

Handbuch zum Rückbau von Offshore-Windparks

Rahmenbedingungen, Technik, Logistik,
Prozesse, Szenarien und Nachhaltigkeit

Mai 2022

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Handbuch zum Rückbau von Offshore-Windparks – Rahmenbedingungen, Technik, Logistik, Prozesse, Szenarien und Nachhaltigkeit

Projektpartner und Autoren:

Verbundpartner:

Hochschule Bremen,

Fakultät Architektur, Bau und Umwelt

Dr. Silke Eckardt, Vanessa Spielmann, Mandy G. Ebojie, Jesper Vajhøj

Hochschule Bremen,

Fakultät Wirtschaftswissenschaften

Dr. Armin Varmaz, Dr. Stephan Abée, Janina Bösche, Johanna Klein, Dr. Lydia Scholz

Deutsche Windtechnik Repowering GmbH & Co. KG

Bernd Köhler, Jesper Vajhøj

Nehlsen AG

Dr. Sven Rausch

Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Philipp Tremer

Assoziierte Partner:

Vattenfall Europe Windkraft GmbH

TenneT Offshore GmbH

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Dieser Bericht wurde erstellt im Rahmen des Forschungsprojekts

SeeOff – Strategieentwicklung zum effizienten Rückbau von Offshore-Windparks

Das Forschungsprojekt *SeeOff - Strategieentwicklung zum effizienten Rückbau von Offshore-Windparks* (01.11.2018 - 30.04.2022) wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags gefördert (Förderkennzeichen: 0324322). Die Inhalte dieses Handbuchs wurden durch die Verbundpartner Hochschule Bremen (Projektleitung), Deutsche Windtechnik Repowering GmbH & Co. KG, Nehlsen AG und Stiftung Offshore-Windenergie in Zusammenarbeit mit den assoziierten Partnern Vattenfall Europe Windkraft GmbH, TenneT Offshore GmbH und EnBW Energie Baden-Württemberg AG, dem Projektbeirat sowie weiteren Unternehmen und Organisationen der Offshore-Windenergie-Branche erstellt.

Gefördert durch:



**Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz**

Bremen, Mai 2022

**aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages**

Vorwort

Die Offshore-Windenergie hat sich mittlerweile zu einer tragenden Säule der Energiewende entwickelt. Aktuell liegt die Erzeugungsleistung in Deutschland bei knapp 8 GW und die Lernkurven der letzten Jahre haben maßgeblich zu einer Kostenreduktion bei Installation und Betrieb beigetragen. Energiepolitisch wurde dies im Jahr 2022 durch die Bundesregierung u.a. mit einem erhöhten Ausbaubauziel der Offshore-Windenergieleistung von 70 GW bis zum Jahr 2045 anerkannt. Umso wichtiger ist es, das Augenmerk nunmehr auf effiziente Lösungen für die letzte Lebensphase eines Offshore-Windparks, den Rückbau, zu legen.

Im Rahmen des vom BMWK geförderten Verbundvorhabens *SeeOff - Strategieentwicklung zum effizienten Rückbau von Offshore-Windparks* wurde von einem Konsortium aus Wissenschaft und Wirtschaft der Rückbau von Offshore-Windparks (OWP) eingehend untersucht. Das vorliegende Handbuch richtet sich an eine breit gefächerte Zielgruppe, die sich zukünftig mit der Planung, Genehmigung und Durchführung des Rückbaus auseinandersetzen und geeignete Strategien entwickeln wird.

Die Fragen, die sich das Konsortium zu Beginn des Projekts gestellt hatte zeigen auf, dass Erfahrungen und Best Practice-Beispiele zum Rückbau von OWP noch fehlen. Insgesamt wurden zum Zeitpunkt des Projektabschlusses (März 2022) erst eine geringe Anzahl an OWP rückgebaut, welche noch dazu hinsichtlich des Standortes sowie der Leistungsklassen und -größe nicht mit den in der deutschen AWZ errichteten OWP vergleichbar sind. Daher haben wir uns im Rahmen des *SeeOff*-Projektes folgende grundlegende Fragen gestellt:

Welche rechtlichen, technischen, organisatorischen, wirtschaftlichen, Health-Safety-Environment-Anforderungen müssen beim Rückbau von OWP erfüllt werden?

Welche Techniken und Verfahren der Demontage können eingesetzt werden?

In welcher Quantität und Qualität liegen Materialien für die Entsorgung vor? Welche Techniken und Verfahren können in der Verwertung angewendet werden?

Wie gestalten sich die Prozesse des Rückbaus (Demontage, Logistik, Entsorgung) und welche Rückbauszenarien können daraus abgeleitet werden?

Wie lassen sich die Rückbauszenarien hinsichtlich ihrer Nachhaltigkeit bewerten? Welche Rückbauszenarien bergen Kostensenkungspotentiale und welche gehen mit den geringsten Umweltauswirkungen einher?

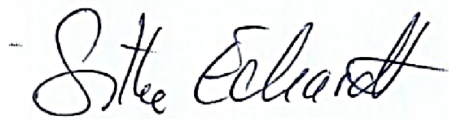
In den letzten drei Jahren konnten wir eine Zunahme des Interesses an dem Thema OWP-Rückbau feststellen; auf vielen Konferenzen und Tagungen wird es diskutiert. Spezialist:innen zum Rückbau von OWP werden in einigen Unternehmen bereits gebündelt, um zum einen in der Entwicklungsphase neuer OWP Fragestellungen des Rückbaus berücksichtigen zu können und sich andererseits auf den Rückbau der ersten OWP besser vorzubereiten. Aber auch die Logistikbranche und die Häfen stellen sich zunehmend den Herausforderungen und Chancen des Rückbaus. Denn das Projekt Rückbau ist, ähnlich

wie die Installation, mit einem großen Planungsvorlauf verbunden. Die ersten Rückbauprojekte stehen daher „quasi schon vor der Tür“.

Aufgrund der Unterschiede in Leistung und Anzahl der Windenergieanlagen, Wassertiefe und Küstenentfernung der OWP, wird es keine Patentlösung für den Rückbau von OWP geben. In diesem Handbuch zeigen wir daher neben den Rahmenbedingungen verschiedene Technologien, Logistik- und Entsorgungskonzepte auf, aus denen wir beispielhaft anhand eines Referenz-OWP zehn Rückbauszenarien entwickeln und bewerten.

Wir hoffen, dass Sie das vorliegende Handbuch bei der Entwicklung Ihrer individuellen Rückbaustrategie unterstützt. Insbesondere freuen wir uns Ihnen mit unseren Ergebnissen eine Methode zur Bewertung der Nachhaltigkeit des OWP-Rückbaus vorstellen zu können. Auch die Diskussion einiger ungeklärter Fragen, wie beispielsweise den Umfang des Rückbaus, möchten wir mit unseren Ergebnissen anregen.

Ohne die breite Unterstützung der OWP-Branche wäre das Vorhaben nicht so erfolgreich gewesen. Unser aufrichtiger Dank gilt allen, die durch ihre fachliche Expertise und ihr persönliches Engagement dazu beigetragen haben.

A handwritten signature in black ink, reading "Silke Eckardt". The signature is written in a cursive, flowing style with a small horizontal line to the left of the first letter.

Prof. Dr.-Ing. Silke Eckardt
Projektleitung *SeeOff*
Hochschule Bremen

Zusammenfassung

Am Ende der Betriebsdauer müssen OWP zurückgebaut werden. Bislang liegen kaum Erfahrungen zum Rückbau von OWP vor. Das Forschungsprojekt *SeeOff* hat sich daher zum Ziel gesetzt, die am Rückbau beteiligten Unternehmen bei der Entwicklung und Bewertung nachhaltiger Rückbaustrategien zu unterstützen. Die Ergebnisse sind in diesem Handbuch zusammengetragen.

Zunächst werden Rahmenbedingungen und Anforderungen an den OWP-Rückbau beschrieben (Kapitel 2). Hierbei stehen insbesondere rechtliche Vorgaben im Mittelpunkt, die die Rückbauverpflichtung sowie den Umfang des Rückbaus nach heutigem Stand festlegen. Weiterhin werden die Grundsätze der Leistung von Sicherheiten und Rückstellungen sowie Zoll und Steuern zusammengefasst. Darüber hinaus werden einige technische und organisatorische Anforderungen an den OWP-Rückbau sowie damit einhergehende Belange wie beispielsweise mögliche Wirkungen auf die Meeresumwelt, Emissionen und Arbeitssicherheit in den OWP-Rückbau-Phasen beschrieben. Die Ergebnisse einer Umfrage zeigen, dass für eine breite gesellschaftliche Akzeptanz insbesondere Umweltaspekte beim Rückbau von OWP zu berücksichtigen sind.

In einem weiteren Schritt werden die Rückbauprozesse auf See und an Land, die damit einhergehenden Technologien, Logistikkonzepte, Prozeduren und Ressourcen (Kapitel 3) dargestellt. Berücksichtigt werden dabei die Prozesse von der Demontage auf See bis zum Vorliegen eines Sekundärroh- bzw. -brennstoffs. Die nachfolgenden Untersuchungen orientieren sich an einem Referenzpark-OWP, der die Charakteristika von OWP in der deutschen AWZ widerspiegelt, die voraussichtlich als erstes in größerem Umfang zurückgebaut werden. Für den Rückbau der Gründungsstrukturen werden verschiedene Demontageoptionen, wie das Wasserabrasivstrahlschneiden, das Diamantseilsäge- und Vibrationsverfahren beschrieben. Ebenfalls betrachtet werden verschiedene Logistikkonzepte (Pendel- und Feederkonzept). Für die weitere Aufbereitung der angelandeten OWP-Komponenten werden Ressourcen und Abläufe für die Zerkleinerung am Hafen sowie Verwertungs- und Beseitigungswege beschrieben. In diesem Teil zeigen sich noch Unsicherheiten und unbekannte Faktoren in den Abläufen, jedoch besonders auch die Notwendigkeit der (Weiter-)Entwicklung spezifischer Rückbauverfahren und Logistikkonzepte. Zwar sind eine Reihe von Standardaktivitäten zu erwarten, jedoch auch eine große Anzahl an anzupassenden Techniken, Equipment, Prozeduren und zu bewertenden Risiken für die Durchführung.

Zur Ermittlung nachhaltiger OWP-Rückbaustrategien wird ein prozessbezogener Bewertungsansatz entwickelt (Kapitel 4). Basierend auf den untersuchten Rückbauprozessen werden zehn Rückbauszenarien beschrieben. Es wird ein Basisszenario ermittelt und davon ausgehend neun Alternativszenarien mit jeweils einer Variation in Demontagetechnik, Logistikkonzept oder unterschiedlichem Umfang des Rückbaus. Um die verschiedenen Rückbauszenarien bezüglich ihrer Nachhaltigkeit bewerten und untereinander vergleichen zu können, werden zunächst Ziele und Attribute, die die Zielerreichung messen, definiert. Danach soll der OWP-Rückbau kosteneffizient (gemessen in *Kosten/zurückgebaute MW*) sein, geringe Treibhausgasemissionen (gemessen in *CO₂-Äquivalenten*) verursachen und eine hohe Ressourceneffizienz (gemessen in *Recyclingrate*) und geringe Auswirkungen auf den lokalen Artenreichtum (gemessen in *Anteil des erhaltenen Artenreichtums*) haben

sowie mit einem geringen Gefährdungsmaß aus Perspektive des Arbeitsschutzes einhergehen. Im Anschluss wird im Rahmen einer Multikriteriellen Entscheidungsanalyse eine ganzheitliche Bewertung durchgeführt, die eine Gewichtung sowie die Ergebnisse der Attribute für die Rückbauszenarien berücksichtigt. Hierbei zeigt sich, dass insbesondere Szenarien zum teilweisen Rückbau mit geringeren Kosten und Gefährdungsmaßen einhergehen sowie für Hartsubstrat-assoziierte Gemeinschaften vorteilhaft sein können. Feederkonzepte wiederum schneiden in der Untersuchung weniger erfolgreich ab, da sie mit einer höheren Anzahl an Schiffen sowie einer größeren Pendelhäufigkeit verbunden sind, die sich in höheren Kosten und Treibhausgasemissionen niederschlagen.

Die Rückbauszenarien (Auswahl von Prozessen, Techniken und deren Parametrisierung) sowie die Ergebnisse der Multikriteriellen Entscheidungsanalyse gelten ausschließlich für den im Projekt betrachteten Referenz-OWP. Die Übertragbarkeit bzw. Anwendbarkeit der Demontageverfahren, Logistikkonzepte sowie der Ablauf der Rückbauprozesse auf andere Offshore-Windparks hängt im Wesentlichen von drei Faktoren ab: der Lage des Windparks im geographischen und geologischen Sinne, den verwendeten Systemkomponenten sowie der Anbindungsart des OWP im Vergleich zum Referenz-OWP. Die Rückbauszenarien sind daher für jeden OWP individuell anhand der im Kapitel 3 beschriebene Verfahren zu erstellen. Der prozessbezogene Bewertungsansatz zur Ermittlung nachhaltiger Rückbauszenarien auf andere OWP oder Komponenten (s. Konverter) ist hingegen gut übertragbar. Dabei sind die Systemgrenzen und Ziele für jedes Rückbauprojekt zu überprüfen bzw. neu zu definieren. Bei den Zielsetzungen sollte mindestens ein Kriterium für die ökonomische, ökologische und soziale Kategorie definiert werden.

Die Projektergebnisse zeigen Verbesserungsbedarfe und -potentiale zum nachhaltigen Rückbau von OWP auf. So existieren beispielsweise noch offene Fragen zum Umfang des Rückbaus und den Verfahrensanforderungen, die einer Klärung der rechtlichen Anforderungen bedürfen. Zur besseren Vergleichbarkeit der Berechnungen von Sicherheitsleistungen wird ein Leitfaden vorgeschlagen, der auf einem "Apply-or-Explain"-Ansatz basiert. Weiterhin lassen sich Empfehlungen für die dem Rückbau vorgelagerten Lebensphasen eines OWP ableiten, deren Berücksichtigung den Rückbau nachhaltiger gestalten könnte. Hierbei handelt es sich in der Entwicklungsphase beispielsweise um die Berücksichtigung von Lift- und Haltepunkten für den Rückbau, der Materialbelastung neuer Rückbauverfahren oder auch die Verwendung von Kalkschutzmaterialien, die einfach rückzubauen sind oder verbleiben dürfen. Die Dokumentation aller Installations- sowie Betriebs- und Instandhaltungsdaten in digitalen Lebenslaufakten sowie die Bereitstellung dieser Dokumentation ist Voraussetzung für eine gute Rückbauplanung.

Danksagung

Unser Dank gilt dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz für die finanzielle Unterstützung des Vorhabens sowie dem Projektträger Jülich für dessen inhaltliche und organisatorische Begleitung.

Über die gesamte Projektlaufzeit standen uns eine Vielzahl von Expert:innen aus Unternehmen der Offshore-Windenergie-Branche, Verbänden und Behörden für einen intensiven Erfahrungsaustausch zur Seite. Die Gesprächspartner haben die Analyse und Bewertung der Rückbauprozesse mit ihrer Expertise maßgeblich unterstützt. Insbesondere sind diverse Einschätzungen zum Einsatz von Rückbautechnologien und -abläufen auf See und an Land sowie deren Grenzen oder damit einhergehenden Herausforderungen in unsere Ergebnisse eingeflossen. Im Rahmen von *SeeOff* wurden mehrere Workshops/Konferenzen zum OWP-Rückbau durchgeführt. Die Veranstaltungen waren stets sehr gut besucht und von einem regen Austausch geprägt. Auch an unseren Umfragen haben sich Vertreter:innen verschiedener Organisationen der Offshore-Windbranche in großer Anzahl beteiligt. Für Ihre engagierte Unterstützung möchten wir uns recht herzlich bedanken!

Unser besonderer Dank gilt

Alfred-Wegener-Institut, Aquatec On-/Offshore Service GmbH, Bluestream Offshore B.V., Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Cutting Underwater Technologies Ltd, Deco Subsea B.V., Deutsche Windtechnik Netherlands B.V., Dieseko B.V., Dillinger Hüttenwerke, Eurogate GmbH & Co. KG, IfAÖ Institut für Angewandte Ökosystemforschung, Hagedorn Management GmbH, Hochschule Bremerhaven (Institute for Safety and Security Studies), Mike Gimmerthal Consulting UG, Neowa GmbH, Rhenus Offshore Logistics GmbH & Co. KG, Rohde Nielsen, Seaway Offshore Cables GmbH, Seaway 7, TU Braunschweig (Institut für Geomechanik und Geotechnik) und Van Oord.

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	VI
TABELLENVERZEICHNIS	X
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	13
1 ALLGEMEINE RAHMENBEDINGUNGEN ZUM RÜCKBAU VON OFFSHORE-WINDPARKS	1
1.1 DER OFFSHORE-WINDPARK	3
1.1.1 CHANCEN UND HERAUSFORDERUNGEN DES AUSBAUS.....	3
1.1.2 KOMPONENTEN EINES OFFSHORE-WINDPARKS.....	6
1.1.2.1 Windenergieanlagen.....	6
1.1.1.1 Turm	7
1.1.1.2 Gondel	7
1.1.2.2 Rotor.....	8
1.1.2.3 Gründungsstrukturen der Windenergieanlagen	9
1.1.2.4 Transition Piece	13
1.1.2.5 Kolkschutz.....	14
1.1.2.6 Übertragungssystem.....	15
1.1.2.7 Innerparkverkabelung.....	16
1.1.2.8 Offshore-Substation.....	18
1.1.2.9 AC-Exportkabel	19
1.1.2.10 Konverterstation	19
1.1.3 LEBENSPHASEN EINES OFFSHORE-WINDPARKS.....	20
1.1.3.1 Entwicklungsphase	21
1.1.3.2 Konstruktionsphase	22
1.1.3.3 Ausführungsphase	22
1.1.3.4 Betriebsphase	22
1.1.3.5 Rückbauphase.....	23
1.2 PHASEN DES RÜCKBAUS	23
1.3 STAKEHOLDERANALYSE	26
1.4 ÖFFENTLICHE AKZEPTANZ	30
1.5 NACHHALTIGER RÜCKBAU VON OFFSHORE-WINDPARKS – DEFINITION IM RAHMEN DES PROJEKTES SEEOff	39
2 ANFORDERUNGEN AN DEN RÜCKBAU VON OFFSHORE-WINDPARKS	40
2.1 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN	40
2.1.1 RECHTLICHE GRUNDLAGEN	40
2.1.1.1 Anwendbarkeit des Seerechtsübereinkommens und des deutschen Rechts	40
2.1.1.2 Rechtsgrundlage für die Rückbauverpflichtung.....	41
2.1.1.3 Verantwortung für den Rückbau	43

2.1.1.4	Umfang des Rückbaus.....	43
2.1.2	LEISTUNGEN VON SICHERHEITEN	48
2.1.3	RÜCKSTELLUNGEN	49
2.1.4	ZOLL UND STEUERN	50
2.1.4.1	Grundlagen	50
2.1.4.2	Einkommen-/Körperschaftsteuer	50
2.1.4.3	Gewerbsteuer	51
2.1.4.4	Umsatzsteuer.....	51
2.1.4.5	Zoll	52
2.1.5	DURCHFÜHRUNG DES RÜCKBAUS	52
2.1.5.1	Regelungen zum Schutz der Arbeitskräfte.....	52
2.1.5.2	Abfallentsorgung.....	54
2.2	ANFORDERUNGEN IN DEN UNTERSCHIEDLICHEN PHASEN DES OFFSHORE-WINDPARK-RÜCKBAUS	54
2.2.1	RÜCKBAU-PHASE: VORBEREITUNG	54
2.2.2	RÜCKBAU-PHASE: PLANUNG	56
2.2.3	RÜCKBAU-PHASE: DEMONTAGE AUF SEE.....	61
2.2.3.1	Koordination des Rückbaus im Baufeld	61
2.2.3.2	Health, Safety and Environment	61
2.2.3.3	Monitoring während der Rückbauphase	63
2.2.4	RÜCKBAU-PHASE: DEMONTAGE UND ZERKLEINERUNG AN LAND SOWIE VERWERTUNG UND BESEITIGUNG	64
2.2.4.1	Genehmigung mobiler Entsorgungsanlage.....	64
2.2.4.2	Lagerung und Transport von Abfällen.....	67
2.2.4.3	Arbeits- und Gesundheitsschutz	68
2.2.5	RÜCKBAU-PHASE: ABSCHLUSS	69
2.2.6	ZUSAMMENFASSUNG.....	69
3	<u>ALLGEMEINE BESCHREIBUNG DES RÜCKBAUS VON OFFSHORE-WINDPARKS</u>	<u>72</u>
3.1	SYSTEMBESCHREIBUNG	72
3.1.1	REFERENZ-OFFSHORE-WINDPARK UND -HAFEN.....	73
3.1.1.1	Offshore-Windenergieanlage	75
3.1.1.2	Transition Piece	75
3.1.1.3	Monopile	76
3.1.1.4	Kolkschutz.....	76
3.1.1.5	Innerparkverkabelung.....	77
3.1.1.6	Exportkabel.....	78
3.1.1.7	Offshore-Substation.....	78
3.1.1.8	Hafen	79
3.1.2	MASSENBILANZ DES REFERENZ-OFFSHORE-WINDPARKS.....	80
3.2	ALLGEMEINE PROZESSBESCHREIBUNG DES OFFSHORE-WINDPARK-RÜCKBAUS UND DES BASISZENARIOES.....	83
3.3	DEMONTAGETECHNIKEN	87
3.3.1	DEMONTAGETECHNIKEN AUF SEE	87
3.3.1.1	Schneidtechniken.....	87
3.3.1.2	Technik zur vollständigen Demontage von Gründungspfählen	93

3.3.1.3	Techniken, die momentan Gegenstand der Forschung und Erprobung sind.....	98
3.3.2	DEMONTAGETECHNIKEN AN LAND.....	99
3.4	LOGISTIK AUF SEE UND AN LAND.....	106
3.4.1	SCHIFFSLOGISTIK	106
3.4.1.1	Anforderungen an Schiffslogistik	106
3.4.1.2	Schiffstypen	107
3.4.2	LOGISTIK AN LAND.....	114
3.4.2.1	Ressourcen am Hafen	114
3.4.2.2	Abtransport aus dem Hafen.....	116
3.5	RÜCKBAUPROZESSE	117
3.5.1	DEMONTAGEPROZESSE AUF SEE.....	117
3.5.1.1	Demontage von Windenergieanlagen	117
3.5.1.2	Rückbau der Seekabel.....	119
3.5.1.3	Demontage der Gründungsstruktur	121
3.5.1.4	Rückbau des Kolkschutzes	126
3.5.1.5	Rückbau der Offshore-Windpark-Plattformen.....	126
3.5.1.6	Begleitende und abschließende Arbeiten.....	129
3.5.2	DEMONTAGE- UND ZERKLEINERUNGSPROZESSE AM HAFEN.....	129
3.5.2.1	Gondel	129
3.5.2.2	Rotorblätter	130
3.5.2.3	Turm	132
3.5.2.4	Gründungsstrukturen	132
3.5.2.5	Seekabel.....	132
3.5.2.6	Kolkschutz	133
3.5.2.7	Offshore Substation	133
3.5.3	VERWERTUNG UND BESEITIGUNG.....	134
3.5.3.1	Zuordnung von Materialien und Werkstoffen gem. Abfallverzeichnis-Verordnung	134
	(AVV).....	134
3.5.3.2	Verwertung und Beseitigung	139
3.5.3.3	Wiederverwendung von Komponenten.....	145
4	<u>NACHHALTIGE RÜCKBAUSTRATEGIEN ENTWICKELN UND BEWERTEN.....</u>	146
4.1	ZIELE FÜR EINEN NACHHALTIGEN RÜCKBAUS VON OFFSHORE-WINDPARKS	146
4.1.1	KATEGORIE: ÖKONOMIE	147
4.1.2	KATEGORIE: UMWELT	149
4.1.2.1	Treibhausgas-Emissionen	149
4.1.2.2	Biodiversität.....	150
4.1.2.3	Ressourceneffizienz	151
4.1.3	KATEGORIE: ARBEITSSICHERHEIT	152
4.2	PROZESSBEZOGENER BEWERTUNGSANSATZ.....	153
4.3	RÜCKBAUSZENARIEN.....	159
4.4	KAMPAGNENPLANUNG UND BAUSTELLENLAYOUT AM HAFEN AM BEISPIEL DES REFERENZ-OWP	162
4.4.1	KAMPAGNENPLANUNG.....	162

4.4.1.1	Datengrundlage und Annahmen.....	162
4.4.1.2	Gesamtdauer des Rückbaus auf See.....	162
4.4.1.3	Beschreibungen der einzelnen Kampagnen.....	166
4.4.2	HAFENLAYOUT UND BETRIEBSABLAUF DER DEMONTAGE UND WEITEREN AUFBEREITUNG	171
4.5	BERECHNUNG DER ENTSCHEIDUNGSKRITERIEN.....	182
4.5.1	ÖKONOMISCHE EFFIZIENZ.....	182
4.5.1.1	Methode der Kostensimulation	182
4.5.1.2	Vergleich der Kosten der Szenarien	185
4.5.2	TREIBHAUSGASEMISSIONEN.....	190
4.5.2.1	Berechnung der THG-Emissionen	191
4.5.2.2	CO ₂ -Äquivalente der Rückbauszenarien	192
4.5.3	RESSOURCENEFFIZIENZ.....	196
4.5.3.1	Berechnung der Recyclingrate von Bau- und Abbruchabfällen	197
4.5.3.2	Recyclingraten	199
4.5.4	BIODIVERSITÄT.....	201
4.5.4.1	Datengrundlage	202
4.5.4.2	Berechnung des Anteils des erhaltenen Artenreichtums	204
4.5.4.3	Bewertung der Rückbauszenarien	206
4.5.5	ARBEITSSICHERHEIT	210
4.5.5.1	Gefährdungsbeurteilung und Berechnung eines Gefährdungsmaß als Attribut.....	211
4.5.5.2	Ergebnisse.....	217
4.5.5.3	Einordnung der Ergebnisse	220
4.5.6	ERGEBNISSE DER ENTSCHEIDUNGSKRITERIEN IM ÜBERBLICK	221
4.6	MULTIKRITERIELLE ENTSCHEIDUNGSANALYSE.....	223
4.6.1	FESTLEGUNG UND GEWICHTUNG DER ENTSCHEIDUNGSKRITERIEN	223
4.6.2	BEWERTUNG DER RÜCKBAUSZENARIEN	225
4.6.3	BERECHNUNG UND INTERPRETATION DER GESAMTNUTZWERTE	228
5	<u>KRITISCHE AUSEINANDERSETZUNG, ÜBERTRAGBARKEIT UND VERBESSERUNGSPOTENTIALE.....</u>	239
5.1	KRITISCHE AUSEINANDERSETZUNG MIT DEN FORSCHUNGSERGEBNISSEN.....	239
5.1.1	KRITISCHE AUSEINANDERSETZUNG MIT DEN ANGEWANDTEN METHODEN UND DER QUALITÄT DER FORSCHUNGSERGEBNISSE	239
5.1.2	KRITISCHE AUSEINANDERSETZUNG MIT SZENARIEN ZUM TEILWEISEN RÜCKBAU	242
5.2	ÜBERTRAGBARKEIT AUF ANDERE OFFSHORE-WINDPARKS UND OFFSHORE-WINDPARK-KOMPONENTEN	243
5.2.1	ÜBERTRAGBARKEIT DER DEMONTAGEVERFAHREN, LOGISTIK UND RÜCKBAUPROZESSE	243
5.2.2	ÜBERTRAGBARKEIT DES BEWERTUNGSANSATZES.....	245
5.3	VERBESSERUNGSPOTENZIALE FÜR EINEN NACHHALTIGEREN RÜCKBAU VON OWP	246
5.3.1	ALLGEMEINE VERBESSERUNGSPOTENZIALE.....	246
5.3.1.1	Bestimmungen und Einordnung rechtlicher Anforderungen.....	246
5.3.1.2	Berechnung der Rückstellungen und Sicherheitsleistungen.....	246
5.3.1.3	Berücksichtigung der gesellschaftlichen Akzeptanz.....	248
5.3.2	VERBESSERUNGSPOTENZIALE IN DEN PROJEKTPHASEN EINES OFFSHORE-WINDPARKS	248
5.3.2.1	Entwicklungsphase	248

5.3.2.2	Konstruktionsphase	249
5.3.2.3	Ausführungsphase	249
5.3.2.4	Betriebsphase	250
5.3.2.5	Rückbauphase.....	250
5.3.3	HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	251
6	<u>FAZIT</u>	<u>253</u>
7	<u>LITERATUR.....</u>	<u>254</u>
	<u>ANHANG.....</u>	<u>I</u>
	<u>ANHANGSVERZEICHNIS</u>	<u>II</u>

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prognostizierter Rückbau pro Jahr bis 2040, Europa.....	1
Abbildung 2: Handlungsoptionen nach Ablauf der Genehmigung von Offshore-Windparks (.....)	3
Abbildung 3: Windparkstandorte sowie Status in der Nord- und Ostseeregion	4
Abbildung 4: Mittlere Wassertiefe und Küstenentfernung von Offshore-Windparks in Europa	4
Abbildung 5: Übersichtskarte der deutschen Offshore-Windparks in der Nordsee sowie Wassertiefe	5
Abbildung 6: Durchschnittliche installierte Turbinennennleistung offshore bis 2020	5
Abbildung 7: Verteilung der in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone errichteten Anlagengrößen	6
Abbildung 8: Verteilung der Gründungsstruktur-Typen in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone	10
Abbildung 9: Prinzipskizze unterschiedlicher Fundamenttypen	11
Abbildung 10: Prinzipskizze von Spar-Buoy, Halbtaucher Plattformen und und Tension- leg Plattformen für schwimmende WEA.....	13
Abbildung 11: Prinzipskizze Detail Grout Verbindung.....	14
Abbildung 12: Abgrenzung der relevanten Baugruppen.....	14
Abbildung 13: Schematische Darstellung eines riprap Kolkenschutzsystems	15
Abbildung 14: Schematische Darstellung der Netzanbindung von Offshore-Windparks.....	16
Abbildung 15: Parklayout und Innerparkverkabelung eines Offshore-Windparks in der Nordsee	17
Abbildung 16: Umspannwerk des Offshore-Windparks <i>Baltic 1</i> auf Monopile Gründungsstruktur	19
Abbildung 17: Projektphasen nach dem Standard Konstruktion	20
Abbildung 18: Projektablauf für Offshore-Windprojekte 2021-2025	21
Abbildung 19: Phasen des Rückbaus von Offshore-Windparks.....	24
Abbildung 20: Bedeutung der Kenntnisse hinsichtlich a) ökonomischer Aspekte, b) Umweltaspekten, c) Arbeitssicherheitsaspekte und d) Akzeptanzaspekte in Häufigkeit.....	28
Abbildung 21: Bedeutung der Umwelt beim Rückbau von Offshore-Windparks.....	31
Abbildung 22: Vergleich der bevorzugten Technologieart beim Rückbau von Offshore- Windparks	32
Abbildung 23: Skalenangabe über die Bedeutung der Beeinträchtigung des Artenreichtums durch den Rückbau von Windenergieanlagen (WEA)	32
Abbildung 24: Skalenangabe für die Bewertung des Eintrags von schädlichen und gefährlichen Stoffen in die Meeresumwelt.....	33
Abbildung 25: Skalenangabe über die Bedeutung der Wiederverwertung von Rohstoffen (Recycling).....	33
Abbildung 26: Skalenangaben für die Beurteilung der Entfernung von neu entstandenen Lebensräumen aus der Meeresumwelt	34
Abbildung 27: Skalenangabe über die Bedeutung des kompletten Rückbaus eines Offshore- Windparks	34
Abbildung 28: Skalenangabe über die Bedeutung der Vermeidung von CO ₂ -Emissionen beim Rückbau von Windenergieanlagen.....	35

Abbildung 29: Skalenangabe über die Bedeutung von CO ₂ -Emissionen durch den eingesetzten Schiffsverkehr.....	36
Abbildung 30: Skalenangabe über die Bedeutung eines günstigen Rückbaus von Offshore-Windenergieanlagen	37
Abbildung 31: Skalenangabe über die Bedeutung der Partizipation von deutschen Unternehmen beim Ausbau der erneuerbaren Energien.	37
Abbildung 32: Skalenangabe über die Bedeutung eines erhöhten Arbeits- und Gesundheitsschutzes beim Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen.....	38
Abbildung 33: Vereinfachte Darstellung der Beantragung der Rückbaufreigabe nach dem Standard Konstruktion des BSH.....	57
Abbildung 34: Zuständigkeitsbereiche eines:r Offshore-Windpark-Betreiber:in und eines:r Übertragungsnetzbetreiber:in für eine Gleichstromanbindung.....	73
Abbildung 35: Abmessungen und Massen der Referenz-Windenergieanlage und deren Gründungsstrukturen (Projekt <i>SeeOff</i>).....	74
Abbildung 36: Exemplarischer Querschnitt durch ein Referenz-Innerparkkabel.....	78
Abbildung 37: Massen- und Prozentanteile der Windenergieanlagen (WEA), WEA-Gründungsstrukturen, Kolkschutz, Seekabel und Offshore-Substation des Referenz-Offshore-Windparks	80
Abbildung 38: Prozentuale Verteilung der Materialien des Referenz-Offshore-Windparks.....	82
Abbildung 39: Prozesslandkarte der Offshore-Windpark-Rückbauprozesse (Projekt <i>SeeOff</i>)	85
Abbildung 40: Wasserstrahlschneidwerkzeug zum Schneiden von innen mit abgeschnittenem Pfahl	88
Abbildung 41: Wasserstrahlschneidwerkzeug zum Schneiden von außen	88
Abbildung 42: Aufbau einer Diamantseilsäge	89
Abbildung 43: Herablassen einer 240-Zoll Diamantseilsäge	90
Abbildung 44: Stufenschnitt in einem Stahlrohr	91
Abbildung 45: Prinzip des Brennschneidvorgangs	92
Abbildung 46: Aufbau einer typischen Vibrationsramme.	94
Abbildung 47: Schematische Darstellung einer Mammutpumpe	96
Abbildung 48: IHC TT-Pump Unit mit Schneidkopf (links) oder einfachem Saugkopf (rechts).....	97
Abbildung 49: Exemplarisch maximale, maschinelle Brennschneidschnittgeschwindigkeit und Gasverbräuche vs. Wandstärke.....	101
Abbildung 50: Exemplarisch maximale, maschinelle Brennschneidschnittgeschwindigkeit und Gasverbräuche vs. Wandstärke.....	101
Abbildung 51: Plattengröße 1 500 x 500. Exemplarisch maximale, maschinelle Schnittleistungen in t/h und Kosten vs. Wandstärke.	102
Abbildung 52: Plattengröße 6 000 x 800. Exemplarisch maximale, maschinelle Schnittleistungen in t/h und Kosten vs. Wandstärke.	102
Abbildung 53: Plattengröße 1 500 x 500. Exemplarisch maximale, maschinelle Schnittleistungen in t/h und Kosten vs. Wandstärke	103
Abbildung 54: Exemplarisch mobile Schrottschere Lefort TRAX 1 000.	104
Abbildung 55: Errichterschiff <i>MPI Resolution</i>	108
Abbildung 56: Kranschiff <i>Seaway Strashnov</i>	109
Abbildung 57: Kranschiff <i>Svanen</i>	110

Abbildung 58: Kabelleger <i>Nduration</i> und <i>Ndeavor</i>	112
Abbildung 59: Self-propelled modular transporter.....	115
Abbildung 60: Rotorblattzerkleinerung mit einer Bagger-Beton-Kreissäge mit Nebeldüse.....	131
Abbildung 61: Seilsäge zur Rotorblattzerkleinerung.....	131
Abbildung 62: SeeOff-Zielhierarchie für den nachhaltigen Rückbau von Offshore-Windparks, einschließlich Kategorien, Aspekten, Zielen und Attributen.....	147
Abbildung 63: Überblick über die Rückbauprozesse.....	155
Abbildung 64: Auszug aus einer exemplarischen Dokumentation und Parametrisierung des Prozesses der Demontage von Windenergie-Gründungsstrukturen auf See.....	158
Abbildung 65: Balkendiagramm Kampagnen im Basisszenario.....	164
Abbildung 66: Balkendiagramm Rückbaukampagnen für Szenario 3, Feederkonzept WEA und WEA Gründungsstruktur.....	165
Abbildung 67: Gesamtdauer des Rückbaus von Offshore-Windparks (Minimal-, Mittel- und Maximalwerte) je Rückbauszenario.....	167
Abbildung 68: Legende Layout Hafenschrottplatz 400 m x 150 m und Anlanden von 8 WEA mit einem Errichterschiff.....	176
Abbildung 69: Hafenschrottplatz Layout Woche 1 bis 11. WEA und Kabel Zerkleinerung.....	177
Abbildung 70: Hafenschrottplatz Layout Woche 12 bis 14 und 15 bis 19, WEA, Kabel, TP und MP Zerkleinerung.....	178
Abbildung 71: Hafenschrottplatz Layout Woche 20 bis 21 und 22 bis 27, Kabel, TP, MP, OSS Zerkleinerung.....	179
Abbildung 72: Hafenschrottplatz Layout Woche 28 bis 57, TP, MP Zerkleinerung undd Woche 58 bis 63 Anlandung Kolkschutz an einer anderen aber vergleichbar großen Hafenkante.....	180
Abbildung 73: Szenario 3 exemplarisch. Anlieferung in höherer Frequenz (2 WEA alle 3,5 Tage, 2 TP und MP alle 8 Tage) auf kleineren Feederschiffen ohne Schiffskran.....	181
Abbildung 74: Nettokosten pro MW.....	186
Abbildung 75: Erwartete Kostenanteile Basisszenario.....	187
Abbildung 76: CO ₂ -Äquivalente (Minimal-, Mittel- und Maximalwerte) pro Rückbauszenario.....	193
Abbildung 77: CO ₂ -Äquivalente auf See und an Land je Rückbauszenario.....	194
Abbildung 78: Mittlere CO ₂ -Äquivalente pro Rückbauszenario für Rückbauprozesse auf See.....	195
Abbildung 79: Mittlere CO ₂ -Äquivalente pro Rückbauszenario für die verschiedenen Schiffe.....	195
Abbildung 80: Anteil des erhaltenen Artenreichtums für die Rückbauszenarien: (komplette) Entfernung der Gründungsstrukturen und des Kolkschutzes, in situ Verbleib des Kolkschutzes und Schneiden der Gründungsstruktur 3 m über dem Meeresboden und in situ Verbleib des Kolkschutzes.....	208
Abbildung 81: Ablaufschema Gefährdungsbeurteilung für die Bewertung im Forschungsprojekt <i>SeeOff</i>	213
Abbildung 82: Produktsumme der Gefährdungsmaße der Rückbauszenarien mit Minimal- und Maximalwerten.....	218
Abbildung 83: Gewichtetes Mittel der Gefährdungsmaßes (Gm) der unterschiedlichen Prozessoptionen.....	219
Abbildung 84: Histogramm des Gefährdungsmaßes (Gm) auf Aktivitätsebene.....	220

Abbildung 85: Gewichtung für Biodiversität, Wirtschaftlichkeit, Treibhausgasemissionen, Ressourceneffizienz und Arbeitssicherheit für alle Stakeholder, Beratungsunternehmen, Ministerium/Behörde, Offshore-Windparkbetreiber:in, Planungs-/Dienstleistungsunternehmen und Forschungsinstitut/Universität.	225
Abbildung 86: Gesamtnutzwerte der Nachhaltigkeit für die untersuchten Rückbauszenarien	231
Abbildung 87: Performanz des Basisszenarios je Entscheidungskriterium	232
Abbildung 88: Performanz des Rückbauszenarios <i>S1: Feederkonzept WEA</i> je Entscheidungskriterium	232
Abbildung 89: Performanz des Rückbauszenarios <i>S2: Feederkonzept WEA-Gründungsstrukturen</i> je Entscheidungskriterium.....	232
Abbildung 90: Performanz des Rückbauszenarios <i>S3: Feederkonzept WEA und WEA-Gründungsstrukturen</i> je Entscheidungskriterium.....	233
Abbildung 91 Performanz des Rückbauszenarios <i>S4: Entladung OSS mit SPMT</i> je Entscheidungskriterium	233
Abbildung 92: Performanz des Rückbauszenarios <i>S5: Kolkschutz in situ Verbleib</i> je Entscheidungskriterium	233
Abbildung 93: Performanz des Rückbauszenarios <i>S6: Seekabel in situ Verbleib</i> je Entscheidungskriterium	234
Abbildung 94: Performanz des Rückbauszenarios <i>S7: WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden</i> je Entscheidungskriterium.....	234
Abbildung 95: Performanz des Rückbauszenarios <i>S8: WEA-Gründungsstrukturen: Komplettentfernung</i> je Entscheidungskriterium	234
Abbildung 96: Performanz des Rückbauszenarios <i>S9: Schnitt mit Diamantseilsäge</i> je Entscheidungskriterium	235
Abbildung 97: Gesamtnutzwerte je Stakeholdergruppe und Rückbauszenario.....	236

