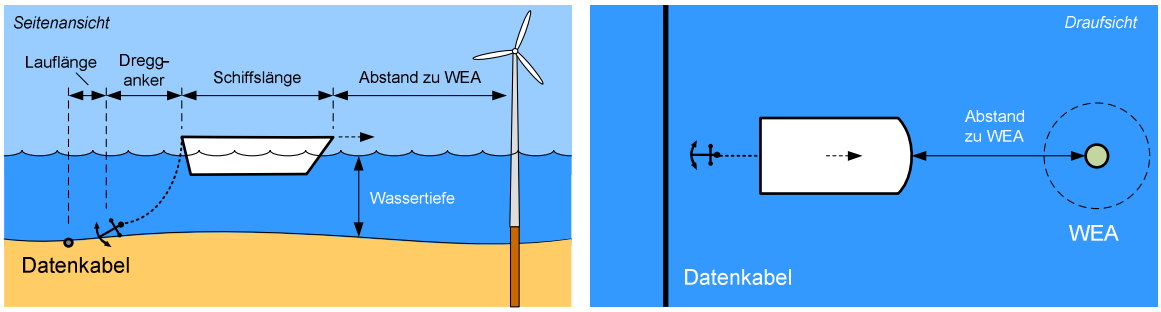

Bild 3-4: Aktivitäten Dritter - hier: Kabelreparatur

Der in *Bild 3-4* gezeigt Abstand zwischen Reparaturschiff und WEA wird in *Tabelle 3-5* quantifiziert (Crown Estate, 2012a). Dieser Basisabstand für Kabelreparaturen sollte unter keinen Umständen unterschritten werden. Heute werden typischerweise DP1-Schiffe für solche Arbeiten eingesetzt. Das Crown Estate bemerkt weiterhin, dass diese Forderungen „intelligent“ anzuwenden sind und im praktischen Einzelfall die tatsächlichen Abstände zwischen DP1-Schiff und WEA auf 50 m (Lee-Seite) bzw. 200 m (Luv-Seite) verringert werden können (Crown Estate, 2012a, S. 11). Abstände für den Einsatz von Dreggankern können *Tabelle 3-6* entnommen werden.

	Manuelle Kontrolle	DP1-Schiff	DP2-Schiff
Reparatur auf Lee-Seite der WEA	200 m	100 m	50 m
Reparatur auf Wetterseite der WEA	500 m	500 m	100 m

Tabelle 3-6: Minimale Basisabstände für Datenkabelreparatur (Crown Estate, 2012a)

Wassertiefe	Dregganker	Lauflänge
10 m	30 m	50 m
20 m	40 m	50 m
30 m	70 m	50 m
40 m	100 m	50 m
50 m	140 m	50 m

Tabelle 3-7: Abstände bei Einsatz von Dreggankern (Crown Estate, 2012a)

Im Folgenden wird ein Beispiel basierend auf Empfehlungen des Crown Estate (2012a) gegeben. Zur Datenkabelaufnahme soll ein DP1-Schiff mit 150 m Länge unter idealen Voraussetzungen (Lee-Seite der WEA, günstige Wetterbedingungen) in 40 m Wassertiefe eingesetzt werden. Es ergibt sich damit ein Mindestabstand zur WEA von 100 m (Basisfall) + 150 m (Schiffslänge) + 100 m (Dregganker) + 50 m (Lauflänge) = 400 m. Im Gegensatz dazu fordert ICPC-Richtlinie 13 (siehe Abschnitt 2.4) 500 m + 150 m + 250 m + 200 m = 1.100 m Abstand zwischen WEA und Datenkabel.

Der Abstand für Dreggankeroperation muss mit den Abständen zum Ablegen der Omegaschleife verglichen werden: 100 m (Basisfall) + 150 m (Schiffslänge) + 40 m (Wassertiefe) + 5 m (Deckhöhe, Annahme) + benötigte Decklänge (40 m, Annahme) + 5 m (Krone der Omegaschleife, typisch) = 340 m. Die Dreggankeroperation erfordert hierbei größere Abstände und 400 m sind in diesem Beispiel gemäß Crown Estate als Mindestabstand zwischen WEA und Datenkabel einzuhalten.

3.4 Statistik: Seekabelverlegung und -reparatur

CIGRÉ („Council on Large Electric Systems“) ist eine internationale Organisation, welche sich dem Erfahrungsaustausch im Bereich der Energietechnik verschrieben hat und u. a. Studien zu Seekabelschäden veröffentlicht hat. Laut CIGRÉ (2009) waren am Ende des Jahres 2005 mehr als 7.000 Systemkilometer von Unterwasser-HS-Seekabeln (≥ 60 kV) in Betrieb (*Bild 3-5*). Hierbei wurden die überwiegende Mehrheit der Dreh- und Gleichstrominstallationen erfasst.

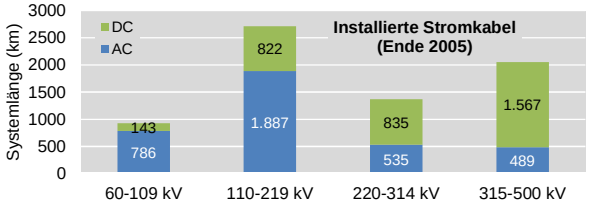

Bild 3-5: Seekabelinstallationen (elektrisch, weltweit), Ende 2005 (CIGRÉ, 2009)

Laut CIGRÉ-Studie wurden für den Zeitraum 1990-2005 insgesamt 49 Ausfälle von Untersee-Kabelsystemen registriert, etwa gleich auf AC- und DC-Systeme verteilt. Nur von wenigen Kabeln sind interne Schäden bekannt, während externe Schäden dominieren. Unter den externen Einwirkungen finden sich z. B. Fischerei und Anker (*Bild 3-6*). Weiterhin wird bemerkt, dass viele Schäden an ungeschützten Kabeln auftraten, während in den Meeresboden verlegte Kabel häufig durch Anker beschädigt wurden. 80 % der Schäden traten in Wassertiefen bis 50 m auf.

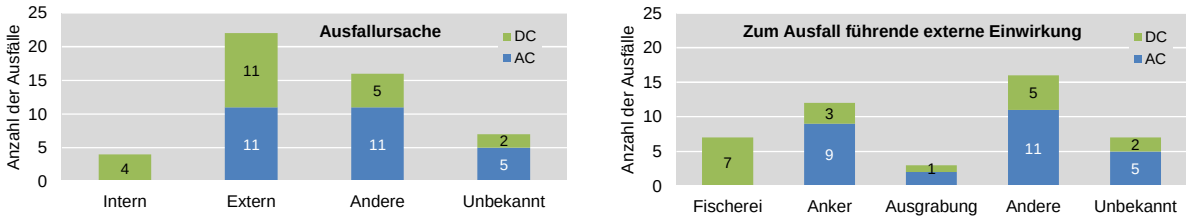

Bild 3-6: Schäden an Seekabeln (elektrisch, weltweit), 1990-2005, Ursachen (CIGRÉ, 2009)

Aus dem Telekom-Bereich ist bekannt, dass die Mehrzahl der Kabelschäden in Europa durch Fischerei und an zweiter Stelle durch Anker verursacht wird. Eine Datenbank von Tyco Telecommunications (US) Inc. mit 2.162 Datensätzen wird z. B. von Carter *et al*. (2009, S. 45) zitiert und ist hier in *Bild 3-7* gezeigt. Viele dieser Kabel wurden ungeschützt verlegt. Beim Schutz durch Eingraben hängt das Risiko der Beschädigung stark von der Verlegungstiefe ab (BERR, 2008).

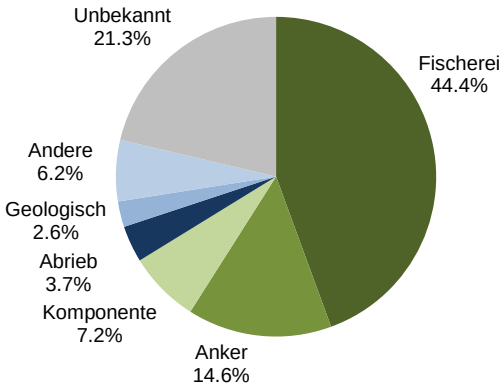

Bild 3-7: Schäden an Datenkabeln, weltweit, 1959-2006 (Carter et al., 2009)

Ausfälle von Kabeln traten entweder früh (0-5 Jahre) oder spät (> 20 Jahre) in der Betriebsphase auf, mit einer signifikant niedrigeren Rate dazwischen (*Bild 3-8*). Viele der Kabel konnten relativ schnell, d. h. innerhalb eines Monats repariert werden. Ausfallzeiten von drei Monaten und mehr sind jedoch keine Seltenheit.