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eingesetzte Antriebskonzepte und Generatoren in Offshore-Windenergieanlagen	8
Tabelle 2: Verwendete Glas- und carbonfaserverstärkten Kunststoffen (GFK und CFK) bei Offshore-Windenergieanlagen (WEA).....	9
Tabelle 3: Technische Daten von Beispielen der in der ausschließlichen Wirtschaftszone installierten Monopiles	11
Tabelle 4: Haupt- und Untergruppe von Stakeholdern, die am Offshore-Windpark-Rückbau direkt oder indirekt beteiligt sind.....	26
Tabelle 5: Stakeholder-Kategorien (Key Player, Keep informed und Minimal effort) je Stakeholder-Hauptgruppe für die Demontage, Logistik und Entsorgung von Offshore-Windparks.....	29
Tabelle 6: Sicherheitsleistungen für Offshore-Windparks in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone	48
Tabelle 7: Potentielle Änderungen gegenüber der Planung und As-Built-Dokumentation.....	55
Tabelle 8: Nach Standard Konstruktion anzuwendende technische Regelwerke	58
Tabelle 9: Schwellenwerte für Einträge in die Meeresumwelt	62
Tabelle 10: Anlagen nach Anhang 1 der 4. BImSchV, die im Rahmen der Entsorgung zum Einsatz mobil errichtet werden könnten	65
Tabelle 11: Gefährliche Abfälle beim Rückbau von OWP.....	66
Tabelle 12: Zusammenfassung der Anforderungen in Phase: Planung.....	70
Tabelle 13: Zusammenfassung der Anforderungen in Phase: Demontage auf See	71
Tabelle 14: Zusammenfassung der Anforderungen in Phase: Demontage und Zerkleinerung an Land sowie Verwertung und Beseitigung	71
Tabelle 15: Zusammenfassung der Anforderungen in Phase: Abschluss	71
Tabelle 16: Technische Daten der Referenz-Offshore-Windenergieanlage.....	75
Tabelle 17: Technische Daten des Referenz-Gondel-Equipments	75
Tabelle 18: Technische Daten der Referenz-Transition Piece.....	75
Tabelle 19: Technische Daten des Referenz-Monopiles	76
Tabelle 20: Abmessungen des Monopiles (MP) für unterschiedliche Rückbauvarianten	76
Tabelle 21: Technische Daten des Referenz-Kolkschutzes je Lokation	77
Tabelle 22: Technische Daten der Referenz-Innerparkverkabelung.....	77
Tabelle 23: Technische Daten des Referenz-Exportkabels.....	78
Tabelle 24: Technische Daten der Referenz-Offshore-Substation (OSS).....	78
Tabelle 25: Technische Daten des Referenz-Offshore-Substation-Equipments.....	79
Tabelle 26: Massenbilanz der Materialien des Referenz-Offshore-Windparks.....	81
Tabelle 27: Massenbilanz der Referenz-Windenergieanlagen.....	83
Tabelle 28: Berücksichtigung von weiteren Rückbau-assozierten Prozessen im Offshore-Windpark-Rückbau.....	86
Tabelle 29: Beim Rückbau des Offshore-Windparks zu erwartende AVV-Abfallschlüsselnummern sowie Beispiele für deren Herkunft.....	135
Tabelle 30: AVV Schlüsselnummern die beim Rückbau der Offshore-Substation anfallen können sowie Beispiele für deren Herkunft.....	137
Tabelle 31: Zielprofil "Wirtschaftliche Effizienz"	148

Tabelle 32: Zielprofil "THG-Emissionen"	150
Tabelle 33: Zielprofil "Biologische Vielfalt"	151
Tabelle 34: Zielprofil "Ressourceneffizienz"	152
Tabelle 35: Zielprofil „Arbeitssicherheit“	153
Tabelle 36: Kriterien für den Ausschluss und die Auswahl von Verfahrensoptionen.....	156
Tabelle 37: Übersicht der Rückbauszenarien inkl. Prozessoptionen.....	161
Tabelle 38: Sicherheitsfaktoren für die Berücksichtigung von Wetterrisiken	162
Tabelle 39: Überblick über die Kampagnendauern für die unterschiedlichen Prozessoptionen	166
Tabelle 40: Durchsatz und LKW Transporte je Schicht, Tag und Woche.....	173
Tabelle 41: Geschätzte Zerkleinerungsleistung je Mitarbeiter:in (MA) und Personalbedarf	174
Tabelle 42: Anzahl Großmaschinen vs. Zeit	174
Tabelle 43: Personal für Brennschneiden, Baumaschinenfahrer und Verwaltung.....	175
Tabelle 44: Kosten und Dauern des Fundamentrückbaus pro Standort	188
Tabelle 45: Kosten der Aktivitäten an Land verglichen mit den erwarteten Erlösen pro Lokation	189
Tabelle 46: Eingesparte Kosten pro Standort und entgangene Erlöse im Vergleich zum Basisszenario	190
Tabelle 47: Begriffe und Erläuterung der zur Berechnung der CO ₂ -Äquivalente verwendeten Variablen	191
Tabelle 48: Umrechnungsfaktoren in kg CO ₂ -Äquivalente für CO ₂ , CH ₄ und N ₂ O von Marine Gas Oil, Diesel und dem deutschen Strommix	192
Tabelle 49: CO ₂ -Äquivalente je Rückbauszenario	193
Tabelle 50: Rückbauszenarien im Hinblick auf verschiedene Rückbaumfänge von Windenergie(WEA)-Gründungsstrukturen, Kolkschutz und Seekabeln.....	197
Tabelle 51: Materialfluss und Wertung für Offshore-Windparks.....	198
Tabelle 52: Materialfluss und -masse, Recyclingrate und verwertete Massen des Basisszenarios.....	198
Tabelle 53: Recyclingrate und zurückgewonnene Massen in t für die Windenergieanlagen (WEA), WEA-Gründungsstrukturen, Kolkschutz, Seekabel, Offshore-Substation (OSS) und den gesamten Offshore-Windpark (OWP) für die verschiedenen Rückbauszenarien	200
Tabelle 54: Recyclingraten der Rückbauszenarien.....	201
Tabelle 55: Rückbauszenarien in Bezug auf den Umfang des Rückbaus von WEA- Gründungsstrukturen und Kolkschutz.....	202
Tabelle 56: Charakteristika der ausgewählten Offshore-Windparks.....	203
Tabelle 57: Anzahl der Proben pro Beprobungstiefe für Kolkschutz, für jedes Gründungsstruktur und alle Gründungsstruktur zusammengenommen.....	204
Tabelle 58: Artenreichtum und Anteil des erhaltenen Artenreichtums und Anzahl der Proben (n) für alle Proben und Kolkschutz für jede Windenergieanlagen(WEA)- Gründungsstruktur und alle Gründungsstrukturen zusammengenommen	205
Tabelle 59: Artenreichtum, Anteil des erhaltenen Artenreichtums und Anzahl der Proben (n) für alle Proben und Windenergieanlagen (WEA)-Gründungsstrukturen ≥ 22 m und Kolkschutz aggregiert von jeder Gründungsstruktur und alle Gründungsstrukturen aggregiert.....	206
Tabelle 60: Anteil des erhaltenen Artenreichtums der Rückbauszenarien	207
Tabelle 61: Ereignisse mit hohem Schadenpotential	211

Tabelle 62: Bewertungsmatrix Gefährdungsmaß	215
Tabelle 63: Einordnung der Maßnahmenklasse nach Gefährdungsmaß	216
Tabelle 64: Mittelwerte und \pm SD oder Minimal- (Min) und Maximalwerte (Max) der Entscheidungskriterien je Rückbauszenario.....	222
Tabelle 65: Punktevergabe für die Prioritätsanalyse zur Kriteriengewichtung	223
Tabelle 66: Teilnehmer:innen an der Umfrage nach Stakeholder-Hauptgruppe.....	224
Tabelle 67: Punkte für die Erfüllung der Entscheidungskriterien.....	227
Tabelle 68: Punkte für die Erfüllung (CF_{ij}) der Entscheidungskriterien für jedes Rückbauszenario	228
Tabelle 69: Entscheidungsmatrix.....	229
Tabelle 70: Entscheidungsmatrix, gewichtete Kriterienwerte und Ränge	230
Tabelle 71: Kriteriengewichte für die Sensitivitätsanalyse.....	237
Tabelle 72: Rangfolge (1 = Szenario mit dem höchsten Gesamtnutzwert bis 9 = Szenario mit dem niedrigsten Gesamtnutzwert) für die Rückbauszenarien je Fokus	238

Abkürzungsverzeichnis

AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
CFE-Tool	Controlled-Flow Excavation Tool
CFK	Carbonfaserverstärkter Kunststoff
DP	Dynamische Positionierungssystem (Dynamic Positioning)
DWCM	Diamond Wire Cutting Machine
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
IAC	Innerparkverkabelung (Inter array cable)
MP	Monopile
MPV	Mehrzweckschiff (Multi-Purpose Vessel)
OSS	Offshore-Substation
OWP	Offshore-Windpark
SPMT	Self Propelled Modular Transporter
TP	Transition Piece
WAS	Wasserabrasivstrahl
WEA	Windenergieanlage
WROV	Working-Class Remote Operated Vehicle
W2WV	Walk-to-Work Vessel

1 Allgemeine Rahmenbedingungen zum Rückbau von Offshore-Windparks

Die Europäische Union will mit dem Green Deal, dass Europa bis 2050 erster klimaneutraler Kontinent wird. Dazu sollen bis 2030 die Emissionen um 55 % gesenkt und das Energiesystem schrittweise dekarbonisiert werden. Einer der hieraus abgeleiteten Maßnahmen wird die „Ausschöpfung des vollen Potenzials der Offshore-Windenergie in Europa“ sein. Die Erneuerbaren Energien sollen bis 2030 insgesamt 40 % zum Endenergiebedarf betragen (European Commission o.J.). Die Langzeitstrategie der Europäischen Kommission nimmt dabei mindestens 300 GW installierte Offshore-Wind-Kapazität bis 2050 an (European Commission 19.11.2020).

Die neue Bundesregierung in Deutschland hat mit ihrem Koalitionsvertrag vom 24.11.2021 die Ausbauziele nachjustiert: „Die Kapazitäten für Windenergie auf See werden wir auf mindestens 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045 erheblich steigern. Dazu werden wir entsprechende Flächen in der Außenwirtschaftszone sichern. Offshore-Anlagen sollen Priorität gegenüber anderen Nutzungsformen genießen“ (SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP 2021, S. 57). Um für Deutschland 70 GW Ausbaupotenzial bis 2050 zu erreichen, müsste der jährliche Ausbau und die Ausweisung von Flächen drastisch erhöht werden, um auch den zukünftigen Rückbau zu kompensieren.

Bis Ende 2021 wurden bisher lediglich sechs Offshore-Windparks (OWP) mit einer Gesamtleistung von 38,5 MW zurückgebaut (World Forum Offshore Wind 2021). Bei einer angenommenen Betriebsdauer von 20 Jahren würde sich in Europa eine Prognose des Rückbaus von OWP wie in Abbildung 1 dargestellt, ergeben. Zu erkennen ist, dass die Anzahl der rückzubauenden Anlagen ab 2025 stetig ansteigen wird, mit einem deutlichen Peak Anfang der 30er Jahre.

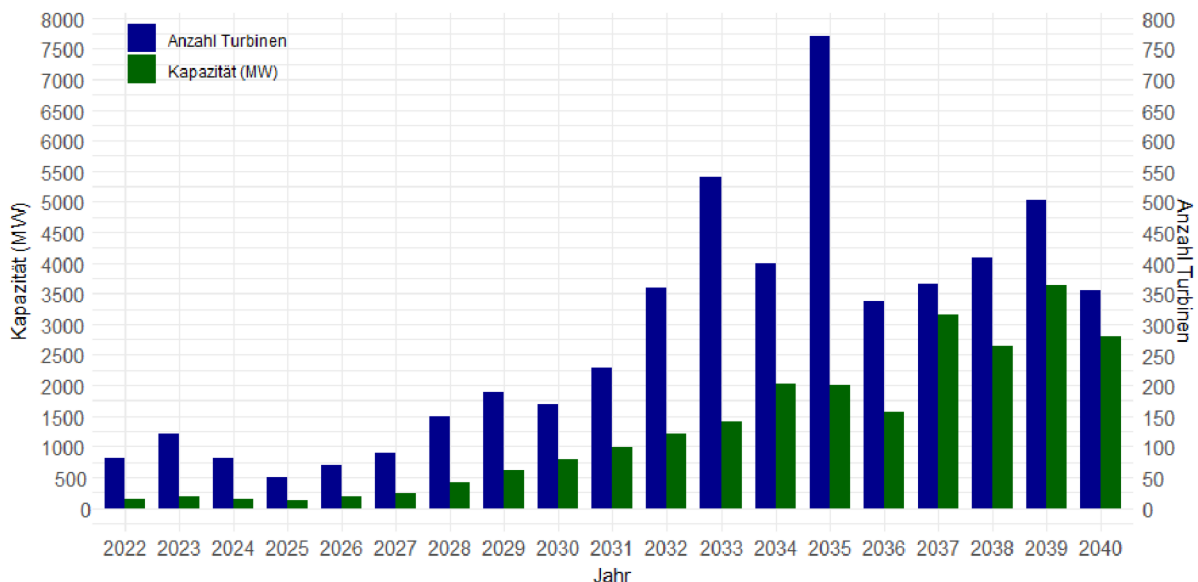


Abbildung 1: Prognostizierter Rückbau pro Jahr bis 2040, Europa. Quelle basierend auf WindEurope Statistiken zum Zubau bis 2020 (WindEurope) sowie (Topham et al. 2019a)

In Deutschland sind bis Ende 2021 insgesamt 28 OWP in Betrieb gegangen (4C OFFSHORE Ltd. o.J.), von denen der erste OWP 2030 (alpha ventus 2020) und alle übrigen bis 2040 ihre geplante Lebensdauer

erreichen werden. Der Rückbau des OWP *Yttre Stengrund* nach 15-jährigem Betrieb zeigt jedoch, dass eine Außerbetriebnahme auch vor Ablauf der Genehmigungsdauer erfolgen kann (4C OFFSHORE Ltd. 2017). Ursachen für eine frühzeitige Außerbetriebnahme von OWP können technische (z.B. hoher Instandhaltungsaufwand) oder betriebswirtschaftliche (z.B. Auslaufen der 8- bzw. 12-jährigen EEG-Anfangsvergütung) sein.

Strategische Überlegungen, wie die Nachnutzung von OWP-Flächen (analog Repowering an Land) mit Anlagen größerer Leistungsklasse, liegen dagegen bei OWP nicht in der Entscheidungshoheit der Betreiber:innen. Die Nutzung der Flächen ist über das Ausschreibungsmodell an Laufzeit und Befristung der bestehenden Genehmigung gebunden. Ob und in welchem Umfang Flächen von rückgebauten OWP für die Windenergienutzung wieder zur Verfügung stehen, wird im Flächenentwicklungsplan festgelegt. Darin heißt es, dass *„Ein Planfeststellungsbeschluss für eine Windenergieanlage auf See oder für eine Anlage zur sonstigen Energiegewinnung (...) werden befristet auf 25 Jahre erteilt. Eine nachträgliche Verlängerung der Befristung um höchstens fünf Jahre ist einmalig möglich, wenn der FEP keine unmittelbar anschließende Nachnutzung nach § 8 Abs. 3 WindSeeG vorsieht (vgl. § 48 Abs. 7 WindSeeG).“* (BSH 2020a) siehe Kapitel 7.2, S. 124.

Ist der OWP rückgebaut, würde im Falle der erneuten Ausweisung der Fläche zur Nutzung für die Energiegewinnung wieder eine Ausschreibung erfolgen, an der sich ein:e Projektentwickler:in, der nicht zwangsläufig später auch Betreiber:in ist, beteiligen kann. Konverterstationen haben eine wesentlich längere technische Lebensdauer und könnten daher über den Zeitpunkt des rückgebauten angeschlossenen OWP weiterbetrieben werden. Hier ist noch unklar, wie die weitere Entwicklung aussehen wird. Aus den oben genannten Gründen steht nach Ablauf der befristeten Nutzung in jedem Fall der Rückbau des OWP an (siehe Abbildung 2).

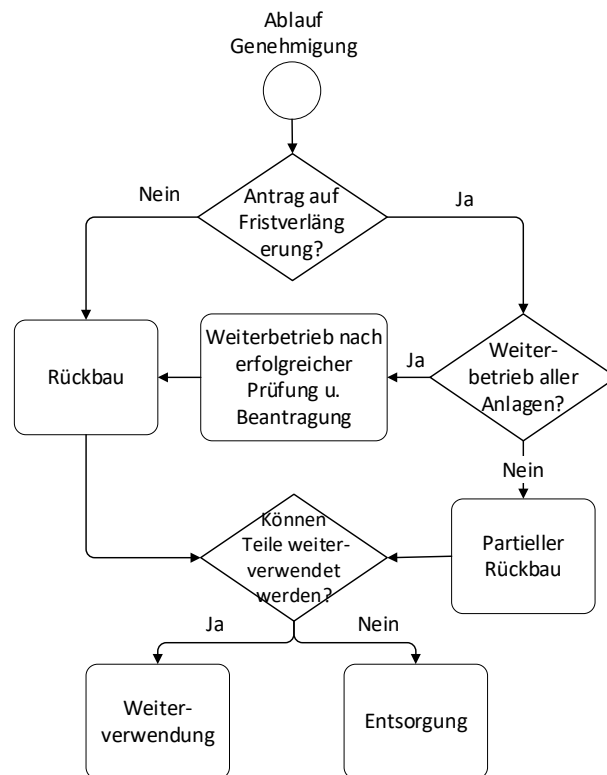


Abbildung 2: Handlungsoptionen nach Ablauf der Genehmigung von Offshore-Windparks (Projekt SeeOff)

1.1 Der Offshore-Windpark

1.1.1 Chancen und Herausforderungen des Ausbaus

Der erste OWP wurde 1991 vor Vindeby, Dänemark errichtet. Er bestand aus neun küstennah installierten Windenergieanlagen (WEA) auf Schwerkraftfundamenten mit einer Nennleistung von 450 kW. Seither hat der Ausbau der Offshore-Windenergie eine rasante technische Entwicklung erfahren und gilt deshalb als Hoffnungsträger für die Energiewende. Eine Übersicht der in Nord- und Ostsee errichteten OWP verschafft die Karte in Abbildung 3.

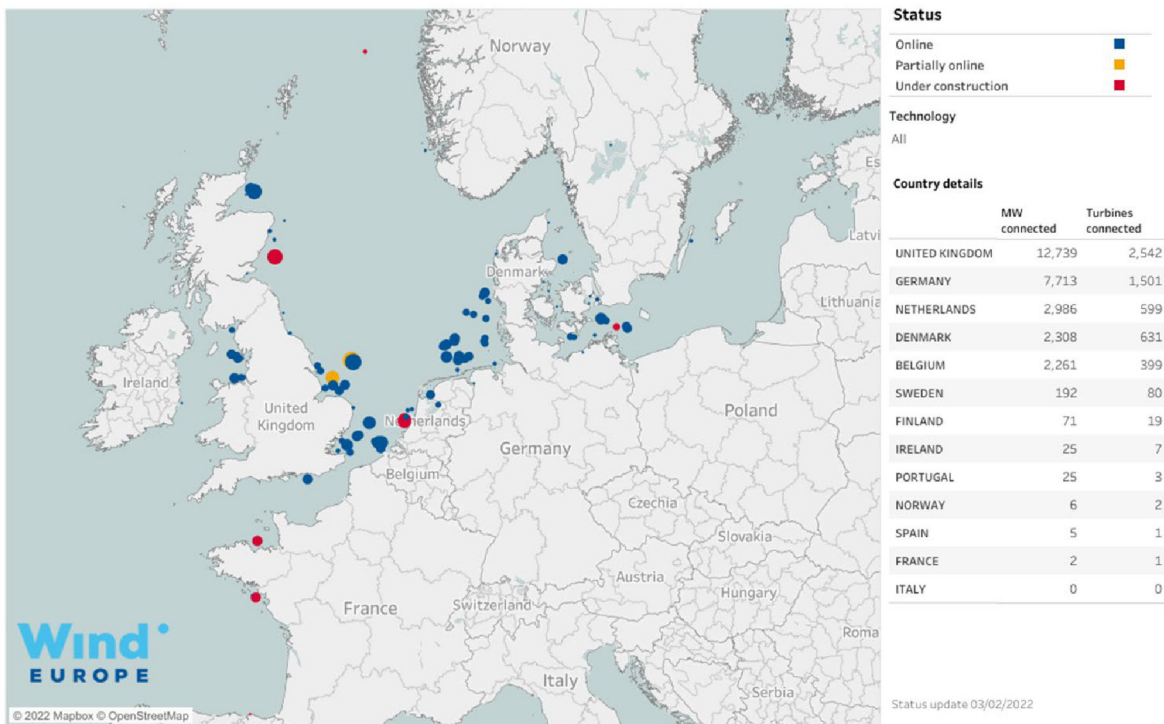


Abbildung 3: Windparkstandorte sowie Status in der Nord- und Ostseeregion (WindEurope 2021a)

Eine Herausforderung und einen wesentlichen Kostentreiber der Energieerzeugung stellen die immer größer werdenden Küstenentfernungen dar, die je nach geographischen Gegebenheiten der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), für eine höhere Volllaststundenzahl oder aufgrund Platzmangels in Kauf genommen werden müssen (siehe Abbildung 4)

In Deutschland handelt es sich dabei um besonders hohe mittlere Küstenentfernungen aufgrund der räumlichen Gegebenheit der AWZ.

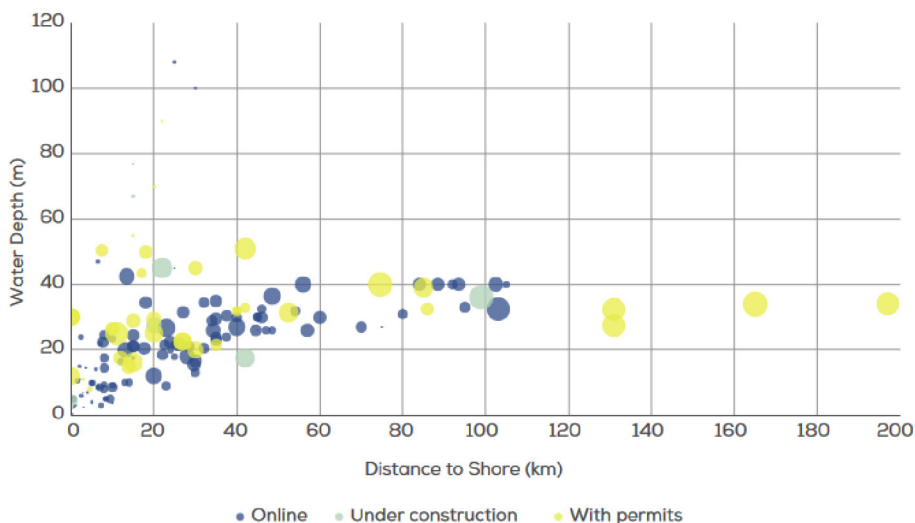


Abbildung 4: Mittlere Wassertiefe und Küstenentfernung von Offshore-Windparks in Europa (WindEurope 2021b). Die Blasengröße verdeutlicht die Anzahl der Anlagen.

Mit größerer Küstenentfernung steigt in der Regel auch die Wassertiefe, die ein wichtiger Faktor für das Design des OWP und seiner Anlagen und damit auch für den Rückbau darstellt. Eine Übersichtskarte zeigt die in Betrieb befindlichen OWP in der AWZ der Nordsee sowie deren Bathymetrie (Abbildung 5).

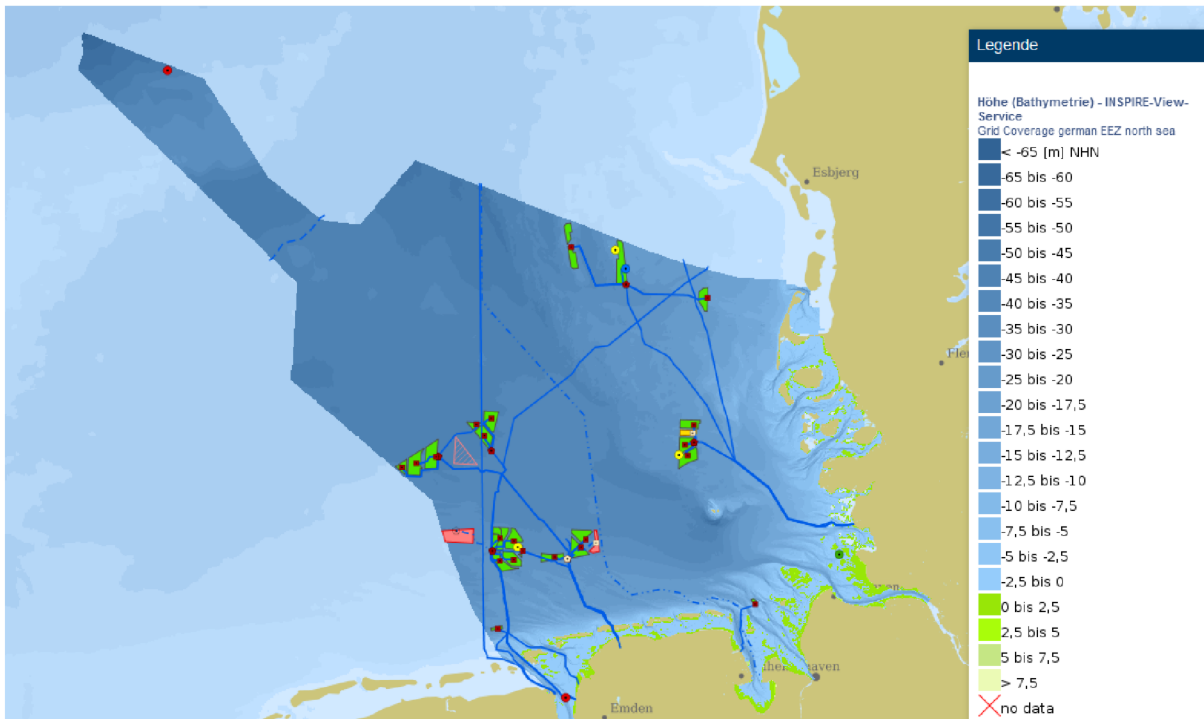


Abbildung 5: Übersichtskarte der deutschen Offshore-Windparks in der Nordsee sowie Wassertiefe (BSH 2020b)

Die rückzubauenden WEA werden mit den Jahren in ihren Abmessungen und Nennleistungen zunehmen und mit Ihnen die Anforderungen an die Schiffslogistik, um die Infrastrukturkomponenten der Windparks zurückzubauen (siehe Abbildung 6).

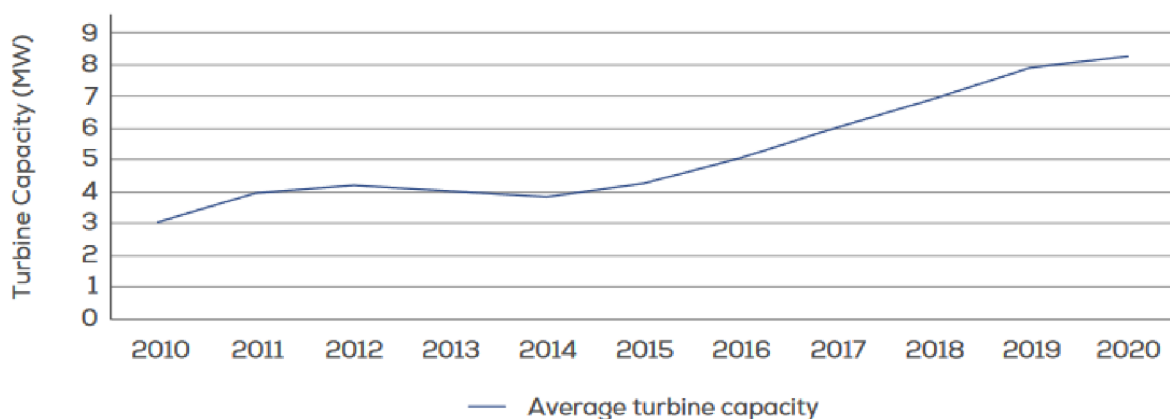


Abbildung 6: Durchschnittliche installierte Turbinennennleistung offshore bis 2020 (WindEurope 2021b)

Als Beispiel sei der geplante britische OWP *Sofia* genannt, der WEA mit einer Nennleistung von 14 MW vorsieht. Eine einzige WEA kommt damit auf mehr als die dreifache Nennleistung des gesamten OWP *Vindeby*. Der OWP *Sofia* umfasst 100 Anlagen und damit eine Gesamtleistung von 1,4 GW

(OffshoreWIND 30.11.2021) – so viel wie die größten Kernkraftwerke Deutschlands, die bis spätestens Ende 2022 außer Betrieb gehen werden. Für den Rückbau gibt es hier einen wesentlichen Unterschied: bei Kernkraftwerken rechnet man mit Rückbaudauern von 15-20 Jahren (Deutscher Bundestag 2020), beim Rückbau von OWP sind weit geringere Zeiträume und Folgekosten sowie Risiken zu erwarten.

1.1.2 Komponenten eines Offshore-Windparks

Alle OWP in der deutschen AWZ können in die unten genannten Komponenten unterteilt werden. Dabei liegt die Betreiberverantwortung bei allen Komponenten mit Ausnahme des AC-Exportkabels. Nachfolgend werden die Komponenten von den in der deutschen AWZ errichteten OWP beschrieben:

- die Windenergieanlage,
- die Gründungsstrukturen der WEA,
- das Offshore-Substation (OSS),
- die Gründungsstruktur der OSS,
- der Kolkenschutz,
- die Innerparkverkabelung (IAC) und
- das AC-Exportkabel.

1.1.2.1 Windenergieanlagen

Bisher wurde eine Reihe unterschiedlicher WEA-Anlagengrößen in der deutschen AWZ errichtet (siehe Abbildung 7). Anlagen der Nennleistungsklassen 3-4 und 6-7 MW wurden am häufigsten installiert. In der Nennleistungsklasse 3-4 MW sind dies die Anlagen des Typs Siemens SWT-3.6-120 Offshore, die nach Marktstammdatenregister bis ins Jahr 2015 in sieben OWP verbaut wurden. Die danach am häufigsten installierte WEA ist die SWT-6.0-154 von Siemens Gamesa, sowie die Senvion 6.2 M126.

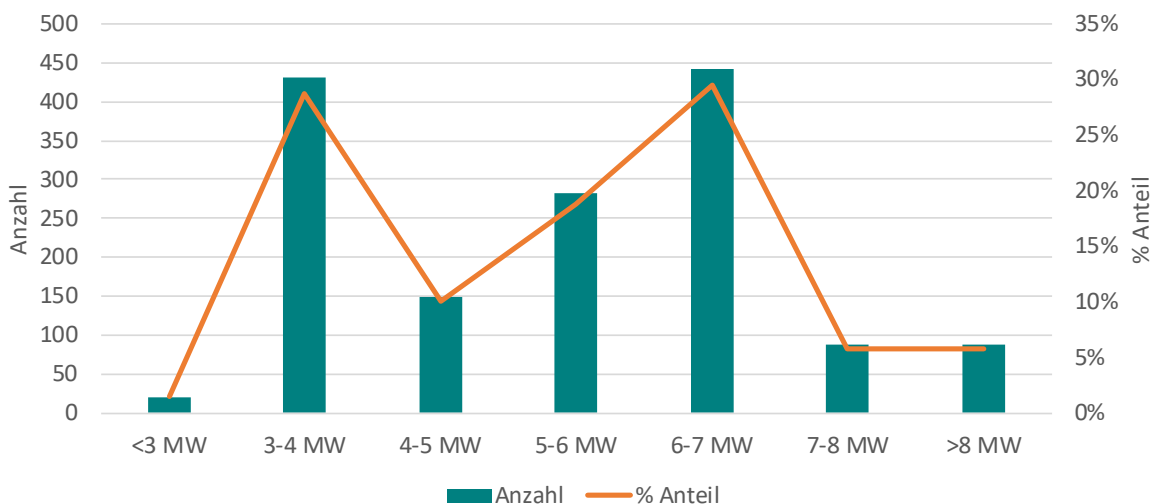


Abbildung 7: Verteilung der in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone errichteten Anlagengrößen (wind-turbine.com 2021)

Die WEA-Typen unterscheiden sich unter anderem im Triebstrangkonzzept, der Nennleistung, dem Gewicht der Großkomponenten, der Nabhöhe und der verbauten Materialien. Die Nennleistung der

Turbinen ist dabei nicht entscheidend für die Demontage der WEA. Jedoch sind Gewicht und Nabenhöhe wichtige Parameter für die Demontage.

In der nachfolgenden Beschreibung der Großkomponenten wird der Fokus auf die für den Rückbau wichtigen Parameter Gewicht, Höhe und Werkstoffe gelegt, wobei eine genauere Beschreibung der Materialzusammensetzung im Kapitel 3 erfolgt.

1.1.1.1 Turm

Der Turm ist Teil der Tragstruktur der WEA. Im Inneren des Stahlrohrturms, im Turmfuß, befinden sich in der Regel der Transformator und der Wechselrichter des Umrichters, wenn diese nicht in der Gondel platziert sind. Im Turmkopf befinden sich die Azimutantriebe. Die Leistungs- sowie Mess- Steuer- und Regel-Kabel verlaufen in Kabelschächten durch den gesamten Turm, in dem sich auch das Aufstiegsystem, Zwischenböden und der Aufzug befinden (Kaiser und Snyder 2012b).

Stahltürme bestehen in der Regel aus unlegiertem Stahl. In der Herstellung werden Stahlplatten gewalzt und zu einzelnen Segmenten zusammengeschweißt. Die einzelnen Turmsegmente werden im Rahmen der Installation miteinander verschraubt. Aus Korrosionsschutzgründen werden die Stahltürme mehrlagig beschichtet.

Das Gewicht des Turms ist projektspezifisch und ist unter anderem abhängig von der jeweiligen Nabenhöhe und den der Dimensionierung zu Grunde liegenden Lasten. Für eine Repower 5M, wie sie im Offshore-Windpark *alpha ventus* errichtet sind, liegt das Gewicht des Turms nach (Kaiser und Snyder 2012b) bei 210 t.

1.1.1.2 Gondel

In der Gondel befinden sich die Komponenten des Antriebsstranges. Dies sind in der Regel:

- die Antriebswelle,
- das Getriebe (je nach Ausführung),
- der Generator,
- die Bremse.

Als Generatoren kommen sowohl doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren, Asynchrongeneratoren mit Käfigläufer sowie permanenterregte Synchrongeneratoren zum Einsatz. Permanenterregte Synchrongeneratoren kommen sowohl in WEA mit direktem Antrieb und mit indirektem Antrieb (d.h. ohne oder mit Getriebe) vor. Das Getriebe, die Bremse und der Generator sind mit dem Maschinenträger verbunden. Die Unterscheidung der Triebstrangkonzeppte ist wichtig für die verbauten Materialien. In Tabelle 1 sind die in der deutschen AWZ installierten WEA-Typen (Stand: Inbetriebnahme vor 2020) und die jeweils eingesetzten Generatoren aufgeführt.

Tabelle 1: Eingesetzte Antriebskonzepte und Generatoren in Offshore-Windenergieanlagen (WEA) (Datenbasis: (2011 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC) 2011; Arentegui 2014)) (IA = Indirekter Antrieb, DA = Direkter Antrieb; SCIG = Asynchrongenerator mit Käfigläufer, DFIG = doppeltgespeister Asynchrongenerator, PMSG = permanenterregter Synchrongenerator)

WEA-Typ	Antrieb	Generator
Siemens SWT-3.6-120	IA	SCIG
Siemens SWT-4.0-130	IA	SCIG
Siemens SWT-6.0-154	DA	PMSG
Siemens SWT-7.0-154	DA	PMSG
Repower 5M	IA	DFIG
Senvion 6.2M126	IA	DFIG
Adwen M5000-116	IA	PMSG
Adwen M5000 - 135	IA	PMSG
GE Haliade 150-6	DA	PMSG
MHI Vestas V164-8.0	IA	PMSG
Bard 5.0	IA	DFIG

Weitere Komponenten in der Gondel sind:

- der Frequenzumrichter (oder ein Teil davon),
- Teile der Anlagensteuerung,
- der Transformator (bei einzelnen WEA-Typen)
- ein Kran
- Azimutantriebe

Auf der Gondel befindet sich bei in der Regel:

- die Windenbetriebsfläche,
- das Windmesssystem,
- die Flughindernissbefehung.

Gemäß (Kaiser und Snyder 2012b) ist die Gondel üblicherweise die schwerste Großkomponente einer WEA und demnach mit ausschlaggebend für die Wahl des Installationsschiffes. Das Gewicht der Gondel bewegt sich zwischen 140 t bei einer Siemens SWT-3.6-120 Offshore und 390 t bei einer MHI Vestas V164-8.0. Bei annähernd gleicher Nennleistung können die Gondelgewichte jedoch auch deutlich voneinander abweichen. Dies liegt unter anderem an der unterschiedlichen Konstruktion des Triebstranges (Hau 2014).

1.1.2.2 Rotor

Der Rotor besteht aus den Rotorblättern und der Nabe. In der Nabe sind die Systeme zur Verstellung der Rotorblätter (Pitch-System) sowie deren Regelsysteme verbaut. Abhängig vom Anlagentyp handelt

es sich beim Pitch-System um ein hydraulisches oder elektrisches System zur Verstellung des Blattwinkels.

Die Rotorblätter werden aus faserverstärktem Verbundmaterial, einem Verbund aus Kunstharz und Fasern hergestellt. Das überwiegend eingesetzte Fasermaterial ist die Glasfaser. Zur Verstärkung an stark belasteten Bereichen des Rotorblatts bzw. als Verstärkungsgurt, sowie im Bereich der Nabe wird auch carbonfaserverstärkter Kunststoff (CFK) eingesetzt. Die Menge variiert dabei von Hersteller zu Hersteller (Quicker und Stockschräder 2021). CFK wird erst ab einer Rotorlänge von etwa 40 m eingesetzt, wobei Rotordurchmesser bis 120 m auch in reiner glasfaserverstärkter Kunststoff-Bauweise (GFK) möglich sind (Hau 2016). Tabelle 2 gibt einen Überblick über den Einsatz von CFK in den Anlagen, die in der deutschen AWZ der Nordsee verbaut sind.

Tabelle 2: Verwendete Glas- und carbonfaserverstärkten Kunststoffen (GFK und CFK) bei Offshore-Windenergieanlagen (WEA) (Datenbasis: (Weise 2015; Siemens AG 2015, 2016; Durstewitz und Lange 2016; Kellner 2018))

WEA-Typ	GFK	CFK
Siemens SWT-3.6-120	x	
Siemens SWT-4.0-130	x	
Siemens Gamesa SWT-6.0-154	x	
Repower 5M	x	x
Senvion 6.2-M126	x	
Adwen M5000-116	x	x
Adwen M5000-135	x	
GE Haliade 150-6MW	x	
MHI Vestas V164-8.0	x	x
Bard 5.0	x	

Das Gewicht des Rotors ist für die Kranauslegung nicht maßgeblich, da es bei allen WEA geringer ist als das Gewicht der Gondel.

1.1.2.3 Gründungsstrukturen der Windenergieanlagen

Die Verbindung zwischen WEA und Meeresboden wird durch die sogenannte Gründungsstruktur hergestellt. Dabei haben sich im Laufe der Zeit verschiedene Gründungsstrukturen herausgebildet. Während das Jacket und der Tripod auf drei oder vier Positionen im Meeresgrund verankert wird, ist der Monopile (MP), dem Namen entsprechend, ein einzelnes Rohr, welches in den Meeresgrund gerammt wird.

Wie Abbildung 8 zu entnehmen, ist die MP-Gründung, die am meisten eingesetzte Technologie in Deutschland, laut den Statistiken von WindEurope auch in Europa (WindEurope 2021b). Jackets, Tripods und Tripiles sind ebenfalls in signifikanter Stückzahl realisiert. Suction Buckets kommen bislang nur bei wenigen WEA und erstmalig in 2018 als Gründungsstruktur zum Einsatz. Ein weiterer Fundamenttyp -

das Schwerkraftfundament, war bis Ende 2020 in der Nordsee mit 289 Einheiten vertreten (WindEurope 2021b), konnte sich jedoch in der deutschen AWZ nicht durchsetzen. Diese Art Fundamente können gut für Meeresböden mit hoher Tragfähigkeit eingesetzt werden (Esteban et al. 2019a), bedürfen jedoch einer Vorbereitung des Untergrunds (Abbildung 9).

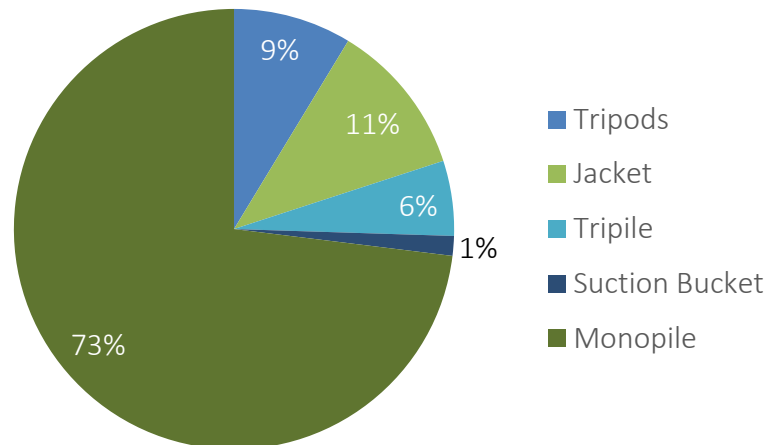


Abbildung 8: Verteilung der Gründungsstruktur-Typen in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (exklusive Windparks in der 12 Seemeilen Zone). (Fraunhofer IWES), Stand Dezember 2021

Vermutlich aufgrund der Einfachheit und dem günstigeren Kostenverhältnis der MP-Gründungen, sind diese auch in Gesamteuropa Ende 2020 mit über 4 500 Einheiten am häufigsten vertreten (WindEurope 2021b). MP-Fundamente bestehen aus einem primären Fundamentrohr, welches tief in den Meeresgrund gerammt oder einvibriert wird (Abbildung 9). Der Vorteil einer MP-Gründung ist, dass man diese im Vergleich zu anderen Gründungsstrukturen schnell installieren kann, da meist keine aufwendigen Vorarbeiten am Meeresgrund vorgenommen werden müssen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019).

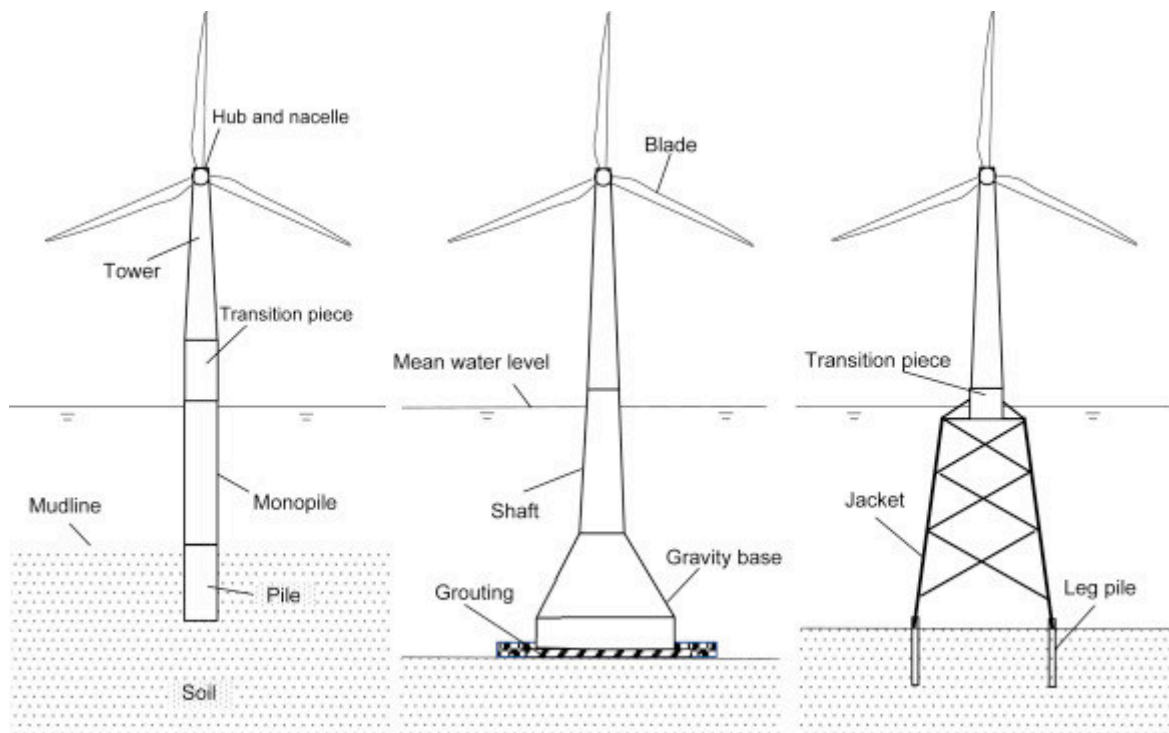


Abbildung 9: Prinzipskizze unterschiedlicher Fundamenttypen (v.l. Monopile, Schwergewichtsfundament und Jacket) (Jiang 2021)

In Tabelle 3 sind die technischen Daten von einigen in der AWZ installierten MP-Gründungsstrukturen dargestellt. Es ist ersichtlich, dass diese sowohl in ihrer Länge, dem Durchmesser und dem Gewicht je nach Projekt und Standort der WEA stark voneinander abweichen. Besonders hervorzuheben sind die im Projekt *Veja Mate* mit ca. 1 300 t gegenwärtig schwersten installierten Monopiles (Boskalis 2016) in der deutschen AWZ. Das Cluster Nördlich Austergrund weist gemäß Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) die gegenwärtig größten Wassertiefen mit 39-41 m auf, in der MP errichtet wurden.

Tabelle 3: Technische Daten von Beispielen der in der ausschließlichen Wirtschaftszone installierten Monopiles (Katharina Garus, Per Aarsleff Holding A/S 13.04.2011; Steelwind Nordenham 29.06.2017; Boskalis 2016)

Windpark	Länge in m	Durchmesser in m	Gewicht in t
<i>Baltic 2</i>		5,7-6,0	550-860
<i>DanTysk</i>	65,0	6,0	730
<i>Merkur Offshore</i>	58,5-72,6	6,0-7,8	703-970
<i>Veja Mate</i>	max. 82,2	max. 7,8	ca. 1 300

Als weitere Gründungsform, die häufig auch für OSS verwendet werden, sind Jacket-Strukturen zu nennen. Jacket-Fundamente bestehen aus einer vierbeinigen fachwerkartigen Stahlkonstruktion, die entweder mit pile sleeves oder als offene Rohrstruktur enden, die die in den Meeresboden vibrierten oder gerammten Fundamentpfähle aufnehmen (Abbildung 9). Die Fundamentpfähle und Jacket-Strukturen werden über eine Betonverfüllung des Annulus zwischen Rammpfahl und Sleeve oder Rohrstruktur miteinander verbunden (Groutverbindung). Jacket-Gründungen sind wettbewerbsfähig

für Wassertiefen von 50-70 m (Dong et al. 2011), trotz der Herausforderungen in Lagerung und Logistik (Thomsen 2014). Zuletzt erwähnt seien hier Tripoden, die aus einem zentralen Gründungsrohr, welches das Transition Piece (TP) und somit die WEA aufnimmt, bestehen. Diese ist mit einer dreibeinigen Gründungsstruktur aus Stahl verbunden. Zentral zweigen drei Rohre schräg ab, die am Meeresboden untereinander bzw. mit dem Zentralrohr der WEA verstrebt sind. Der Tripod wird über Fundamentpfähle, welche in den Meeresboden gerammt werden, verankert. Auch hier wurde häufig eine Groutverbindung zwischen Fundamentpfählen und Tripod-Struktur verwendet. Tripods eignen sich für Wassertiefen von 20-80 m. Eingesetzt werden sie meist bei relativ ebenen Meeresböden. Tripods eignen sich eher weniger für steinige Untergründe (BMW 2019).

Für den zukünftigen Windenergieausbau auf See sind schwimmende Anlagen von großer Bedeutung, da mit zunehmender Küstenentfernung die Meerestiefe zunimmt, sowie in einigen Gebieten Europas (z.B. vor Spanien und viele Mittelmeerküsten) der Kontinentalschelf sehr gering ausgeprägt ist. Daher liegt ein Forschungsschwerpunkt gegenwärtig auf der Weiterentwicklung dieser Strukturen. Zur Positionshaltung werden verschiedene Mooring und Ankersysteme verwendet (Abbildung 10). Zu den häufigsten Mechanismen, um ein hydrostatisches Gleichgewicht zu halten, gehören vgl. (Hautmann 2020):

- Spar-Buoys: hier handelt es sich um große, hohle Beton- oder Stahlzylinder, die ca. 200 m Wassertiefe benötigen und deshalb aufwendig zu installieren sind.
- Halbttaucher-Plattformen: meist drei- oder viereckige Gerüste aus Beton oder Stahl, die eine besonders geringe Neigung des Windrads versprechen. Dieses System trägt die momentan größten schwimmenden Windturbinen vor der Küste Portugals. Manche Plattformen arbeiten mit aktiven Dämpfungspools, in denen große Mengen Wasser hin- und her gepumpt werden und somit Wellenbewegungen ausgleichen. Ihr Vorteil liegt darin, dass sie an Land in einem Trockendock aufgebaut und getestet sowie ggf. repariert werden können.
- Tension-Leg-Plattformen: sind häufig rechteckige Auftriebskörper, die von straff gespannten Leinen oder Ketten leicht unter Wasser gezogen und verspannt werden. Auch sie an Land in einem Trockendock aufgebaut und getestet werden.

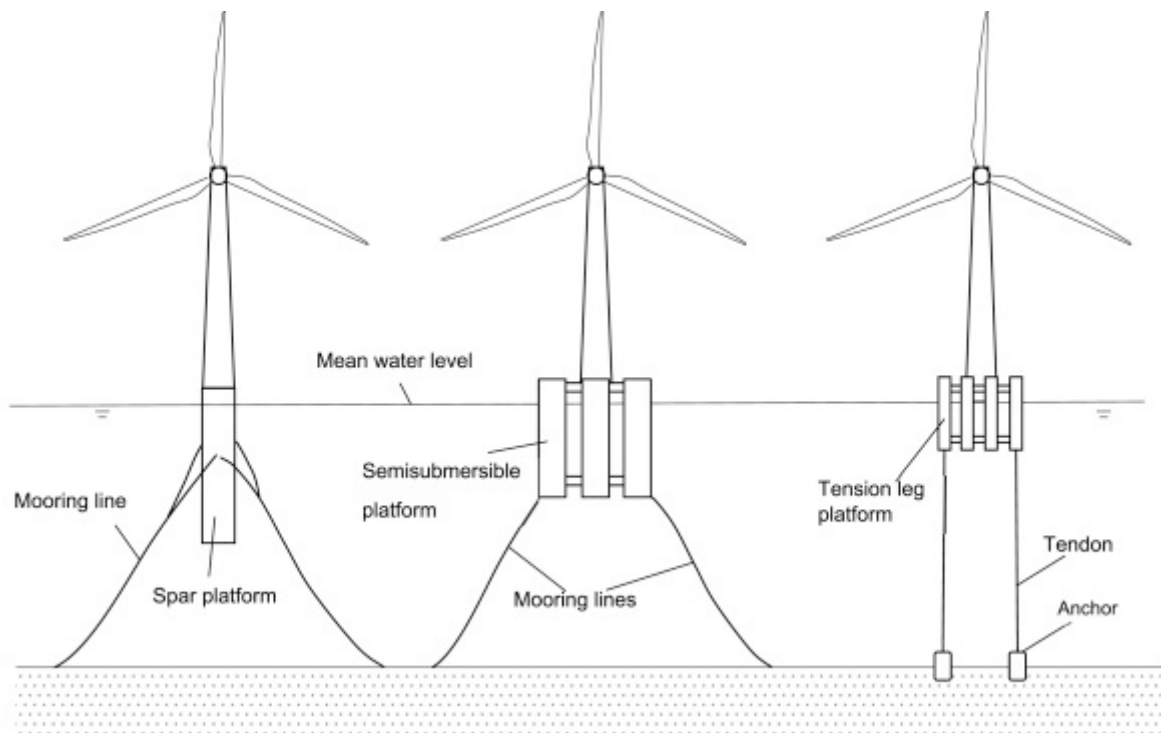


Abbildung 10: Prinzipskizze von Spar-Buoy, Halbtaucher Plattformen und Tension-leg Plattformen für schwimmende WEA (Jiang 2021)

Gründungsstrukturen bestehen bei Stahlstrukturen vorrangig aus unlegiertem und unbeschichtetem Stahl. Weiterhin sind bis zu geringen Wassertiefen Korrosionsschutzbeschichtungen denkbar (s. Beschichtungssysteme beim Turm). Ebenfalls kommen kathodische Korrosionsschutzsysteme (KKS, passiv über Opferanoden oder aktiv über Netzteile) in Betracht.

1.1.2.4 Transition Piece

Das TP wird auf der Gründungsstruktur platziert und verbindet die Gründungsstruktur mit dem Turm der jeweiligen WEA (Abbildung 12). Außen am TP sind unter anderem das Boatlanding, das Zugangssystem (Leitern), Zwischenplattformen und ein Geländer montiert. Darüber hinaus befindet sich auf der Außenplattform des TP üblicherweise ein Servicekran. Im Inneren des TP befinden sich üblicherweise ein Transformator, die Mittelspannungs-Schaltanlage sowie das Korrosionsschutzsystem. Bei Jackets, Tripods und Tripiles wird das TP schon an Land mit der Gründungsstruktur verbunden. Bei MP ist das TP entweder über eine Schraub- oder eine Grout-Verbindung mit dem Gründungselement verbunden.

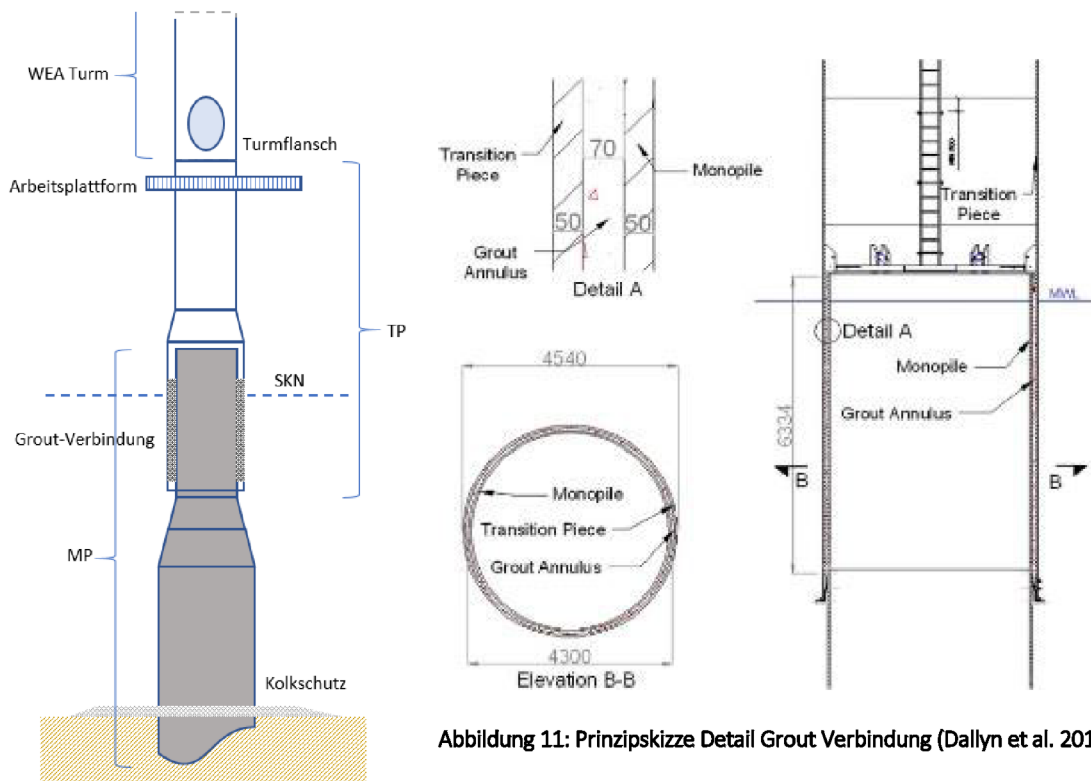


Abbildung 11: Prinzipskizze Detail Grout Verbindung (Dallyn et al. 2017)

Abbildung 12: Abgrenzung der relevanten Baugruppen (Prinzipskizze) (Projekt SeeOff)

Als Grouting bezeichnet man das Befüllen des Zwischenraums von MP und TP mit einem unter Wasser härtenden Beton (siehe Abbildung 11). Die Schichtdicke des Grouting beträgt in etwa 50 mm bis 130 mm. Da bei dieser Verbindungsart auf Flansche verzichtet werden kann, ist sie vergleichsweise günstig. Im Hinblick auf die Demontage ist diese Verbindung allerdings zunächst irreversibel. Die Flanschverbindung hingegen birgt zwar einen hohen Materialaufwand durch die Vorfertigung von Flanschen mit großem Durchmesser und großer Wandstärke, kann allerdings wieder getrennt werden. Bei einer Flanschverbindung wird das TP auf das MP gesteckt (Schraublöcher) und mit Bolzen befestigt.

1.1.2.5 Kolkchutz

Kolke entstehen durch eine Wechselwirkung am Meeresboden zwischen den Gründungsstrukturen und dem Wasser. Es handelt sich um ein hydraulisches Problem, bei dem vorhandene Strömungen bei Hindernissen Kolke verursachen und Vertiefungen direkt an den Gründungsstrukturen im Meeresboden entstehen. Die Kolkentwicklung ist von diversen Faktoren wie z.B. der Fließgeschwindigkeit und Bodenbeschaffenheit beeinflusst.

Um der Kolkbildung entgegenzuwirken, werden unterschiedliche Systeme verwendet. Zu den häufigsten zählen nach (Esteban et al. 2019b):

- „concrete mattress“ oder „block mats“, die um den Gründungspfahl herum verlegt werden,
- Riprap, auf Basis von Naturstein, Kies oder Sand (Abbildung 13)

- Geocontainer wie z.B. geotextile Sandcontainer (Naue GmbH & Co. KG o.J.) „Basalt bags“ (Arnold Jäger Holding GmbH o.J.), mit Steinen oder Sand befüllt,
- oder andere innovativere Formen wie beispielsweise SSCC front mats (SSCS o.J.)

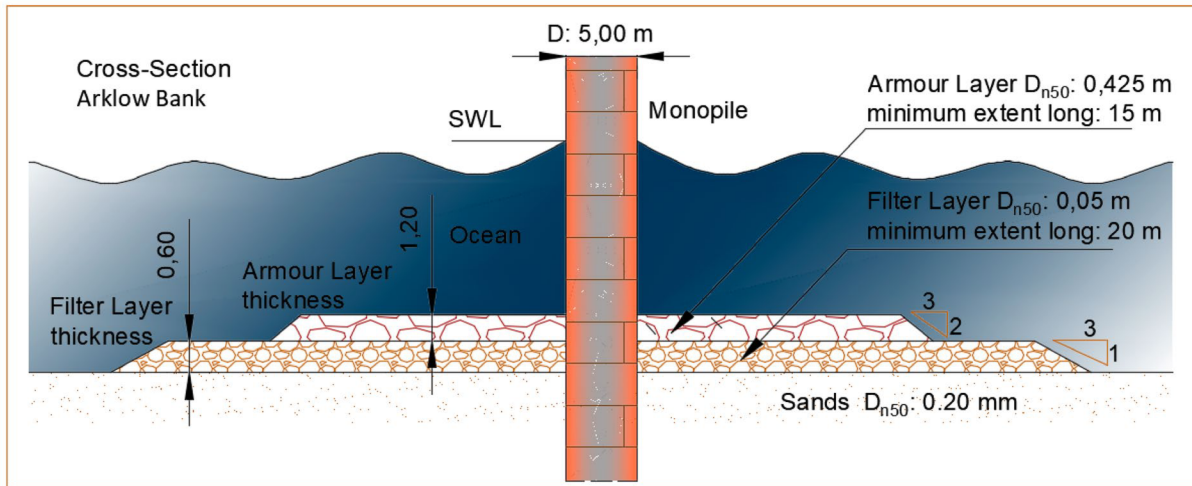


Abbildung 13: Schematische Darstellung eines riprap Kolkenschutzsystems (Esteban et al. 2019b) für den OWP Arklow Bank 1

1.1.2.6 Übertragungssystem

Je nach Entfernung und Größe des OWP werden verschiedene Anbindungstechnologien eingesetzt. Dafür sind im Wesentlichen zwei Faktoren für die Anbindung und Art des Übertragungssystems entscheidend: die Entfernung zwischen OWP und technisch möglichem Anschlusspunkt am Festland sowie die übertragene Strommenge (Andersen und Xu 2004; Volker et al. 2008). Folgende Optionen, auch in Abbildung 14 schematisch dargestellt, sollen hier erwähnt werden:

- a. Sammlung und Übertragung mittels Drehstromkabel
- b. Sammlung mittels Drehstromkabel und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung an Land

Sammlung und Übertragung mittels Drehstromkabel: Der konstruktive Aufbau eines für die Netzanbindung typischen dreischichtigen isolierten Kabels entspricht einem typischen Zylinderkondensator. Dadurch hat ein solches Kabel ein kapazitives Verhalten und es fließt im Normalbetrieb im Kabel zusätzlich zum gewünschten Laststrom, ein kapazitiver Ladestrom. Dies hat zur Folge, dass eine maximale Kabellänge von ca. 60-80 km für den Netzanschluss von Windparks in einem 50 Hz AC-System des europäischen Verbundnetzes der ENTSO-E möglich ist (Becker et al. 2017). Typischerweise handelte es sich bis dato um 33 kV Verbindungen (Hopewell et al. 2006). Zuletzt wurden jedoch auch 66 kV Lösungen, auch für die IAC untersucht und angeboten (Prysmian Group). Nach der Sammlung wird der Strom in der Umspannstation auf Übertragungsniveau, in der deutschen AWZ typischerweise von 33 kV auf 66 kV oder 155 kV, hochtransformiert und anschließend zum Netzanschlusspunkt an Land übertragen. Als Beispiele sind hier die Einzelanbindungen der OWP in der 12 Seemeilenzone zu nennen mit *RIFFGAT* und *Nordergründe* in der Nordsee oder *Baltic 1* in der Ostsee. An Land wird der Strom in einer Umspannstation weiter auf Mittelspannungsebene mit 220 kV hochtransformiert und übertragen.

Sammlung mittels Drehstromkabel und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung an Land: Für die OWP in der AWZ ist eine andere Anbindungstechnologie üblich: Nach dem Umspannwerk wird der Strom zunächst an eine Konverterstation übertragen, in der der Strom in Gleichstrom umgewandelt und anschließend mit einem DC Seekabel zu einer weiteren Konverterstation an Land geführt wird, bevor er als Wechselstrom wieder ins Netz eingespeist werden kann. Diese Anbindungstechnologie ist bei einer Entfernung von über 100 km und 200 MW sinnvoll, da sie kostengünstiger und mit weniger Übertragungsverlusten über längere Distanzen verbunden ist (Ackermann und Söder 2005).

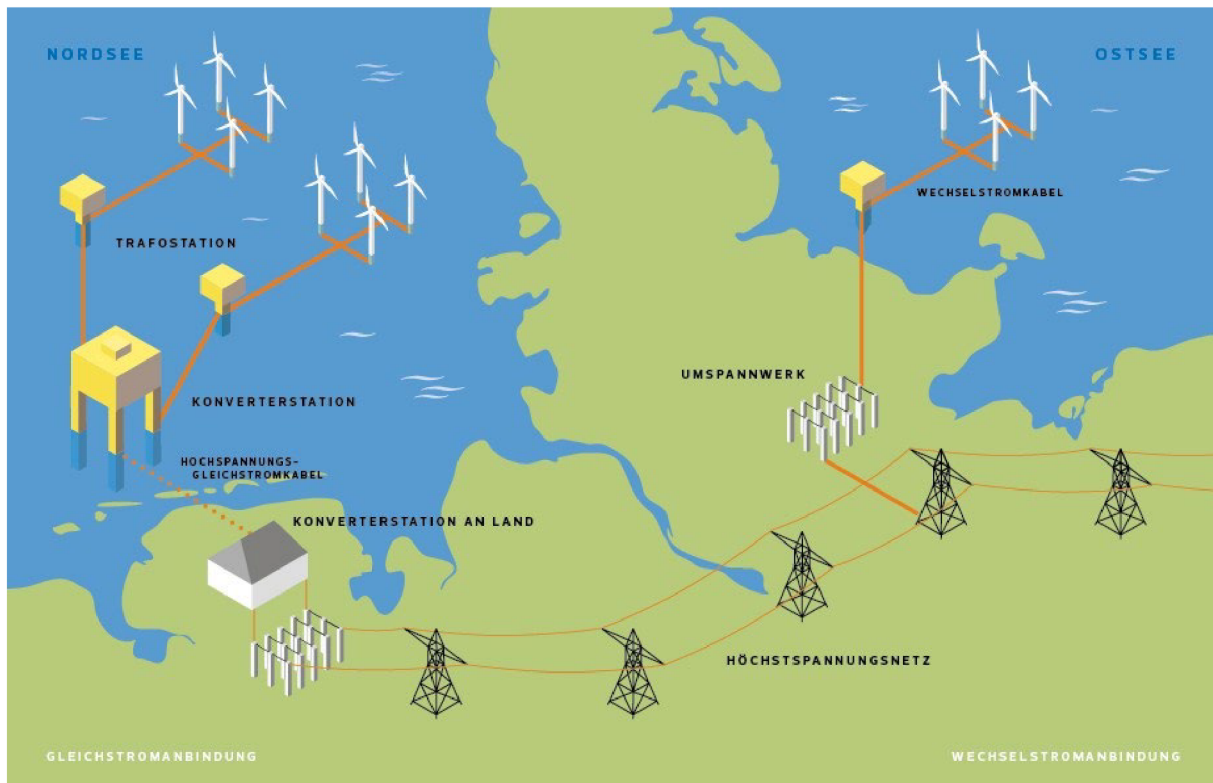


Abbildung 14: Schematische Darstellung der Netzanbindung von Offshore-Windparks (Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore (BWO) e.V. 2020)

Abdruck mit Genehmigung von BWO e.V.

Als erster OWP wird *Borkum Riffgrund 3* sogar direkt mittels 66 kV Innerparkverkabelung an eine Konverterstation angeschlossen (Täglicher Hafenbericht 21.10.2021).

Im Folgenden soll auf die einzelnen Teile der Stromsammlung und -übertragung kurz eingegangen werden. Für nähere Informationen empfiehlt sich ein Blick in die Fachliteratur zu den einzelnen Systemen.

1.1.2.7 Innerparkverkabelung

Bei der Innerparkverkabelung (engl. Abkürzung IAC) handelt es sich üblicherweise um eine 33 kV Drehstromverbindung. Die einzelnen Kabelstränge, an die die WEA angeschlossen sind, laufen an der OSS zusammen. Je nach OWP ist es möglich die Einzelstränge direkt anzubinden oder zu Loops zusammenzuschalten um im Fall eines Kabelschadens die WEA weiterhin mit Strom versorgen zu

können. In Abbildung 15 ist das optimierte Layout einer internen 33 kV Parkverkabelung des OWP *Thanet* dargestellt. Der Querschnitt der Kabel nimmt in Richtung OSS zu, da über diese Kabel eine höhere Leistung fließt. Der Kabelquerschnitt variiert hier zwischen 300 mm² und 400 mm² (Pakenham et al. 2021).

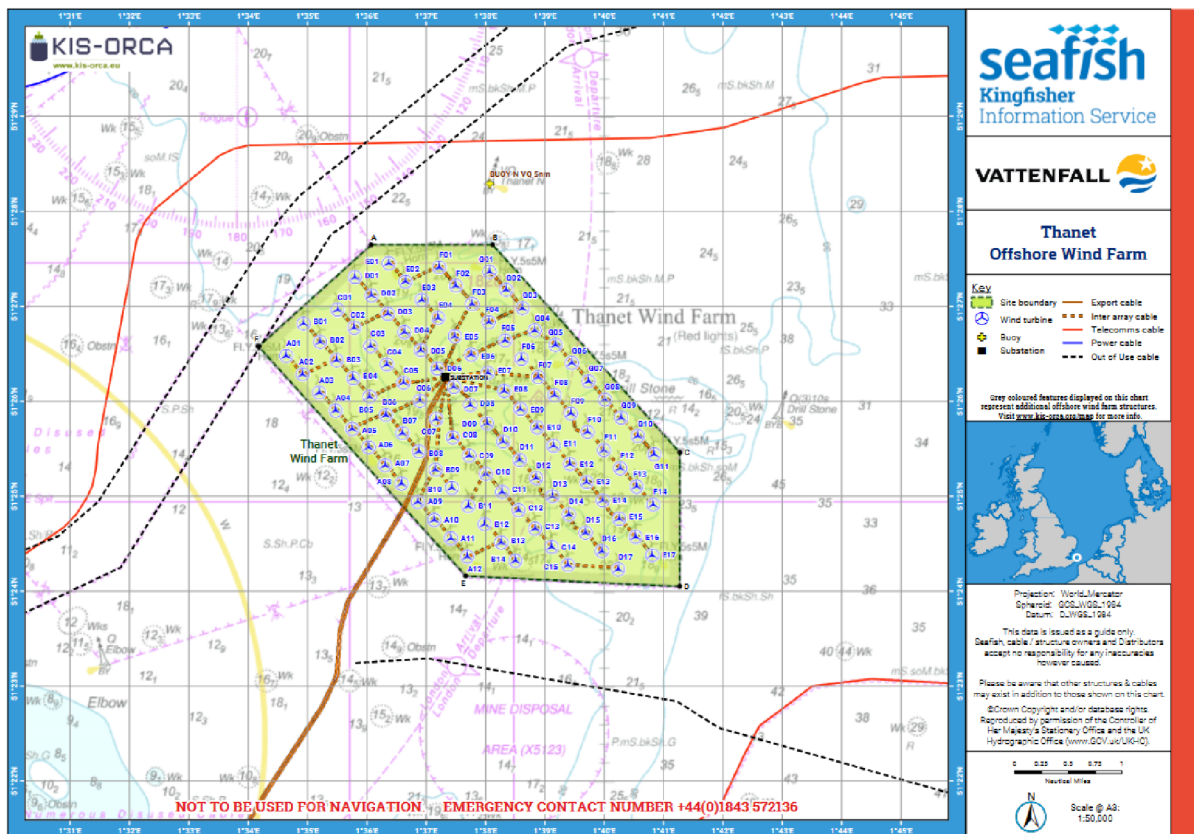


Abbildung 15: Parklayout und Innerparkverkabelung eines Offshore-Windparks in der Nordsee (Thanet Offshore Wind Farm) (KIS-ORCA 2022)

Abdruck mit Genehmigung von KIS-ORCA.

Die IAC ist im Meeresboden vergraben. Nach (Kaiser und Snyder 2012a) beträgt die Verlegetiefe in der Regel 1-2 m. Die tatsächliche Tiefe kann jedoch von der Verlegetiefe abweichen, da es innerhalb des OWP, je nach Standort mehr oder weniger, zu Sedimentumlagerungen kommen kann. Die tatsächliche Kabelüberdeckung ist durch einen Survey zu ermitteln. Die Länge der Kabel ist abhängig vom gewählten Parklayout und von der Anzahl der WEA im jeweils betrachteten OWP.

Elektroleistungskabel, die im Meeresgrund vergraben sind, bestehen aus mehreren Kabeln. Diese müssen gegeneinander isoliert werden. Je höher die verwendete elektrische Spannung ist, desto höhere Ansprüche werden an die Isolationsfähigkeit des Kabelmantels gestellt. Vorteil von hohen Spannungen ist, dass die Kupfer- oder Aluminium-Seele des Kabels im Durchmesser dünner und damit kostengünstiger ausgeführt werden können. Grund hierfür ist, dass die ohmschen bzw. thermischen Leitungsverluste des Kabels quadratisch mit dem Strom ansteigen ($P = R \cdot I^2$). Arbeitet man mit hohen elektrischen Strömen, so werden zur Minimierung der thermischen Verluste des Kabels besonders dicke

Kabel verwendet. Aluminium ist deutlich günstiger als Kupfer, muss aber wegen der schlechteren elektrischen Leitfähigkeit als Kabel wesentlich dicker ausgeführt werden.

1.1.2.8 Offshore-Substation

Die Offshore-Substation OSS ist eines der größten zusammenhängenden Bauteile und stellt ein weiteres wichtiges Teilsystem des OWP dar.

Sie besteht aus einer Topside und einer Gründungsstruktur. Die Topside erstreckt sich über mehrere Decks, auf denen sich die notwendigen Komponenten zur Hochtransformation der Eingangsspannung von üblicherweise 33 kV auf eine Ausgangsspannung für das Exportkabel auf 66 oder 155 kV befinden. Nach heutigem Stand der Technik finden sich dafür mindestens folgende elektrische Hauptkomponenten bzw. Teilsysteme auf einer OSS (Koepp et al. 2018):

- ein- und ausgangsseitige Schaltanlagen
- mindestens ein Transformator
- Kompensationsspulen
- Schutz-, Leit- und Kommunikationstechnik
- Hilfsenergieerzeugungs- und -verteilssysteme
- Notstromversorgung
- Überspannungsschutz und Erdungssystem
- Steuerungsanlagen, Kühlsysteme

Der Zugang zu der Plattform erfolgt entweder per Helikopter (ein Helikopterlandeplatz befindet sich auf der obersten Ebene der Plattform) oder per Boot über einen Bootsanleger. Außerdem verfügt die Plattform über einen hohen Sicherheitsstandard. Alle Anlagen sind mehrfach redundant überwacht. Die verbauten Komponenten sind individuell für die verschiedenen OWP entworfen. Aus diesem Grund unterscheiden sich die Dimensionen der OSS deutlich voneinander. Während die Maße der OSS-Topside von *Baltic 1* (48,3 MW) auf 22 m x 30 m x 16 m mit einem Gewicht von 900 t relativ gering sind, belaufen sich die Maße der Topside der OSS von *Global Tech I* (400 MW) auf 42 m x 42 m x 15 m, und einem Gewicht von 4 500 t (Koepp et al. 2018). Um die Kosten für Produktion und Installation von OSS zu senken, hat Siemens ein sogenannte Offshore Transform Module entwickelt, welche ein einfacheres Design besitzt und ein Drittel weniger wiegt, als gewöhnliche Stationen (Marine Scotland 2018). Das erste Offshore Transform Module wurde in dem OWP *Beatrice* in 2018 errichtet und 2019 in Betrieb genommen.

Die Gründungsstrukturen der OSS sind dieselben wie die der WEA, da sie in denselben Gewässern stehen und die Anforderungen an die Konstruktion ähnlich sind. Der überwiegende Teil der OSS ist auf einer Jacket-Struktur errichtet, die über Pfähle im Boden verankert ist. Es kommen jedoch auch Jackets mit Suction Buckets oder MP (siehe Abbildung 16) zum Einsatz (unter anderem *Global Tech I*). Die Gründungsstrukturen unterscheiden sich aufgrund der auf ihnen errichteten Betriebsstruktur in der Größe und Gewicht von den Gründungsstrukturen der WEA.



Abbildung 16: Umspannwerk des Offshore-Windparks *Baltic 1* auf Monopile Gründungsstruktur (Schöne und Richter 2010)

1.1.2.9 AC-Exportkabel

Die AC-Exportkabel verbinden die OSS eines OWP mit der Konverterplattform oder mit dem Umspannwerk an Land. Bei diesen Kabeln handelt es sich in der Regel um 155 kV Drehstromkabel. Je nach Anschlussleistung ist ein OWP über ein oder mehrere Exportkabel an die Konverterplattform oder das Umspannwerk an Land angeschlossen. Wie die Kabel innerhalb des OWP sind auch die Exportkabel im Meeresboden vergraben. Die Länge der Exportkabel ist dabei vom Abstand der OSS des OWP von der Konverterplattform bzw. Umspannwerk des Übertragungsnetzbetreibenden abhängig.

1.1.2.10 Konverterstation

Nachfolgend an die OSS wird je nach Größe der anzuschließenden OWP die gesammelte elektrische Energie zu einer Offshore-Konverterstation geführt. In den Transformatoren der Konverterstation wird der Strom auf 320 kV hochtransformiert und anschließend in den Gleichrichtern (Konverter) gleichgerichtet und geglättet, um die Übertragung an Land über eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung zu ermöglichen. Die technischen Vorteile gegenüber der Drehstromtechnik liegen in den geringeren Übertragungsverlusten und der Zwei- statt Dreileitertechnik. Für die Anbindung bestehender OWP wurden bisher neun Offshore-Konverterstationen für die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung errichtet, die u.a. von der TenneT Offshore GmbH betrieben werden (WAB e.V. 2020).

Eine Konverterstation besteht aus einer Gründungsstruktur und der Topside sowie einem Cable Access Tower (CAT). Dort laufen sowohl die Land- als auch die Seekabel zusammen. Konverterstationen können

auf ein Gesamtgewicht von ca. 25 000 t kommen (Richter 06.06.2014; TenneT 13.06.2016)., wovon etwa die Hälfte auf die Topside entfällt.

Die Topside kann in folgende Teilsysteme untergliedert werden:

- Bauliche Struktur (Stahlkonstruktion, Helikopterlandeplatz, Cable Access Tower)
- Elektrische Komponenten (DC und AC Schaltanlagen, Transformatoren, Konverter, Kompensationsysteme, Kabel)
- Sicherheitstechnik (z.B. Fernüberwachung, Brandschutzanlagen)
- Technische Nebenanlagen (z.B. Kühlanlagen) oder
- Sonstige Nebenanlagen (z.B. Gebäudeausstattung, Unterkunftsräume)

1.1.3 Lebensphasen eines Offshore-Windparks

Der Projektphasenverlauf der Realisierung von Offshore-Bauwerken wird nach dem Standard Konstruktion des BSH in die nachfolgend dargestellten Phasen unterteilt (Abbildung 17). Die dargestellten Phasen schließen zusätzliche Planungszeiträume oder notwendige Vorarbeiten mit ein. In der Ausführungsphase sind Fertigung, Transport, Errichtung, und Inbetriebnahme integriert.

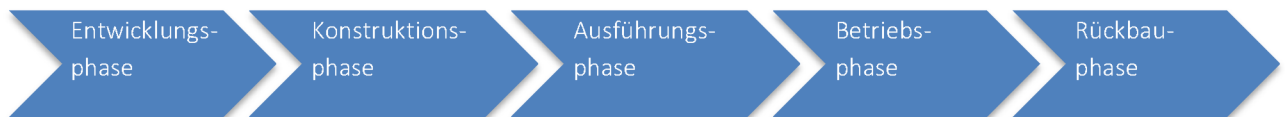


Abbildung 17: Projektphasen nach dem Standard Konstruktion (BSH 2021, S. 28)

Die Lernkurve der Branche wirkt sich nach einer Studie durch Prognos & Fichtner & BET (Koepp et al. 2018) auf die Dauern der einzelnen Projektphasen aus. Insbesondere in der Projektentwicklung und Bauvorbereitung werden deutlich kürzere Zeiträume als in der Anfangsphase der Offshore-Windenergienutzung erreicht. So wird im Übergangsmodell und nachfolgend im zentralen Modell in Folge der Ersteigerung von Flächen die Projektumsetzung trotz kürzerer Fristen gewährleistet. Für die Phase Rückbau wird durch Lerneffekte ebenfalls eine Verkürzung erwartet. Hierzu liegen jedoch noch keine Erfahrungswerte vor. Somit beträgt die Gesamtdauer im Übergangsmodell von 2021 bis 2025, 25 bis 33 Jahre und ist um zwei bis vier Jahre kürzer als bei den bisherigen Projekten. Vgl. (Koepp et al. 2018)

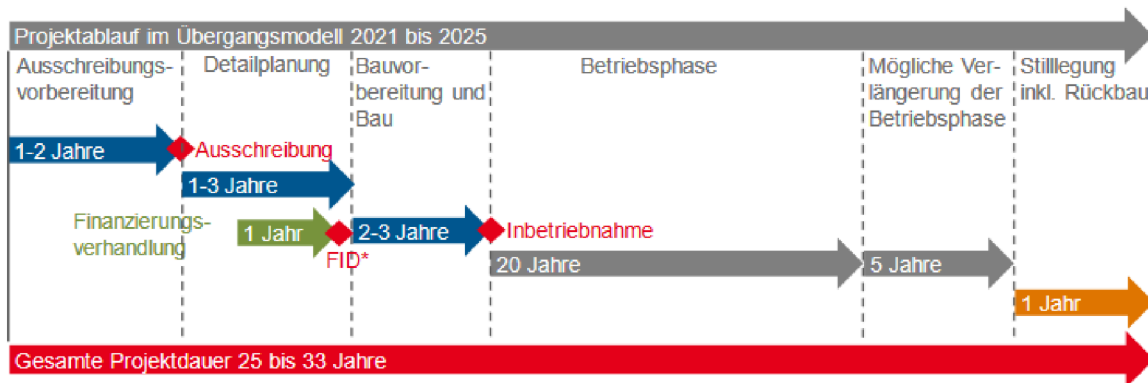


Abbildung 18: Projekttafel für Offshore-Windprojekte 2021-2025 (Koepp et al. 2018, S. 32)
 Abdruck mit Genehmigung von Marcus Koepp et al.