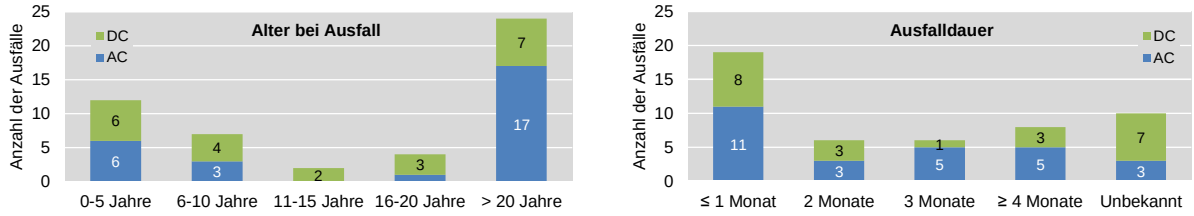

Bild 3-8: Schäden an Seekabeln (elektrisch, weltweit), 1990-2005, Zeitrahmen (CIGRÉ, 2009)

Die CIGRÉ-Studie von 2009 stellt weiterhin eine Reduzierung der Ausfallrate im Vergleich zu früheren Untersuchungen fest und führt dies auf optimierte Routenauswahl und verbesserte Verlege- und Kabelschutztechniken zurück.

Typische Ausfallraten für Seekabel wurden in der Vergangenheit mit 0,32 Ausfällen / (Jahr × 100 Kabelkilometer) angegeben, basierend auf weltweiten Daten aus dem Zeitraum 1950-1980 (Worzyk, 2009). Nur ein kleiner Teil der in diese Statistik eingegangen Kabel war geschützt, z. B. durch Eingraben. Aus der CIGRÉ-Studie von 2009 lassen sich Ausfallraten von etwa 0,1 Ausfällen / (Jahr × 100 Systemkilometer) ableiten. Eine detaillierte Aufteilung in Schadensursachen und Randbedingungen existiert für Seekabel bisher nicht.

Kabel europäischer Projekte, die HS-Übertragung nutzen, wurden in der Vergangenheit mehrfach beschädigt, oft mechanisch, und auch erfolgreich repariert, z. B. Skagerrak (Norwegen-Dänemark), NorNed (Norwegen-Niederlande), BritNed (Großbritannien-Niederlande) und Moyle (Schottland-Nordirland). Bei weitem am häufigsten fiel Konti-Skan 1 zwischen Dänemark und Schweden aus (44-mal) und verzerrt damit jede Statistik zu Ausfallraten (Worzyk, 2009). Daten zum Ausfall des Baltic Cable (Schweden-Deutschland) werden ebenfalls von Worzyk zitiert (2009, S. 246).

Seekabel in Windparks wurden und werden häufig beschädigt, oft während der Installation. Beispiele aus dem Bereich der Innerparkverkabelung sind wie folgt:

- Blyth (2001): Kabelschaden durch mangelhafte Installation, Reparatur nach drei Monaten,
- Middelgrunden (2001): Drei Beschädigungen von Kabeln während der Installation; Nutzung aller Ersatzkabel zur Reparatur,
- Horns Rev 1 (2002): Errichterschiff beschädigt Kabel im Windpark während der Bauphase,
- Utgrunden (2004-2005): Ersatz mehrerer Kabel nach nur drei Jahren Betrieb,
- Burbo Bank (2008): Ersatz eines Parkkabels nach Beschädigung.

Beispiele aus dem Bereich der Windpark-Exportkabel sind wie folgt:

- Arklow Bank (2005): Ankerschaden am 33-kV-Exportkabel, Reparatur innerhalb von vier Wochen,
- Barrow (2005): Schaden an einem Exportkabel während der Installationsarbeiten; Registrierung freiliegender Abschnitte während einer Untersuchung im Jahr 2007
- Scroby Sands (2008): Ersatz eines 33-kV-Exportkabels (1 von 3) nach vier Jahren Betrieb,
- Lynn & Inner Dowsing (2009): Muffenreparatur im Anlandungsbereich,

- Thanet (2011): Entdeckung eines Knicks in 132-kV-Kabel (1 von 2) bei Routineinspektionen, nachfolgende Reparatur,
- London Array (2012): Kabelschaden an 132-kV-Kabel (1 von 4) durch irrtümlich abgesetztes Bein eines Errichtungsschiffs, nachfolgende Reparatur.

HS-Gleichstromkabel wurden in der Vergangenheit grundsätzlich von den jeweiligen Herstellern repariert, teilweise in Zusammenarbeit mit Schiffsbetreibern. Informationen zu diesen Reparaturprojekten liegen den individuellen Kabelherstellern vor, werden von diesen jedoch vertraulich behandelt. Informationen in der Öffentlichkeit sind äußerst spärlich. Ähnliches gilt für HS-Drehstromkabel-Reparaturen. Oben genannte statistische Daten helfen damit den Kontext von Kabelreparaturen zu verstehen; direkte Empfehlungen für Abstände lassen sich daraus nicht ableiten.

4 GEFÄHRDUNGSPOTENZIAL FÜR SEEKABEL IM SICHERHEITSBEREICH VON WINDENERGIEANLAGEN

4.1 Errichterschiffe in Windparks

Zur Errichtung von Windparks in Tiefen bis 40 m werden heute grundsätzlich Hebeschiffe („jack-up barges“) eingesetzt, die auch in der Öl- und Gasindustrie genutzt werden. Die Bedingungen innerhalb eines geplanten Windparks spielen eine wichtige Rolle bei Betrachtungen zur Bauphase. Folgende Betrachtungen müssen u. a. angestellt werden:

- Wind: Einfluss auf Kranbetrieb,
- Wassertiefe: Beschränkt Anzahl verfügbarer Hebeschiffe,
- Wellen: Beeinflusst Anheben und Absenken des Hebeschiffs und benötigte Beinlänge,
- Strömungen: Können zu Kolk in weichem Meeresboden führen,
- Baugrund: Bestimmt Einsinktiefe der Beine, Möglichkeit des Durchschlags.

Tabelle 4-1 und Anlage 4 zeigen Eckdaten typischer Errichterschiffe, die in Offshore-Windparks zum Einsatz kommen. Viele dieser Schiffe haben keinen eigenen Antrieb, müssen also mit Hilfsschiffen in den Park geschleppt und mittels Ankern positioniert werden. Das erste speziell für Windparks gebaute Errichterschiff war die MPI Resolution, die seit 2003 in Betrieb ist. Dieses Schiff wurde auch mit einem Antrieb ausgerüstet. Bard’s „Wind Lift 1“ folgte einem ähnlichen Konzept. Die 2012 in Betrieb genommene „HGO Innovation“ zeigt als Stand der Technik mit 147 m Länge und 42 m Breite die wachsende Größe der Errichterschiffe.

Name	Eigentümer	Bau-jahr	Antrieb	Länge (m)	Breite (m)	Beine (m)	Arbeits-tiefe (m)
Sea Jack	A2SEA	2003	nein	91	33	4 × 50	30
MPI Resolution	MPI / Vroon	2003	ja (DP1)	130	38	6 × 72	35
Sea Worker	A2SEA	2008	nein	56	33	4 × 73	40
Wind Lift 1	Bard	2009	ja (DP1)	104	36	4 × 72	45
JB 114	JUB BV	2009	nein	56	32	4 × 73	40
HGO Innovation	HGO	2012	ja	148	42	4 ×	50 (65)

Tabelle 4-1: Typische im Windparkbau eingesetzte Errichterschiffe

Neben den Bedingungen im Windpark sind für die Auswahl des Schiffs weitere wichtige Parameter:

- Größe: Deckfläche (z. B. 2.000 - 4.000 m^2) und -kapazität (z. B. 2.000 - 10.000 t) zum Laden der WEA-Komponenten,
- Krankapazität: Limitiert die Höhe/das Gewicht der zu installierenden WEA-Komponenten,
- Hebe- und Absenkgeschwindigkeit: Beeinflusst Errichtungszeiten, usw. (z. B. 0,4 - 1 m/min),
- Entfernung zum Hafen: Beeinflusst Transportzeiten, usw.,
- Bemannung.

Es ist ein gewisser Trend in der Industrie hin zu Errichterschiffen mit eigenem Antrieb, zu längeren Beinen für größere Wassertiefen und zu größeren Krankapazitäten festzustellen. Weiterhin wird versucht, mehr Deckfläche/-kapazität für die WEA-Komponenten bereitzustellen.