In der Vergangenheit waren neben großen Projektentwickler:innen wie Energieversorgungsunternehmen auch kleinere Projektgesellschaften aktiv. In der Realisierung der Projekte sind von den Investor:innen Konzepte der Einzelvergabe von Gewerken mit eigenständiger Koordinierung, aber ebenso auch die Vergabe an Generalunternehmer:innen umgesetzt worden. Die eigenständige Koordination der Schnittstellen wird insbesondere von großen Energieversorgungsunternehmen verfolgt, mit dem Blick auf eine Optimierung der Margen und Risiken. Die Einzelvergabe erfordert jedoch für OWP eine ausreichende Erfahrung in der Umsetzung von Großprojekten und Regelung der jeweiligen Schnittstellen. In dem Konzept der Vergabe an einen Generalunternehmer wird stattdessen das Risiko der Umsetzung auf diesen verlagert. Dem:der Projektverantwortlichen obliegt dann ausschließlich die Steuerung des Generalunternehmens. Nachteil sind die damit verbundenen höheren Kosten. In der Offshore-Windindustrie lassen sich Trends zu vermehrter Einzelvergabe erkennen, vgl. (Koepp et al. 2018).

Genehmigungsbehörde für OWP in der deutschen AWZ ist das BSH, das die Schnittstelle zu anderen für den Genehmigungsprozess relevanten Behörden darstellt. Die Anforderungen an Entwicklung, Konstruktion, Ausführung, Betrieb und Rückbau von OWP hat das BSH in Standards zusammengefasst, wobei projektspezifische Anforderungen detailliert in den Nebenbestimmungen zur Genehmigung geregelt werden. Alle Komponenten des OWP müssen bereits in der Entwicklungsphase, bis über Fertigung und hin zur Installation durch eine:n unabhängige:n Zertifizierer:in geprüft und überwacht werden. Die Prüfung wird jeweils nach Abschluss einer Projektphase durch Konformitätsbescheinigungen bestätigt. Der:die Zertifizierer:in wird über eine begleitende Projektzertifizierung in alle Aspekte der Planung, Fertigung, Installation und Inbetriebnahme direkt eingebunden und bringt seine:ihre Anforderungen und Rückmeldungen direkt in die jeweiligen Prozesse mit ein. Auf diese Weise ist eine effiziente Projektabwicklung gewährleistet (Schwegmann et al. 2014).

1.1.3.1 Entwicklungsphase

In der Entwicklungsphase werden nach BSH (2021)

- „Standortbedingungen soweit erfasst, wie sie für die Beurteilung der grundsätzlichen technischen Machbarkeit des Vorhabens erforderlich sind

- ein Vorentwurf möglicher und vom Bauherrn in Betracht gezogenen Gründungsvarianten unter Berücksichtigung von Umweltauswirkungen und Kollisionsfreundlichkeit erstellt“.

In dieser Phase werden Grundlagendokumente (z.B. meteorologische und ozeanographische Gutachten), Konstruktionsregeln (Entwurfsgrundlagen, Design Basis) und Planungsergebnisse (Projektbeschreibung) vorgelegt. Sie endet mit der ersten Freigabe (Vorentwurfsfreigabe).

1.1.3.2 Konstruktionsphase

In der Konstruktionsphase werden die aufeinanderfolgenden Abschnitte durchgeführt (BSH 2021):

1. Entwurfsgrundlagen und das endgültige Baugrundmodell für jeden Standort der WEA und der Offshore-Station festgelegt und die Grundlagendokumente, Konstruktionsregeln und Planungsergebnisse durch einen Prüfbeauftragten geprüft (2. Freigabe)
2. eine Ausführungsplanung erstellt (primäre und sekundäre Tragstrukturen, z.B. WEA Gründung; Ausführungsplanung Kolkenschutz, Seekabel)
3. Planungen zu Errichtung, Betrieb und Rückbau mit Erstellung eines Rückbaukonzepts durchgeführt.

Mit der Erteilung der Freigabe zur Ausführung (3. Freigabe) ist damit die Konstruktionsphase des OWP aus genehmigungsrechtlicher Sicht abgeschlossen.

1.1.3.3 Ausführungsphase

Die Ausführungsphase unterteilt sich in Fertigung, Transport und Errichtung sowie Inbetriebnahme, die von einem Prüfbeauftragten mittels unabhängiger Inspektionen überwacht und dokumentiert werden. Für den Errichtungsprozess müssen entsprechend Vorgänge der Verladung, des Transportes und der Installation geplant werden. Die Errichtung (im Sinne der Genehmigungsbehörde) beginnt mit der Installation der Gründungselemente und Unterstrukturen. Sie endet mit dem Beginn der Inbetriebnahme. Vgl. (BSH 2021)

1.1.3.4 Betriebsphase

Die Betriebsphase beinhaltet den Betrieb (Stromproduktion, Erzeugungsmanagement), die Instandhaltung sowie Überwachung der Bauwerke auf See (z.B. Seeraumüberwachung, Anlagenüberwachung und Steuerung). Betrieblich wird häufig in kaufmännische und technische Betriebsführung unterschieden. Unter Instandhaltung werden die Prozesse Inspektion, Wartung, Instandsetzung und Verbesserung verstanden. (DIN 31051)

Zu den Maßnahmen der Inspektion gehören z.B. Werksabnahmen, Wiederkehrende Prüfung (gem. Anforderungen des deutschen Baurechts), Zustandsorientierte Prüfung und Überprüfung zum Ende des Gewährleistungszeitraums (Greiner et al. 2015). Prüfberichte der Wiederkehrenden Prüfungen und Konformitätsbescheinigungen werden durch den Betreibenden beim BSH eingereicht und der technische Zustand der Anlagen in der Regel jährlich dargestellt.

Im Rahmen der Wartung werden häufig jährliche Wartungskampagnen durchgeführt, die je nach Komponente saisonal gebunden sind.

Die Instandsetzung reicht von der Fehlerbehebung aus der Leitstelle, bis hin zum Austausch von Großkomponenten. Schließlich können im Rahmen einer Verbesserung ebenfalls Soft- oder Hardware ausgetauscht oder modifiziert werden, um einen höheren Ertrag oder geringere Instandhaltungskosten zu erreichen (Greiner et al. 2015).

1.1.3.5 Rückbauphase

Vor dem Ende der Betriebsphase ist rechtzeitig eine Rückbauplanung zu erstellen, die auf dem bereits geprüften Rückbaukonzept aufbaut. Soweit es Weiterentwicklungen im Stand der Technik zwischen der Konstruktionsphase und dem Ende der Betriebsphase gab, sind entsprechende Anpassungen an diesen vorzunehmen. Mit dem:der Prüfbeauftragten wird die Rückbauplanung abgestimmt und der Zulassungsbehörde vorgelegt. Die Umsetzung der Rückbauplanung erfolgt mit begleitender Detailprüfung und Überwachung durch eine:n Prüfbeauftragte:n. Die Rückbauphase wird nach erfolgreichem Abschluss mit einer Konformitätsbescheinigung dokumentiert. In dieser sind die einzelnen Inspektionsberichte zusammengefasst, die der Zulassungsbehörde vorzulegen sind. Diese beendet die Rückbauphase mit der Erklärung des Abschlusses der Maßnahme. (BSH 2021)

1.2 Phasen des Rückbaus

Der Rückbau von OWP lässt sich in die Phasen Vorbereitung, Planung, Demontage auf See, Demontage und Zerlegung an Land, Entsorgung und Abschluss gliedern (Abbildung 19). An dieser Stelle sollen die Rückbauphasen nur für einen ersten Überblick skizziert werden. Ausführungen zu den Anforderungen in den einzelnen Phasen finden sich im Kapitel 2.2. Die Phasen der Demontage auf See, an Land sowie Entsorgung werden detailliert im Kapitel 3.3 und 3.5 behandelt.

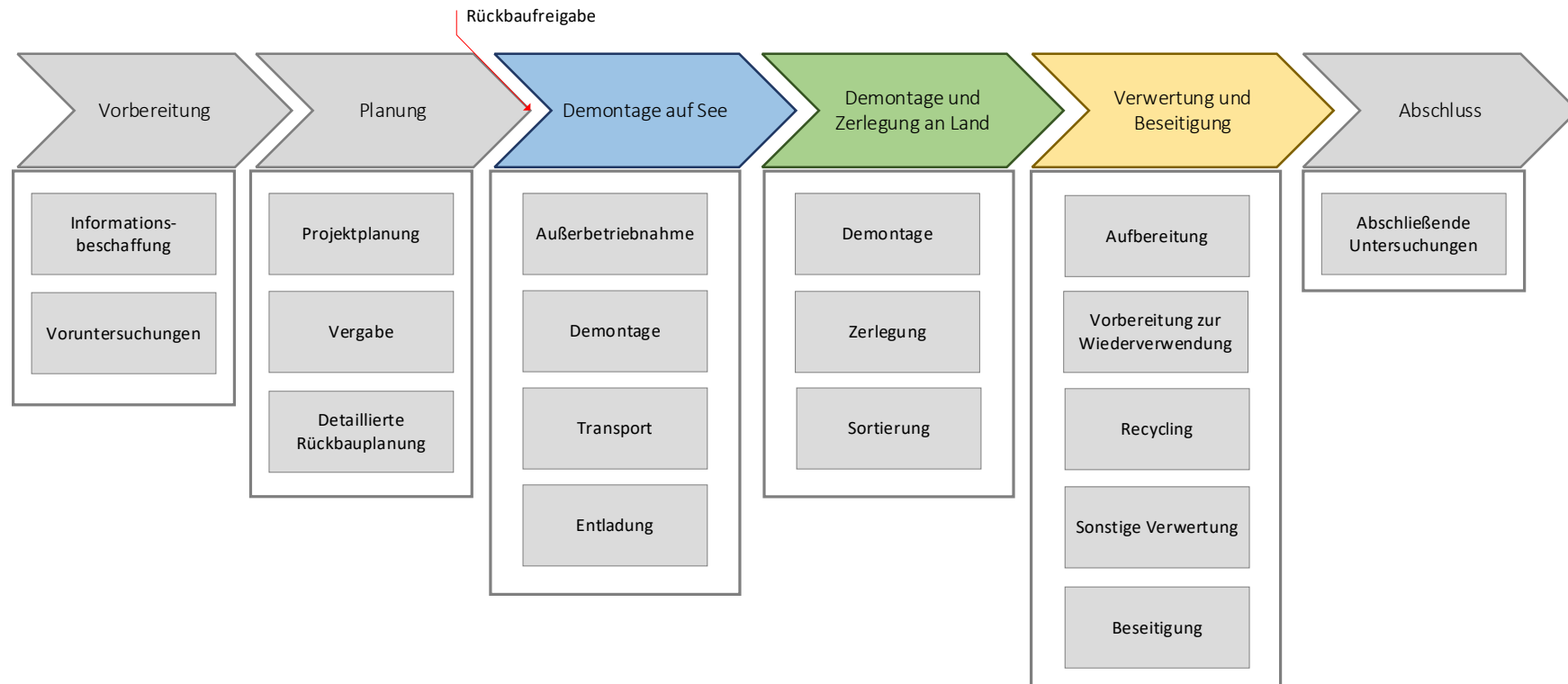


Abbildung 19: Phasen des Rückbaus von Offshore-Windparks. (Projekt SeeOff)

Vorbereitung

Während der Vorbereitung sind alle notwendigen Daten und Informationen zusammenzustellen, damit der Rückbau geplant werden kann. Im Rahmen dieser Daten- und Informationszusammenstellung ist zu identifizieren, ob und wann welche Untersuchungen zur Vorbereitung im OWP vor Beginn der Planung erforderlich sind. Im Rahmen der Vorbereitung ist auch zu prüfen, welche Komponenten als Ersatzteile vorgehalten bzw. verkauft werden sollen, damit dies bei der Planung des Rückbaus berücksichtigt werden kann.

Planung

Die Planungsphase schließt sich an die Vorbereitung an. Die Planung besteht aus mehreren Schritten. Im Rahmen der Projektplanung ist auf Basis des bestehenden Rückbaukonzepts und der zusammengestellten Daten und Informationen der Leistungsumfang im Rahmen des Rückbaus zu bestimmen. Anschließend sind die Leistungen zu vergeben und im Detail zu planen, sodass der Genehmigungsinhaber die für den Rückbau notwendige Freigabe beim BSH beantragen kann. Diese Planung hat dabei nach Standardkonstruktion in enger Abstimmung mit den am Rückbau beteiligten Unternehmen und dem:der Prüfbeauftragte:n zu erfolgen.

Demontage auf See

Die Phase Demontage auf See lässt sich weiter in Außerbetriebnahme, Demontage, Transport und Entladung aufteilen. Während der Außerbetriebnahme ist der OWP komplett- bzw. strangweise außer Betrieb zuzunehmen und die Demontage der großen Komponenten vorzubereiten. Während der Demontage sind anschließend die großen Komponenten abzubauen und zur Demontage und Entsorgung an Land zu transportieren sowie zu entladen.

Demontage und Zerlegung an Land

Zur Demontage und Zerlegung an Land sind die Prozesse Demontage von Komponenten für die Komponenten zu zählen, die entweder zerstörungsfrei oder, insbesondere bei großen Infrastrukturteilen wie der OSS, rein aus Perspektive effektiver Materialrückgewinnung erfolgen kann – je nach Verwertungsplan. Nach der Demontage werden die Komponenten und Baugruppen weiter zerlegt, sortiert -und zum Ort der Aufbereitung transportiert.

Verwertung und Beseitigung

Je nach Entsorgungsweg bedürfen die Bauteile, die im Voraus für die Wiederverwendung bestimmt wurden, einer Vorbereitung zur Wiederverwendung. Falls keine Wiederverwendung möglich ist, sind die Stoffe möglichst in einem Recycling weiter zu verwerten. Dazu können einzelne Aufbereitungsprozesse notwendig werden. Ist weder eine stoffliche, noch eine sonstige Verwertung, wie z.B. in einem thermischen Prozess möglich, sind die Abfälle zu beseitigen. Die Entsorgung schließt auch den Transport von Abfällen mit ein.

Abschluss

Im Nachgang an die Demontage und die Entsorgung hat der Genehmigungsinhaber nachzuweisen, dass der Rückbau so durchgeführt wurde, wie vom BSH freigegeben. Alle Tätigkeiten, die hierzu notwendig sind, werden dieser Phase zugeordnet.

1.3 Stakeholderanalyse

Am Rückbau von OWP ist eine große Anzahl unterschiedlicher Stakeholder beteiligt. Die Genehmigungsinhaber:innen von OWP, die für die Erstellung der Rückbauplanung verantwortlich sind sowie die Zulassungsbehörde, die die Rückbauplanung freigibt, sind die bedeutendsten Akteur:innen des OWP-Rückbaus (BSH 2015). Darüber hinaus sind viele Organisationen direkt oder indirekt in die Planung, Genehmigung und/oder die Umsetzung des Rückbaus involviert.

Im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* wurde eine Befragung durchgeführt, um relevante Stakeholder des OWP-Rückbaus zu identifizieren. Hierfür wurde das Online-Tool SurveyMonkey der Firma SurveyMonkey Inc. (San Mateo, California, USA www.surveymonkey.com) verwendet. Die Umfrage war über einen Zeitraum von 3 Wochen vom 24. Mai 2019 bis 16. Juni 2019 aktiv. Insgesamt haben 111 Personen an der Umfrage teilgenommen. 30 Antworten konnten nicht verwendet werden, so dass die Auswertung auf 81 verwertbaren Antworten basiert.

Tabelle 4 gibt einen Überblick über die am OWP-Rückbau beteiligten Stakeholder. Dabei lassen sich die Stakeholder in Haupt- und Untergruppen einteilen. Aus jeder Hauptgruppe (Ausnahme: Zertifizierer:in und Inspektor:in) hat mindestens ein Stakeholder an der Befragung teilgenommen. Jeweils knapp die Hälfte der Befragten hat angegeben, direkt (44,4 %) oder indirekt (49,4 %) an der Planung, Genehmigung und/oder Umsetzung des Rückbaus von OWP beteiligt zu sein.

Tabelle 4: Haupt- und Untergruppe von Stakeholdern, die am Offshore-Windpark-Rückbau direkt oder indirekt beteiligt sind.

Stakeholder-Hauptgruppe	Stakeholder-Untergruppe
Betreiber:in	Offshore-Windparkbetreiber:in
	Netzanschlussbetreiber:in
Planungs- und Serviceunternehmen	OWP-Projektplanung
	Service Errichtung, Betrieb und Instandhaltung
	Taucher:in
	Kabelleger:in
Demontage-/Repowering-Unternehmen	HSE-Dienstleister:in
	Demontage an Land & Repowering
	Demontage auf See
Hersteller:in	Offshore-Windenergieanlage
	Transition Piece
	Topside Offshore-Umspannwerk
	Topside Offshore-Konverterplattform
	Gründungsstrukturen (Offshore-Windenergieanlage)

Stakeholder-Hauptgruppe	Stakeholder-Untergruppe
	Gründungsstrukturen (Offshore-Umspannwerk)
	Gründungsstrukturen (Offshore-Konverterplattform)
	Seekabel
Zulieferer:in	---
Ministerium, Behörde	Ministerium
	Genehmigungsbehörde
	Naturschutzbehörde
	Wirtschaftsförderung
Zertifizierer:in, Inspekteur:in	---
Logistikunternehmen	Maritime Logistik
	Hafenbetreiber:in & -management
	Logistik an Land
Entsorgungsunternehmen	---
Beratungsunternehmen	Rechtsberatung
	Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
	Umweltplanungsbüros
	HSE
	Akzeptanz
	Zoll
	Ingenieurbüro
Finanzdienstleister:in	Bank
	Versicherung
Verband/Interessenvertreter:in	Fischereiverband
	Tourismusverband
	Naturschutzverband
	Industrieverband
	Interessenvertreter:in Nordsee
	Interessenvertreter:in Entsorgungs-/Recyclingwirtschaft
	Hafen
Forschungseinrichtung/Hochschulen	Offshore-Windenergie
	Maritime Logistik
	Umwelt
	Fischerei

Die Befragten wurden gebeten einzuschätzen, wie bedeutend Kenntnisse in verschiedenen Themenbereichen für einen effizienten Rückbau sind. Die Bewertung erfolgte auf einer Skala von 1 bis 10, wobei 1 für „nicht relevant“ und 10 für „sehr relevant“ standen. Alternativ konnten die Befragten angeben, dass sie keine Meinung zur Bedeutung des Themas hatten. Ergebnis: Für die befragten Stakeholder sind insbesondere Kenntnisse im Bereich der Umweltaspekte von hoher Bedeutung (Abbildung 20). Aber auch Kenntnisse im Bereich Ökonomie und Arbeitssicherheit sind für sie relevant. Die Auseinandersetzung mit dem Thema Akzeptanz wurde von keiner Stakeholdergruppe als sehr bedeutsam bewertet.

1 Allgemeine Rahmenbedingungen zum Rückbau von Offshore-Windparks

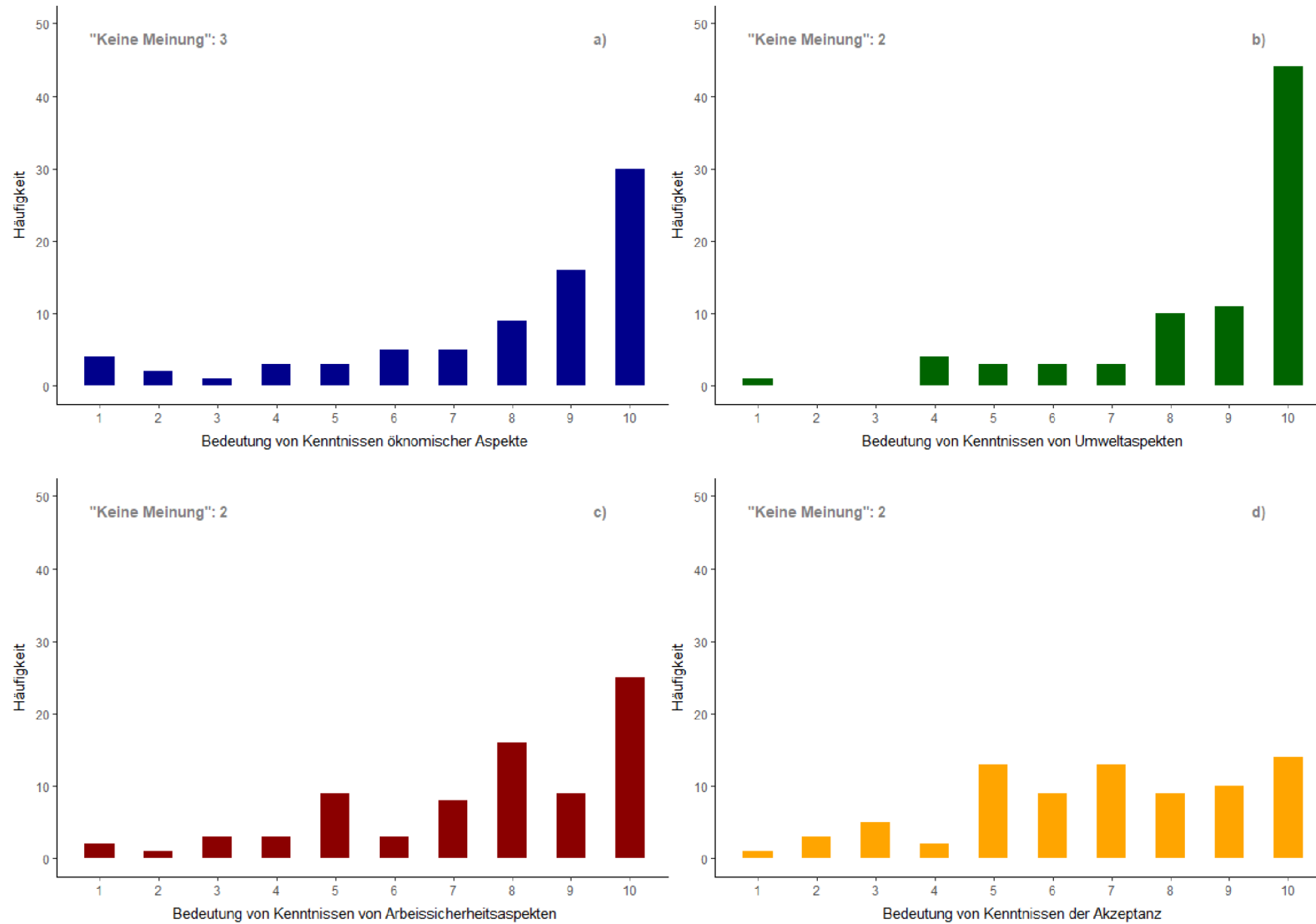


Abbildung 20: Bedeutung der Kenntnisse hinsichtlich a) ökonomischer Aspekte, b) Umweltaspekten, c) Arbeitssicherheitsaspekten und d) Akzeptanzaspekten in Häufigkeit. (1 = nicht bedeutend bis 10 = sehr bedeutend und "keine Meinung")

Um die Zuordnung der Stakeholder zu Stakeholder-Kategorien zu ermitteln, wurde eine Stakeholderanalyse durchgeführt. Das methodische Vorgehen zur Stakeholderanalyse ist der Veröffentlichung (Spielmann et al. 2021) zu entnehmen.

Basierend auf der oben genannten Zuordnung können Strategien für den Umgang mit den jeweiligen Stakeholdern während der Rückbauphase abgeleitet werden. Die Stakeholder-Kategorien nach (Wadenpohl 2010) sind:

- **Key player:** Die Stakeholder dieser Gruppe haben nicht nur großes Interesse an dem Projekt, sondern auch die Macht das Projekt maßgeblich zu beeinflussen. Diesen Stakeholder sollte eine besondere Aufmerksamkeit erhalten.
- **Keep satisfied:** Die Stakeholder dieser Gruppe haben große Macht das Projekt zu beeinflussen, ansonsten aber nur wenig Interesse daran.
- **Keep informed:** Die Stakeholder dieser Gruppe sind sehr an dem Projekt interessiert, haben aber (zunächst) nur wenig oder gar keinen Einfluss auf das Projekt.
- **Minimal effort:** Die Stakeholder dieser Gruppe sind weder interessiert an dem Projekt noch haben die Stakeholder die Macht das Projekt bedeutend zu beeinflussen.

Es zeigt sich, dass insbesondere bei der Demontage verschiedene Key Player berücksichtigt werden können. Neben Betreiber:innen und Ministerien/Behörden sind ebenfalls Planungs-/Serviceunternehmen, Demontage-/Repowering-Unternehmen, Hersteller:innen sowie Beratungsunternehmen als Key Player für die Demontage und Logistik einzustufen, bei der Logistik ebenfalls Logistikunternehmen. Für die Entsorgung wurden nur zwei Key Player ermittelt, nämlich Entsorgungsunternehmen sowie Demontage-/Repowering-Unternehmen (Tabelle 5).

Tabelle 5: Stakeholder-Kategorien (Key Player, Keep informed und Minimal effort) je Stakeholder-Hauptgruppe für die Demontage, Logistik und Entsorgung von Offshore-Windparks (n=Anzahl Befragte je Stakeholder-Hauptgruppe).

Stakeholder-Hauptgruppe	n	Demontage	Logistik	Entsorgung
Betreiber:in	17	Key Player	Key Player	Keep informed
Planungs-/Serviceunternehmen	7	Key Player	Key Player	Minimal effort
Demontage-/Repowering-Unternehmen	5	Key Player	Key Player	Key Player
Hersteller:in	1	Key Player	Key Player	Minimal effort
Zulieferer:in	3	Minimal effort	Minimal effort	Minimal effort
Ministerium, Behörde	10	Key Player	Minimal effort	Minimal effort
Logistikunternehmen	7	Keep informed	Key Player	Minimal effort
Entsorgungsunternehmen	2	Not assignable	Keep informed	Key Player
Beratungsunternehmen	10	Key Player	Key Player	Minimal effort
Finanzdienstleister:in	3	Minimal effort	Minimal effort	Minimal effort
Verband/Interessenvertreter:in	7	Minimal effort	Minimal effort	Minimal effort
Forschungseinrichtung/Hochschulen	9	Minimal effort	Minimal effort	Minimal effort

1.4 Öffentliche Akzeptanz

Trotz des gesellschaftlichen und politischen Konsenses, dass der Erderwärmung nur durch eine Dekarbonisierung des Energiesystems entgegengewirkt werden kann, gerät die Offshore-Windenergie immer wieder ins Visier von Bürger:inneninitiativen und hatte in der Vergangenheit häufiger mit fehlender Akzeptanz in der Bevölkerung zu kämpfen. Küstenbewohner:innen befürchten so z.B. negative Auswirkungen auf wichtige Branchen wie den Tourismus oder die Fischerei (Hübner et al. 2018, S.10).

Auch der zukünftige Rückbau von OWP wird einen gewissen Einfluss auf die Bevölkerung haben. Besonders Küstenbewohner:innen werden einen gesteigerten Schiffsverkehr während des Rückbaus feststellen. Aber auch der Transport der zerlegten OWP-Komponenten ins Landesinnere wird von der Bevölkerung fernab der Küste nicht unbemerkt bleiben. Daher wird im Folgenden die Akzeptanz der Bevölkerung im Kontext der Entwicklung nachhaltiger Rückbaustrategien betrachtet.

Um die Akzeptanz der Bevölkerung gegenüber OWP-Rückbauvorhaben zu erfassen, wurde im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* im Zeitraum vom 07.09.2020 bis 14.09.2020 eine allgemeine Akzeptanzbefragung durchgeführt (Dienstleisterin TREND RESEARCH Gesellschaft für Markt- und Kommunikationsforschung mbH). Es wurden 1 006 Personen im Alter von 18 bis 79 Jahren anonym und online befragt.

Die Umfrage richtet sich an die breite Öffentlichkeit und soll den Grad der Akzeptanz gegenüber dem Rückbau von OWP in der Bevölkerung widerspiegeln. Mit Hilfe der ermittelten Akzeptanz kann so eine Entscheidungshilfe für zukünftige Rückbauprojekte geschaffen werden.

Für die Entwicklung des Fragenkatalogs werden insgesamt sechs Kernthemen identifiziert, die direkt oder indirekt vom Rückbau betroffen sind.

- Zeit/Dauer des Rückbaus
- Kosten und Folgekosten; Ökonomie/Wirtschaftlichkeit des Rückbaus
- Fischerei im Konflikt mit dem Rückbau
- CO₂-Emissionen und der Einfluss auf das Klima
- Lokaler Umwelteinfluss/lokaler Artenschutz
- Arbeitssicherheit beim Rückbau

Die Entwicklung der Fragen und die Methodik der Umfrage werden im Akzeptanzbericht (Tremer 2022) genauer erläutert. Das Thema Fischerei im Konflikt mit dem Rückbau wird im Kontext des *SeeOff* Projekts nicht weiter betrachtet.

Die Resultate der Umfrage zeigen, dass beim Rückbau von OWP die Themen Umwelteinfluss und Artenschutz die höchste Priorität unter den Umfrageteilnehmer:innen besitzen. Über die Hälfte (53 %) der Teilnehmer:innen sprechen sich für die Umwelt als das wichtigste, zu berücksichtigende Thema beim Rückbau aus (Abbildung 21). 75 % der Befragten präferieren umweltfreundliche Technologien zum Rückbau von OWP (Abbildung 22). Unterstützt wird diese These dadurch, dass die Befragten sich zudem mehrheitlich dazu entscheiden, dass der Rückbau möglichst nicht den Artenreichtum beeinträchtigen sollte (Tabelle 23) sowie möglichst wenig als giftig einzustufende Stoffe in die Umwelt gelangen sollten (Abbildung 24). Ein weiterer wichtiger Aspekt zur Akzeptanzbildung ist der nachhaltige Einsatz von

Ressourcen, indem möglichst viele Materialien und Rohstoffe wiederverwertet werden (Abbildung 25). Ob OWP vollständig zurückgebaut oder neu entstandene Lebensräume (z.B. durch das Verbleiben eines Teils der Fundamente im Boden) erhalten werden sollen, kann nicht abschließend geklärt werden. Die Auswertung der Umfrageergebnisse (Abbildung 26 und Abbildung 27) weisen darauf hin, dass ein vollständiger Rückbau die Akzeptanz erhöhen kann. Hier könnte eine detailliertere Fragestellung zu einem aussagekräftigeren Ergebnis führen.

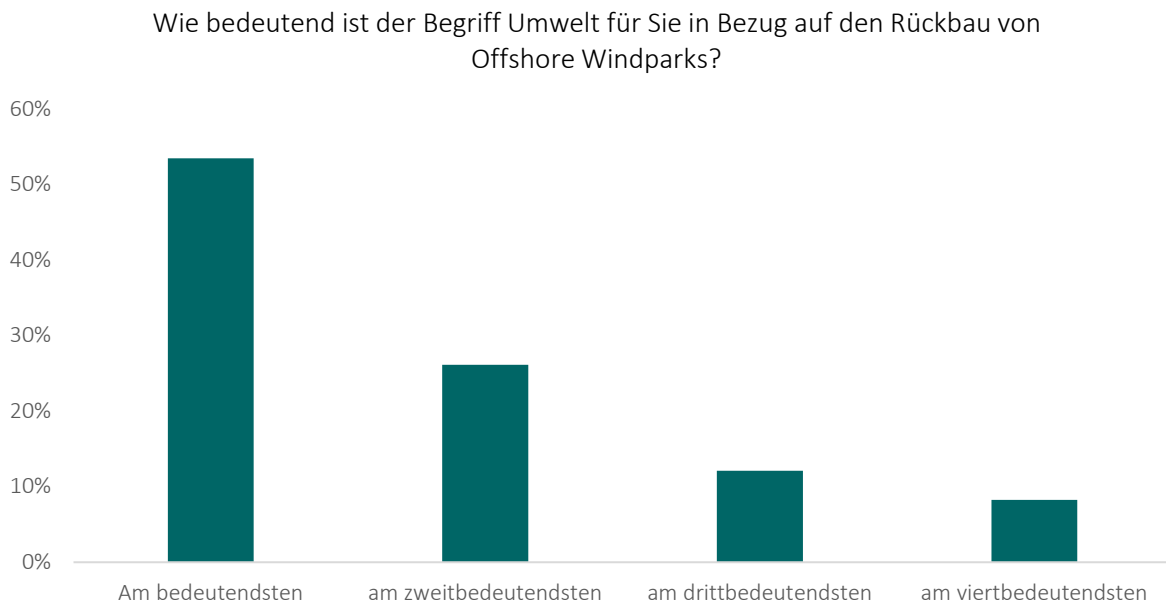


Abbildung 21: Bedeutung der Umwelt beim Rückbau von Offshore-Windparks

Welche Technologie sollte für den Rückbau eines Offshore-Windparks am ehesten verwendet werden?

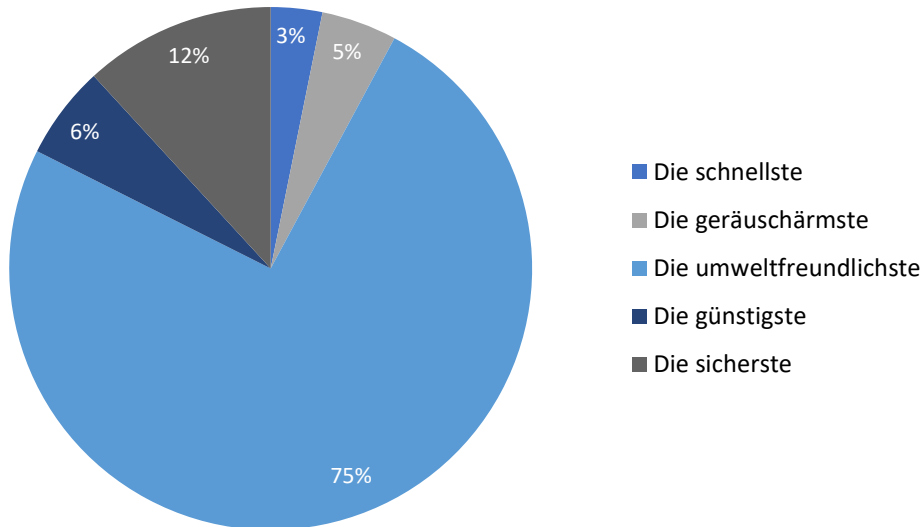


Abbildung 22: Vergleich der bevorzugten Technologieart beim Rückbau von Offshore-Windparks

Wie wichtig ist es Ihnen, dass der Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen möglichst wenig den lokalen Artenreichtum beeinträchtigt?

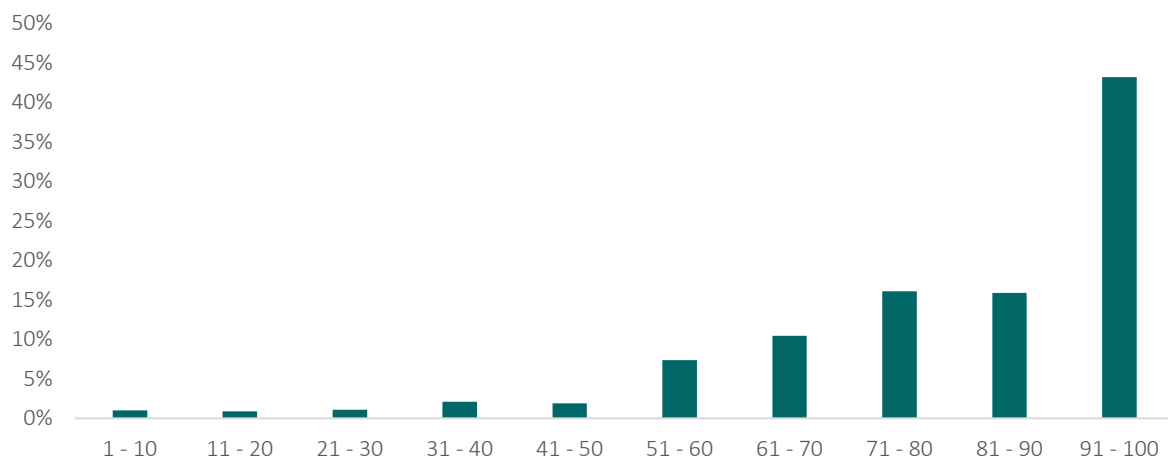


Abbildung 23: Skalenangabe über die Bedeutung der Beeinträchtigung des Artenreichtums durch den Rückbau von Windenergieanlagen (WEA); Skala 1 (unwichtig) bis 100 (sehr wichtig)

Wie sehr beeinflusst Sie der Eintrag schädlicher oder als giftig eingestufte Stoffe in die Meeresumwelt Ihre Einstellung zum Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen?

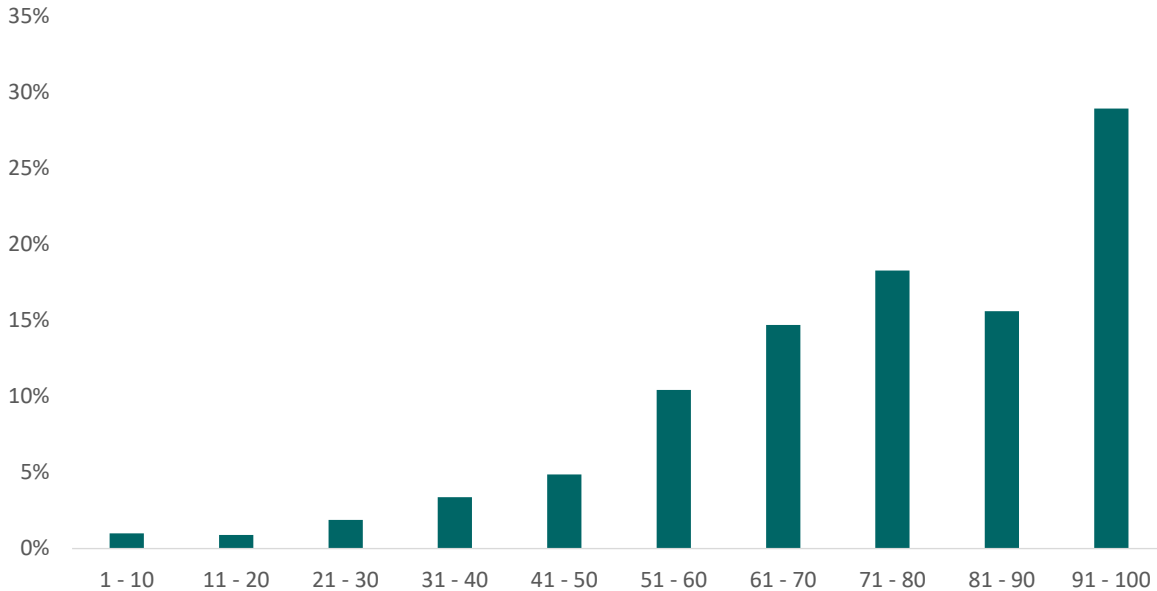


Abbildung 24: Skalenangabe für die Bewertung des Eintrags von schädlichen und gefährlichen Stoffen in die Meeresumwelt; Skala 1 (geringer Einfluss) bis 100 (großer Einfluss)

Wie wichtig ist es Ihnen, dass der Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen so erfolgt, dass möglichst viele Materialien und Rohstoffe wiederverwertet werden können (Recycling)?