4.2 Einsatz von Errichterschiffen in Windparks

Offshore-Windparks werden heute in Nordwest-Europa mit Anlagenkapazitäten im Bereich 3.0 bis 6.0 MW errichtet, wobei gegenwärtig noch Designs mit 3.0 MW (Vestas) und 3.6 MW (Siemens) dominieren. Zukünftig werden diese aber von Anlagen mit mindestens 5.0 MW abgelöst. Im *Bild 4-1* sind (etwa maßstabsgerecht) für die deutsche Nordsee relevante Anlagen mit Rotordurchmessern von 107 bis 126 m skizziert. Der Abstand zwischen Multi-MW-Anlagen liegt im Bereich von 700 bis 1.000 m. Um Verluste durch Nachlaufströmungen zu minimieren, steigen die Abstände weiterhin mit der Größe des Windparks und der Zahl der direkt benachbarten Windparks. Für 5-MW-WEA und größer sind Abstände bis 1.200 m anzunehmen. Die Deckgrößen der installierten Umspannstationen „Bard Offshore 1“ und „Alpha Ventus“ sind in *Bild 4-1* zum Vergleich mit gezeigt.

Die Errichterschiffe, welche im vorigen Abschnitt vorgestellt wurden, sind ebenfalls im *Bild 4-1* gezeigt. Mit eingezeichnet sind die Positionen der Hubbeine; die angegebene Größe ist in etwa die der Stützflächen („spud cans“). Bei der MPI Resolution hat jede der sechs Platten Abmessungen von 7 m × 9 m.

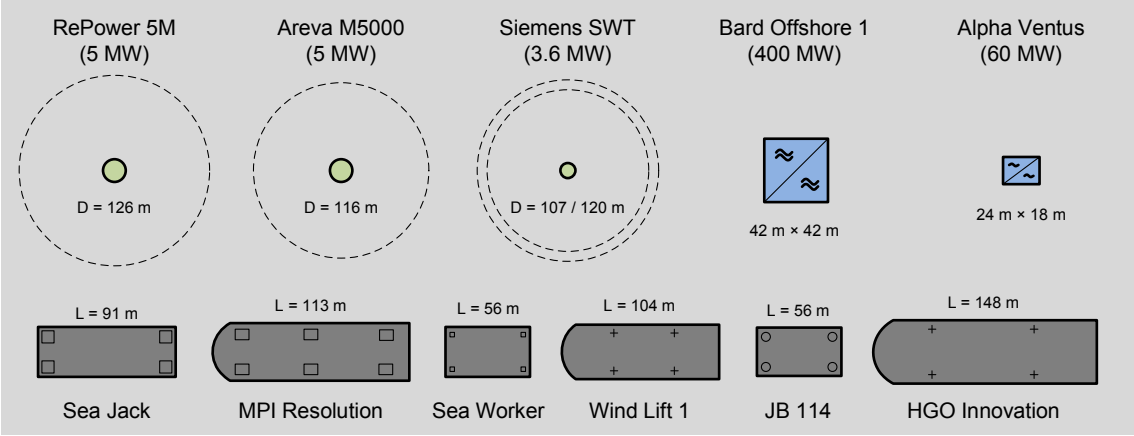

Bild 4-1: Größenvergleich zwischen Errichterschiffen, WEA und Umspannstationen

Bei der Errichtung der WEA muss das Errichterschiff möglichst nahe an der WEA-Position stehen, um genügend Krankapazität zur Verfügung zu haben. *Bild 4-2* zeigt die Errichtung einer 3-MW-Anlage im schottischen Windpark „Robin Rigg“. Der Abstand zwischen Fundament und Schiff liegt bei etwa 10 m, was bei Monopiles als typisch angesehen werden kann. Bei Jacket-Fundamenten muss beachtet werden, dass das Fundament am Meeresboden größere Abmessungen als über Wasser hat und das Errichterschiff entsprechend positioniert werden muss.

Bild 4-2: WEA-Errichtungsbeispiel: Sea Worker mit Vestas-3.0-MW-Anlage (Quelle: DNV)

4.3 Gefährdungspotenzial für Seekabel

Wenn Errichterschiffe in einem Windpark zu Bau- oder Reparaturen eingesetzt werden, dann besteht die Gefahr, dass sie die Kabelroute und bereits verlegte Seekabel beeinflussen oder beschädigen. *Tabelle 4-2* stellt einige grundsätzliche Gefährdungen zusammen.

Arbeitsvorgang und Gefahr	**Konsequenzen**	**Sicherheitsmaßnahmen**
Absetzen von Hubschiffbein nahe des existierenden / zukünftigen Seekabels	Verdichtung / Störung des Bodens	• Sicherheitsabstände • Kabelfreie Seite an WEA und Umspannplattformen • genaue Seekarten
Absetzen von Hubschiffbein auf Seekabel	Zerstörung des Seekabels, Unterbrechung der Netzverbindung	• Sicherheitsabstände • kabelfreie Seite an WEA und Umspannplattformen • Bojen zur Markierung • genaue Seekarten
Schiffsschraube in Meeresbodennähe (im Flachwasser)	Freiwirbeln des verlegten Seekabels	• Sicherheitsabstände • (Windpark in tieferem Wasser)
Ankerkabel kreuzt Seekabel	Aufscheuerung des Seekabels	• minimale vertikale Abstände der Kabel (z. B. durch Einsatz von Ankerbojen) • tief im Boden verlegte Seekabel
Ankerfall auf Seekabel („drop“)	Seekabelbeschädigung	• genaue Seekarten • tief im Boden verlegte Seekabel
Ankerzug am Seekabel („drag“)	Seekabelbeschädigung	• genaue Seekarten • tief im Boden verlegte Seekabel

Tabelle 4-2: Gefährdung von Seekabeln durch Arbeitsvorgänge im Windpark

Wenn möglich, bieten ausreichende Sicherheitsabstände den besten Schutz vor Beschädigung. Zu weiteren generellen Sicherheitsmaßnahmen gehören Einsatz aktueller Seekarten, Training von Personal und ausreichende Informierung der Öffentlichkeit (z. B. Kingfisher „Cable Awareness Chart“).

Inwieweit die Gefährdungen aus *Tabelle 4-2* in einem bestimmten Windpark zutreffen, hängt vom konkreten Fall ab. Aus diesem Grund wurden die Gefahren nur auf einfachste Weise bezüglich ihres Risikos bewertet und in einer 3×3-Matrix dargestellt (*Bild 4-3*). Für die Detailplanung können dann z. B. eine 5×5-Matrix und auch ggf. quantitative Betrachtungen herangezogen werden.

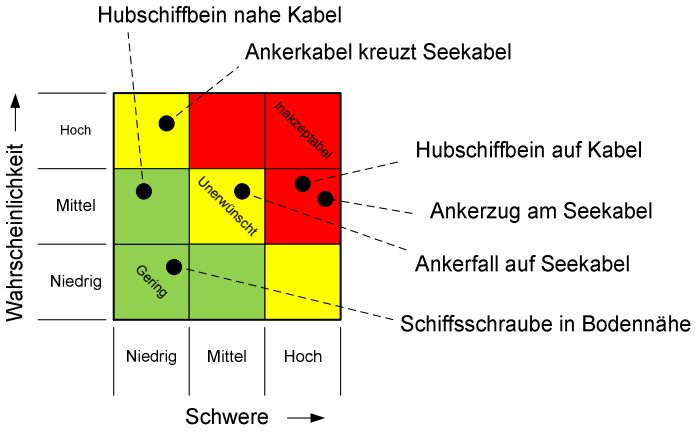

Bild 4-3: Vereinfachte Risiko-Matrix für Seekabelgefährdung

Bei der generischen Risikoanalyse stellen „Hubschiffbein auf Seekabel“ und „Ankerzug am Seekabel“ inakzeptable Gefahren dar, die durch entsprechende Gegenmaßnahmen reduziert werden müssen. Dass Ankerkabel über Seekabel gespannt werden, kommt häufig vor, das Risiko einer Beschädigung kann jedoch durch den Einsatz von Bojen begrenzt werden. Im Fall eines konkreten Projekts müssen diese Betrachtungen an den Windpark angepasst und präzisiert werden.

Um deutsche Windparks besteht während Bau- und Betriebsphase generell eine Sicherheitszone von 500 m, innerhalb welcher die Errichterschiffe ungehindert arbeiten können. In der Bauphase ist es unumgänglich, dass sich diese Schiffe bis auf beispielsweise 10 m an die WEA annähern. Die Beine der Errichterschiffe (mit den ausschlaggebenden Stützflächen) müssen dabei von geplanten und existierenden Kabelrouten ferngehalten werden. Der konkrete Mindestabstand hängt hierbei wesentlich von der Einsinktiefe ab, die wiederum vom Boden und den Schiffsparametern bestimmt wird, und ist projektspezifisch festzulegen.

5 EMPFEHLUNGEN FÜR MINDESTABSTÄNDE

5.1 Abstand zwischen Seekabeln

Basierend auf den vorherigen Betrachtungen können Empfehlungen für Abstände zwischen zwei und mehr Seekabeln abgeleitet werden. In Wassertiefen bis 50 m liegt die untere technologische Grenze für die Installation bei ca. 20 m (geradlinige Verlegung) bzw. 30 m (Verlegung im Bogen). Direkt an Umspannplattformen ist dieser Abstand nicht realisierbar, da mehrere Kabel dort enden. Auf eine Maximierung der Abstände sollte jedoch mit Hinblick auf Installierbarkeit geachtet werden.