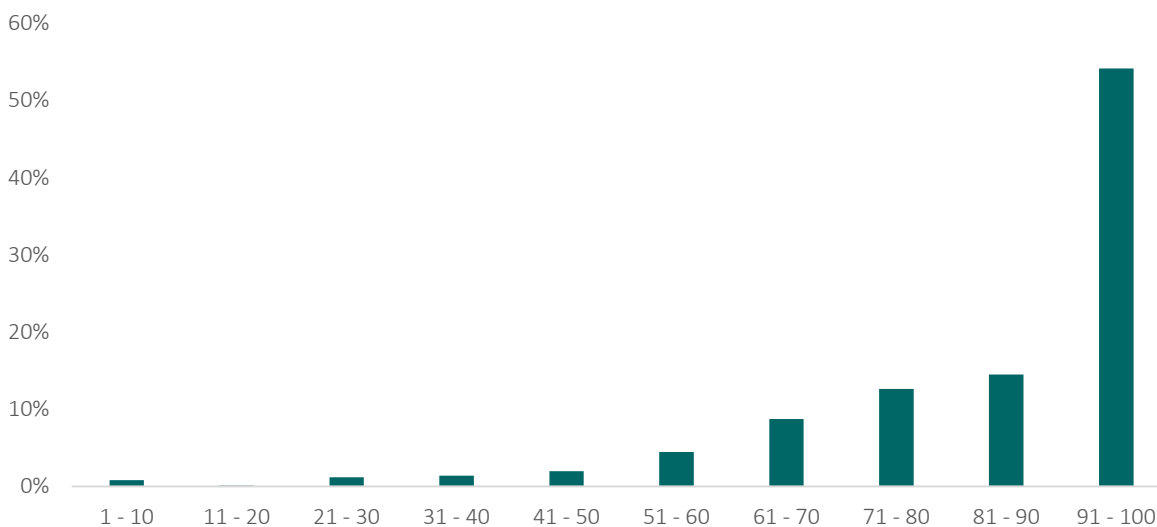


Abbildung 25: Skalenangabe über die Bedeutung der Wiederverwertung von Rohstoffen (Recycling); Skala 1 (unwichtig) bis 100 (sehr wichtig)

Offshore-Windenergieanlagen stellen einen Lebensraum für mehrere, heimische Arten dar. Wie sehr beeinflusst die Entfernung dieser Lebensräume nach Ablauf der Nutzungsdauer Ihre Einstellung zum Rückbau von Offshore-Windenergie?

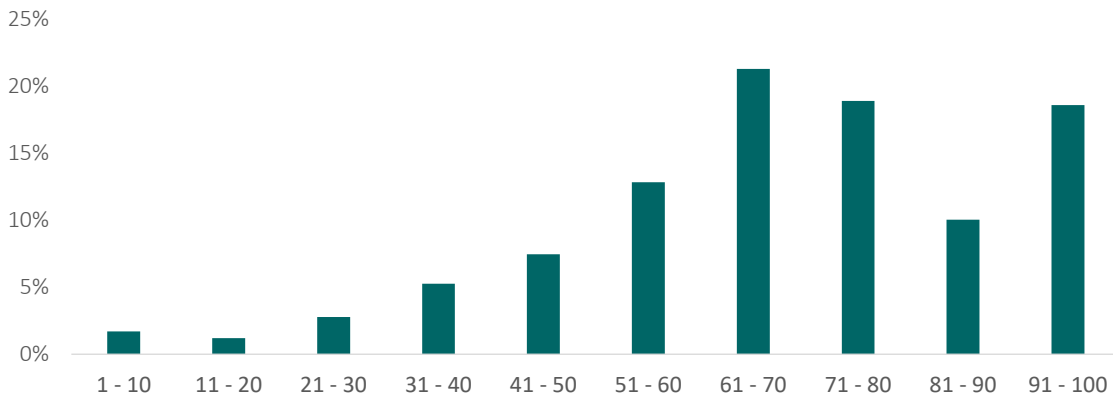


Abbildung 26: Skalenangaben für die Beurteilung der Entfernung von neu entstandenen Lebensräumen aus der Meeresumwelt; Skala: 1 (geringer Einfluss) bis 100 (großer Einfluss)

Wie wichtig ist Ihrer Meinung nach der komplette Rückbau aller Teile eines Offshore-Windparks?

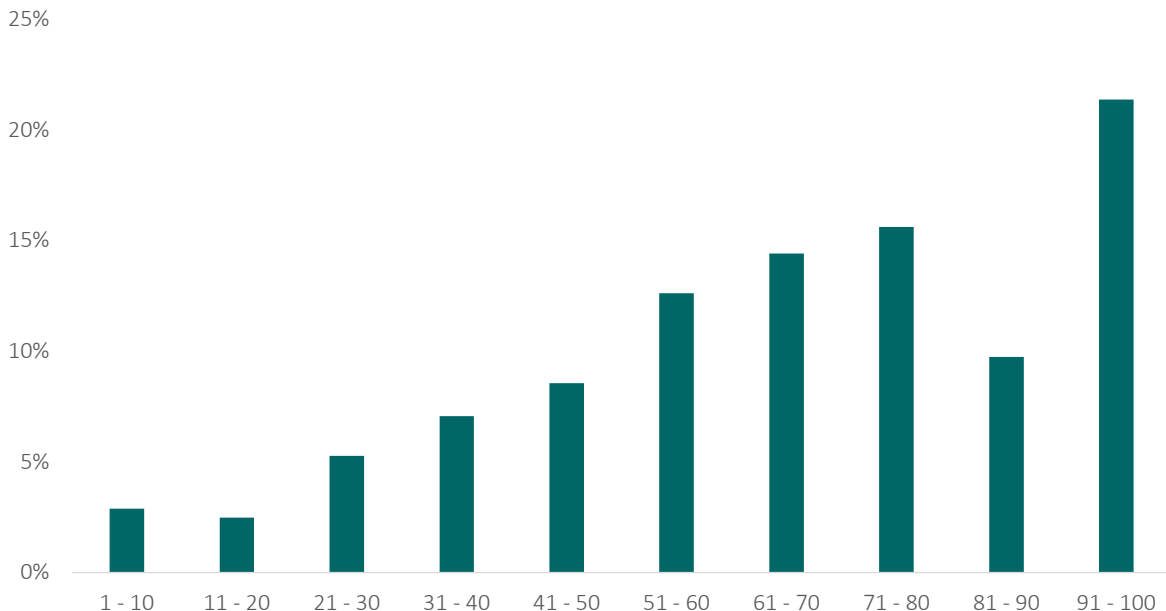


Abbildung 27: Skalenangabe über die Bedeutung des kompletten Rückbaus eines Offshore-Windparks; Skala 1 (unwichtig) bis 100 (sehr wichtig)

Um zu untersuchen, ob die beim Rückbau entstehenden CO₂-Emissionen einen Einfluss auf die Akzeptanz in der Bevölkerung haben, werde den Befragten die Frage gestellt, wie wichtig ihnen ein

Rückbau mit möglichst geringem CO₂-Ausstoß ist. Mehr als zwei Drittel (71 %) der Befragten geben an, dass CO₂-Emissionen beim Rückbau von OWP möglichst zu vermeiden sind (Abbildung 28). Der beim Rückbau entstehende Schiffsverkehr spielt hierbei ebenfalls eine Rolle. Etwa 40 % (Skala 71-100) geben an, dass die von Schiffen verursachten CO₂-Emissionen ihre Einstellung zum Rückbau von OWP beeinflussen kann (Abbildung 29). Somit weisen die Umfrageergebnisse darauf hin, dass der Grad der CO₂-Emissionen, welche beim Rückbau von OWP entstehen, einen negativen Einfluss auf die gesellschaftliche Akzeptanz haben kann.

Wie wichtig ist es Ihnen, dass der Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen für möglichst wenig Ausstoß von Kohlenstoffdioxid verantwortlich ist?

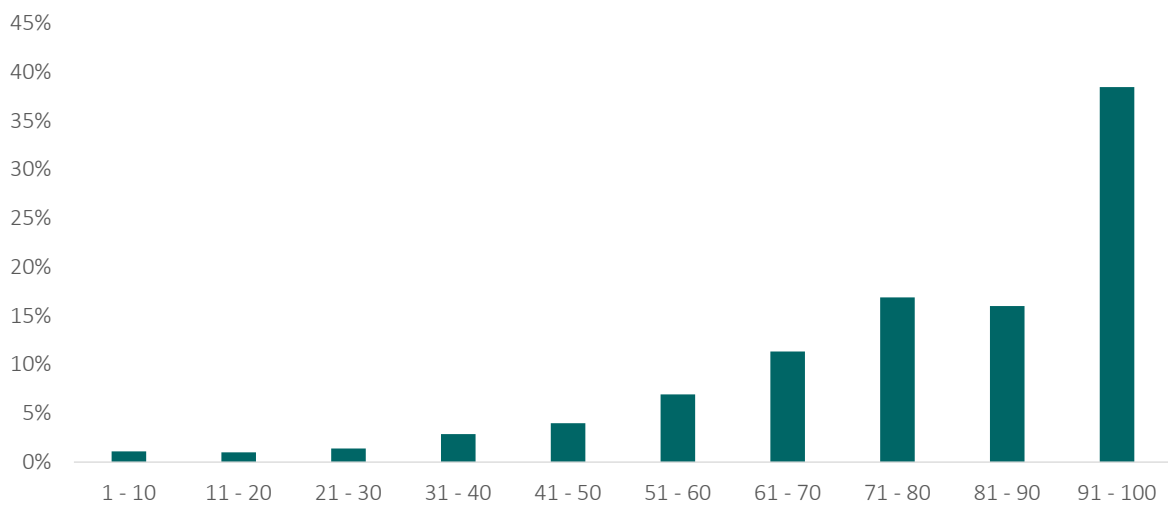


Abbildung 28: Skalenangabe über die Bedeutung der Vermeidung von CO₂-Emissionen beim Rückbau von Windenergieanlagen; Skala 1 (unwichtig) bis 100 (wichtig)

Um Offshore-Windenergieanlagen zu demontieren werden Schiffe eingesetzt.
Wie sehr beeinflusst der Grad der Emissionen dieser Schiffe Ihre Einstellung zum Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen?

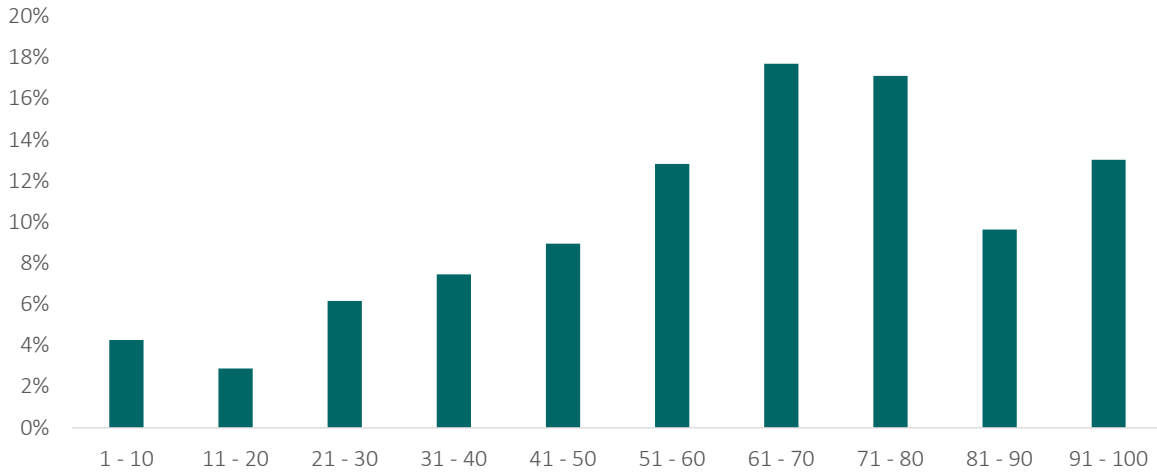


Abbildung 29: Skalenangabe über die Bedeutung von CO₂-Emissionen durch den eingesetzten Schiffsverkehr; Skala 1 (unwichtig) bis 100 (wichtig)

Ein weiteres Kernthema beschäftigt sich mit den ökonomischen Aspekten des Rückbaus. Die Befragten werden danach gefragt, welche Technologie für den Rückbau am ehesten eingesetzt werden sollte. Hier sprechen sich 6 % für die günstigste Rückbaumethode aus (Abbildung 22). Fragt man die Umfrageteilnehmer:innen jedoch direkt, ob der Rückbau von OWP möglichst günstig sein soll (Abbildung 30), bejahen dies 53 % der Befragten (Skala 71-100). Für 32 % der Umfrageteilnehmer:innen ist es zudem wichtig (Skala 71-100), dass deutsche Unternehmen vom Aus- und Rückbau von Erneuerbaren Energien profitieren (Abbildung 31).

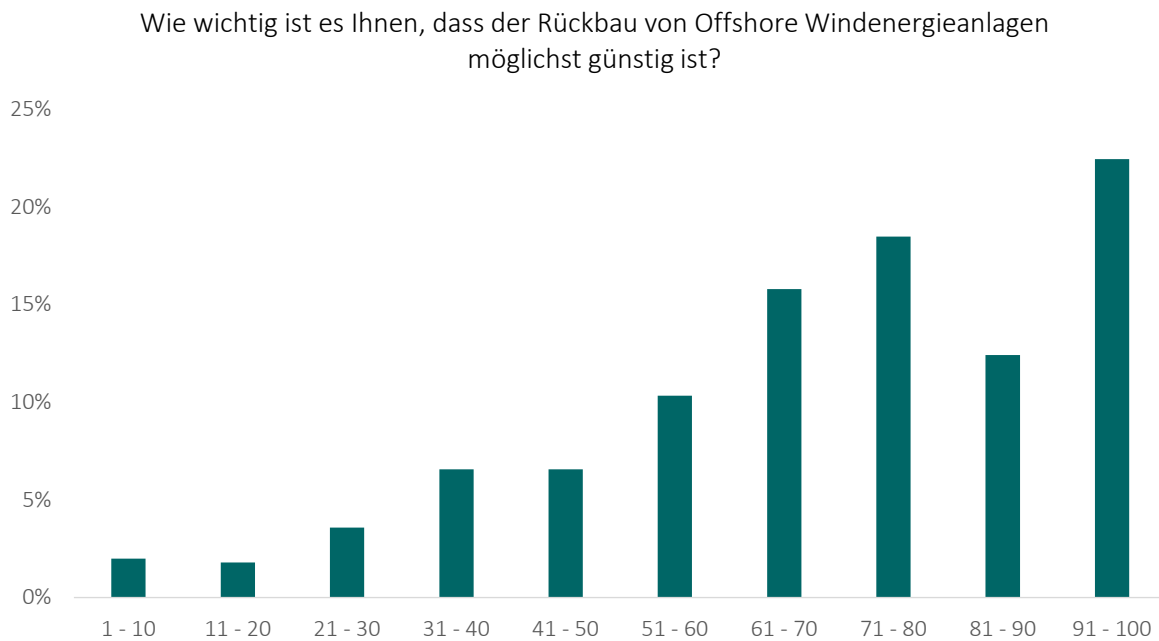


Abbildung 30: Skalenangabe über die Bedeutung eines günstigen Rückbaus von Offshore-Windenergieanlagen; Skala: 1 (sehr unwichtig) bis 100 (sehr wichtig)

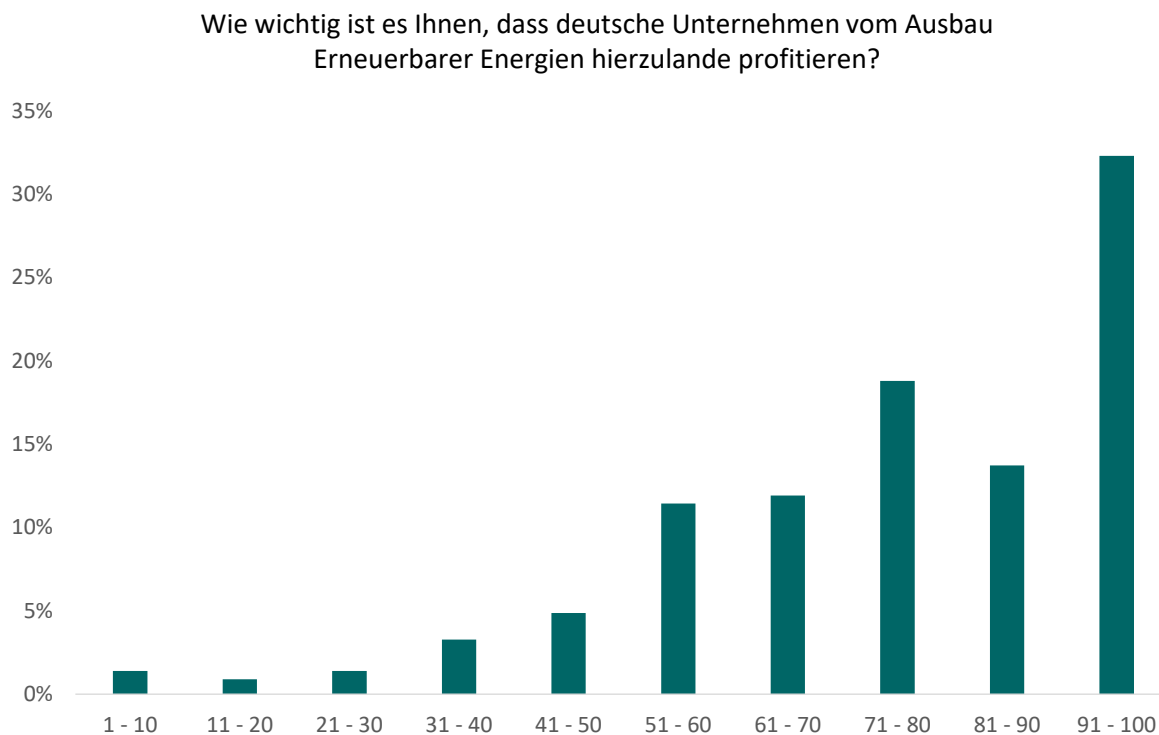


Abbildung 31: Skalenangabe über die Bedeutung der Partizipation von deutschen Unternehmen beim Ausbau der erneuerbaren Energien.; Skala: 1 (sehr unwichtig) bis 100 (sehr wichtig)

Die Auswertung der Umfrage ergibt zudem, dass Zeit und Dauer des Rückbaus für die gesellschaftliche Akzeptanz keine große Rolle spielen. Nur 3 % der Befragten geben an, dass für den Rückbau die schnellste Technologie eingesetzt werden soll (Abbildung 22). Auch das Thema Arbeitssicherheit und

dessen Einfluss auf die Rückbauakzeptanz in der Bevölkerung ist als gering einzuschätzen. Den Begriffen Umweltschutz und Ökonomie wurde laut Umfrage wesentlich mehr Bedeutung beigemessen. Die Frage „Wie sehr beeinflussen strengere Vorgaben zum Arbeits- und Gesundheitsschutz Ihre Einstellung zum Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen?“ wird nicht eindeutig beantwortet (Abbildung 32). Mit einem Mittelwert von 61,4 % befinden die Befragten, dass strengere Vorgaben zum Arbeitsschutz keinen erheblichen Einfluss auf die Akzeptanz in der Bevölkerung haben werden.

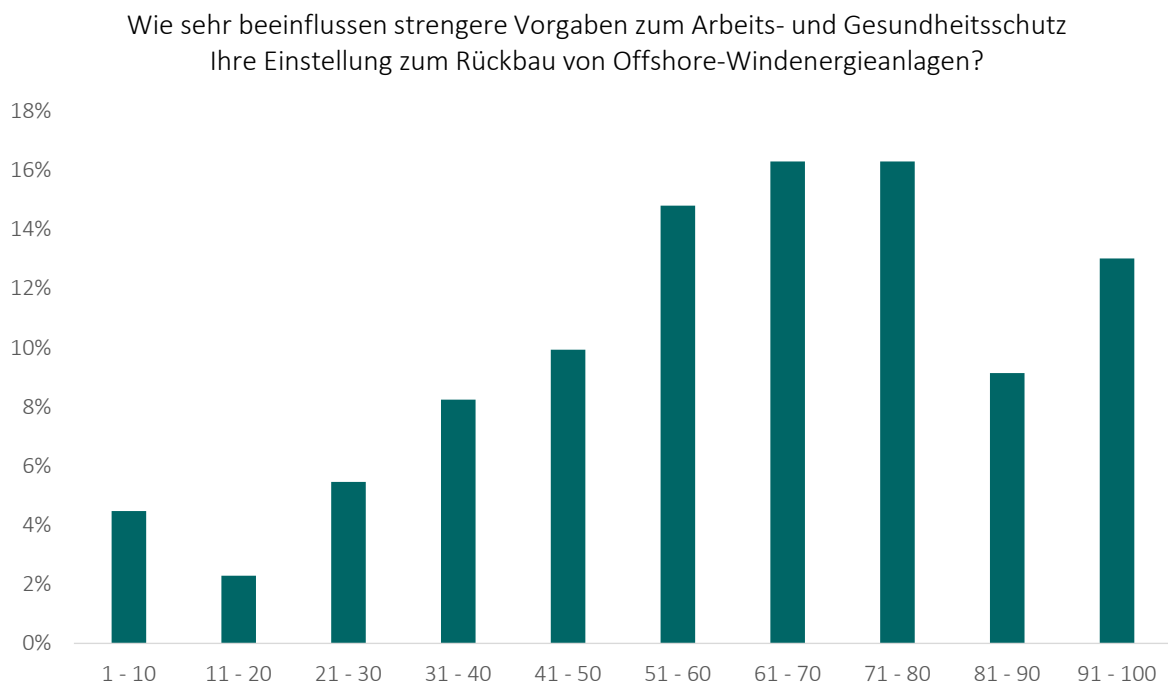


Abbildung 32: Skalenangabe über die Bedeutung eines erhöhten Arbeits- und Gesundheitsschutzes beim Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen; Skala 1 (kein Einfluss) bis 100 (großer Einfluss)

1.5 Nachhaltiger Rückbau von Offshore-Windparks – Definition im Rahmen des Projektes SeeOff

Offshore-Windenergie als erneuerbare Energie trägt zu der Vision und den Zielen der Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen bei, insbesondere zu dem Ziel 7 „Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern“ (UN 2015a). Für eine nachhaltige Entwicklung ist neben der Bereitstellung erneuerbarer Energie, hier in Form von elektrischer Energie, auch die Sicherstellung der Nachhaltigkeit über den gesamten Lebenszyklus zu beachten. Damit verbunden ist die Forderung auch die letzte Phase des Lebenszyklus von Offshore-Windparks, den Rückbau, nachhaltig zu gestalten.

Wie in Kapitel 1.3 (Stakeholderanalyse) und 1.4 (Akzeptanz) bereits dargelegt, ist es sowohl den Stakeholdern des OWP-Rückbaus als auch der allgemeinen Öffentlichkeit wichtig, dass der OWP-Rückbau nicht nur kostengünstig erfolgt, sondern auch Aspekte des Umweltschutzes und der Arbeitssicherheit berücksichtigt werden. Somit haben wir im Forschungsprojekt *SeeOff* als Hauptziel definiert, dass der **Rückbau von Offshore-Windparks nachhaltig, also kosteneffizient, umweltverträglich und sicher erfolgen soll**.

Aus ökonomischer Perspektive soll der OWP-Rückbau **ökonomisch effizient** erfolgen, und somit mit geringen Kosten verbunden sein. Unter der Kategorie Umwelt sollten folgende Aspekte berücksichtigt werden:

1. Entsprechend der Klimaziele der Paris Konvention 2015: **geringe Treibhausgasemissionen** (UN 2015b),
2. In Übereinstimmung mit dem Fahrplan für ein ressourcenschonendes Europa der Europäischen Kommission (European Commission 2011) und dem Aktionsplan für die Kreislaufwirtschaft (European Commission 2020a): **hohe Ressourceneffizienz**,
3. Im Einklang mit dem Post-2020 Global Biodiversity Framework der Vereinten Nationen (UN 2020) und der EU Biodiversitätsstrategie für 2030 (European Commission 2020b): **geringer Einfluss auf die lokale Biodiversität**

Und entsprechend der nationalen Arbeitssicherheitsziele des Bündnisses Gemeinsame Deutsche Arbeitsschutzstrategie (GDA) sollte der Rückbau mit hoher Arbeitssicherheit einhergehen und **Arbeitsunfälle in ihrer Häufigkeit und Schwere reduziert** werden (Nationale Arbeitsschutzkonferenz 2014).

2 Anforderungen an den Rückbau von Offshore-Windparks

2.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

2.1.1 Rechtliche Grundlagen

2.1.1.1 Anwendbarkeit des Seerechtsübereinkommens und des deutschen Rechts

Der Rückbau von Offshore-Windparks (OWP) unterliegt deutschem Recht sowie dem Seevölkerrecht, insbesondere dem Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (SRÜ) als „Verfassung der Meere“, welches die Nutzung der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) durch Anrainerstaaten regelt und auf zu beachtendes weiteres internationales Recht verweist.

Das Recht der Bundesrepublik ist zunächst nur auf das deutsche Staatsgebiet anwendbar, welches das Küstenmeer einschließt. Jeder Staat hat nach Art. 3 SRÜ das Recht, die Breite seines Küstenmeers bis zu einer Grenze festzulegen, die höchstens 12 Seemeilen von den Basislinien entfernt sein darf, die vom Küstenstaat in amtlich anerkannten Seekarten großen Maßstabs eingetragen ist (Art. 3 SRÜ). Von diesem Recht hat die Bundesrepublik Gebrauch gemacht, so dass sich deutsche Gesetze und deutsches Verwaltungshandeln unmittelbar auf dieses Gebiet innerhalb der 12 Seemeilen-Zone erstrecken. Angesichts der föderalen Struktur der Bundesrepublik ist des Weiteren zu berücksichtigen, dass jeder Teil des Staatsgebiets nicht nur Teil des Bundesgebiets, sondern gleichzeitig ein Teil des Landesgebietes ist. Dementsprechend ist das Küstenmeer nicht ausschließlich Bundesgebiet, sondern Teil des jeweiligen Küstenbundeslandes. Somit ist das jeweilige Landesrecht im Küstenmeer anwendbar.

Die AWZ, in dem in der Regel OWP gelegen sind, wird nach Art. 55 SRÜ als Meeresgebiet bezeichnet, welches hinter dem Küstenmeer zu verorten ist. Anders als das Küstenmeer gehört die AWZ nicht mehr zum Staatsgebiet, so dass die Anwendbarkeit deutscher Gesetze ebenso wie das Handeln deutscher Behörden einer positiven Feststellung bedarf (Art. 55 SRÜ). Art. 56 SRÜ erlaubt die Ausübung von Hoheitsrechten beispielsweise zum Zwecke der Nutzung der dort vorkommenden natürlichen Ressourcen, zur Energiegewinnung und zur Ergreifung von Umweltschutzmaßnahmen. In der AWZ hat der Küstenstaat das ausschließliche Recht zur Errichtung sowie zur Genehmigung und Regelung der Errichtung, des Betriebs und der Nutzung von Anlagen und Bauwerken für die in Art. 56 vorgesehenen und für andere wirtschaftliche Zwecke (Art. 60 SRÜ).

Soweit die Bundesrepublik von ihrem Recht aus Art. 56 SRÜ Gebrauch macht und in Form von Gesetzgebung und darauf basierendem Verwaltungshandeln dort Hoheitsrechte ausübt, unterliegen die entsprechenden Sachverhalte dem deutschen Recht. Dies schließt die Anwendung des Grundgesetzes (GG), insbesondere der dort verankerten Grundrechte ein. Denn aus Art. 1 Abs. 3 und Art. 20 GG ergibt sich, dass eine Bindung an deutsche Grundrechte überall dort anzunehmen ist, wo deutsche Staatsgewalt ausgeübt wird. Bau- und Rückbaumaßnahmen, sofern es sich um die Ausübung deutscher Staatsgewalt handelt, fallen daher auch in der AWZ in den sachlichen Geltungsbereich des Grundgesetzes (Ehlers 2013; Maurer 2012). Behördliche Anordnungen bedürfen somit stets einer gesetzlichen Grundlage und dürfen Anlagenbetreiber:innen bzw. Eigentümer:innen nicht in ihren Grundrechten verletzen.

Zu den in der deutschen AWZ anwendbaren Bundesgesetzen und -verordnungen, auf welche behördliche Anordnungen gestützt werden können, zählen auch solche, die die Errichtung, den Betrieb

und den Rückbau von Windenergieanlagen (WEA) auf See regeln. Hierzu zählen die Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres (Seeanlagenverordnung - SeeAnIV), das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG) und auch das Gesetz über die Aufgaben des Bundes auf dem Gebiet der Seeschifffahrt (Seeaufgabengesetz - SeeAufG).

2.1.1.2 Rechtsgrundlage für die Rückbauverpflichtung

Die gesetzliche Grundlage für den Rückbau von Offshore-Windparks ergibt sich aus der SeeAnIV und dem WindSeeG. Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass die SeeAnIV auf Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis zum 31.12.2020, das WindSeeG hingegen auf Anlagen mit einer Inbetriebnahme nach dem 31.12.2020 anwendbar ist.

SeeAnIV

Die 1997 in Kraft getretene SeeAnIV gilt nach § 1 Abs. 2 SeeAnIV für die Errichtung, den Betrieb und die Änderungen von Anlagen im Bereich der AWZ der Bundesrepublik Deutschland und auf der Hohen See. Voraussetzung ist, dass der/die Eigentümer:in Deutsche:r mit Wohnsitz im Bundesgebiet ist oder, im Falle von Handelsgesellschaften oder juristischen Personen, der Sitz der Gesellschaft in Deutschland liegt.

WEA erfüllen dabei die Voraussetzungen des in § 1 Abs. 2 SeeAnIV geregelten Anlagenbegriffs:

Anlagen im Sinne dieser Verordnung sind alle festen oder nicht nur zu einem kurzfristigen Zweck schwimmend befestigten baulichen oder technischen Einrichtungen, einschließlich Bauwerke und künstlicher Inseln, sowie die jeweils für die Errichtung und den Betrieb erforderlichen Nebeneinrichtungen, die

- 1) der Erzeugung von Energie aus Wasser, Strömung und Wind,
- 2) der Übertragung von Energie aus Wasser, Strömung und Wind,
- 3) anderen wirtschaftlichen Zwecken oder
- 4) meereskundlichen Untersuchungen

dienen.

Anlagen zur „Erzeugung von Energie“ im Sinne der Nr. 1 sind dabei Offshore-WEA. Nr. 2 definiert den Begriff der Leitungen, die den Strom an Land übertragen (Theobald et al. 2021).

Nach Abs. 2 fallen auch erforderliche Nebeneinrichtungen unter den Anlagenbegriff. Solche Nebeneinrichtungen für den Betrieb von WEA können „z.B. Plattformen während der Bauphase, Rettungseinrichtungen, Hubschrauberlandedecks, windparkinterne Verkabelungen oder Umspannplattformen sowie ggf. Messmasten oder -installationen sein“ (Theobald et al. 2021). Demgegenüber sind Netzanbindungsleitungen (mit Konverterplattformen) eigenständige Anlagen (Theobald et al. 2021).

§ 2 Abs. 1 SeeAnIV stellte die Errichtung und den Betrieb von Anlagen im Sinne des § 1 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 und 2 SeeAnIV sowie die wesentliche Änderung solcher Anlagen oder ihres Betriebs bis zum 30.1.2012 unter den Vorbehalt der Genehmigung und mit Wirkung vom 31.1.2012 unter den Vorbehalt der

Planfeststellung. Derzeit existieren deshalb sowohl OWP, denen eine Genehmigung zugrunde liegt, als auch OWP, die durch eine Planfeststellung beschlossen wurden. Zuständige Behörde ist das BSH.

Wenn der Plan außer Kraft getreten bzw. die Genehmigung erloschen ist, sind die Anlagen gemäß § 13 Abs. 1 SeeAnIV zu beseitigen. Dies steht im Einklang mit Art. 60 Abs. 3 SRÜ, wonach alle aufgegebenen oder nicht mehr benutzten Anlagen oder Bauwerke zu beseitigen sind, um die Sicherheit der Schifffahrt zu gewährleisten.

Auf der Grundlage des § 2 Abs. 1 SeeAnIV hat das BSH die in der deutschen AWZ bestehenden und vor dem 31.12.2020 in Betrieb genommenen WEA genehmigt bzw. planfestgestellt.

WindSeeG

Das WindSeeG regelt nach § 1 Abs. 1 Nr. 3 die Zulassung, die Errichtung, die Inbetriebnahme und den Betrieb von WEA auf See, sonstigen Energiegewinnungsanlagen und Offshore-Anbindungsleitungen, soweit sie nach dem 31.12.2020 in Betrieb genommen werden.

Der Begriff der WEA auf See wird in § 3 Nr. 7 definiert als:

„jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus Windenergie, die auf See in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der Küstenlinie der Bundesrepublik Deutschland aus seewärts errichtet worden ist; als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 „Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer“, Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 „Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer“, Ausgabe 1994, XII., des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1:375 0001 dargestellte Küstenlinie“.

Nach § 45 WindSeeG bedürfen die Errichtung und der Betrieb von Einrichtungen sowie die wesentliche Änderung solcher Einrichtungen oder ihres Betriebs der Planfeststellung durch das BSH. § 58 Abs. 1 WindSeeG regelt die Beseitigung der Einrichtungen, soweit der Planfeststellungsbeschluss unwirksam geworden ist. Die Rechtslage nach dem WindSeeG entspricht der Rechtslage nach der SeeAnIV.

Wenn das BSH auf der Grundlage des § 58 Abs. 1 WindSeeG die Rückbauverpflichtung in dem Planfeststellungsbeschluss anordnet, bildet diese Anordnung die Rechtsgrundlage für die Rückbauverpflichtung. Sofern das BSH in dem Bescheid den Rückbau nicht anordnet, folgt die Verpflichtung aus § 58 Abs. 1 WindSeeG.

Behördliche Anordnung zum Rückbau

Das BSH kann als zuständige Behörde auf der Grundlage von § 13 Abs. 1 SeeAnIV bzw. § 58 Abs. 1 WindSeeG die Rückbauverpflichtung in dem Genehmigungsbescheid oder Planfeststellungsbeschluss anordnen. Hierbei muss die Behörde den Vorgaben der Raumordnung und Fachplanung Rechnung für die Nord- und Ostsee Rechnung tragen. Auf der Grundlage von § 17 Raumordnungsgesetz wurden zunächst 2009 Raumordnungspläne für die Nord- und Ostsee erlassen, die in ihren jeweiligen Ziffern 3.5.1 bestimmen, dass Offshore-WEA nach Aufgabe der Nutzung zurückzubauen sind. Im nunmehr geltenden Raumordnungsplan 2021 für die deutsche AWZ in der Nordsee und in der Ostsee wird die Rückbauverpflichtung ebenfalls geregelt (Ziffer 2.2.1). Konkretisierende Planungsvorgaben sind im jeweils geltenden Flächenentwicklungsplan (FEP) enthalten. So bestimmt in konsistenter Weise der FEP 2019 (BSH 2019b), dass WEA auf See nach Aufgabe der Nutzung zurückzubauen sind.

Hat das BSH den Rückbau im Genehmigungsbescheid oder Planfeststellungsbeschluss angeordnet, so bildet diese Anordnung die Rechtsgrundlage für die Rückbauverpflichtung. Nach Bestandskraft gehen die in dort getroffenen Regelungen den abstrakt-generellen gesetzlichen Regelungen der SeeAnIV und des WindSeeG vor. Sollte in einem Genehmigungsbescheid oder Planfeststellungsbeschluss der Rückbau nicht speziell geregelt sein, folgt die Rückbauverpflichtung unmittelbar aus § 13 Abs. 1 SeeAnIV oder § 58 Abs. 1 WindSeeG.

2.1.1.3 Verantwortung für den Rückbau

Die Verantwortlichkeit für die Erfüllung der Pflichten, die sich aus der SeeAnIV und aus dem WindSeeG ergeben, folgt aus § 15 Abs. 1 SeeAnIV und wortgleich aus § 56 Abs. 1 WindSeeG. Verantwortlich sind:

- 1) „der Adressat des Planfeststellungsbeschlusses, der Plangenehmigung oder der Genehmigung, bei juristischen Personen und Personenhandelsgesellschaften die nach Gesetz, Satzung oder Gesellschaftsvertrag zur Vertretung berufenen Personen,
- 2) der Betreiber der Anlage, bei juristischen Personen und Personenhandelsgesellschaften die nach Gesetz, Satzung oder Gesellschaftsvertrag zur Vertretung berufenen Personen, und
- 3) die zur Leitung oder Beaufsichtigung des Betriebs oder eines Betriebsteils bestellten Personen im Rahmen ihrer Aufgaben und Befugnisse.“

Wenn das BSH die Rückbauverpflichtung im Planfeststellungsbeschluss angeordnet hat, folgt die Verantwortlichkeit des:der Adressat:in im Sinne der Nr. 1 unmittelbar aus dem Planfeststellungsbeschluss. In diesem Fall bleiben bei Personenverschiedenheit Anlagenbetreiber:in (Nr. 2) und Personen im Sinne der Nr. 3 ebenfalls zum Rückbau verpflichtet.

2.1.1.4 Umfang des Rückbaus

Der gesetzliche Umfang des Rückbaus ergibt sich aus § 13 SeeAnIV bzw. § 58 WindSeeG mit entsprechenden Verweisen auf das einschlägige internationale Recht. Im Ergebnis gebieten die nachfolgend im Detail dargestellten Regelungen eine Einzelfallbetrachtung, so dass zum genauen technisch abgegrenzten Umfang keine rechtssicheren Aussagen getroffen werden können.

Sofern das BSH auf der Grundlage der gesetzlichen Regelungen Anordnungen zum Umfang des Rückbaus getroffen hat oder trifft, sind diese zu beachten. In der Regel ist damit eine Rechtssicherheit gegeben, da im Gegensatz zu einer abstrakt-generellen Regelung im Gesetz eine Einzelfallentscheidung getroffen wird.

Erforderlichkeit nach § 13 Abs. 1 SeeAnIV und § 58 Abs. 1 WindSeeG

Für den Umfang des Rückbaus regelt § 13 Abs. 1 SeeAnIV, dass die Anlagen gemäß § 13 Abs. 1 SeeAnIV in dem Umfang zu beseitigen sind, wie dies die in § 5 Abs. 6 oder § 7 SeeAnIV genannten Belange erfordern. Es gilt dabei der Anlagenbegriff aus § 1 Abs. 2 SeeAnIV (s.o.), der WEA sowie die jeweils für die Errichtung und den Betrieb erforderlichen Nebeneinrichtungen erfasst. Materiell-rechtlich vergleichbar sieht § 58 Abs. 1 WindSeeG eine Beseitigung der Einrichtungen in dem Umfang vor, wie dies die in § 48 Abs. 4 Nr. 1 bis 4 genannten Belange erfordern. Der Begriff der „Einrichtungen“ wird in umfassen gemäß § 44 WindSeeG legal definiert. Einrichtungen umfassen danach neben den WEA auf See ebenfalls „Anlagen zur Übertragung von Strom aus Windenergieanlagen auf See einschließlich der

jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der Anlagen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen“.

Zu diesen, für den Umfang des Rückbaus maßgeblichen Belangen, zählen beispielsweise die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs und die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung sowie der Schutz der Meeresumwelt und die Belange aus sonstigen öffentlich-rechtlichen Vorschriften.

Eine Gefährdung für die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs könnte aus nicht vollständig abgetragenen Anlagenteile resultieren, wenn sich dort Schleppnetze der Fischerei verhaken und Fischereifahrzeuge zum Kentern bringen“ (Theobald et al. 2021).

Der Umfang für den Rückbau richtet sich überdies nach den „sonstigen öffentlich-rechtlichen Vorschriften“ (s.o.), welche auch die Raum- und Fachplanung einschließen. Hierzu zählen die „Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee“ (AWZ Nordsee-ROV). Raumordnungspläne 2009 für die Nord- und Ostsee, die in ihren jeweiligen Ziffern 3.5.1 bestimmen, dass Offshore-WEA nach Aufgabe der Nutzung zurückzubauen sind. Sofern der Rückbau größere nachteilige Umweltauswirkungen als der Verbleib verursacht, ist von ihm ganz oder teilweise abzusehen, es sei denn, der Rückbau ist aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs erforderlich. Im nunmehr geltenden Raumordnungsplan 2021 für die deutsche AWZ in der Nordsee und in der Ostsee wird in Ziffer 2.2.1 (2) ebenfalls geregelt, dass feste Anlagen nach Ende der Nutzungsdauer zurückzubauen sind. Aus der Erläuterung zu Unterziffer (2) folgt, dass dies Kabel einschließt.

Demnach ist auch die OWP-interne Verkabelung aufgrund raumordnungsrechtlicher Vorgaben grundsätzlich zu entfernen, obwohl sie sich im Meeresboden befinden. Auch in der Richtlinie *Offshore Anlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffverkehrs*, herausgegeben von der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt, wird ein Rückbau der Seekabel gefordert. Diese Richtlinie stellt zwar keine gesetzliche Regelung dar, sie kann aber von Behörden und Gerichten zur Auslegung der gesetzlichen Regelungen zum Umfang des Rückbaus herangezogen werden und entfaltet dann über den in Art. 3 GG verankerten Gleichbehandlungsgrundsatz Bindungswirkung.

Aus den dargestellten beim Rückbau zu berücksichtigenden Belangen wird in der Literatur abgeleitet, dass eine vollständige Beseitigung der Anlage nicht in jedem Fall erfolgen muss, insbesondere dann nicht, wenn Anlagen oder Anlagenteile keine Gefahr für die Schutzgüter der SeeAnIV (und damit auch des WindSeeG) darstellen. Ein Unterlassen des Rückbaus einzelner Anlagenteile könnte angezeigt sein, wenn dies für die Meeresumwelt weniger schädlich ist. Unschädliche Anlagenteile könnten die Funktion von Riffen übernehmen und Meereslebewesen wie Pflanzen, Muscheln und Kleintieren einen Siedlungs- und Schutzraum bieten (Theobald et al. 2021; Säcker 2017). Für diese Auffassung spricht jedenfalls der Wortlaut des § 13 Abs. 1 SeeAnIV und § 58 Abs. 1 WindSeeG. Die Anlagen oder Einrichtungen sind „in dem Umfang zu beseitigen, wie dies die (...) genannten Belange erfordern“. Der:Die Verordnungs- bzw. Gesetzgeber:in geht mithin nur von einem auf die Erforderlichkeit begrenzten Rückbau aus. Inwieweit diese Auffassung der Verpflichtung eines vollständigen Rückbaus erfolgreich entgegengehalten werden kann, lässt sich nicht rechtssicher feststellen. Rechtsprechung zu diesem Thema gibt es bislang nicht.

Allgemein anerkannte internationale Normen nach § 13 Abs. 2 SeeAnIV und § 58 Abs. 2 WindSeeG

Für den Rückbau sind überdies nach § 13 Abs. 2 SeeAnIV und § 58 Abs. 2 WindSeeG die allgemein anerkannten internationalen Normen zur Beseitigung als Mindeststandard zu berücksichtigen.

Dies entspricht § 60 Abs. 3 SRÜ. Hier heißt es: „... dabei sind die allgemein anerkannten internationalen Normen zu berücksichtigen, die in dieser Hinsicht von der zuständigen internationalen Organisation festgelegt sind“. Die internationale Organisation ist in diesem Fall die International Maritime Organization, welche eine Sonderorganisation der Vereinten Nationen ist. Mit der Resolution A.672(16) „Richtlinien zur Beseitigung von Offshore-Anlagen und Bauwerken auf dem Festlandsockel und der AWZ“ von 1989 hat die IMO solche Regeln und Normen erarbeitet (International Maritime Organization (IMO) 1989). Nach Art. 60 Abs. 3 SRÜ sind die Mitgliedsstaaten des SRÜ dazu verpflichtet, diese Empfehlungen für die Regelung von Rückbaumaßnahmen zu berücksichtigen. Dieser Berücksichtigungspflicht ist die Bundesrepublik mit § 13 Abs. 2 SeeAnIV und § 58 Abs. 2 WindSeeG nachgekommen. Nach der Resolution A 672 (16) sollen grundsätzlich alle aufgegebenen oder nicht mehr gebrauchten Anlagen in weniger als 100 m Wassertiefe vollständig beseitigt werden (IMO 1989); (Theobald et al. 2021) Das Regelwerk erlaubt es einem Staat jedoch zu bestimmen, ob die Installation oder Struktur vollständig oder teilweise an Ort und Stelle verbleiben dürfen, wenn diese für eine neue Nutzung zugelassen werden oder keine unvermeidbaren Störungen bei anderen Nutzungen des Meeres verursachen. Weitere Gründe für einen teilweisen Verbleib können sein, dass ein Rückbau technisch nicht realisierbar ist, extreme Kosten entstehen oder nicht hinnehmbare Risiken für Personal oder marine Umwelt bestehen. Gemäß Abschnitt 3.6 ist bei einer nicht vollständigen Entfernung jedoch sicherzustellen, dass die Wassersäule über der verbleibenden Struktur 55 m beträgt, damit eine sichere Navigation gewährleistet ist. OWP in der deutschen AWZ in einer Wassertiefe von mehr als 55 m existieren jedoch faktisch nicht. Von diesen Standards kann bisher somit noch kein Gebrauch gemacht werden.

Zu den Normen im Sinne des § 13 Abs. 2 SeeAnIV und § 58 Abs. 2 WindSeeG zählen auch das Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordostatlantiks vom 22.9.1992 (OSPAR-Übereinkommen), das seinen Anwendungsbereich in der AWZ der Nordsee hat, sowie das Übereinkommen über den Schutz der Meeresumwelt des Ostseegebiets vom 9.4.1992 (Helsinki-Übereinkommen).

Für die Nordsee verbietet Art. 2 S. 2 OSPAR Beschluss 98/3 (OSPAR Commission 1998) über die Entsorgung außer Betrieb genommener Offshore-Anlagen das Einbringen und das vollständige oder teilweise Zurücklassen von außer Betrieb genommenen Offshore-Anlagen innerhalb des maritimen Gebiets. Entsprechend Art. 1 der OSPAR Konvention 1992 (OSPAR Commission 1992) werden Offshore-Installationen und Offshore-Aktivitäten jedoch folgendermaßen definiert:

„Offshore installation means any man-made structure, plant or vessel or parts thereof, whether floating or fixed to the seabed, placed within the maritime area for the purpose of offshore activities.“

"Offshore activities" means activities carried out in the maritime area for the purposes of the exploration, appraisal or exploitation of liquid and gaseous hydrocarbons."

Die OSPAR Guidance on Environmental Consideration for Offshore Wind Farm Development (OSPAR Commission 2008) erlaubt es der zuständige Behörde zu entscheiden, dass einzelne Komponenten des OWP verbleiben sollen (z.B. Teile des Piles im Seeboden, Kolkenschutz). Voraussetzung ist die Sicherstellung von keinerlei nachteiligen Auswirkungen auf die Umwelt, Sicherheit der Navigation oder anderen Nutzungen auf See.

Anordnungen des BSH zum Umfang und öffentlich-rechtlicher Vertrag

Im Hinblick auf den Umfang der Rückbauverpflichtung besteht Rechtssicherheit im Einzelfall dann, wenn hierzu in dem Planfeststellungsbeschluss bzw. in der Genehmigung konkrete Anordnungen getroffen wurden. Nach Bestandskraft der Genehmigung oder des Planfeststellungsbeschlusses ist allein die dort getroffene Anordnung zum Umfang des Rückbaus maßgeblich. Selbst wenn die angeordnete Rückbauverpflichtung weitreichender ist als die gesetzlich vorgesehene, ist die behördliche Anordnung zu beachten.

Das BSH spezifiziert regelmäßig in den Nebenbestimmungen der Genehmigung oder des Planfeststellungsbeschlusses den Rückbau. In der Nebenbestimmung 24 wird die Rückbauverpflichtung festgehalten. Demnach sind nach außer Kraft treten der Genehmigung bzw. des Planbeschlusses die „Offshore-Anlagen einschließlich sämtlicher Nebenanlagen [...] ordnungsgemäß an Land zu entsorgen.“ (BSH 2016). In früheren Genehmigungen findet sich die Formulierung, dass „die Anlage abzubauen und – nachweislich – ordnungsgemäß an Land zu entsorgen“ (BSH 2005) ist. Wird in diesen Genehmigungen auf die explizite Nennung der Nebenanlagen verzichtet, ist ein Verweis auf diese in den neueren Plangenehmigungen zu entnehmen. Bei der Zugrundelegung der Definition des Anlagenbegriffs ist eine solche Nennung nicht zwingend erforderlich, da eine Anlage diese gemäß WindSeeG bzw. SeeAnIV umfasst (vgl. hierzu die Ausführungen zur Reichweite des Anlagenbegriffs und des Einrichtungsbegriffs).

Nebenbestimmung 24 erfasst auch unterschiedliche vorgeschriebene Abtrennungstiefen, die eine Einschätzung und Berücksichtigung von künftigen Sedimentumlagerungen fordert. Entsprechend geologisch-sedimentologischer Verhältnisse vor Ort werden die Nebenbestimmungen vom BSH als zuständige Fachbehörde ausgestaltet. Dabei ist die minimale Abtrenntiefe beim Rückbau in jedem Fall größer als 1 m.

Wenn das BSH beispielsweise angeordnet hat, dass in den Meeresboden eingebrachte Bestandteile der Gründung unter der Oberkante Meeresboden abzutrennen sind, so muss die hierzu verpflichtete Person einen Rückbau in diesem Umfang vornehmen (Säcker 2017). Dies gilt auch dann, wenn der reduzierte Rückbau nicht mit der Gefahr einer Schädigung der Meeresumwelt verbunden ist oder verbleibende Anlagenteile einen Siedlungs- und Schutzraum für Meereslebewesen bieten. Grund hierfür ist die Bestandskraft des Planfeststellungsbeschlusses oder der Genehmigung (s.o.).

Sofern angestrebt wird, einen Rückbau in einem geringerem als dem angeordneten Umfang vorzunehmen, ist dies nur möglich, wenn das BSH auf der Grundlage der §§ 48, 49 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) eine in einer Genehmigung angeordnete Rückbauverpflichtung aufhebt und auf der Grundlage des § 13 Abs. 1 SeeAnIV in modifizierter (bzw. reduzierter) Form erneut erlässt. Hierbei handelt es sich um allgemeingültige verwaltungsrechtliche Grundsätze, denen auch das BSH unterliegt. § 48 VwVfG regelt die Rücknahme eines rechtswidrigen Verwaltungsaktes; § 49 VwVfG den Widerruf eines rechtmäßigen Verwaltungsaktes nach Eintritt der Bestandskraft. Welche Norm

einschlägig ist, richtet sich nach der Auffassung des BSH zum gesetzlichen Umfang der Rückbauverpflichtung im Einzelfall. Fraglich ist hierbei, ob der Umfang des Rückbaus unter Berücksichtigung der Anforderungen aus § 13 Abs. 1 SeeAnIV rechtswidrig oder rechtmäßig ist. Ob die Anordnung einer Rückbauverpflichtung aufgehoben wird und dann zugunsten des:der Anlagenbetreiber:in eine neue Anordnung getroffen wird, liegt allein im Ermessen des BSH. Einen Anspruch hierauf hat der:die Anlagenbetreiber:in nach Bestandskraft nicht.

Sofern ist die Rückbauverpflichtung in einem Planfeststellungsbeschluss angeordnet ist, ist im Fall einer Aufhebung durch das BSH zu berücksichtigen, dass §§ 48 und 49 VwVfG nach ihrem Wortlaut den Anwendungsbereich auf Verwaltungsakte beschränken und nicht auf Planfeststellungsbeschlüsse erstrecken. In neuerer Rechtsprechung wendet das Bundesverwaltungsgericht aber die §§ 48 und 49 VwVfG grundsätzlich auch auf Planfeststellungsbeschlüsse an (Bundesverwaltungsgericht (BVerwG), 3 A 8/15 vom 19.12.2017; Bundesverwaltungsgericht (BVerwG), 4 A 7001/11, 4 A 7002/11, 4 A 7003/11 vom 31.07.2012).

Für den Fall, dass das BSH und der:die Anlagenbetreiber:in sich auf eine für den:die Anlagebetreiber:in günstigere Rückbauverpflichtung einigen, kann zwischen beiden Parteien auch ein öffentlich-rechtlicher Vertrag über den Umfang des Rückbaus abgeschlossen werden. Nach § 54 S. 2 VwVfG kann das BSH als Behörde, anstatt einen Verwaltungsakt (Anordnung zum Rückbau) zu erlassen auch einen öffentlich-rechtlichen Vertrag mit demjenigen schließen, an den sie sonst den Verwaltungsakt richten würde. Ein solcher Vertrag kann auch beinhalten, dass eine bereits getroffene Rückbauanordnung aufgehoben wird.

Verantwortlichkeit für verbleibende Anlagenteile nach dem SeeAufG

Für den Fall, dass in den Grenzen von § 13 SeeAnIV, § 58 WindSeeG oder aber in den Grenzen von Rückbauanordnungen in der Genehmigung oder Planfeststellung Anlagenteile wie Kabel, Kolkschutz oder Gründungsstrukturen nicht beseitigt werden, so bleibt der:die Eigentümer:in für die Teile verantwortlich. Das SeeAufG regelt eine erweiterte Zustandsverantwortlichkeit, denn der:die Eigentümer:in kann sich seiner Verantwortung noch nicht einmal dadurch entziehen, dass er sein Eigentum aufgibt.

Keine Anwendung findet insoweit die sachenrechtliche Regelung in § 946 BGB, nach der eine bewegliche Sache durch dauerhafte Verbindung mit einem Grundstück wesentlicher Bestandteil dieses Grundstücks wird, so dass das bisherige Eigentum an der beweglichen Sache untergeht. Grund hierfür ist, dass die AWZ ein sachenrechtlich nicht aneignungsfähiges Niemandsland ohne Grundbuchfähigkeit darstellt (Leicht et al. 2020). Die Anlagen, und damit auch die Anlagenteile bleiben trotz Verankerung im Boden sonderrechtsfähige bewegliche Sachen, für die eine Person, z.B. der:die Anlagenbetreiber:in, ein Eigentumsrecht hat.

§ 3a Abs. 2 des SeeAufG erlaubt es Behörden, Maßnahmen der Gefahrenabwehr zu ergreifen, wenn von den verbliebenen Teilen Gefahren ausgehen. Da speziellere gefahrenabwehrrechtliche Regelungen nicht bestehen, findet das SeeAufG Anwendung. Diese Maßnahmen können gegen den:die Inhaber:in der tatsächlichen Gewalt, gegen den:die Eigentümer:in oder eine:n andere:n Berechtigte:n gerichtet werden. Selbst wenn das Eigentum aufgegeben wird und die Anlagenteile herrenlos sind, so können die

Maßnahmen gegen den:diejenigen gerichtet werden, der:die das Eigentum an der Sache aufgegeben hat. Für eine Verjährung fehlt es an einer gesetzlichen Grundlage (Erbguth und Stollmann 2001).

2.1.2 Leistungen von Sicherheiten

In § 58 Abs. 3 WindSeeG bzw. § 15 Abs. 3 SeeAnIV wird dem BSH die Möglichkeit eingeräumt, eine Sicherheit zur Erfüllung der Beseitigungspflicht bzw. Rückbaupflicht anzuordnen. In der Anlage bzw. dem Anhang werden die Anforderungen an Sicherheitsleistungen formuliert.

Im Rahmen der Genehmigung entscheidet das BSH über „Art, Umfang und Höhe der Sicherheit“ (Nr. 1 der Anlage zu § 58 Abs. 3 WindSeeG). Diese ist „vor Beginn der Errichtung der Anlage“ (Nr. 1 der Anlage zu § 58 Abs. 3 WindSeeG) zu leisten und nachzuweisen. Neben den in § 232 BGB genannten Arten von Sicherheitsleistungen sind insbesondere Konzernbürgschaften oder Garantien eines Kreditinstitutes möglich (vgl. Nr. 4 der Anlage zu § 58 Abs. 3 WindSeeG).

Details zum Thema Sicherheitsleistungen finden sich regelmäßig in den Genehmigungen der OWP: Nebenbestimmung der Genehmigung ist die Auflage, bereits vor Beginn der Errichtung eine Sicherheit in Höhe der voraussichtlichen Höhe der Rückbaukosten zu erbringen. Die konkrete Höhe der Sicherheit bleibt dabei im Genehmigungstext regelmäßig offen. Über die Ermittlung der voraussichtlichen Kosten hat der Vorhabenträger eine nachvollziehbare Kalkulation vorzulegen.

Die Sicherheitsleistung ist „mindestens alle vier Jahre [...] mit dem Ziel der Erhaltung des realen Wertes der Sicherheit zu überprüfen“ (WindSeeG Anlage (zu § 58 Abs. 3), 6.) und ggf. anzupassen. Damit wurde die Formulierung der SeeAnIV einer regelmäßigen Überprüfung konkretisiert (vgl. Nr. 4 der Anlage zu § 15 Abs. 3 SeeAnIV)

Exkurs

In der Praxis führen der Ermessensspielraum des BSH und die Tatsache, dass der:die Betreiber:in selbst die Kostenberechnungen erstellen, zu erheblichen Unterschieden. Das BSH hat dem Forschungsprojekt *SeeOff* 21 Rückbaukonzepte und entsprechende Kostenberechnungen zur Verfügung gestellt. Wir haben die Konzepte und Berechnungen qualitativ und quantitativ analysiert. Unsere Ergebnisse legen nahe, dass die Konzepte und Berechnungen erheblich voneinander abweichen. Die Unterschiede lassen sich nicht allein durch OWP-Merkmale wie die Anzahl der Anlagen oder die Anlagengröße erklären. Darüber hinaus gibt es gravierende Unterschiede in den von den Betreiber:innen angewandten Systemgrenzen und Verfahren. Tabelle 6 zeigt die deskriptive Statistik für die in den Rückbaukonzepten der OWP-Betreiber:innen ausgewiesenen Rückbaukosten.

Tabelle 6: Sicherheitsleistungen für Offshore-Windparks in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone

	Pro Park	Pro Lokation	Pro MW
Anzahl Beobachtungen	21	21	21
Mittelwert	46 903 T€	883 T€	156 T€
Standardabweichung	17 232 T€	457 T€	61 T€
Minimum	18 693 T€	233 T€	64 T€
Maximum	86 760 T€	2 292 T€	327 T€

Die Ergebnisse unserer Analysen deuten darauf hin, dass die größten Unterschiede zwischen den Konzepten und den entsprechenden Berechnungen in den folgenden Extremen bestehen:

- Die Kosten werden auf der Grundlage von Aktivitäten und Ressourcen bestimmt, versus die Kosten auf der Grundlage von Durchschnittswerten verschiedener Studien werden ermittelt.
- Annahmen bezüglich der Inputdaten, z.B. angenommene Dauern und Kostensätze, werden offengelegt, versus nur die Endergebnisse pro Komponente werden präsentiert.
- Es werden nur die Kosten für Offshore-Aktivitäten berechnet, versus zusätzliche Kosten für Aktivitäten an Land und Entsorgungskosten werden ermittelt.
- Die Kosten für die Beseitigung des Kolksschutzes werden berechnet, versus keine Kosten für die Beseitigung von Kolksschutz werden berechnet.
- Es werden keine Einnahmen aus Materialverkäufen berücksichtigt versus Einnahmen aus Materialverkäufen kostenmindernd erfasst.
- Es wird von aktuellen Preisen ausgegangen versus Preissteigerungen über 25 Jahre werden bei der Ermittlung des Betrags berücksichtigt.
- Keine Berücksichtigung von Marktentwicklungen versus Annahme von Charterratenreduzierungen für Spezialschiffe von 25-42 %.
- Es werden keine Risiken berücksichtigt, versus Zuschläge für Wetterunsicherheiten und Unvorhergesehenes werden berechnet.

2.1.3 Rückstellungen

Die Rückbauverpflichtung ist bereits, wie oben erläutert, bei Inbetriebnahme des OWP bekannt, sodass hierfür nach allgemeinen Grundsätzen Rückstellungen zu bilden sind. Dabei ist zu unterscheiden, ob die Bilanzierung nach internationalen Standards (IFRS) oder nach handelsrechtlichen Grundsätzen (HGB) erfolgt. Für Zwecke der Besteuerung bzw. Ermittlung des Gewerbeertrags (Gewerbsteuer) und zu versteuernden Einkommens (Körperschaftsteuer) sind dagegen die steuerrechtlichen Vorschriften zu beachten.

Nach den International Accounting Standard (IAS) 37.14 sind rechtliche und faktische Verpflichtungen zu passivieren, wenn

- das Unternehmen sich dieser Verpflichtung nicht mehr entziehen kann,
- die Inanspruchnahme und damit ein zukünftiger Geldmittelabschluss wahrscheinlich ist und
- eine verlässliche Schätzung der Kosten möglich ist.

Die Verpflichtung zum Rückbau entsteht dem Grund nach im Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebnahme der Windparks, daher sind die Rückbaukosten in diesem Zeitpunkt bereits vollständig zurückzustellen. Der Barwert der geschätzten Rückbaukosten wird als Rückstellung passiviert. Nach IAS 16.16 (c) führt der Betrag zu Anschaffungskosten, sodass die Bildung der Rückstellung im Ergebnis neutral erfolgt. In den Folgeperioden werden die erhöhten Anschaffungskosten über die Nutzungsdauer abgeschrieben.

Nach HGB sind Rückstellungen zu bilden, wenn

- eine Außenverpflichtung vorliegt, d.h. es muss eine bürgerlich-rechtliche Verpflichtung gegenüber einem Dritten oder eine öffentlich-rechtliche Verpflichtung bestehen
- eine gewisse Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme vorliegt und
- die Höhe und der Zeitpunkt des Eintretens einer Verpflichtung müssen am Abschlussstichtag ungewiss sein.

Im Gegensatz zur Bilanzierung nach IFRS erfolgt die Bildung der Rückstellung über die Laufzeit, sog. Ansammlungsrückstellung. Die Rückstellung wird nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung zum notwendigen Erfüllungsbetrag angesetzt, § 253 Abs. 1 S. 2 HGB, sodass zukünftige Preissteigerungen ebenfalls in die Bewertung einzubeziehen sind.

Die Rückstellung hat grundsätzlich eine Restlaufzeit, die mehr als ein Jahr beträgt. Nach § 253 Abs. 2 Satz 1 HGB ist die Rückstellung mit dem durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Jahre abzuzinsen und wie nach IAS 37.60 in den Folgejahren aufzuzinsen. Der Zinsaufwand ist nach IFRIC 1.8; § 277 Abs. 5 HGB ergebniswirksam im Finanzergebnis zu buchen, wohingegen Anpassungsbeträge aus der Änderung des Zinssatzes nach IFRS den Wertansatz im Anlagevermögen beeinflussen, IFRIC 1.5-7.

Steuerrechtlich wird die Rückstellung ebenfalls über die Laufzeit angesammelt. Zukünftige Preissteigerungen dürfen nicht berücksichtigt werden. Rückstellungen mit einer Restlaufzeit mit mehr als einem Jahr sind ebenfalls abzuzinsen, der Zinssatz beträgt nach § 6 Abs. 3a lit. d-f EStG stets 5,5 %.

Für die unterschiedlichen Wertansätze im Anlagevermögen (IFRS) und bei den Rückstellungen (IFRS und HGB) sind sowohl nach IFRS als auch nach HGB latente Steuern zu bilden.

2.1.4 Zoll und Steuern

2.1.4.1 Grundlagen

Der jeweilige Küstenstaat der AWZ erhält durch das SRÜ (UN 1982) hoheitliche Rechte, die auch Besteuerungsrechte umfassen, Artikel 60 Abs. 2 SRÜ. Die Ausübung der Besteuerungsrechte ist in den einzelnen Steuergesetzen zu regeln.

2.1.4.2 Einkommen-/Körperschaftsteuer

Während in Deutschland ansässige Unternehmen als unbeschränkt Steuerpflichtige nach dem Welteinkommensprinzip grundsätzlich sämtliche Einkünfte zu versteuern haben (§ 2 Abs. 1 S. 1 EStG und § 1 Abs. 2 KStG), sind für Unternehmen, die ihren Sitz außerhalb Deutschlands haben, territoriale Fragestellungen von Bedeutung. Nur wenn die Einkünfte im Inland erzielt werden, sind diese der deutschen Besteuerung zu unterwerfen (gem. § 1 Abs. 4 EStG und § 2 Nr. 1 KStG auf die inländischen Einkünfte i. S. d. § 49 EStG).

Mit dem Jahressteuergesetz 2008 wurde in § 1 Abs. 1 S. 2 EStG der sog. „erweiterte Inlandsbegriff“ für einkommen- und körperschaftsteuerliche Zwecke eingeführt. Der deutsche Anteil am Festlandsockel gilt dann als Inland, soweit er der Energieerzeugung unter Nutzung erneuerbarer Energien dient, was bei dem Betrieb eines OWP unstreitig der Fall ist, weshalb der Rückbau ebenfalls steuerlich zu erfassen ist. Die Einkünfte eines OWP in der deutschen AWZ liegen somit steuerrechtlich im Inland.

Die Einkünfte sind grundsätzlich als Einkünfte aus Gewerbebetrieb zu klassifizieren, sodass für die Besteuerung eine inländische Betriebsstätte i.S.v. § 12 AO vorliegen muss, § 49 Abs. 1 Nr. 2 a) EStG. Eine Betriebsstätte ist eine feste Geschäftseinrichtung, die der Tätigkeit eines Unternehmens dient. Während über den Beginn des Vorliegens diskutiert werden kann, ist der Betrieb und damit der Rückbau des OWP wohl unstreitig als Betriebsstätte zu klassifizieren. Die Aufwendungen, die beim Rückbau anfallen, sind somit steuerlich in Deutschland relevant.

2.1.4.3 Gewerbesteuer

Jeder stehende Gewerbebetrieb, der im Inland betrieben wird, ist nach § 2 Abs. 1 S. 1 GewStG gewerbesteuerpflichtig. Auch für die Gewerbesteuer muss zumindest eine inländische Betriebsstätte vorliegen, § 2 Abs. 1 S. 3 GewStG. Während das Welteinkommensprinzip für einkommensteuer- und körperschaftsteuerliche Zwecke sämtliche Einkünfte des:der unbeschränkt Steuerpflichtigen der Besteuerung unterwerfen, ist für die Gewerbesteuer in jedem Fall das Vorliegen einer Betriebsstätte als Voraussetzung zu prüfen.

Mit dem Jahressteuergesetz 2008 wurde für gewerbesteuerliche Zwecke in § 2 Abs. 7 GewStG der Inlandsbegriff analog der einkommensteuerlichen Regelung erweitert. Während in der Literatur teilweise darüber diskutiert wird, ob die Gewerbesteuer als Gemeindesteuer überhaupt in einem gemeindefreien Gebiet einschlägig ist, ist diese Fragestellung beim Rückbau weitaus weniger strittig, weil bei der Aufnahme (ggfs. bei Baubeginn) diese Fragestellung geklärt werden muss. Die Besteuerung der Aufwendungen für den Rückbau erfolgt entsprechend der vorhergehenden Behandlung der Einkünfte.

2.1.4.4 Umsatzsteuer

Die Lieferungen und Leistungen gegen Entgelt im Zusammenhang mit dem Betrieb eines OWP unterliegen der deutschen Umsatzsteuer, wenn der Liefer- bzw. Leistungsort im Inland gelegen ist, gem. § 1 Abs. 1 Nr. 1 UStG. Der umsatzsteuerliche Inlandsbegriff weicht von der Definition der Einkommen- und Körperschaftsteuer ab. Die Vorschrift des § 1 Abs. 2 S. 1 UStG regelt, dass die Gewässer und Watten zwischen der Hoheitsgrenze und der jeweiligen Strandlinie (Küstengewässer) – in den Grenzen der Ausnahmeregelung des § 1 Abs. 3 UStG – kein umsatzsteuerrechtliches Inland sind. Das umsatzsteuerliche Ausland beginnt bereits jenseits der sog. Strandlinie, sodass bereits die 12-Seemeilen-Zone als Ausland zu betrachten ist.

Der Ort der Leistung ist nach den Regelungen des UStG zu bestimmen. Lieferungen finden nach dem UStG unter Berücksichtigung von Steuerbefreiungen nach § 4 UStG an dem Ort des Beginns oder Ende des Transports statt. Beim Rückbau werden im Wesentlichen sonstige Leistungen vorliegen, die sowohl grundstücksbezogen als auch Ingenieurleistungen sein können. Die grundstücksbezogenen Leistungen werden nach § 3a Abs. 3 Nr. 1 UStG an dem Belegenheitsort des Grundstücks ausgeführt. Andere Leistungen an Unternehmer erfolgen nach § 3 a Abs. 2 UStG am Sitz des Leistungsempfängers.

Im Schrifttum wird die Auffassung vertreten, dass es sich bei OWP aus umsatzsteuerrechtlicher Sicht um Grundstücke handelt. Der Ort der sonstigen Leistung richtet sich demzufolge nach dem Standort des jeweiligen OWP. Da es sich bei der deutschen AWZ aus umsatzsteuerrechtlicher Sicht nicht mehr um Inland handelt, sind Leistungen bezogen auf in der AWZ belegene OWP folglich in Deutschland nicht umsatzsteuerbar. Andere Leistungen, die nicht grundstücksbezogen sind, werden am Sitz des:der Leistungsempfänger:inn ausgeführt, sofern dieser ein:e deutsche:r Unternehmer:in ist, ist die Leistung in Deutschland umsatzsteuerbar.

Beim Rückbau werden Gegenstände aus dem umsatzsteuerlichen Ausland in das Inland zurückgeführt, was grundsätzlich mit Einfuhrumsatzsteuer belegt ist, § 1 Abs. 1 Nr. 4 UStG. Außerdem sind nach § 21 Abs. 2 UStG die zollrechtlichen Vorschriften zu beachten.

2.1.4.5 Zoll

Die Europäische Union ist eine Zollunion. Die zollrechtliche Ausfuhr- und Einfuhrregelungen sind grundsätzlich dann anzuwenden, wenn Waren das Zollgebiet verlassen oder aus einem Land außerhalb der Zollgebiete in die EU eingeführt werden. In der EU gibt es einen einheitlichen Zollsatz, der unabhängig vom EU-Mitgliedsstaat ist, in dem die Ware in den freien Verkehr überführt wird.

Nach Art. 4 Abs. 1 UZK erfolgt keine Unterscheidung zwischen Küstenmeeren, sodass die 12-Seemeilen-Zone im Gegensatz zur Umsatzsteuer zum Zollgebiet gehört. Die Gebiete darüber hinaus liegen außerhalb des Zollgebietes der Union. Im Gegensatz zur Umsatzsteuer sind nur Warenbewegungen zu erfassen, sodass Dienstleistungen grundsätzlich nicht anmeldepflichtig sind.

Die so genannte Unionsware wird bei Ausfuhr zur Nichtunionsware (Art. 154 UZK). Immer wenn eine Nichtunionsware in das Unionsgebiet gelangt, ist dies zollrechtlich zu erfassen, anzumelden und ggf. abgabepflichtig. Es reicht auch ein vorübergehendes Verlassen des Zollgebietes, sodass Material, das in die AWZ geliefert wird und beim Rückbau wieder eingeführt wird, zollrechtlich als Einfuhr zu erfassen ist. Eine Einfuhr ohne Festsetzung von Einfuhrabgaben ist als Rückware zwar grundsätzlich möglich, allerdings nur innerhalb einer Frist von drei Jahren. Nach Art. 203 Abs. 1 UZK kann Nicht-Unionsware, die ursprünglich als Unionsware aus dem Zollgebiet der Union ausgeführt wurde und innerhalb von drei Jahren wieder in dieses Zollgebiet eingeführt und dort zur Überlassung zum zollrechtlich freien Verkehr angemeldet, auf Antrag von den Einfuhrabgaben befreit werden. Der Rückwarennachweis muss entweder durch eine Ausfuhr- oder Wiederausfuhranmeldung oder ein bei den Zollbehörden zu beantragendes Auskunftsblatt Intermediate Range Nuclear Forces Treaty 3 geführt werden (Art. 253 Abs. 2 UZK-IA).

Gemäß Artikel 203 Absatz 3 UZK wird eine Einfuhrabgabenfreiheit für Rückwaren nur gewährt, sofern sich diese bei ihrer Wiedereinfuhr in demselben Zustand befinden wie bei der Ausfuhr. Jedoch stehen Ausbesserungen und Instandsetzungsmaßnahmen der Behandlung als Rückware nicht entgegen, wenn sich die Schadhaftigkeit erst nach der Ausfuhr erwiesen hat (Artikel 158 UZK-DA).

Da zwischen der Ausfuhr der Gegenstände bei Baubeginn bzw. Inbetriebnahme des OWP und Rückbau regelmäßig ca. 20 Jahre liegen, ist eine einfuhrabgabefreie Wiedereinfuhr grundsätzlich nicht möglich. Des Weiteren sind zollrechtlich umfangreiche statistische Meldepflichten zu beachten. Die Verstöße gegen Meldepflichten können von den Zollbehörden als Ordnungswidrigkeit verfolgt und mit teils empfindlichen Bußgeldern belegt werden.

2.1.5 Durchführung des Rückbaus

Bei der Durchführung des Rückbaus sind die einschlägigen öffentlich-rechtlichen Vorschriften zu beachten. Es handelt sich dabei beispielsweise um Regelungen zum Schutz der eingesetzten Arbeitskräfte sowie um abfallrechtliche Regelungen.

2.1.5.1 Regelungen zum Schutz der Arbeitskräfte

Regelungen zum Schutz der Arbeitskräfte finden sich im internationalen Recht sowie im deutschen Recht.

Während der Rückbauphase kann Personal aus verschiedenen Staaten zum Einsatz kommen. Insofern können je nach Personengruppe, Flagge des Einsatzschiffes oder der Errichterschiffe sowie überwiegendem Einsatzort arbeitsrechtliche Gesetze des jeweiligen Staates Anwendung finden. In jedem Fall dient das internationale Abkommen zur Sicherheit des Lebens auf See (SOLAS -International Convention of Safety of Life at Sea (International Maritime Organization (IMO) 1974)) als Grundlage.

Im Rahmen der hier genannten Anforderungen für zukünftige Rückbautätigkeiten werden lediglich die für die deutsche AWZ geltenden Regelungen in nicht abschließender Weise aufgeführt. Es handelt sich um den International Management Code for the Safe Operation of Ships and for Pollution Prevention (ISM-Code), die IMO Resolution A.468 (XII), den Code on Noise Levels on board ships (Inter-Governmental Maritime Consultative Organization (IMCO) 1981), um die MSC/Circ. 1014 Richtlinie zur Linderung von Fatigue und Fatigue-Management sowie um DNV-OS-H101 Marine Operations.

Der:die deutsche Gesetzgeber:in trägt dem Schutz der eingesetzten Arbeitskräfte mit einer Vielzahl von arbeitsrechtlichen Regelungen Rechnung. Hingewiesen wird an dieser Stelle beispielsweise auf die Baustellenverordnung (BauStellV) und auf das Gesetz über die Durchführung von Maßnahmen des Arbeitsschutzes zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Beschäftigten bei der Arbeit (ArbSchG).

Die BauStellV schreibt in § 2 Abs. 1 vor, dass die allgemeinen Grundsätze nach § 4 ArbSchG zu berücksichtigen sind. Nach § 3 Abs. 1 BauStellV ist der:die Bauherr:in verantwortlich für die Koordinierung, wenn auf der Baustelle Beschäftigte mehrerer Arbeitgeber:innen tätig werden. Bauherr:in ist in diesem Sinne diejenige natürliche oder juristische Person, für deren Rechnung, auf deren Veranlassung und in deren Verantwortung eine Baumaßnahme vorbereitet und durchgeführt wird (BeckRS 2013). Dies ist die zum Rückbau verpflichtete Person. Während der Ausführung des Bauvorhabens hat der:die Koordinator:in gemäß § 3 Abs. 3 BauStellV die Maßnahmen des Arbeitsschutzgesetzes zu koordinieren, darauf zu achten, dass Arbeitgeber:innen und Unternehmer:innen ohne Beschäftigte ihre Pflichten nach der BauStellV erfüllen, den Sicherheits- und Gesundheitsschutzplan bei erheblichen Änderungen in der Ausführung des Bauvorhabens anzupassen oder anpassen zu lassen, die Zusammenarbeit der Arbeitgeber:innen zu organisieren und die Überwachung der ordnungsgemäßen Anwendung der Arbeitsverfahren durch die Arbeitgeber:innen zu koordinieren.

In der AWZ findet zudem das Gesetz über die Durchführung von Maßnahmen des Arbeitsschutzes zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Beschäftigten bei der Arbeit (ArbSchG) Anwendung (Schwab et al. 2021). Dies schließt die auf das ArbSchG bezogenen Verordnungen mit ein.

Weiterhin gelten die seitens der zuständigen Berufsgenossenschaften angenommenen Unfallverhütungsvorschriften wie z.B. die Vorschriften der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (DGUV) (DGUV 2016, S. 2) , jedoch nur für deutsche Unternehmen.

Wie auch in der Bau- und Betriebsphase können international tätige Unternehmen eingesetzt werden, die zusätzliche Anforderungen an den Arbeits- und Gesundheitsschutz formulieren.

2.1.5.2 Abfallentsorgung

Ein weiteres Beispiel für zu beachtende öffentlich-rechtliche Vorschriften im Rahmen des Rückbaus sind die Vorgaben aus dem Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz - KrWG).

In § 3 Abs. 8 und 9 KrWG werden die Begriffe des:der Abfallerzeuger:in und des:der Abfallbesitzer:in definiert. Erzeuger:in ist jede natürliche und juristische Person, durch deren Tätigkeit Abfälle anfallen. Abfallbesitzer:in ist jede natürliche und juristische Person, die die tatsächliche Sachherrschaft über den Abfall hat.

Durch Beauftragung des Rückbaus des Windparks durch die zum Rückbau verpflichtete Person (Eigentümer:in) wird diese Person zum:r Abfallerzeuger:in und das den Rückbau durchführende Entsorgungsunternehmen zum:r Abfallbesitzer:in. Die Verantwortlichkeit für den abfallrechtlich ordnungsgemäßen Rückbau liegt bei dem:der Abfallerzeuger:in. Diese:r kann durch Beauftragung eines Entsorgungsfachbetriebes (s. EntsorgungsfachbetriebeVO) sein Risiko hinsichtlich eines ordnungsgemäßen Rückbaus minimieren. Er bleibt jedoch in der Verantwortung für die Kontrolle des rechtskonformen Verbleibs seiner Abfälle.

Standards der Genehmigungsbehörde

Das BSH hat technische Regelungen zum Rückbau erlassen (sog. Standards). Diese Standards haben zwar keine gesetzliche Qualität und sind in diesem Sinne auch keine öffentlich-rechtlichen Vorschriften wie die dargestellten Regelungen zum Arbeitsschutz und zur Entsorgung. Sie dienen jedoch der Auslegung, und somit auch Konkretisierung gesetzlicher oder angeordneter Rückbauverpflichtungen, die das „Wie“ des Rückbaus betreffen und insofern vom BSH selbst oder Gerichten als Regeln guter fachlicher Praxis herangezogen werden können. Über den in Art. 3 GG verankerten Gleichbehandlungsgrundsatz können sie Bindungswirkung entfalten.

2.2 Anforderungen in den unterschiedlichen Phasen des Offshore-Windpark-Rückbaus

Der Rückbau von OWP ist analog zur Installation, ein eigenständiges Projekt, das einer Freigabe durch das BSH bedarf. Im Folgenden werden die u.a. wesentlichen (genehmigungsrechtlichen) Anforderungen den einzelnen Rückbauphasen zugeordnet.

2.2.1 Rückbau-Phase: Vorbereitung

Im Rahmen der Vorbereitung sind von dem:der Genehmigungsinhaber:in alle in der Genehmigung und die Betriebsfreigabe betreffenden Auflagen und Bestimmungen für den Rückbau zusammenzustellen. Auch weitere Auflagen, die z.B. aus einer Änderung der Raumordnung resultieren können, sind zu beachten. Des Weiteren sind die Regelungen aus dem KrWG zu berücksichtigen. Insbesondere sind bei der Vorbereitung die § 6, § 7 und § 8 KrWG zu beachten, die die Rangfolge und Hochwertigkeit der Verwertungsmaßnahmen regeln. In dem Zuge ist zu ermitteln, welche Komponenten wiederverwendet oder als Ersatzteil gelagert oder verkauft werden sollen.

Durch den Genehmigungsinhaber sind alle relevanten Angaben für den Rückbau zusammenzustellen. Dies sind unter anderem (BSH 2021):

- umfassende technische Dokumentation der zu demontierenden Komponenten mit Angaben zu Gewichten und Volumen, Abmessungen und stofflicher Zusammensetzung, inkl. möglicher Gefahrstoffe
- Demontageanleitungen des Anlagenherstellers und technische Zeichnungen, aus denen unter anderem die vorhandenen Anschlagpunkte und Lastaufnahmemittel und deren Tragfähigkeit hervorgehen
- Geotechnische Informationen zur Windparkfläche (z.B. Survey-Daten)
- Risikoanalysen

Um mögliche Gefahren und Risiken zu erkennen, sollten die Abbruchobjekte und ihre Umgebung untersucht werden (BAuA 2010). Die Ergebnisse sind bei der Planung des Rückbaus zu berücksichtigen. So hat z.B. eine Bestandsaufnahme zu erfolgen, bei der zu überprüfen ist, welche Veränderungen sich während der Betriebsphase gegenüber der Planung sowie der As-Built-Dokumentation ergeben haben. Wesentliche Änderungen ergeben sich potenziell unter Wasser, an den Gründungsstrukturen sowie an bzw. auf der Offshore-Substation (OSS) (Tabelle 7).