Für HS-Kabel wird ein Basisabstand von mindestens 50 m empfohlen, mit welchem z. B. Gleichstromkabel in der Vergangenheit erfolgreich verlegt wurden. Wenn es keine Forderungen zur Abstandsminimierung gibt, dann ist ein Abstand von 100 m sinnvoll, da Reparaturen vor Ort dann ggf. einfacher durchgeführt werden können. Für das Ablegen des reparierten Kabels (d. h. der Omegaschleife) ist genügend Platz vorzusehen. Bei zwei parallel geführten Kabeln gelten o. g. Abstände, wenn auf der abgewandten Seite Platz für die Omegaschleife vorhanden ist (*Bild 5-1*, links). Bei mehr als zwei parallel geführten Kabeln sollte aus diesem Grund zwischen 2. und 3. Kabel (und ggf. zwischen 4. und 5. Kabel; 6. und 7. Kabel, usw.) ein größerer Abstand vorgesehen werden (*Bild 5-1*, rechts).

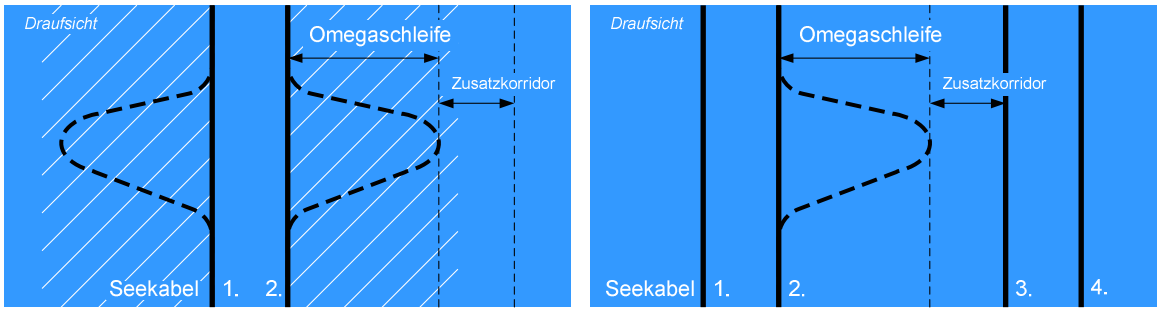

Bild 5-1: Abstand zwischen zwei und mehr als zwei Seekabeln

Der Platzbedarf für das Ablegen der Omegaschleife besteht aus Wassertiefe, Reparaturaufschlag und zusätzlichem Korridor für eine mögliche Folgereparatur. Der Reparaturaufschlag setzt sich aus Deckhöhe des Reparaturschiffs (z. B. 5 m), Decklänge für die Reparatur (z. B. 45 m) und Kronenradius der Omegaschleife (z. B. 5 m) zusammen (Crown Estate, 2012b, S. 16-17). Der Zusatzkorridor sollte mindestens 50 m breit sein, 100 m werden für den Basisfall empfohlen. Für eine Wassertiefe von 40 m ergibt sich damit ein Abstand von 40 m + 55 m + 50 / 100 m = 145 / 195 m.

Tabelle 5-1 fasst obige Überlegungen zusammen. Der Basisabstand von 50 m bildet einen Richtwert der generell eingehalten werden muss. Nach eingehender Risikobetrachtung kann im Einzelfall von diesem auch nach unten abgewichen werden, z. B. im Nahbereich der Umspann- oder Konverterplattform. Weiterhin gelten Annahmen zum vorhandenen Korridor für das Ablegen der Omegaschleife, die immer mit in Betracht gezogen werden müssen. Auch wird hier davon ausgegangen, dass die parallel zu führenden Kabel unter Kontrolle eines Eigentümers / Betreibers sind

bzw. von Parteien mit gemeinsamen Interessen geplant werden. Der Fall, dass Seekabel parallel zu Kabeln „Dritter“ geführt werden müssen wird in Abschnitt 5.3 betrachtet.

Wenn während der Routenplanung eine Festlegung der Seite, auf welcher die Omegaschleife abgelegt würde, nicht möglich ist oder sinnvoll erscheint, dann müssen entsprechend größere Abstände zwischen den Kabeln gewählt werden.

Szenario	**Basisabstand**	**Technologisch bedingte Grenze bei der Installation**	**Technologisch bedingte Grenze bei der Reparatur**
2 parallele HS-Seekabel (gleicher Eigentümer / Betreiber)	50 m ❶	20-30 m (Verlegung geradlinig / im Bogen)	20-30 m + ausreichend Korridor auf abgewandter Seite
≥ 3 parallele HS-Seekabel (gleicher Eigentümer / Betreiber)	50 m (1.↔ 2. Kabel) 200 m (2.↔ 3. Kabel) ❷	20-30 m (Verlegung geradlinig / im Bogen)	20-30 m (1.↔ 2. Kabel) Wassertiefe + Reparaturaufschlag + 50 / 100 m (2.↔ 3. Kabel)

Tabelle 5-1: Abstand zwischen Seekabeln in Wassertiefen bis 50 m

❶ Zuzüglich ausreichend Raum für das Ablegen der Omegaschleife

❷ Alternativ gleichmäßige Abstände die das Ablegen der Omegaschleife noch erlauben

Während des Workshops am 13. November 2012 in Hamburg wurden nachfolgend aufgeführte Anmerkungen zu den vorgestellten Abständen zwischen Seekabeln gemacht. Hinsichtlich der Abstände zwischen zwei Kabeln wurde darauf verwiesen, dass die zum Teil inhomogenen Bodenverhältnisse, die sich daraus ergebenden unterschiedlichen Installationsverfahren und die damit verbundenen Toleranzen berücksichtigt werden müssen. Aus diesen Gründen wird der vorgestellte Basisabstand als zu niedrig eingeschätzt und größere Werte von mindestens 100 m vorgeschlagen.

Bei Systemen mit mehr als zwei Kabeln sollten neben dem im Rahmen der Studie vorgestellten Ansatz im Weiteren die Bodenverhältnisse, die Reparaturtechnik und mögliche Ankervorgänge berücksichtigt werden. Daraus werden Mindestabstände zwischen den Kabelsystemen von ≥ 200 m abgeleitet.

Die von DNV KEMA vorgestellten Abstände zwischen Seekabeln stellen grundsätzliche Mindestabstände dar, die im begründeten Einzelfall (z. B. schwierige Bodenverhältnisse) an die anzuwendenden Technologien angepasst werden müssen.

5.2 Abstand zwischen Seekabel und Windparkstruktur

Für Mindestabstände zu Windparkstrukturen gelten ähnliche Betrachtungen wie für Abstände zwischen Kabeln. Rein technisch sind aus Sicht der Kabel die o. g. 50 m Abstand für die Installation ausreichend. Es muss beachtet werden, dass die HS-Kabel an Umspannplattform oder Konverterplattform enden und dort der Abstand auf ein Minimum reduziert wird, was wichtige Konsequenzen für die Installierbarkeit der Kabel hat. Weiterhin gilt es, den Kabelreparaturfall zu betrachten, für welchen genügend Raum zur Ablage der Omegaschleife vorzusehen ist. In *Bild 5-2* ist der Fall gezeigt, dass die Omegaschleife auf der abgewandten Seite der WEA abgelegt werden kann.