Tabelle 7: Potentielle Änderungen gegenüber der Planung und As-Built-Dokumentation

Bereich	Potentielle Veränderung
Unterwasser	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Topologie des Meeresbodens ▪ Verlegetiefe der Kabel ▪ Beschaffenheit des Kolkschutzes
Gründungsstruktur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zusätzliche Ein-/Anbauten ▪ Geändertes Gewicht aufgrund Trennung Monopile sowie potentiell Demontage inkl. Transition Piece
OSS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zusätzliche Ein-/Anbauten

Im Hinblick auf die Demontage der Gründungsstrukturen der WEA und der OSS sind mehrere Faktoren während der Vorbereitung zu berücksichtigen. Die zu hebenden und transportierenden Massen und Dimensionen können von den Massen zum Zeitpunkt der Errichtung aufgrund unterschiedlicher Faktoren abweichen. Die neuen Dimensionen und Maße hängen davon ab, wo die rückzubauenden Gründungsstrukturen von dem im Meeresboden verbleibenden Teil abgetrennt werden, ob der abgetrennte Teil zusammen mit dem TP abgehoben wird und wieviel zusätzliches Gewicht (gegenüber dem Installationsgewicht) von nachträglich eingebauten Komponenten (z.B. Kabel) berücksichtigt werden muss. Darüber hinaus ist der Bewuchs an den Gründungsstrukturen zu berücksichtigen, sofern dieser nicht entfernt wurde. Hierzu sind die Ergebnisse der Unterwasserinspektionen und Meeresbodenuntersuchungen heranzuziehen und ggf. weitere Untersuchungen zu veranlassen.

Für eine Entfernung des Kolkschutzes ist die Menge und die aktuelle Ausbreitung zu ermitteln. Hierzu sind ebenfalls die Ergebnisse der letzten Surveys zu berücksichtigen.

Für eine verlässliche Planung der Kabelentfernung sind die Verlegedokumentation, die letzten Meeresbodenuntersuchungen und Inspektionen auszuwerten und zu ermitteln, ob noch weitere Untersuchungen, z.B. zum Überdeckungsgrad zu veranlassen sind. Ziel ist es, die aktuelle Lage und Verlegetiefe im Hinblick auf die Auswahl der bevorzugten Methoden zur Entfernung festzustellen.

Um den Einsatz von Errichterschiffen bei der Demontage zu ermöglichen, ist ein geotechnical site specific assessment nach ISO 29400:2015 – Port and marine operations, durchzuführen. Eine Meeresbodenuntersuchung ist zu veranlassen, wenn die Dokumentation aus Errichtung und Betrieb nicht ausreicht oder es die Morphodynamik des Bodens erfordert.

Entsprechend dem aktuellen Standard zur Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK4) sind keine konkreten Untersuchungen vor Beginn der Rückbauphase vorgesehen. Es wird allerdings darauf hingewiesen, dass der „endgültige Umfang eines standardisierten Monitorings [...] zu gegebener Zeit festgelegt“ wird (BSH 2013).

Zur Berücksichtigung der Belange des BNatSchG in der Planung des Rückbaus von OWP (Kapitel 2.2.2), sollten während der Vorbereitung bereits Untersuchungen durchgeführt werden. Diese sollten zur Feststellung, ob wildlebende Tiere mutwillig beunruhigt oder ohne vernünftigen Grund gefangen, verletzt oder getötet sowie deren Lebensstätten nicht ohne vernünftigen Grund beeinträchtigt oder zerstört werden (§ 39 Abs.1 BNatSchG), und zu Einhaltung des Zugriffsverbots (entsprechend § 44 BNatSchG) dienen.

Folgende Dokumentationen können erforderlich sein:

- Technische Dokumentation
- Demontageanleitungen
- Meeresbodenuntersuchung
- Geotechnical site specific assessment
- Unterwasserinspektionen zu Kolkschutz und Marinem Bewuchs

2.2.2 Rückbau-Phase: Planung

In dieser Phase wird der Rückbau im Detail geplant, um die Freigabe für den Rückbau vom BSH zu erhalten. Aufbauen wird die Planung auf dem Rückbaukonzept, welches ein Bestandteil des für die Betriebsfreigabe vom Betreiber beizubringenden Dokumentenpaketes ist und während des Betriebs fortgeschrieben wird. In diesem sind bereits Technik und Vorgehen beschrieben. Detaillierte Abläufe und Prozeduren sind nicht Bestandteil des Rückbaukonzeptes und müssen in dieser Phase entwickelt und beschrieben werden. Auch sind der Umfang und das Vorgehen sowie eingesetzte Techniken anzupassen.

Im Rahmen der Rückbauplanung ist ein Rückbauhandbuch zu erstellen sowie eine detaillierte Ausführungsplanung in Zusammenarbeit mit den durchführenden Unternehmen und dem:der Prüfbeauftragten zu erarbeiten. Das Rückbauhandbuch inklusive des Prüfberichts des:der Prüfbeauftragten, die Konformitätsbescheinigungen für die Rückbauplanung, ein Nachweis über die Rückbautiefe und die Bestätigung des:der Prüfbeauftragten zum Rückbau sind zur Freigabe beim BSH einzureichen (BSH 2021), (BSH 2021, S. 65). Der Prozess hierfür ist vereinfacht in Abbildung 33 dargestellt.

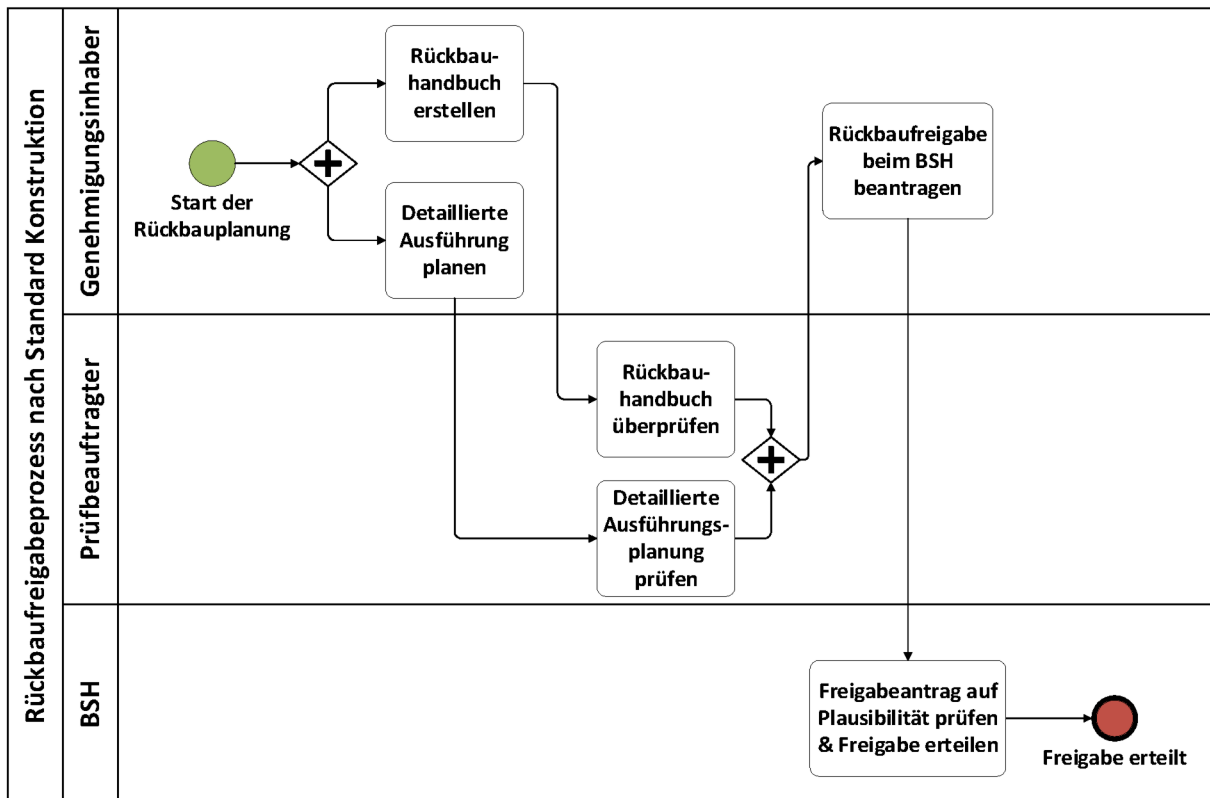


Abbildung 33: Vereinfachte Darstellung der Beantragung der Rückbaufreigabe nach dem Standard Konstruktion des BSH (BSH 2021)

Das Rückbauhandbuch soll die Abläufe und technischen Randbedingungen plausibel und nachvollziehbar darstellen. Nach dem BSH (2021, S. 65), sind mindestens folgende Inhalte nachvollziehbar und plausibel darzustellen:

- Eine Beschreibung der wichtigen Arbeitsschritte und Darstellung dieser im Rückbauphasenplan,
- die Absicherung der Baustelle,
- eine Darlegung, wie die Komponenten demontiert und transportiert werden und
- eine Beschreibung, wie die Reinheit des Meeresbodens nach dem Rückbau und die ordnungsgemäße Entsorgung von während des Rückbaus anfallenden Abfällen und Abwässern sichergestellt wird.

In der detaillierten Ausführungsplanung sind die ausgewählten Geräte und deren Einsatzbedingungen zu berücksichtigen. Sie enthält laut Standard Konstruktion mindestens (BSH 2021, S. 65)

- „Projektmanagement,
- Nachweis der Planunterlagen,
- Nachweis des Transportes und der Transportsicherungen,
- OFK (Offshore Fahrzeug Koordinator),
- Nachweis des Demontagekonzepts bezüglich z. B. Schwimmfähigkeit der Konstruktion (z. B. der Betriebsstruktur (Topside) und ausreichender Auftrieb und Abstand vom Grund des Gewässers,
- der Nachweis der Komponenten erfolgt durch die in Augenscheinnahme und umfasst u. a. Materialnachweise, korrekte Demontagebedingungen, Anschlagvorrichtungen, Entsorgungsnachweise,

- Nachweis der Schleppvorgänge,
- Klassifikation der Rückbauteile und des Zubehörs nach Stand der Technik (z.B. nach AVV)
- Risikoanalysen.“

Darüber hinaus sind analog zu den erforderlichen Nachweisen in der Errichtungsphase die „wesentlichen Bauteile und Montagen bzw. Demontagen vom Ort des Rückbaus bis zum Transport in den Hafen darzulegen, so dass Gefahren minimiert werden können“ (BSH 2021). Daraus abgeleitet sind die folgenden Nachweise aus der Errichtungsphase im Rahmen der Rückbauplanung zu erbringen:

- „Nachweis der Erreichbarkeit des Errichtungsortes (Tragfähigkeit der Geräte, Zuwegung, Sperrungen und Einschränkungen, Sperrgebiete und Schutzzonen für Schiffs- und Luftverkehr, Zugangssystem zu den Bauwerken),
- Nachweise der wesentlichen Bauphasen für die Transport- und Montagephasen (z. B. Bauphasenplan, Hilfsausrüstung und Ressourcen, Anordnung der Wasserfahrzeuge, Bojen, Lichter, Ballastierungs- bzw. Gleichgewichtsherstellungsverfahren, Überwachung des Meeresbodenzustands, erforderliche statische und dynamische Nachweise),
- Nachweis für alle an den Operationen beteiligten, schwimmenden Geräte durch ihre Klasse (OM) oder durch eine besondere Zulassung,
- Nachweis der Dimensionierung der Hebeeinrichtungen und Ausrüstung, einschl. aller Traversen, Anschlagseile, Haken und anderer Hilfsmittel. Alle Ausrüstungen, Trossen und Haken sind für die zulässige Belastung regelmäßig zu prüfen. Ggf. ist das vorschriftsmäßig geführte Kranhandbuch vorzuhalten.
- Marine Koordination (OFK), Regelung der Verantwortlichkeiten und Kommunikationsprioritäten bei allen wichtigen Transport- und Errichtungsvorgängen, Bereitstellung der Wettervorhersagen (es sollten mindestens zwei voneinander unabhängige Wetterdienstberichte vorliegen)“ (BSH 2021)

Bei der Planung sind wie auch bei der anschließenden Durchführung gemäß Standard Konstruktion die in Tabelle 8 aufgeführten technischen Regelwerke zu beachten.

Tabelle 8: Nach Standard Konstruktion anzuwendende technische Regelwerke (BSH 2021)

Dokumentnummer	Dokumententitel
DIN EN ISO 19901-6	Erdöl- und Erdgasindustrie – Spezielle Anforderungen für Offshore-Anlagen – Mariner Betrieb
ISO/DIS 29400	Schiffe und Meerestechnik, Offshore-Windenergie – Arbeitsabläufe im Hafen und auf See
DIN EN 1990	Grundlagen der Tragwerksplanung
DNVGL-ST-N001	Marine operations and marine warranty
DNVGL-ST-0126	Support structures for wind turbines
DNVGL-ST-0145	Offshore substations
DNVGL-SE-0441	Type and component certification of wind turbines

Abweichungen von den genannten deutschen und internationalen Normen und Richtlinien sind beim BSH zu beantragen. Sollte ein Gerät außerhalb seines üblichen Einsatzbereiches bei Tätigkeiten aus See verwendet werden, so ist die Eignung gemäß Maschinenverordnung zu überprüfen und nachzuweisen.

Im Rahmen der detaillierten Planung ist auch das Schutz- und Sicherheitskonzept (SchuSiKo) an die veränderten Gegebenheiten beim Rückbau anzupassen. Die Pflicht zur Fortschreibung ist dabei in der jeweiligen Genehmigung festgehalten. Jede Fortschreibung bedarf dabei der Zustimmung der für den Arbeitsschutz zuständigen Stellen der Bundesländer des Küstenbundes. Viele Abläufe und Arbeiten sind in den für den Betrieb angepassten Konzepten nicht erfasst und erfordern eine gesonderte Betrachtung, wie z.B. besondere Abtrennungstechniken oder das Arbeiten an Anlagen ohne Stromversorgung. Laut (BMWi 2020) ist „...im Rahmen der Genehmigungsaufgaben [ist] der Betreiber eines Offshore-Windparks verpflichtet, spätestens sechs Monate vor Baubeginn ein Schutz- und Sicherheitskonzept (SchuSiKo) vorzuweisen“. Es ist davon auszugehen, dass ebenfalls beim Rückbau ein Mindestzeitraum von sechs Monaten vor Rückbaubeginn eingeplant werden muss. Hintergrund ist laut BSH, dass die Konzepte in Absprache mit den verschiedenen Berufsgenossenschaften, dem Havariekommando und den Arbeitsschutzbehörden der Küstenländer überprüft werden müssen und mehrere Überarbeitungsschleifen durchlaufen, insofern Nachbesserungsbedarf gesehen wird (Kuhbier 2014). Nachfolgende Themen des SchuSiKo müssen mindestens überarbeitet werden:

- Gefährdungsbeurteilungen zur Identifizierung von Gefährdungen und Bewertung dieser sowie Schutzmaßnahmen zur Vermeidung des Eintritts von Schadensereignissen und Gefährdungskatalog, in dem alle möglichen Gefahren erfasst sind
- Notfallpläne aufgrund der Gegebenheiten und Tätigkeiten beim Rückbau anpassen (Im Speziellen betrifft dies die Pläne zur ersten Hilfe und zur Evakuierung. Prozeduren aus der Installation des OWP können hier ggf. auch für den Rückbau konsultiert werden. Zudem muss die größere Anzahl an Personen, die sich während der Deinstallation im OWP oder auf den Infrastrukturen aufhält, berücksichtigt werden.)
- Baustellenkennzeichnung entsprechend der „Rahmenvorgabe zur Gewährleistung der fachgerechten Umsetzung verkehrstechnischer Auflagen im Umfeld von Offshore-Anlagen, hier Kennzeichnung“ der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung (WSV). (In dieser werden die technischen Anforderungen, Prüfungen und Abnahmen an Vorrichtungen benannt, die für die Schifffahrt als Kennzeichnung dienen. Gegenstand dieser Rahmenvorgabe ist jedoch bislang nur der Bau und der Betrieb. Es wird jedoch darauf verwiesen, dass die Rahmenvorgabe genau wie der Bau zu betrachten und eine Baustellenkennzeichnung gemäß der Anforderungen WSV in der Rahmenvorgabe vorzunehmen sei. Zu gegebener Zeit seien auch Einzelfallregelungen möglich (Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt 2019). Das überarbeitete Konzept bedarf der Zustimmung der Wasser- und Schifffahrtsdirektion Nord)
- Kennzeichnung und Verpackung entsprechend EU-Verordnung 1272/2008 für Gefahrstoffe, gefährliche Stoffe, Gemische und bestimmte Erzeugnisse, die eine oder mehrere Eigenschaften nach Anhang I EU- Verordnung 1272/2008 aufweisen (sowie § 2 und 3 GefStoffV). Gefährliche Stoffe sind Kennzeichnungspflichtig nach gemäß Titel III der EU-Verordnung 1272/2008 und Verpackungen müssen den Anforderungen gemäß Titel IV derselben Verordnung genügen. Beim Rückbau von OWP könnten dies zum Beispiel Quecksilber in fluoreszierenden Lampen sein.
- Internationale (und oftmals nationale) Beförderung von gefährlichen Gütern kann verschiedenen Gefahrgut-Beförderungsvorschriften unterliegen, abhängig vom Ursprungsort, dem endgültigen Bestimmungsort und den genutzten Verkehrsträgern (CTU Code, S. 41 (BMVI 2015)). Gefährliche Güter beim Rückbau von OWP sind gemäß § 2 Abs. 2 GGvSee:
- „Stoffe und Gegenstände, die unter der jeweiligen Begriffsbestimmung für die Klassen 1 bis 9 des IMDG-Codes (Internationaler Code für die Beförderung gefährlicher Güter mit Seeschiffen)

fallen“. Gefährliche Güter dürfen nur übergeben, verladen und befördert werden, wenn entsprechende Vorschriften des SOLAS-Übereinkommens (International Maritime Organization (IMO) 1974) und/oder des IMDG-Codes eingehalten werden (§ 3 GGVSee). Darunter fallen ebenfalls umweltgefährdende Stoffe wie u.a. Brennstoffe und Öle, Schmieröle und Fette, Treibstoff, Kältemittel und Frischkühlwasser sowie in geringen Mengen Löschmittel, Farben, Lacke, Konservierungsmittel, Reinigungs- und Lösungsmittel, die beim Rückbau auftreten könnten.

- Konzept zur Abfallbehandlung inkl. Entsorgungsnachweise für nachweispflichtige Abfälle vor der Entsorgung gemäß NachwV. Über die Entsorgung von jährlich mehr als 2 Tonnen gefährlicher Abfälle sowie auf Anordnung der zuständigen Behörde auch nicht-gefährliche Abfälle sind gemäß § 2 NachwV, Nachweise zu führen. Ein Abfall ist gefährlich, wenn er ein oder mehrere Eigenschaften des Anhangs der EU-Richtlinie 2008/98/EG aufweist. Abfallschlüssel von gefährlichen Abfällen sind in der Abfallverzeichnis-Verordnung (AVV) entsprechend gekennzeichnet. Für nachweispflichtige Abfälle wird vor der Entsorgung Entsorgungsnachweise benötigt (§ 3 NachwV).

Vorbereitend zu den Rückbautätigkeiten ist weiterhin zu prüfen, ob - wie für die Errichtungsphase - eine Bekanntmachung als Luftfahrthindernis im Luftfahrthandbuch und in den „Nachrichten für Luftfahrer“ notwendig wird (u.a. aufgrund der Anwesenheit von Kranschiffen).

Außerdem ist zu überprüfen, ob alle Arbeiten von den bestehenden Versicherungen abgedeckt sind und für welche Arbeiten weiterer Versicherungsschutz sichergestellt werden muss. Es ist zu klären, ob der Offshore-Rückbau durch einen Marine Warranty Surveyor begleitet werden muss.

Folgende Unterlagen sind nach dem Standard Konstruktion für die Beantragung der Rückbaufreigabe einzureichen (BSH 2021):

- [Dok.-Nr. 260] Rückbauhandbuch
- [Dok.-Nr. 261] Prüfbericht zu Dok.-Nr. 260
- [Dok.-Nr. 262] Konformitätsbescheinigung für die Rückbauplanung
- [Dok.-Nr. 263] Nachweis der Rückbautiefe durch geeignete Messverfahren oder vergleichende Auswertung der Arbeitsprotokolle bzw. Tagesberichte
- [Dok.-Nr. 264] Bestätigung des Prüfbeauftragten zum Rückbau

Weitere, zu erstellende Dokumente für den Rückbau gemäß gesetzlichen Vorschriften sind (nicht abschließend):

- Fortgeschriebenes SchuSiKo
- Sicherheits- und Gesundheitsschutzplan (SiGePlan)
- Verantwortlichkeiten und Weisungsrecht des SiGe Koordinators/der Koordinatoren
- Gefährdungsbeurteilungen
- Gefahrstoffkataster und Gefährdungsbeurteilung nach § 7 GefStoffV
- Betriebsanweisungen für den Umgang mit Gefahrstoffen

Dies geht u.a. aus § 2 Planung der Ausführung des Bauvorhabens (BaustellV) hervor.

2.2.3 Rückbau-Phase: Demontage auf See

Während des OWP-Rückbaus sind die nachfolgenden Punkte zu beachten:

- Der OWP-Rückbau ist von einem:r Prüfbeauftragten zu prüfen (BSH 2021).
- Je nach Anforderungen der Versicherung sind die Tätigkeiten auf See durch eine:n Marine Warranty Surveyor zu begleiten.
- Es ist ein Rückbautagebuch während der Ausführung zu führen. Dieses muss zur Einsicht zur Verfügung stehen. (BSH 2021, S. 64)
- Es muss sichergestellt werden, dass die Anforderungen des SchuSiKo (siehe Tabelle 13) erfüllt werden.

2.2.3.1 Koordination des Rückbaus im Baufeld

Klar festgeschrieben ist im Standard Konstruktion bezüglich des Rückbaus, dass die Koordinationspflicht zwischen den Gewerken, Prüfbeauftragten und Behörden bei dem:der Antragsteller:in für den Rückbau liegt (BSH 2021). Dabei handelt es sich in der Regel um den:die Genehmigungsinhaber:in. Diese:r kann ein Generalunternehmen mit dem Rückbau beauftragen. Da die Komplexität und Vielzahl der Gewerke eine sorgfältige Planung und Organisation der Baustelle auch für den Rückbau eines OWP erfordern, wird in der Regel folgende Organisation unterhalb des:der Projektmanager:in des:der Generalunternehmer:in aufgebaut (Meier und Rietz 2019), (BSH 2021):

- 1) Bauleiter:in (Offshore (De-)installation Manager:in)
- 2) Baustellenassistentz/Backoffice
- 3) Sicherheit- und Gefahrgutbeauftragter:in/Health-Safety-Environment(HSE)-Manager:in/SiGe Koordinator:in
- 4) QA/QC Qualitätsmanager:in
- 5) Bauaufsicht für Civil Works, Electrical Works, WEA (Offshore Observer)
- 6) Marine Koordination, Regelung der Verantwortlichkeiten und Kommunikation bei allen wichtigen Transport- und Deinstallationsvorgängen

2.2.3.2 Health, Safety and Environment

Arbeits- und Gesundheitsschutz

Für die Rückbauarbeiten selbst, ist laut BSH „die Logistik für alle wesentlichen Bauteile und Demontagen vom Aufstellungsort bis zum Basishafen darzustellen und derart nachzuweisen, dass Gefahren für Personen, Gerät und Umwelt weitestgehend ausgeschlossen werden können“ (BSH 2021).

Aus der Planungsphase sind die erforderlichen Tätigkeiten für die Durchführung des Rückbaus bereits bekannt. Mittels Gefährdungsbeurteilungen und Risikoanalyse wurden die Gefahren auf ein minimal mögliches Maß beschränkt. Diese sollten vor dem jeweiligen Beginn der Arbeiten nochmals überprüft werden. Sollten Änderungen im Arbeitsablauf auftreten, müssen die betreffenden Tätigkeiten ggf. einer Neubewertung unterzogen werden,

Verantwortlich für die Durchsetzung der Arbeitsschutzvorschriften während des Rückbaus ist/sind bestellte Sicherheits- und Gesundheitsschutzkoordinator:innen und deren Teams, die bei den Arbeiten ständig vor Ort sind oder regelmäßig Tätigkeiten überwachen.

Um die Sicherheit aller zu gewährleisten, müssen die Limitationen des Wetters für alle jeweilig beteiligten Gewerke und gerätespezifischen Grenzwerte während der Tätigkeiten ständig überwacht und eingehalten werden. Abbruchkriterien für Seilzugangstechniken sind z.B. Gewitter (alle exponierten Bereiche sind sofort zu verlassen) oder Windgeschwindigkeiten über max. 15 m/s im 10-Minuten-Mittel (FISAT 2015). Im HSE-Plan werden in der Regel für die einzelnen Tätigkeiten Grenzwerte für Wetterbedingungen sowie Mindestzeitfenster aufgeführt und spezifische HSE-Anforderungen festgehalten, die befolgt werden müssen.

Einträge in die Hohe See

Entsprechend § 58 Abs. 1 und § 48 Abs. 4 Nr. 1 WindSeeG sind die Anlagen so zu beseitigen, dass sie die Meeresumwelt, insbesondere durch Verschmutzung, nicht gefährden. „Verschmutzung der Meeresumwelt“ im Sinne des SRÜ (Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 SRÜ (UN 1982)) bedeutet „die unmittelbare oder mittelbare Zuführung von Stoffen oder Energie durch den Menschen in die Meeresumwelt einschließlich der Flussmündungen, aus der sich abträgliche Wirkungen wie eine Schädigung der lebenden Ressourcen sowie der Tier- und Pflanzenwelt des Meeres, eine Gefährdung der menschlichen Gesundheit, eine Behinderung der maritimen Tätigkeiten einschließlich der Fischerei und der sonstigen rechtmäßigen Nutzung des Meeres, eine Beeinträchtigung des Gebrauchswerts des Meerwassers und eine Verringerung der Annehmlichkeiten der Umwelt ergeben oder ergeben können“. Unter der „Zufuhr von Stoffen oder Energie durch den Menschen“ werden auch Emissionen (Geräusche, Erschütterungen, Licht, Wärme, Strahlen und ähnliche Erscheinungen (in Anlehnung § 3 Abs. 1 BImSchG) verstanden.

Zur Vermeidung von Verschmutzungen und Gefährdung der Meeresumwelt entsprechend WindSeeG und SRÜ sind Emissionen in die Meeresumwelt zu vermeiden. Sind Emissionen nicht zu vermeiden, soll eine Beeinträchtigung durch die Emissionen geringgehalten werden. Auch bei der Verwendung von Anlagen, die nach dem BImSchG genehmigt wurden, sind „Menschen, Tiere und Pflanzen, den Boden, das Wasser, die Atmosphäre sowie Kultur- und sonstige Sachgüter vor schädlichen Umwelteinwirkungen zu schützen und dem Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen vorzubeugen“ (§ 1 Abs. 1 BImSchG).

Im Rahmen des Schallschutzkonzeptes des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit wurden zum Schutz des Schweinswales vor Belastungen bei der Errichtung von OWP Grenzwerte definiert. So sind Grenzwerte bei Schallereignispegel (L_E) von 160 dB $1 \mu\text{Pa}^2\text{s}$ in einer Entfernung von 750 m zur Emissionsstelle und bei Spitzenschalldruckpegel ($L_{\text{peak-peak}}$) von 190 dB re 1 μPa in 750 m Entfernung zur Emissionsstelle einzuhalten (BSH 2015, 2019a; BMU 2013).

Tabelle 9: Schwellenwerte für Einträge in die Meeresumwelt

Einträge	Erläuterung	Schwellenwerte	Quelle
Abfälle	„Das Einbringen von Abfällen und sonstigen Stoffen und Gegenständen in die Hohe See ist verboten“	Keine Emissionen	HoheSeeEinbrG § 4
Gefährliche Abfälle			
Wasser/Abwasser			
Schadstoffe			

Einträge	Erläuterung	Schwellenwerte	Quelle
Unterwasserschall	Schallereignispegel (SEL)	160 dB SEL (dB re 1 $\mu\text{Pa}^2 \text{ s}$) in 750 m Entfernung zur Emissionsstelle	BSH 2015, 2019a; BMU 2013
	Spitzenschalldruckpegel ($L_{\text{peak-peak}}$)	190 Dezibel (dB re 1 μPa) in 750 m Entfernung zur Emissionsstelle	BMU 2013; BSH 2019a

Entfernung von Marinem Bewuchs

Entsprechend 6.9 der IMO Guidelines for the control and management of ships' biofouling to minimize the transfer of invasive aquatic species (MEPC 2011) dürfen lebensfähige Biofouling-Organismen nicht in die lokale Meeresumwelt freigelassen werden. Die Anwendbarkeit dieser Guideline bleibt jedoch fragwürdig. Zum einen bezieht sie sich explizit auf Schiffe, nicht auf Offshore-Installationen. Zum anderen ist das Ziel der Guideline die Verminderung der Ausbreitung invasiver aquatischer Arten durch das Biofouling von Schiffen. Auf WEA sind jedoch primär heimische Arten zu finden. Nicht-heimische Arten befinden sich zudem vorwiegend in der Intertidalzone von WEA, ein Habitat, das beim Rückbau von OWP zerstört wird (Mesel et al. 2015; Coolen 2017).

Emissionen in die Luft

Das internationale Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzungen durch Schiffe (MARPOL) (IMO 1973) reguliert die Vermeidung von Verschmutzungen der Meeresumwelt durch das Einleiten von Schadstoffen oder solche Stoffe enthaltende Ausflüsse von Schiffen. In Anhang VI (MARPOL) wird geregelt, dass Schiffe ein Engine International Air Pollution Prevention (EIAPP) und/oder ein International Air Pollution Prevention (IAPP) Zertifikat, welche ozonabbauende Substanzen, Stickstoffoxide (NOx), Schwefeloxide (SOx), flüchtige organische Verbindungen, Verbrennungen an Bord sowie die Heizölqualität benennen, zu führen haben. Beim OWP-Rückbau werden ausschließlich Schiffe eingesetzt, die den Anforderungen des Anhang VI genügen.

2.2.3.3 Monitoring während der Rückbauphase

Im StUK4 sind die thematischen und technischen Anforderungen an die Untersuchung und Überwachung des Meereszustands beschrieben. Beim OWP-Rückbau sollen insbesondere die Umweltwirkungen der eingesetzten Techniken untersucht werden. Es wird ferner geregelt, dass ein Monitoring entsprechend der Untersuchungen und Überwachungen während der Bauphase durchzuführen ist und sich somit auf die Schutzgüter Avifauna und Marine Säuger bezieht. Wirkungen auf die Schutzgüter Benthos, Fische, Fledermäuse und Landschaft müssen entsprechen dem StUK4 nicht untersucht werden. Die Genehmigungsbehörde behält sich allerdings vor den Umfang von standardisiertem Monitoring zu gegebener Zeit festzulegen (BSH 2013).

Untersuchungen und Überwachungen Avifauna während der Rückbauphase:

- Erfassung der Verteilung und Dichte des Vogelvorkommens sowie des Verhaltens der Vögel im Untersuchungsraum zur Überprüfung möglicher Effekte der (Rück-)Bauphase

- Erfassung baubedingter Auswirkungen (u.a. Ausweichbewegungen, Anlockereignisse)

Untersuchungen und Überwachungen Marine Säuger während der Rückbauphase:

- Erfassung der Dichte und Verteilung mariner Säugetiere im Untersuchungsraum zur Beurteilung möglicher Effekte der Baumaßnahmen (insb. der Rammarbeiten)
- Ermittlung des Einflusses schallintensiver Bauarbeiten auf die räumliche und zeitliche Habitatnutzung der Schweinswale (soweit möglich quantifizierbar) und Einordnung des Vorhabensgebiets in den gesamtäumlichen und –zeitlichen Zusammenhang
- Überwachung der Hydroschallemissionen und -immissionen und Effizienzkontrolle schallmindernder Maßnahmen

Zu erbringende Dokumente sind (nicht abschließend):

- Rückbautagebuch
- Die Ergebnisse des Monitorings sind dem BSH in Form von nachvollziehbaren Gutachten vorzulegen (BSH 2013)
- Nachweise über die Reinheit des Meeresbodens und Rückbautiefe

2.2.4 Rückbau-Phase: Demontage und Zerkleinerung an Land sowie Verwertung und Beseitigung

2.2.4.1 Genehmigung mobiler Entsorgungsanlage

Im Rahmen der Entsorgung werden die auf See demontierten Komponenten im Hafen weiter auf LKW-Transportgröße zerkleinert. Die Zerkleinerung gilt abfallrechtlich als Behandlung und muss nach § 1 und Anlage 1 der 4. BImSchV ab einem Durchsatz von 10 t/d nach Nr. 8.11.2.4 über ein vereinfachtes Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung unabhängig von der Betriebsdauer genehmigt werden. Dies umfasst den Betrieb von mobilen Zerkleinerungsgeräten wie Baggerhydraulischen, Bagger-Kreissägen, Schneidbrennern sowie mobilen Guillotine-Schrottscheren. Weiterhin ist für die Lagerung von nicht gefährlichen Abfällen ab 100 t eine Genehmigung nach Nr. 8.12.2 oder für Stahlschrott mit einer Mengenschwelle von 1 500 t bzw. einer Lagerfläche von 15 000 m² nach Nr. 8.12.3.1 oder 8.12.3.2 erforderlich (Tabelle 10). Es ist zu beachten, dass eine Genehmigung nach Nr. 8.1.2.3.1 nach einem sog. großen BImSchV-Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen ist.

Würde der Hafen als Entstehungsort des Abfalls definiert, wäre theoretisch keine BImSchG Genehmigung für „Anlagen zur Behandlung am Entstehungsort“ erforderlich (§ 1 4. BImSchV). Die Baustelle müsste dann nach Landesbaurecht genehmigt werden. Diese Rechtsauffassung ist jedoch strittig.

Entsprechend § 4 Abs. 1 BImSchG bedürfen die „Errichtung und der Betrieb von Anlagen, die aufgrund ihrer Beschaffenheit oder ihres Betriebs in besonderem Maße geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen oder in anderer Weise die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft zu gefährden, erheblich zu belästigen ... einer Genehmigung“. Für Abfallentsorgungsanlagen müssen grundsätzlich Genehmigungen eingeholt werden, wenn sie nicht am Entstehungsort des Abfalls errichtet werden, wobei sog. vereinfachte Verfahren entsprechend 4. BImSchV möglich sind. Auch für die Lagerung von gefährlichen und nicht-gefährlichen Abfällen sowie von Eisen- und Nichteisenschrott muss ab bestimmten Kapazitäten gemäß 4. BImSchV eine Genehmigung eingeholt werden. Eine

Zusammenstellung möglicher Anlagen, die im Rahmen der Entsorgung mobil errichtet werden könnten, ist in Tabelle 10 enthalten.

Tabelle 10: Anlagen nach Anhang 1 der 4. BImSchV, die im Rahmen der Entsorgung zum Einsatz mobil errichtet werden könnten (G = Genehmigungsverfahren gemäß § 10 BImSchG, V = Vereinfachtes Verfahren gemäß § 19 BImSchG)

Nr.	Anlagenbeschreibung	Verfahrensart
8.11	Anlagen zur	
8.11.2.4	sonstigen Behandlung mit einer Durchsatzkapazität von nicht gefährlichen Abfällen von 10 Tonnen oder mehr je Tag	V
8.12	Anlagen zur zeitweiligen Lagerung von Abfällen, auch soweit es sich um Schlämme handelt, ausgenommen die zeitweilige Lagerung bis zum Einsammeln auf dem Gelände der Entstehung der Abfälle und Anlagen, die durch Nummer 8.14 erfasst werden bei	
8.12.1	gefährlichen Abfällen mit einer Gesamtlagerkapazität von	
8.12.1.1	50 Tonnen oder mehr,	G
8.12.1.2	30 Tonnen bis weniger als 50 Tonnen	V
8.12.2	nicht gefährlichen Abfällen mit einer Gesamtlagerkapazität von 100 Tonnen oder mehr,	V
8.12.3	Eisen- oder Nichteisenschrotten, einschließlich Autowracks, mit	
8.12.3.1	einer Gesamtlagerfläche von 15 000 Quadratmetern oder mehr oder einer Gesamtlagerkapazität von 1 500 Tonnen oder mehr,	G
8.12.3.2	einer Gesamtlagerfläche von 1 000 bis weniger als 15 000 Quadratmetern oder einer Gesamtlagerkapazität von 100 bis weniger als 1 500 Tonnen;	V

Ferner erfordern Verfahren entsprechend Anlage 1 des UVPG einer Umweltverträglichkeitsprüfung, Vorprüfung des Einzelfalls oder Standortsbezogene Vorprüfung (§ 1 Abs. 2 9. BImSchV). Ergeben die Vorprüfungen, dass keine nachteiligen Umweltauswirkungen zu erwarten sind, kann von einer Umweltverträglichkeitsprüfung abgesehen werden (§ 3c und 3f UVPG).

Anlage 4 des UVPG gibt die Inhalte der Umweltverträglichkeitsprüfung vor. Hierzu gehören Untersuchungen zu

- Energiebedarf und –verbrauch
- Art und Menge der verwendeten Rohstoffe
- Art und Menge der natürlichen Ressourcen (insb. Fläche, Boden, Wasser, Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt)
- Erwartete Rückstände und Emissionen (z.B. Verunreinigung des Wassers, der Luft, des Bodens und Untergrunds, Lärm, Erschütterungen, Wärme und Strahlung)
- Erzeugten Abfälle

Beim Rückbau von OWP ist bei einer Lagerung von mehr als 1 500 t Schrott gemäß Anlage 1 des UVPGs Nr. 8.7.1.1 eine allgemeine Vorprüfung im Einzelfall durchzuführen.

Emissionen

Im Rahmen der Genehmigung nach BImSchG sind insbesondere Emissionen in die Luft, in den Boden und das Wasser sowie Lärm zu berücksichtigen. Es sind die Technischen Anleitungen zur Reinhaltung

der Luft (TA Luft), der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) sowie für die Einleitung von verschmutztem Oberflächenwasser in die Kanalisation das Entwässerungsortsgesetz (EOG) des jeweiligen Bundeslandes (insbesondere die Parameter absetzbare Stoffe, Kohlenwasserstoffe gesamt, Schwerflüchtige lipophile Stoffe) einzuhalten. Bezüglich Emissionen in den Boden ist das Bundesbodenschutzgesetz (BBodSchG) zu berücksichtigen. Der aktuelle Referentenentwurf der TA Luft vom 16.7.2018 verweist unter 5.4.8.12.4.3 mit Bezug auf Minimierung von Rauchen durch Brennschneiden im Freien auf die VDI 4085¹ (Ausgabe 2011). In der TA Luft Kapitel 4.3.1 werden die Staubimmissionen (Staubniederschläge) in der Umgebung des Hafens bzw. der Zerkleinerungsanlage begrenzt. Es ist davon auszugehen, dass die Bagatellwerte in Kapitel 4.6.1.1 TA Luft nicht überschritten werden. Sollen Erschütterungen von benachbarten Gebäuden zu erwarten sein, sind die Anhaltswerte gemäß DIN 4150-3² für die Schwingungsgeschwindigkeit zur Beurteilung der Wirkung von Dauererschütterungen auf Bauwerke zu berücksichtigen.

Gefährliche Abfälle

Abfälle sind gefährlich, wenn sie ein oder mehrere Eigenschaften des Anhangs der EU-Richtlinie 2008/98/EG aufweisen. Tabelle 11 gibt eine Übersicht möglicher gefährlicher Abfälle beim Rückbau von OWP (Tabelle 11) wider.