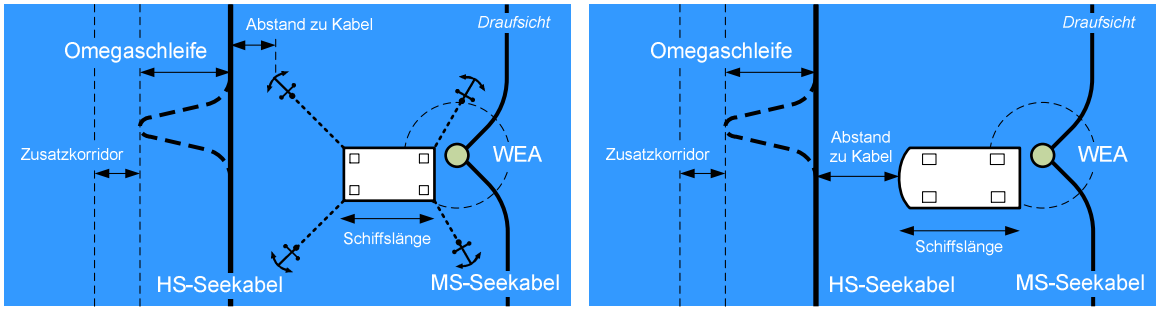

Bild 5-2: Abstand zwischen Seekabeln und WEA

Weitere Betrachtungen müssen für Installations- und Reparaturarbeiten an festen Windparkstrukturen (hier: WEA) mit Einsatz von Errichterschiffen angestellt werden. Bei Einsatz von Ankerbargen (*Bild 5-2*, links) muss genügend Raum für die Platzierung der Anker vorgesehen werden. Für die Abstände zwischen Ankern und Seekabel wurden die erforderlichen Abstände in Abschnitt 3.1 beschrieben. Wenn vom Seekabel weggezogen wird (wie in *Bild 5-2* gezeigt), dann gelten 50-100 m Mindestabstand. Wenn die Ankerkabel das Seekabel überspannen (also zum Seekabel hin gezogen wird), dann gelten 250-300 m Abstand, d. h. das Errichterschiff muss ggf. über sehr lange Ankerkabel verfügen. Im ersten Ansatz kann man für die Entfernung zwischen Anker und Schiff von mindestens 3-facher, besser 5-facher Wassertiefe ausgehen. Dies hängt jedoch wesentlich von Bodenbeschaffenheit und Wellengang ab. Die Komplexität wird durch die Gegenwart der MS-Kabel weiter erhöht. Mit einem Abstand zur WEA von 10 m, einer Schiffslänge von 100 m, einem horizontalen Ankerkabelabstand von ca. 200 m (in 40 m Wassertiefe) und einem Abstand zum Stromkabel von 50 m ergibt sich ein Abstand zwischen WEA und HS-Seekabel in der Größenordnung von 350 m.

Bei Einsatz von Errichterschiffen mit eigenem Antrieb kann man gegenwärtig von Schiffslängen bis 150 m ausgehen (*Bild 5-2*, rechts). Zur Bestimmung des Mindestabstands zwischen HS-Kabel und Schiff können die Überlegungen aus Abschnitt 3.3 herangezogen werden. Damit sollten je nach DP-Klasse 50 bis 100 m eingehalten werden, bei ungünstigen Wetterbedingungen mehr. Damit liegt der Gesamtabstand zwischen WEA und HS-Seekabel in der Größenordnung von 250 m.

In *Tabelle 5-2* werden diese Betrachtungen zusammengefasst. Aufgrund der Komplexität der Aktivitäten ist jedoch eine projektspezifische Betrachtung notwendig.

Szenario	Basisabstand	Technologisch bedingte Grenze bei der Installation	Technologisch bedingte Grenze bei der Reparatur
HS-Seekabel - Windparkstruktur	250-350 m (Einsatz von DP-Schiff / Ankerbarge an WEA)	50-100 m (Annäherung von Kabelleger an WEA)	50-100 m + ausreichend Korridor auf abgewandter Seite (Kabelreparatur)

Tabelle 5-2: Abstand zwischen Seekabeln und Windparkstrukturen in Wassertiefen bis 50 m

Während des Workshops am 13. November 2012 in Hamburg wurde schwerpunkmäßig das Thema des Überspannens eines Seekabels mit einem Ankerkabel besprochen. So sind beispielsweise DC-Kabel beim Überspannen mit einem Ankerkabel versicherungstechnisch nicht abgesichert. AC-Exportkabel werden in diesem Punkt versicherungstechnisch wie DC-Kabel betrachtet. Dies hat wesentlichen Einfluss auf die Auswahl der Installationsschiffe und der Mindestabstände.

Darüber hinaus wurde eine Unterscheidung zwischen dem Gebiet innerhalb des Windparks und an dessen Rand vorgeschlagen. Somit könnte den zum Teil engen räumlichen Bedingungen im Exportkorridor besser Rechnung getragen werden.

Die von DNV KEMA in Kapitel 3 vorgestellten Betrachtungen machen deutlich, dass die Arbeitsvorgänge im Windpark sehr komplex sind und Einzelentscheidungen wie z. B. zu einzusetzenden Schiffen oder Technik die zu wählenden Abstände wesentlich beeinflussen.

5.3 Abstand zwischen Seekabel und Struktur Dritter

Zu Aktivitäten Dritter wie z. B. Rohrleitungen und Datenkabel sollte grundsätzlich ein Abstand von 500 m eingehalten werden (*Tabelle 5-3*). Dabei sind die technischen Grenzen aus Windparksicht weniger relevant, vielmehr geht es darum, welche möglichen Aktivitäten die Drittparteien ausführen könnten und welchen Raum sie dafür benötigten. Selbst wenn die 500-m-Grenze noch nicht unterschritten wird, könnten Annäherungsabkommen notwendig sein. Im Einzelfall kann es möglich sein, mit der betroffenen Partei auch geringere Abstände auszuhandeln.

Während des Workshops am 13. November 2012 in Hamburg wurde zu den vorgestellten Abständen zwischen Seekabeln und Aktivitäten Dritter darauf hingewiesen, dass Datenkabel auch in der deutschen AWZ schon repariert werden mussten und notwendige Abstände dabei 500 m überschreiten könnten.

Aus Sicht von DNV KEMA sollte hierzu die Meinung der Betreiber der Datenkabel, die beim Workshop nicht anwesend waren, eingeholt werden.

5.4 Zusammenfassung

Bild 5-3 gibt in vereinfachter Weise die oben genannten Empfehlungen für Basisabstände wider. Sobald geplant ist, diese Abstände zu unterschreiten, müssen detaillierte Risikobetrachtungen angestellt werden und Gespräche mit den betroffenen Parteien aufgenommen werden. Die größte Unsicherheit besteht z. Z. bei der Einschätzung des erforderlichen Abstands zwischen HS-Kabeln und Windparkstrukturen (d. h. WEA), da die Arbeitsvorgänge im Windpark komplex sind und sich dadurch nur mit Einschränkungen durch eine einzige Zahl beschreiben lassen.

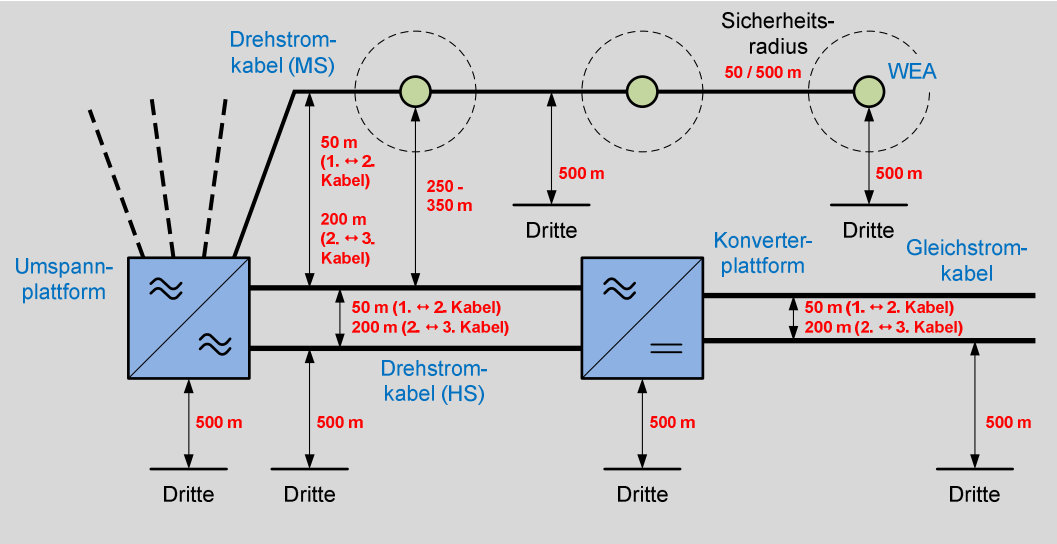

Bild 5-3: Basisabstände für Seekabel in Wassertiefen bis 50 m

In Erweiterung von *Tabelle 2-1* ergibt sich dabei folgende Übersicht (*Tabelle 5-3*):

	BSH	TenneT	ICPC	Crown Estate	DNV KEMA
Sicherheitszone um feste Strukturen im Windpark	500 m ❶	450 m	500 m	500 (50) m	500 m ❹
Abstand zwischen festen Windparkstrukturen und Kabeln Dritter	500 m	450 m ❷ oder 500 m	1.100 m in 40 m Wassertiefe ❸	z. B. > 300 m	500 m
Abstand zwischen Seekabeln und Kabeln Dritter	500 m	500 m	(> 500 m)	z. B. > 300 m	500 m
Abstand zwischen parallel verlegten Seekabeln	150 (200) m	≥ 100 m, 3 × Wassertiefe	2-3 × Wassertiefe	z. B. 50 ... > 200 m	50 (200) m

Tabelle 5-3: DNV KEMA Abstandsempfehlungen im Vergleich mit anderen Vorgaben

❶ Aktivradius von 250 m + Rotorradius wird ebenfalls zitiert

❷ Hier: Abstand WEA zu HS-AC-Exportkabel des Windparks

❸ Gilt für Datenkabel und deren mögliche Reparatur

❹ Reduzierbar für die Betriebsphase basierend auf bilateralen Gesprächen

LITERATURVERZEICHNIS

BERR (Department for Business Enterprise & Regulatory Reform) (2008). *Review of cabling techniques and environmental effects applicable to the offshore wind farm industry*, Technical report, Januar 2008, siehe: www.berr.gov.uk/files/file43527.pdf (Zugriff 25. November 2012).

Biehl, F. (2012). *Seekabel zur Netzanbindung von Offshore-Windparks*, Präsentation beim Workshop des Forum Offshore Windenergie, Hamburg, 13. November 2012.

BMVBS (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) (2009). *Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee (AWZ Nordsee-ROV)* vom 21. September 2009, siehe: www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung_in_der_AWZ/index.jsp (Zugriff 22. November 2012).

BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) (2012). *Entwurf Offshore-Netzplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee*, September 2012, siehe www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Offshore-Netzplan/index.jsp (Zugriff 02. Oktober 2012).

Carter, L., Burnett, D., Drew, S., Marle, G., Hagadorn, L., Bartlett-McNeil, D. und Irvine, N. (2009). *Submarine cables and the oceans - Connecting the world*, UNEP-WCMC biodiversity series no. 31, ICPC/UNEP/UNEP-WCMC, siehe www.iscpc.org/publications/icpc-unep_report.pdf (Zugriff 07. Mai 2011).

Cigré (Conseil International des Grands Réseaux Électriques) (1986). *Methods to prevent mechanical damage to submarine cables*, präsentiert von Arbeitsgruppe 21.06 als Vortrag 21-12, Cigré Session, Paris, 27. August - 04. September 1986.

Cigré (2009). *Update of service experience of HV underground and submarine cable systems*, Arbeitsgruppe B1.10, Broschüre 379, April 2009.

Cigré (2011). *Guidelines for the design and construction of AC offshore substations for wind power plants*, Arbeitsgruppe B3.26, Broschüre 483, Dezember 2011.

Crown Estate, The (2012a). *Submarine cables and offshore renewable energy installations. Proximity study*, Revision 5.0, 24. April 2012, siehe www.thecrownestate.co.uk/marine/cables-and-pipelines/studies-and-guidance/ (Zugriff 15. September 2012).

Crown Estate, The (2012b). *Export transmission cables for offshore renewable installations. Principles of cable routeing and spacing*, Revision 1.0, 30. August 2012, siehe www.thecrownestate.co.uk/marine/cables-and-pipelines/studies-and-guidance/ (Zugriff 02. October 2012).

DNV (Det Norske Veritas) (2000). *Rules for planning and execution of marine operations. Marine operations. Part 2: Operation specific requirements. Chapter 7: Transit and positioning of mobile offshore units*, January 2000.

DNV (2012). *Transit and positioning of mobile offshore units*, DNV-OS-H203, February 2012.

GL (Germanischer Lloyd) Noble Denton (2010). *Guidelines for moorings*, 0032/ND, Revision 0, 6. Dezember 2010.

ICPC (International Cable Protection Committee) (2007a). *Recommended routing and reporting criteria for cables in proximity to others*. Recommendation No. 2, Version 9A, 26. January 2007.

ICPC (2007b). *Criteria to be applied to proposed crossings between submarine telecommunications cables and pipelines/power cables*. Recommendation No. 3, Version 9A, 26. January 2007.

ICPC (2010a). *Recommended co-ordination procedures for repair operations near in-service cable systems*. Recommendation No. 4, Version 7B, 27. September 2010.

ICPC (2010b). *Procedure to be followed whilst offshore civil engineering work is undertaken in the vicinity of active submarine cable systems*. Recommendation No. 7, Version 5B, 27. September 2010.

ICPC (2010c). *Proximity of wind farm developments & submarine cables*. Recommendation No. 13, Version 1B, 27. September 2010.

Red Penguin (Red Penguin Associates) (2012). *Export transmission cables*. Report on the cable routeing and spacing study, for The Crown Estate, Version 0.3, 20. April 2012 (VERTRAULICH).

RenewableUK (c2010). *Guidelines for the selection and operation of jack-ups in the marine renewable energy industry*, Version 1, siehe www.bwea.com (Zugriff 14. Oktober 2012).

Subsea Cables UK (2012). *The proximity of offshore renewable energy installations & submarine cable infrastructure in UK waters*, Subsea Cables UK guideline No. 6, Revision 4, August 2012, siehe www.thecrownestate.co.uk/marine/cables-and-pipelines/studies-and-guidance/ (Zugriff 15. September 2012).

TenneT (TenneT Offshore GmbH) (2011). *Planning principles & guidelines. Installation of converter platforms, HVAC & HVDC export cables within the EEZ*, Revision 1, 02. Mai 2011 (VERTRAULICH).

Worzyk, T. (2009). *Submarine power cables. Design, installation, repair, environmental aspects*. Springer, Berlin, Heidelberg.

ANLAGENVERZEICHNIS

Anlage 1 **Abkürzungen**

Anlage 2 **Offshore-Windenergie in der deutschen AWZ in Nord- und Ostsee**

Anlage 3 **Beispiele für Installationsschiffe von Seekabeln**

Anlage 4 **Beispiele für Installationsschiffe von Windenergieanlagen**

Anlage 1: Abkürzungen

AC	Wechselstrom („alternating current“)
AIS	Automatisches Identifizierungssystem („automatic identification system“)
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BERR	Department for Business Enterprise & Regulatory Reform
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
Cigré	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
DC	Gleichstrom („direct current“)
DNV	Det Norske Veritas
DP	Dynamische Positionierung („dynamic positioning“)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GL	Germanischer Lloyd
GPS	Globales Positionierungssystem („global positioning system“)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstromübertragung
HS	Hochspannung (hier typisch 132 - 155 kV)
ICPC	International Cable Protection Committee
kV	Kilovolt
LOA	Gesamtlänge („length over all“)
MS	Mittelspannung (hier typisch 20 - 36 kV)
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
MWS	Marine Warranty Surveyor
ONP	Offshore-Netzplan
OWP	Offshore-Windparks
ROV	Fernbedientes Arbeitsgerät („remotely operated vehicle“)
WEA	Windenergieanlage

Anlage 2: Offshore-Windenergie in der deutschen AWZ in Nord- und Ostsee

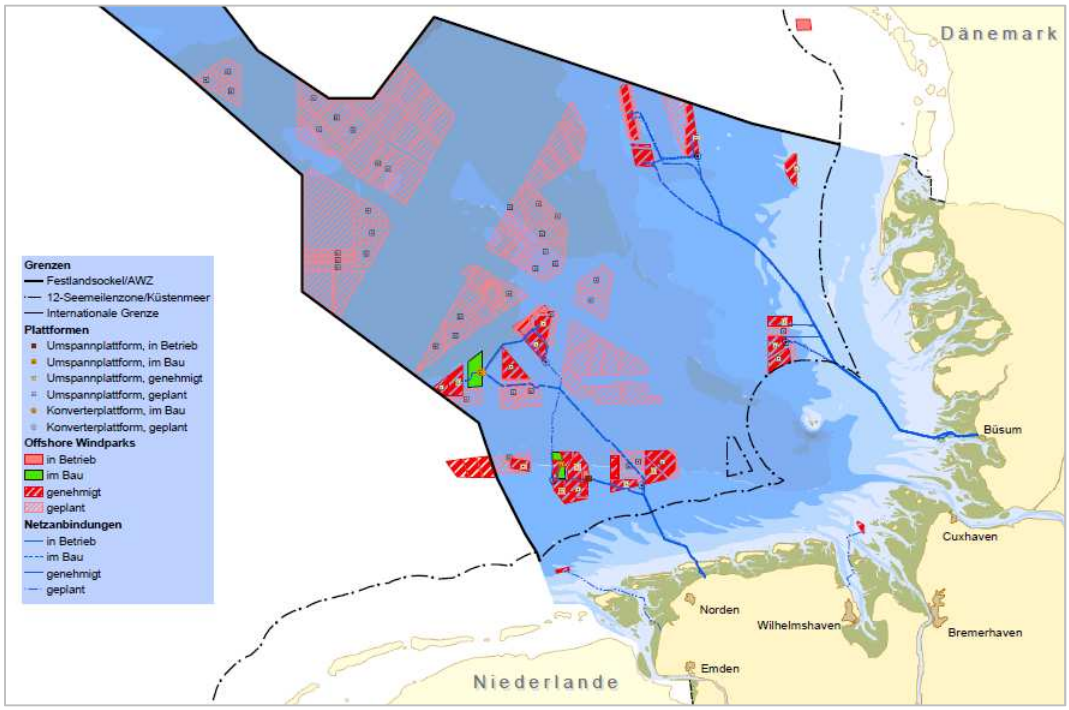

Bild A2-1: Offshore-Windparks und Netzanbindungen in der deutschen AWZ der Nordsee
Quelle: BSH, Stand: 17. April 2012

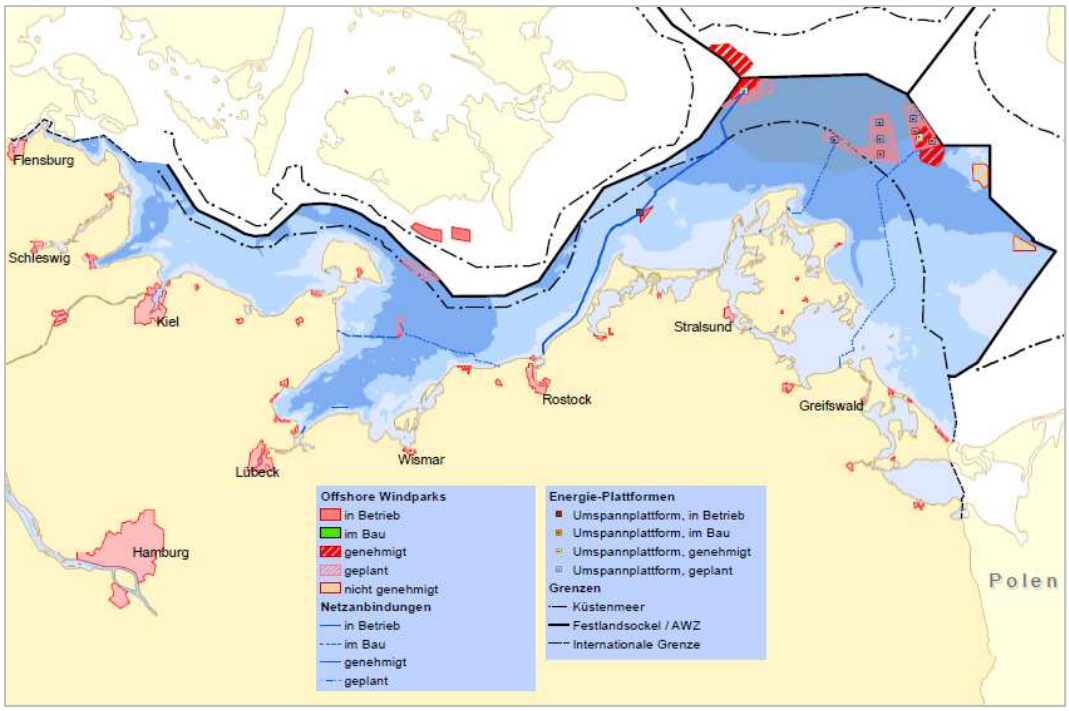

Bild A2-2: Offshore-Windparks und Netzanbindungen in der deutschen AWZ der Ostsee
Quelle: BSH, Stand: 27. März 2012

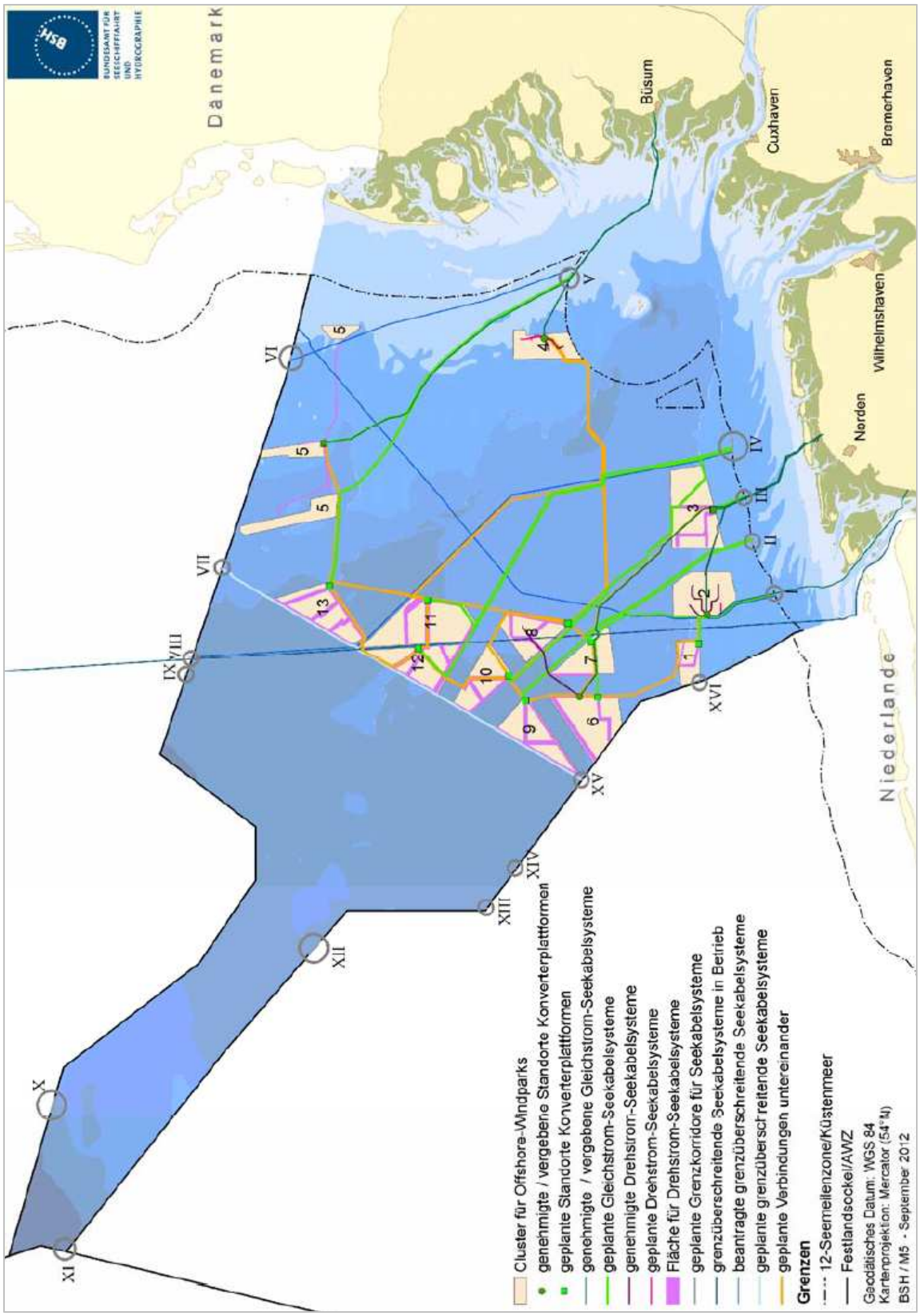

Bild A2-3: Offshore-Netzplan Gesamtplanung 2030
Quelle: BSH (2012), Stand: September 2012

Anlage 3: Beispiele für Installationsschiffe von Seekabeln

	AMT Explorer	Atalanti
	www.shipspotting.com/gallery/photo.php?lid=798940 (14. Februar 2012)	www.assodivers.gr (22. November 2012)
General		
Owner	Anchor Marine Transportation	Kreousa Shipping Company Ltd.
Vessel type	Cable lay barge	Cable lay barge
Year built	1984	2010
Year modified	2010	n/a
IMO number	8405892	9329813
Classification	LR	ABS
Helideck	no	no
Main Characteristics		
LOA (m)	91.7	97.0
Breadth (m)	30.5	32.0
Min. draft (m)	...	3.0 (hull), 5.2 (thursters)
Max. draft (m)	2.6	4.1 (hull), 6.3 (thrusters)
Gross-tonnage	5,689	5,723
Accommodation	...	77
Speed (kn)	n/a	...
DP class	n/a	2
Propulsion type	Non-propelled	Azimuth thrusters, Azi/retracting thrusters
Cargo Deck		
Free deck space (m^2)	...	1,885
Crane Capacity		
1st crane (t)	...	17.5 (30 m), 35 (20 m)
2nd crane (t)	...	6.8 (25 m), 20 (11.5 m)
Installation Info		
Bollard pull (t)	n/a	...
Type	Turntable	Turntable
Number	1	1
Total capacity (t)	7,000	4,500

	Cable One	CS Sovereign
	www.marinetraffic.com/ais/shipdetails.aspx?MMSI=219923000 (14. Februar 2012)	www.vesseltracker.com/en/ShipPhotos/748532-.html (14. Februar 2012)
General		
Owner	JD - Contractor AS	Global Marine Systems
Vessel type	Cable laying ship	Cable laying ship
Year built	1975	1991
Year modified	2001	...
IMO number	7409281	8918629
Classification	...	ABS
Helideck	no	no
Main Characteristics		
LOA (m)	35.3	130.7
Breadth (m)	9.5	21
Min. draft (m)	...	2.5
Max. draft (m)	3.8	7
Gross-tonnage	419	11,242
Accommodation	15	76
Speed (kn)	12	9
DP class	1	2
Propulsion type	Pitch propeller	Azimuth thrusters
Cargo Deck		
Free deck space (m^2)	...	...
Crane Capacity		
1st crane (t)	30	35
2nd crane (t)	...	5
Installation Info		
Bollard pull (t)	20	...
Type	...	Cable tank
Number	...	2
Total capacity (t)	...	5,336

	Giulio Verne	Henry P. Lading
	www.marinetraffic.com/ais/shipdetails.aspx?MMSI=247313000 (14. Februar 2012)	www.marinetraffic.com/ais/shipdetails.aspx?mmsi=219002349 (14. Februar 2012)
General		
Owner	Prysmian Cables & Systems	JD-Contractor AS
Vessel type	Cable laying ship	Cable lay barge
Year built	1984	1930
Year modified	...	...
IMO number	8302014	8646484
Classification	RINA	BV
Helideck	yes	no
Main Characteristics		
LOA (m)	133.2	81.7
Breadth (m)	30.5	21.3
Min. draft (m)	...	...
Max. draft (m)	8.5	3.2
Gross-tonnage	10,617	1,922
Accommodation	90	n/a
Speed (kn)	9	n/a
DP class	1	n/a
Propulsion type	Azimuth thrusters with propellers in nozzles	Non-propelled
Cargo Deck		
Free deck space (m^2)	...	...
Crane Capacity		
1st crane (t)	25	40
2nd crane (t)	...	...
Installation Info		
Bollard pull (t)	100	n/a
Type	Turntable	Turntable
Number	1	1
Total capacity (t)	7,000	1,800

	Lewek Connector	Nexans Skagerrak
	www.emas.com (22. November 2012)	www.vesseltracker.com/en/Ships/Nexans-Skagerrak-7619458.html (14. Februar 2012)
General		
Owner	EMAS AMC	Nexans
Vessel type	Deepwater subsea construction vessel	Cable laying ship
Year built	2011	1976
Year modified	n/a	2010
IMO number	9435480	7619458
Classification	DNV	DNV
Helideck	yes	no
Main Characteristics		
LOA (m)	156.9	112.3
Breadth (m)	32.0	32
Min. draft (m)	...	...
Max. draft (m)	6.5 (hull), 8.7 (scantlings)	...
Gross-tonnage	16,000	10,147
Accommodation	140	...
Speed (kn)	17	...
DP class	3 (DYNPOS-AUTRO)	...
Propulsion type	...	Azimuth units
Cargo Deck		
Free deck space (m^2)	2,100	2,000
Crane Capacity		
1st crane (t)	400	25
2nd crane (t)	...	...
Installation Info		
Bollard pull (t)	...	...
Type	Carousel	Turntable
Number	2	1
Total capacity (t)	6,000 (above deck) + 3,000 (below deck)	7,000

Nostag 10

www.marinetraffic.com/ais/shipdetails.aspx?MMSI=211453360
(14. Februar 2012)

Ponta Maris

www.shipspotting.com/gallery/photo.php?lid=1065219
(14. Februar 2012)

General		
Owner	NSW	Stemat Marine Services
Vessel type	Cable lay barge	Multi-purpose / cable lay barge
Year built	2008	...
Year modified	...	...
IMO number	...	8646343
Classification	GL	BV
Helideck	...	no

Main Characteristics		
LOA (m)	100	70
Breadth (m)	27.5	23.8
Min. draft (m)		1.3
Max. draft (m)	3.8	3.1
Gross-tonnage	3,527	2,950
Accommodation	40	51
Speed (kn)	n/a	n/a
DP class	n/a	n/a
Propulsion type	Non-propelled	Non-propelled

Cargo Deck		
Free deck space (m^2)	...	900

Crane Capacity		
1st crane (t)	...	40
2nd crane (t)	...	...

Installation Info		
Bollard pull (t)	n/a	n/a
Type	...	Turntable
Number	...	2
Total capacity (t)	...	1,200

	Team Oman	UR 101
	www.marinetraffic.com/ais/pt/shipdetails.aspx?MMSI=377265000 (14. Februar 2012)	www.flickr.com/photos/coatham/4977393729 (14. Februar 2012)
General		
Owner	Topaz Energy and Marine	Ugland Construction
Vessel type	Cable laying ship	Cable lay barge
Year built	1999	1993
Year modified	...	2007
IMO number	9199854	8938461
Classification	DNV	LR
Helideck	no	no
Main Characteristics		
LOA (m)	86.0	91.4
Breadth (m)	24.0	27.5
Min. draft (m)	...	0.98
Max. draft (m)	4.5	4.8
Gross-tonnage	4,073	4,166
Accommodation	56	48
Speed (kn)	8	n/a
DP class	2	n/a
Propulsion type	...	Non-propelled
Cargo Deck		
Free deck space (m^2)	1,464	2,500
Crane Capacity		
1st crane (t)	15	300
2nd crane (t)	24	...
Installation Info		
Bollard pull (t)	40	n/a
Type	Turntable	Turntable
Number	1	...
Total capacity (t)	4,800	1,000

Anlage 4: Beispiele für Installationsschiffe von Windenergieanlagen

	HGO Innovation	JB 114
	www.hgo-infrasea-solutions.de (19. Oktober 2012)	Det Norske Veritas (08. September 2012)
General		
Owner	HGO Infra Sea Solutions GmbH & Co.	Jack-up Barge BV
Vessel type	Heavy-lift jack-up vessel	Jack-up
Year built	2012	2009
Year modified	n/a	...
IMO number	9603453	8770728
Classification	GL	ABS
Helideck	yes	yes
Main Characteristics		
LOA (m)	147.5	55.5
Breadth (m)	42.0	32.2
Min. draft (m)	...	3.6
Max. draft (m)	7.3	3.6
Gross-tonnage	...	...
Accommodation	180	160
Speed (kn)	12	n/a
DP class	2	n/a
Propulsion type	Self-propelled	Non-propelled
Cargo Deck		
Free deck space (m^2)	...	...
Crane Capacity		
1st crane (t)	1,500 (31.5 m)	300 (16 m)
2nd crane (t)	...	...
Installation Info		
Bollard pull (t)	...	n/a
Number of legs	4	4
Leg length (m)	...	73.2
Working depth (m)	50 m (65 m with leg extension)	40
Spudcans (m^2)	...	23.8 (5.5 m diameter) × 4 legs

	MPI Resolution	Sea Jack
	www.mpi-offshore.com/image-gallery-1/mpi-resolution-new-colours (08 Oktober 2012)	Det Norske Veritas (14. Februar 2012)
General		
Owner	MPI / Vroon	A2SEA / Dong Energy
Vessel type	Jack-up	Jack-up
Year built	2003	2003
Year modified	...	...
IMO number	9260134	8767264
Classification	DNV	GL
Helideck	no	no
Main Characteristics		
LOA (m)	130	91.2
Breadth (m)	38	33
Min. draft (m)	3	3.8
Max. draft (m)	4.3	5.5
Gross-tonnage	...	...
Accommodation	70	23
Speed (kn)	11	n/a
DP class	1	n/a
Propulsion type	...	Non-propelled
Cargo Deck		
Free deck space (m^2)	3,200	2,500
Crane Capacity		
1st crane (t)	600 (25 m)	800
2nd crane (t)	50 (35 m)	...
Installation Info		
Bollard pull (t)	...	n/a
Number of legs	6	4
Leg length (m)	71.8	50.4
Working depth (m)	35	30
Spudcans (m^2)	63 × 6 legs	64

	Sea Worker	Wind Lift 1
	Det Norske Veritas (08. August 2009)	www.bard-offshore.de/en/bard-group/bard-logistik-gmbh (19. Oktober 2012)
General		
Owner	A2SEA / Dong Energy	Bard Logistik GmbH
Vessel type	Jack-up	Self elevating crane vessel
Year built	2008	2010
Year modified	...	n/a
IMO number	8769705	...
Classification	GL	GL
Helideck	no	yes
Main Characteristics		
LOA (m)	55.5	114.9
Breadth (m)	33	44.8
Min. draft (m)	...	...
Max. draft (m)	3.6	3.9
Gross-tonnage	...	7,962
Accommodation	22	30
Speed (kn)	n/a	10.1
DP class	n/a	1
Propulsion type	Non-propelled	...
Cargo Deck		
Free deck space (m^2)	750	2,224
Crane Capacity		
1st crane (t)	300 (16.5 m)	500 (31 m)
2nd crane (t)	...	12 (20 m)
Installation Info		
Bollard pull (t)	n/a	...
Number of legs	4	4
Leg length (m)	73.2	74
Working depth (m)	40	45
Spudcans (m^2)	9 × 4 legs	45