Tabelle 11: Gefährliche Abfälle beim Rückbau von OWP

Abfallart	AVV Code
Bleibatterien	16 06 01*
Ni-Cd-Batterien	16 06 02*
Nichtchlorierte Hydrauliköle auf Mineralölbasis	13 01 10*
Synthetische Hydrauliköle	13 01 11*
Anderer Hydrauliköle	13 01 13*
Nichtchlorierte Motor- und Getriebeöle auf Mineralölbasis	13 02 05*
Synthetische Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle	13 02 06*
Anderer Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle	13 02 08*
Isolieröle	13 03 08*
	13 03 10*
Schwefelhexafluorid (SF ₆) (abgesaugt in Gasflaschen)	16 05 04*
	16 06 05
Kühlanlagen mit HFCKW, HFKW Kältemittel	16 02 11*
Kabel, die Öl, Kohlenteer oder andere gefährliche Stoffe enthalten	17 04 10
Sonstige Abfälle (einschließlich Materialmischungen) aus der mechanischen Behandlung von Abfällen, die gefährliche Stoffe enthalten	19 12 11*

¹ Planung, Errichtung und Betrieb von Schrottplätzen

² Erschütterungen im Bauwesen - Teil 3: Einwirkungen auf bauliche Anlagen

2.2.4.2 Lagerung und Transport von Abfällen

Gefahrgüter

Die in Tabelle 11 aufgeführten gefährlichen Abfälle sind ADR³/RID⁴ konform zu transportieren. Bis auf SF₆ in elektrischen Schaltanlagen und Trafos handelt es sich bei den Gefahrstoffen um Flüssigkeiten wie Öle (Trafo, Getriebe), Säuren (Bleiakku), oder Laugen (Nickel-Cadmium-Akku) für die in der Regel der Transport in einfachen zugelassenen, auslaufsicheren Wannen oder Behältern ausreichend ist.

Für deren Lagerung ist die TRGS 510⁵ in Verpackungen, Großpackmitteln (IBC), Großverpackungen, Tankcontainern, ortsbeweglichen Tanks und Druckgasbehältern zu beachten.

Gefährliche Güter sind gemäß § 2 Abs. 7 GGVSEB „Stoffe und Gegenstände, deren Beförderung nach Teil 2, Kapitel 3.2 Tabelle A und Kapitel 3.3 ADR/RID/ADN⁶ verboten oder nach den vorgesehenen Bedingungen des ADR/RID/ADN gestattet ist, sowie zusätzlich für innerstaatliche Beförderungen die in der Anlage 2 Gliederungsnummer 1.1 und 1.2 genannten Güter“. Bei der innerstaatlichen und grenzüberschreitenden Beförderung von gefährlichen Gütern auf der Straße mit Fahrzeugen, Schiene mit Eisenbahnen und auf allen schiffbaren Binnengewässern sind die Anforderungen der GGVSEB zu beachten.

Beim Transport von Gefahrgütern gelten die Gefahrgutvorschriften für die Straßenbeförderung (ADR) mit Richtlinie 94/55/EG, die Beförderung auf Binnenwasserstraßen (ADN) und Eisenbahnbeförderung (RID). National gilt das Gesetz über die Beförderung gefährlicher Güter (GGBefG), das die Richtlinie 2008/68/EG in nationales Recht umsetzt, zu beachten.

Für den Transport von SF₆ in gebrauchten elektrischen Betriebsmitteln muss dieses mit der Bezeichnung UN3363 gekennzeichnet werden (siehe Anhang) und unterliegt insofern keinen Vorschriften des ADR, wenn der SO₂ Gehalt <250 ppm und der Druck <2 bar liegt und ein Austreten von Schaltstäuben während des Transports sichergestellt ist (ZVEI 2018). In dem Fall, das SF₆ abgesaugt wird und in einem Transportbehälter transportiert wird, finden die Gefahrgutvorschriften Anwendung. Auf See kommen die Sondervorschrift 301 des IMDG Codes, Amdt. 39-18 für die UN Nummer 3363 bzw. die Sondervorschrift 274 für die UN Nummer 3163 zum Tragen.

Für gefährliche bzw. nachweispflichtige Abfälle werden vor der Entsorgung Entsorgungsnachweise benötigt (§ 3 NachwV) und die durchgeführte Entsorgung mit dem Begleitschein belegt (§ 10 NachwV).

Für nicht gefährliche Abfälle (Schrott, glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK), Beton ...) besteht keine Nachweispflicht. Nur aus der Gewerbeabfallverordnung leitet sich eine formlose Dokumentationspflicht der Getrennthaltung und einer Abfallbilanz ab. Es ist strittig, ob die Gewerbeabfallverordnung für einen im Hafen zerkleinerten Offshore-Windpark gilt.

³ Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße

⁴ Übereinkommen über den internationalen Eisenbahnverkehr (COTIF) Anhang C – Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter (RID)

⁵ Lagerung von Gefahrstoffen in ortsbeweglichen Behältern

⁶ Verordnung über die Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen

Verbringen von Abfällen

Bei einer grenzüberschreitenden Verbringung sind die Anforderungen der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 über die Verbringung von Abfällen (VVA) sowie das (AbfVerbrG) zu beachten. Es ist zu prüfen welche Abfallarten eines Notifizierungsverfahrens bedürfen. Hierbei muss der gesamte Entsorgungsvorgang mit allen Beteiligten (Erzeuger:in, Transporteur:in, Entsorgungsanlage) im Vorfeld von beiden Länderbehörden genehmigt werden. Weiterhin sind die Vollzugshilfe zur Abfallverbringung (LAGA 2015) sowie die Handlungsanleitung für die Zusammenarbeit der Zolldienststellen und Abfallbehörden im Rahmen der Verbringung von Abfällen zu beachten.

Schwertransport

In § 34 Straßenverkehrsordnung (StVO) sind maximalen Massen von LKW definiert. Für LKW mit Anhänger beträgt das maximale Gesamtgewicht bei mehr als 4 Achsen 40 t. Die maximalen Abmessungen eines LKW mit Anhänger beträgt Höhe 4,0 m, Breite 2,55 m, Länge 18,75 m. Größere oder schwerere Transporte benötigen einer Sondergenehmigung (§ 29 Abs. 3 StVO), da andere Straßenverkehrsteilnehmer hierdurch behindert werden.

Die Voraussetzung für die Erteilung einer Erlaubnis für eine Sondergenehmigung regelt die VwV-StVO zu § 29 Absatz 3

„IV. Voraussetzungen der Erlaubnis

- 1) Eine Erlaubnis darf nur erteilt werden, wenn
 - a) der Verkehr nicht – wenigstens zum größten Teil der Strecke – auf der Schiene oder auf dem Wasser möglich ist oder wenn durch einen Verkehr auf dem Schienen- oder Wasserweg unzumutbare Mehrkosten (auch andere als die reinen Transportmehrkosten) entstehen würden und ...
 - 2) Eine Erlaubnis darf außerdem nur für den Transport folgender Ladungen erteilt werden:
 - b) einer unteilbaren Ladung; unteilbar ist eine Ladung, wenn ihre Zerlegung aus technischen Gründen unmöglich ist oder unzumutbare Kosten verursachen würde; als unteilbar gelten auch das Zubehör eines Kranes und die Gewichtsstücke eines Eichfahrzeuges;“

Vor dem Schwertransport muss beim zuständigen Ordnungsamt eine Genehmigung eingeholt werden. Hierzu wird ein Genehmigungsantrag mit dem:der Absender:in, Empfänger:in, Ladungsabmessungen, Gewichten, Kennzeichen, Achslasten, Achsabständen, Anzahl der Räder je Achse, Spurweite sowie der Fahrtwegbeschreibung an das Amt übermittelt. Das Amt gibt diesen Genehmigungsantrag in die Anhörung an die zuständigen Ämter der durchquerten Bundesländer und wartet auf die Zustimmung. Wenn die Zustimmung von allen Betroffenen vorliegt erstellt das Amt eine Genehmigung mit entsprechenden Auflagen.

Grobe Richtwerte für heute übliche „Standard Schwertransporte“ sind eine Länge von bis zu 35 m, Breite 4,5 m Höhe 4,4 m und einem Gewicht von 120 t.

2.2.4.3 Arbeits- und Gesundheitsschutz

Auch wenn die einzelnen Gewerke für die Einhaltung der Arbeitsschutzvorschriften selbst verantwortlich sind und eine eigene Fachkraft für Sicherheit oder Sicherheitsbeauftragte beschäftigen, ist eine zentrale Koordination durch einen Sicherheitskoordinator (SiGeKo) notwendig. Es ist auch an

Land zu erwarten, das die beteiligten Unternehmen von gewöhnlichen Verfahren und Tätigkeiten abweichen müssen und deshalb eine Neubewertung der Gefährdungen für die geplanten Tätigkeiten vorgenommen werden muss, die entsprechende Maßnahmen nach sich ziehen.

Beispiele hierzu sind:

- Umschlag von demontierten Komponenten mit besonderen Abmessungen oder unklaren Schwerpunkten
- Ggf. Reinigung und Entfernung von marinem Bewuchs
- Sichere Lagerung der demontierten Komponenten
- Entleerung der flüssigen Abfälle und Umfüllen für Transport und Entsorgung
- Zerlegung und Zerkleinerung von Komponenten im Hafen

Des Weiteren sind u.a. folgende branchenspezifische Vorschriften und Regeln zu beachten:

- Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 (CLP)
- International Ship and Port Facility Security Code (ISPS-Code) / Verordnung (EG) Nr. 725/2004 zur Erhöhung der Gefahrenabwehr auf Schiffen und in Hafenanlagen
- ILO-Übereinkommen 152 - Übereinkommen über den Arbeitsschutz bei der Hafendarbeit (ILO 1979)
- DGUV Vorschrift 36 - Hafendarbeit (DGUV 2001)
- DGUV Regel 108-602 - „Branche Schrotthandel“ (DGUV 2019)
- VDI Richtlinie 4085 - „Planung, Errichtung und Betrieb von Schrottplätzen“

Dabei ist der Schrotthandel durch die höchsten meldepflichtigen Unfälle und Unfälle mit Todesfolge in der Handelsbranche charakterisiert (DGUV 2019).

Darüber hinaus laufen gegenwärtig Untersuchungen zu Arbeitssicherheitsanforderungen für Demontageprozesse bei Rotorblättern (UBA 2022).

2.2.5 Rückbau-Phase: Abschluss

Die Reinheit des Meeresbodens ist gemäß Standard Konstruktion mit Bezug auf die Nebenbestimmung 13.6 nachzuweisen (BSH 2021).

Entsprechend dem StUK4 sind keine konkreten Untersuchungen nach Beendigung der Rückbauphase vorgesehen. Es wird allerdings explizit darauf hingewiesen, dass der „endgültige Umfang eines standardisierten Monitorings ... zu gegebener Zeit festgelegt“ wird (BSH 2013).

Folgende Unterlagen sind nach dem Standard Konstruktion zum Abschluss der Rückbauphase einzureichen (BSH 2021, S. 65)

- [Dok.-Nr. 270] Bestandsplan (Final As-Rebuilt Report),
- [Dok.-Nr. 271] Inspektionsberichte und Konformitätsbescheinigung nach Durchführung des Rückbaus.

2.2.6 Zusammenfassung

Die nachfolgenden Tabellen stellen eine Zusammenfassung der beschriebenen, jedoch nicht abschließend dargestellten Anforderungen aus den einzelnen Rückbauphasen dar und sollen einen

Auszug aus den zu beachtenden Themen geben. Darüber hinaus sind projekt- und arbeitsspezifisch sowie je nach Stand der Wissenschaft und Technik weitere Anforderungen und neue Regelungen zu beachten.

Tabelle 12: Zusammenfassung der Anforderungen in Phase: Planung

Thema	Anforderung	Grundlage/Quelle
Allgemein	Auswertung der Genehmigungsauflagen	BSH Genehmigung und Betriebsfreigabe
Allgemein	Auswertung der aktuellen Nutzungsarten	BSH Raumordnungspläne
Allgemein	Auswertung des Rückbaukonzeptes	Rückbaukonzept des Betreibers
Allgemein	Berücksichtigung der geltenden technischen Regeln und Standards	DIN EN ISO 19901-6 ⁷ ISO/DIS 29400 ⁸ DIN EN 1990 ⁹ DNVGL-ST-N001 ¹⁰ DNVGL-ST-0126 ¹¹ DNVGL-ST-0145 ¹² DNVGL-SE-0441 ¹³
Allgemein	Erbringung der Nachweise wie zur Errichtungsphase	BSH Standard Konstruktion
Allgemein	Zertifizierung des Rückbauhandbuchs	BSH Standard Konstruktion
Entsorgung	Klassifikation von Rückbauteilen und Zubehör nach Stand der Technik	z.B. AVV
HSE	Erstellung eines HSE-Konzeptes für den Rückbau	Fortschreibungsverpflichtung aus BSH Genehmigung
HSE	Überprüfung und ggf. Fortschreibung des Schutz- und Sicherheitskonzeptes	Richtlinie Offshore-Anlagen; WSV Rahmenvorgaben
HSE	Sicherheits- und Gesundheitsschutzplan	Vorschrift nach BaustellV sowie RAB 31
HSE	Gefährdungsbeurteilung und Risikoanalysen	Vorschrift z.B. nach §5 und 6 ArbSchG, §3 BetrSichV, §3 LärmVibrationsArbSchV und TRBS 1111 ¹⁴
Umwelt	Konzept zur Abfallbehandlung	KrWG, NachwV, AwSV
Umwelt	Überprüfung der Berücksichtigung des BNatSchG, insb. der § 39, 40 und 44	BNatSchG

⁷ Erdöl- und Erdgasindustrie - Spezielle Anforderungen für Offshore-Anlagen - Teil 6: Mariner Betrieb

⁸ Schiffe und Meerestechnik - Offshore Windenergie - Arbeitsabläufe im Hafen und auf See

⁹ Eurocode: Grundlagen der Tragwerksplanung

¹⁰ Marine operations and marine warranty

¹¹ Support structures for wind turbines

¹² Offshore substations

¹³ Type and component certification of wind turbines

¹⁴ Gefährdungsbeurteilung

Tabelle 13: Zusammenfassung der Anforderungen in Phase: Demontage auf See

Thema	Anforderung	Grundlage/Quelle
Allgemein	Führen eines Rückbautagebuches	BSH Standard Konstruktion
Allgemein	Überwachung von Außerbetriebnahme, Rückbau der Komponenten, Transport und Entsorgung durch Prüfbeauftragte	BSH Standard Konstruktion
SchuSiKo	Kennzeichnung und Verpackung von gefährlichen Stoffen	GefStoffV EU-Verordnung 1272/2008
HSE	Einstufung von Stoffen in nach IMDG Code zur Beförderung	IMDG Code, SOLAS
HSE	Es dürfen keine Abfälle und sonstigen Stoffe oder Gegenstände ins Meer eingebracht werden	HoheSeeEinbrG § 4
HSE	Die Grenzwerte der Schallemissionen sind einzuhalten.	BMU 2013; BSH 2019a
Umwelt-monitoring	Die Schutzgüter „Avifauna“ und „Marine Säuger“ sind entsprechend den Vorgaben des StUK4 während des Rückbaus zu untersuchen und überwachen.	BSH Standard Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt

Tabelle 14: Zusammenfassung der Anforderungen in Phase: Demontage und Zerkleinerung an Land sowie Verwertung und Beseitigung

Thema	Anforderung	Grundlage/Quelle
Allgemein	Genehmigung von Anlagen und Lagerstätten	4. BImSchV
Emissionen	In Luft, Wasser und Boden sowie Lärm	BImSchG, TA Luft, TA Lärm, EOG, BBodSchG
Gefährliche Abfälle	Abfall gefährlich, wenn eine oder zwei Eigenschaften der EU-Richtlinien zutreffen	Anhang EU Richtlinie 2008/98 EG
Eisenwerkstoffe	Stahl, Guss und Edelstahl muss streng voneinander getrennt werden	Europäische Stahlsortenliste Qualität E3 bzw. E1
Fluorierte Treibhausgase	Gas darf nicht austreten	EU- Verordnung 517/2014
Gefahrgüter	Transport in Gefahrgutumschließungen Spezielle Kennzeichnung	TRGS 510, GGVSEB, Richtlinie 94/55 EG, GGBefG, EG Nr. 1013/2006, AbfVerbrG, ADR
Dokumentation	Entsorgungsnachweis bei gefährlichen/nachweispflichtigen Abfällen	NachwV

Tabelle 15: Zusammenfassung der Anforderungen in Phase: Abschluss

Thema	Anforderung	Grundlage/Quelle
Subsea	Nachweis der Reinheit des Meeresbodens	BSH Standard Konstruktion
Allgemein	Erwirken einer Konformitätsbescheinigung Zusammentragen des Final-As-Built-Reports, aller Inspektionsberichte etc.	BSH Standard Konstruktion

3 Allgemeine Beschreibung des Rückbaus von Offshore-Windparks

Im nachfolgenden Kapitel wird der Rückbau von Offshore-Windparks (OWP) beschrieben. Hierfür werden zunächst der im Forschungsprojekt *SeeOff* herangezogene Referenz-OWP definiert und eine allgemeine Prozessbeschreibung des Basisszenarios sowie weitere mögliche Prozessoptionen für den Rückbau dargestellt. Anschließend werden Demontagetechniken, Logistik sowie Demontageprozesse auf See und an Land sowie Verwertungsverfahren erläutert.

3.1 Systembeschreibung

Im Rahmen des Projektes wird eine Systemanalyse vorgenommen, um die Systeme und deren Subsysteme zu ermitteln, die im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* betrachtet werden sollen. Die zu untersuchenden Systeme werden durch Systemparameter beschrieben und es werden Systemgrenzen festgelegt. Das Ergebnis der Systemanalyse bildet damit die Basis für das Forschungsvorhaben.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens kann in zwei Systeme unterschieden werden:

- 1) Der OWP und dessen Komponenten, deren Demontage und Entsorgung im Rahmen des Rückbaus betrachtet werden muss.
- 2) Der Rückbauprozess, d.h. die Aktivitäten, die während des Rückbaus eines OWP durchgeführt werden. Dieser Rückbauprozess kann dabei in die Demontageprozesse auf See und an Land sowie Verwertungs- und Beseitigungsprozesse unterteilt werden. Eine allgemeine Prozessbeschreibung findet sich in Kapitel 3.2.

Zur Festlegung der **Systemgrenze** der zu betrachtenden Bauwerke und Komponenten ist es sinnvoll, zwischen den Zuständigkeitsbereichen des:der Betreiber:in eines OWP und des:der Übertragungsnetzbetreiber:in zu unterscheiden (Abbildung 34). Der:die Betreiber:in ist dabei zuständig für die Windenergieanlagen (WEA), die Offshore-Substation (OSS) und die Innerparkverkabelung (IAC). Der:die Übertragungsnetzbetreiber:in ist zuständig für alle Bauwerke und Komponenten, die einen OWP mit dem Übertragungsnetz (an Land) verbinden. Bei einem Rückbau eines OWP, der über Hochspannungs-Gleichstromübertragung ans Übertragungsnetz angeschlossen ist, werden demnach aller Voraussicht nach nicht automatisch die Konverterplattform und das Hochspannungs-Gleichstromübertragungs-Exportkabel zwischen Konverterplattform und dem Umspannwerk an Land zurückgebaut. Es wird jedoch angenommen, dass das oder die Drehstromkabel (AC-Kabel) zwischen der OSS und der Konverterplattform zurückzubauen sind. Für die OWP, die direkt über ein oder mehrere AC-Kabel an ein Umspannwerk an Land an das Übertragungsnetz angebunden sind, gilt dies ebenfalls. Die Konverterplattform befindet sich außerhalb der Systemgrenze, so dass der Rückbau folgender Strukturen betrachtet wird:

- die WEA,
- die Gründungsstrukturen der WEA,
- die OSS,
- die Gründungsstruktur der OSS,
- der Kolkschutz,
- die IAC und
- die AC-Exportkabel.

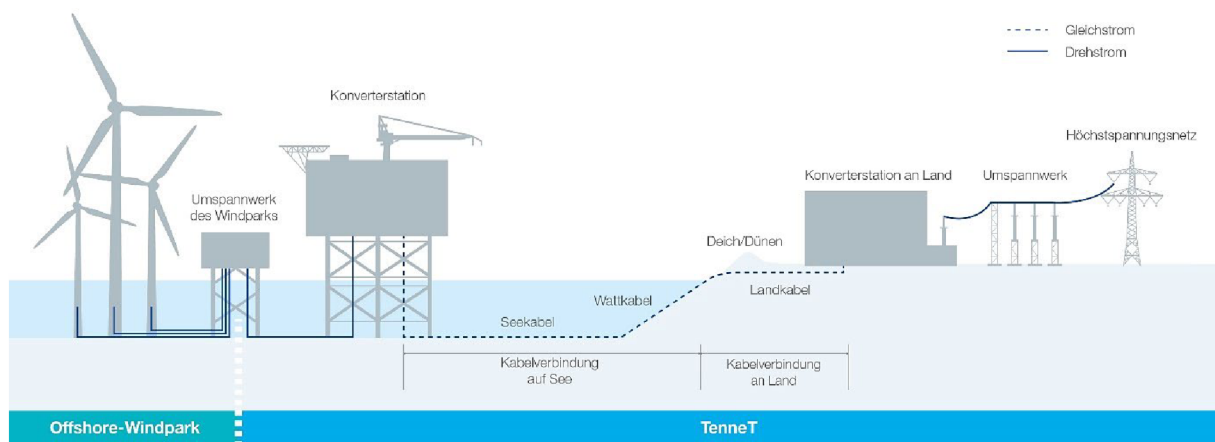


Abbildung 34: Zuständigkeitsbereiche eines:r Offshore-Windpark-Betreiber:in und eines:r Übertragungsnetzbetreiber:in für eine Gleichstromanbindung (TenneT 2022)
 Abdruck mit Genehmigung von TenneT.

3.1.1 Referenz-Offshore-Windpark und -Hafen

Im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* werden ein Referenz-OWP und ein Referenz-Hafen definiert, an Hand dessen der OWP-Rückbau analysiert wird. OWP sind in ihrem Design sehr unterschiedlich. Der Referenz-OWP weist Charakteristika auf, die auch bei anderen OWP in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) vorzufinden sind. Im Rahmen einer Systemanalyse werden die Systeme und Komponenten von OWP untersucht. Das Design des Referenz-OWP spiegelt daher die Stand 2019 (Start *SeeOff*) mehrheitlich in deutschen OWP der AWZ anzutreffenden Merkmale wider (Kapitel 1.1.2). Es ist davon auszugehen, dass die ersten OWP, die in der deutschen AWZ rückgebaut werden, dem Aufbau des Referenz-OWP ähneln.

Der Referenz-OWP befindet sich in der deutschen AWZ bei einer Wassertiefe von 20 bis 30 m (mittlere Wassertiefe beträgt 25 m) und ist ca. 110 sm vom Referenz-Hafen entfernt. Der OWP besteht aus 80 WEA vom Typ Siemens SWT-3.6-120 Offshore die auf MP gegründet sind. Der Kolkchutz besteht aus einer Deck- und einer Filterschicht. Bei der IAC handelt es sich um 33 kV Kabel mit drei unterschiedlichen Leiterquerschnitten, bei dem Exportkabel um ein 155 kV Kabel. Die OSS besteht aus einer Topside mit einer Jacket-Gründungsstruktur.

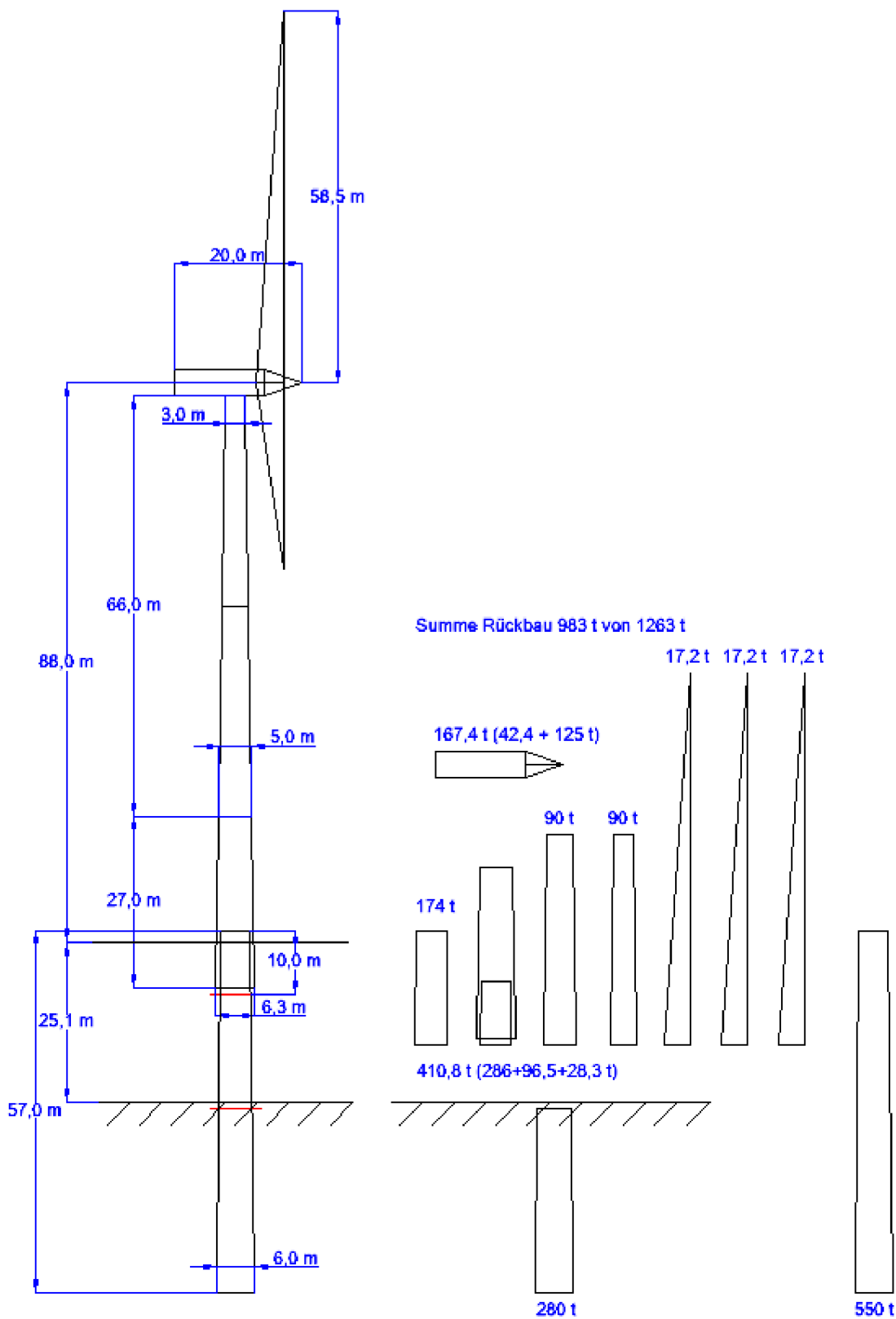


Abbildung 35: Abmessungen und Massen der Referenz-Windenergieanlage und deren Gründungsstrukturen (Projekt SeeOff)

3.1.1.1 Offshore-Windenergieanlage

Bei den 80 WEA handelt es sich um Anlagen des Typs Siemens SWT-3.6-120 Offshore. Dies ist der häufigste Anlagentyp der Nennleistungsklasse 3-4 MW, dessen Rückbau früher als der der Nennleistungsklasse 6-7 MW zu erwarten ist (Kapitel 1.1.2.1). Die Rotorblätter bestehen aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK). Die technischen Daten der Referenz-WEA und des Referenz-Gondel-Equipments sind Tabelle 16 und Tabelle 17 zu entnehmen.

Tabelle 16: Technische Daten der Referenz-Offshore-Windenergieanlage

Komponente	Parameter	Wert	Quelle
Nabe	Nabenhöhe über LAT	88 m	(Dan Tysk Offshore Wind GmbH 2014)
	Gewicht	42,4 t	Lindvig 2010
Gondel	Abmessungen	4,1 x 4,2 x 20,0 m	Stiesdal und Madsen 2005; Siemens AG 2011
	Gewicht	125,0 t	Lindvig 2010
Turm	Höhe	66 m	Eigene Annahmen der <i>SeeOff</i> -Projektpartner
	Gewicht	180 t	Lindvig 2010
	Durchmesser, Turmfuß	5 m	Eigene Annahmen der <i>SeeOff</i> -Projektpartner
	Durchmesser, Turmspitze	3 m	Eigene Annahmen der <i>SeeOff</i> -Projektpartner
	Wandstärke	28 mm	Berechnet aus mittlerem Durchmesser
Rotorblatt	Länge	58,5 m	Stiesdal und Madsen 2005; Siemens AG 2011
	Gewicht	17,2 t	Lindvig 2010

Tabelle 17: Technische Daten des Referenz-Gondel-Equipments

Komponente	Parameter	Wert	Quelle
Getriebe	Abmessungen	4,3 x 3,3 x 2,5 m	Eigene Annahmen der <i>SeeOff</i> -Projektpartner
	Gewicht	33,0 t	Eigene Annahmen der <i>SeeOff</i> -Projektpartner
Generator	Abmessungen	2,7 x 1,8 x 2,3 m	Eigene Annahmen der <i>SeeOff</i> -Projektpartner
	Gewicht	10 t	Eigene Annahmen der <i>SeeOff</i> -Projektpartner
Transformator	Abmessungen	2,4 x 1,3 x 3,3 m	Eigene Annahmen der <i>SeeOff</i> -Projektpartner
	Gewicht	7 t	Eigene Annahmen der <i>SeeOff</i> -Projektpartner

3.1.1.2 Transition Piece

Die WEA sind auf dem Transition Piece (TP) geflanscht und über eine Groutverbindung mit dem MP verbunden.

Tabelle 18: Technische Daten der Referenz-Transition Piece

Komponente	Parameter	Wert	Quelle
Transition Piece	Gesamthöhe	27 m	Per Aarsleff A/S 2018
	Durchmesser, unten	6,3 m	Per Aarsleff A/S 2018
	Durchmesser, oben	5,0 m	Per Aarsleff A/S 2018
	Wandstärke	74 mm	Per Aarsleff A/S 2018
	Gewicht	286 t	Per Aarsleff A/S 2018
Grout	Volumen	11,8 m ³	Eigene Annahmen der <i>SeeOff</i> -Projektpartner
	Masse	28,3 t	Eigene Annahmen der <i>SeeOff</i> -Projektpartner

3.1.1.3 Monopile

MP sind die am häufigsten anzutreffenden Gründungsstrukturen in der deutschen AWZ (Kapitel 1.1.2.3). Die MP des Referenz-OWP haben eine angenommene mittlere Länge von 57 m, wovon sich 30 m im Meeresboden und 10 m im TP befinden.

Tabelle 19: Technische Daten des Referenz-Monopiles

Komponente	Parameter	Wert	Quelle
Monopile	Mittlere Länge	57 m	Bereitgestellt von Vattenfall Europe Windkraft GmbH
	Durchmesser	6 m	Per Aarsleff A/S 2018
	Mittleres Gewicht	550 t	Bereitgestellt von Vattenfall Europe Windkraft GmbH
	Mittleres Gewicht pro Meter	9,65 m	Eigene Berechnungen
	Wandstärken	80-126 mm	Bereitgestellt von Vattenfall Europe Windkraft GmbH

Im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* werden unterschiedliche Umfänge des Rückbaus untersucht. Hinsichtlich des MP werden folgende Möglichkeiten in Betracht gezogen:

- Schneiden des MP 1 m unter dem Meeresboden (Stand der Technik)
- Schneiden des MP 3 m über dem Meeresboden
- Komplette Entfernung des MP

Das MP wird jeweils 1 m unter dem TP geschnitten. Es ergeben sich somit die in Tabelle 20 dargestellten Annahmen zu den Abmessungen.

Tabelle 20: Abmessungen des Monopiles (MP) für unterschiedliche Rückbauvarianten

Rückbauvariante	MP in TP		Nur MP		Verbleib in Meeresboden	
Schneiden des MP 1 m unter dem Meeresboden	10 m	96,5 t	18 m	173,5 t	29 m	280 t
Schneiden des MP 3 m über dem Meeresboden	10 m	96,5 t	14 m	135 t	33 m	318,5 t
Komplette Entfernung des MP	10 m	96,5 t	57 m	435,5 t	0 m	0 t

3.1.1.4 Kolkenschutz

An allen WEA-Standorten befindet sich ein Kolkenschutz bestehend aus einer Filter- und einer Deckschicht. Die Filterschicht wurde vor der Errichtung der MP auf dem Meeresboden installiert. Sowohl bei der Filterschicht als auch bei der Deckschicht handelt es sich um Granitsteine unterschiedlicher Größe (Tabelle 21).

Tabelle 21: Technische Daten des Referenz-Kolkschutzes je Lokation

Komponente	Parameter	Wert	Quelle
Filterschicht	Höhe	0,75 m	Eigene Annahmen basierend auf Esteban et al. 2019b
	Filterschicht Durchmesser	40 m	Eigene Annahmen basierend auf Esteban et al. 2019b
	Volumen	721 m ³	Eigene Berechnung
	Partikeldurchmesser	0,05-0,2 m	Eigene Annahmen basierend auf Esteban et al. 2019b
Deckschicht	Gewicht	1 000 t	Eigene Berechnung
	Höhe	1,4 m	Eigene Annahmen basierend auf Esteban et al. 2019b
	Filterschicht Durchmesser	18 m	Eigene Annahmen basierend auf Esteban et al. 2019b
	Volumen	356 m ³	Eigene Berechnung
	Partikeldurchmesser	0,4-0,5 m	Eigene Annahmen basierend auf Esteban et al. 2019b
	Gewicht	462 t	Eigene Berechnung

3.1.1.5 Innerparkverkabelung

Alle 80 WEA sind über 33 kV IAC mit der OSS des OWP verbunden. Insgesamt verfügt der Referenz-OWP über eine Parknetzlänge von 105 km der 33 kV Kabel mit unterschiedlichen Leiterquerschnitten (120 mm²: 40 km Länge, 300 mm²: 30 km Länge, 500 mm²: 35 km). Aufgeteilt ist die Kabelstrecke auf 86 Kabel (jedes Kabelstück ist somit durchschnittlich 1,22 km lang). Die Kabel sind mit 0,6 m Sediment überdeckt und sind an den Kabelenden mit einem Cable-Protection-System ausgerüstet (Tabelle 22). Der Aufbau der IAC ist in Abbildung 36 dargestellt.

Tabelle 22: Technische Daten der Referenz-Innerparkverkabelung

Kabelquerschnitt	Parameter	Wert	Quelle
120 mm ²	Länge	40 km	Bereitgestellt von Vattenfall Europe Windkraft GmbH
	Gewicht	16,2 t/km	Nexans 2008
	Gewicht, gesamt	648 t	Eigene Berechnung
300 mm ²	Länge	30 km	Bereitgestellt von Vattenfall Europe Windkraft GmbH
	Gewicht	24,1 t/km	Nexans 2008
	Gewicht, gesamt	723 t	Eigene Berechnung
500 mm ²	Länge	35 km	Nexans 2008
	Gewicht	33,4 t/km	Nexans 2008
	Gewicht, gesamt	1 169 t	Eigene Berechnung

Cable Data XLPE

These constructional and electrical data are values of typical submarine cables up to 36 kV (Standard IEC), with radial and longitudinal water barrier.

- | | | | |
|---|---------------------|----|--------------------------|
| 1 | Conductor | 4 | Insulation screening |
| 2 | Conductor screening | 5 | Metal screen and sealing |
| 3 | XLPE insulation | 6 | Laminated core sheath |
| | | 7 | Fillers, FO cables |
| | | 8 | Binder tapes |
| | | 9 | Bedding |
| | | 10 | Armour |
| | | 11 | Serving |

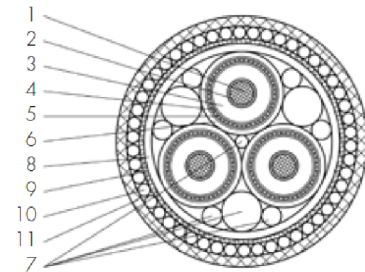


Abbildung 36: Exemplarischer Querschnitt durch ein Referenz-Innerparkkabel (Nexans 2008)
Abdruck mit Genehmigung von Nexans Deutschland GmbH.

3.1.1.6 Exportkabel

Die OSS ist über zwei 155 kV Exportkabel mit der Konverterstation verbunden. Die beiden Installationen sind 10 km voneinander entfernt. Die Kabel sind 0,6 bis 1 m mit Sediment bedeckt.

Tabelle 23: Technische Daten des Referenz-Exportkabels

Kabelquerschnitt	Parameter	Wert	Quelle
400 mm ²	Länge	2 x 10 km	Bereitgestellt von Tennet Offshore GmbH
	Gewicht	70 t/km	Bereitgestellt von Tennet Offshore GmbH
	Gewicht, gesamt	1 400 t	Eigene Berechnung

3.1.1.7 Offshore-Substation

Auf der OSS des Referenz-OWP wird die Spannung von 33 kV auf 155 kV hochtransformiert. Die OSS Topside ist auf einem Jacket gegründet, das mit vier Rammpfählen im Boden verankert ist.

Tabelle 24: Technische Daten der Referenz-Offshore-Substation (OSS)

Komponente	Parameter	Wert	Quelle
OSS Topside	Länge	42 m	Redaktion Schiff&Hafen 2013
	Breite	36 m	Redaktion Schiff&Hafen 2013
	Höhe	30 m	Redaktion Schiff&Hafen 2013
	Gewicht, gesamt	3 000 t	Eigene Berechnung
OSS Jacket	Länge	30 m	Bereitgestellt von Vattenfall Europe Windkraft GmbH
	Breite	30 m	Bereitgestellt von Vattenfall Europe Windkraft GmbH
	Höhe	45 m	Bereitgestellt von Vattenfall Europe Windkraft GmbH
	Gewicht	1 100 t	Naaijken n.d.
Rammpfähle	Anzahl	4 Stück	Naaijken n.d.
	Länge	90 m	Eigene Berechnung basierend auf Naaijken n.d.
	Gewicht, gesamt	800 t	Naaijken n.d.

Tabelle 25: Technische Daten des Referenz-Offshore-Substation-Equipments

Komponente	Parameter	Wert	Quelle
155 kv Trafo	Abmessungen	5 x 5 x 10 m	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Gewicht je Komponente	150 t	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Anzahl	2	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
155 kV GIS	Abmessungen	6 x 10 x 5 m	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Gewicht je Komponente	30 t	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Anzahl	2	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
155 kV Drossel-Spule	Abmessungen	3,5 x 5 x 5 m	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Gewicht je Komponente	75	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Anzahl	2	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
Petersenspule	Abmessungen	1,8 x 2 x 5 m	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Gewicht je Komponente	15 t	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Anzahl	2	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
33 kV Sternpunktbildner	Abmessungen	3 x 3 x 4 m	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Gewicht je Komponente	17 t	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Anzahl	2	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
33 kV Drosselspule	Abmessungen	2 x 2,5 x 3,2 m	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Gewicht je Komponente	10 t	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Anzahl	2	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
33 kV GIS	Abmessungen	1 x 1 x 2,5 m	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Gewicht je Komponente	1 t	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Anzahl	30	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
Eigenbedarfstrafo	Abmessungen	1,5 x 2,5 x 2,5 m	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Gewicht je Komponente	10 t	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner
	Anzahl	2	Eigene Annahmen der SeeOff-Projektpartner

3.1.1.8 Hafen

Bei dem Referenz-Rückbaubasishafen handelt es sich um einen Hafen am deutschen Festland. Der Hafen hat eine Fläche von 6 ha und verfügt über eine Roll on/Roll off-Kaje (100 m Länge) und eine Lift-on-/Lift-off-Kaje (150 m x 400 m Tiefe).

Es wird davon ausgegangen, dass alle Komponenten, mit Ausnahme des Kolkschutzes, zu dem Referenz-Hafen verbracht und dort zerkleinert werden. Der Kolkschutz hingegen wird direkt zu einer anderen

Fläche mit entsprechender Kaikante transportiert, wo er bis zur weiteren Verwendung eingelagert wird. Diese Fläche befindet sich ebenfalls ca. 110 sm vom Referenz-OWP entfernt.

3.1.2 Massenbilanz des Referenz-Offshore-Windparks

Im gesamten OWP sind 226 366 t Material verbaut. Steine (Kolkschutz, 51,67 M-%) und Stahl (41,67 M-%) machen zusammen 93,34 M-% des Massenanteils des gesamten OWP aus; GFK 1,92 M-%, Guss 1,88 M-%, Kupfer 1,04 M-% und Bauschutt 1,00 M-%. Alle anderen Materialien sind jeweils mit weniger als 1 M-% vertreten (Tabelle 26, Abbildung 37). Andere Studien weisen oft höhere Massenanteile an Stahl auf (Tota-Maharaj und McMahon 2020; Topham et al. 2019b), wobei darauf hinzuweisen sei, dass in diesen Studien kein Kolkschutz berücksichtigt wurde.

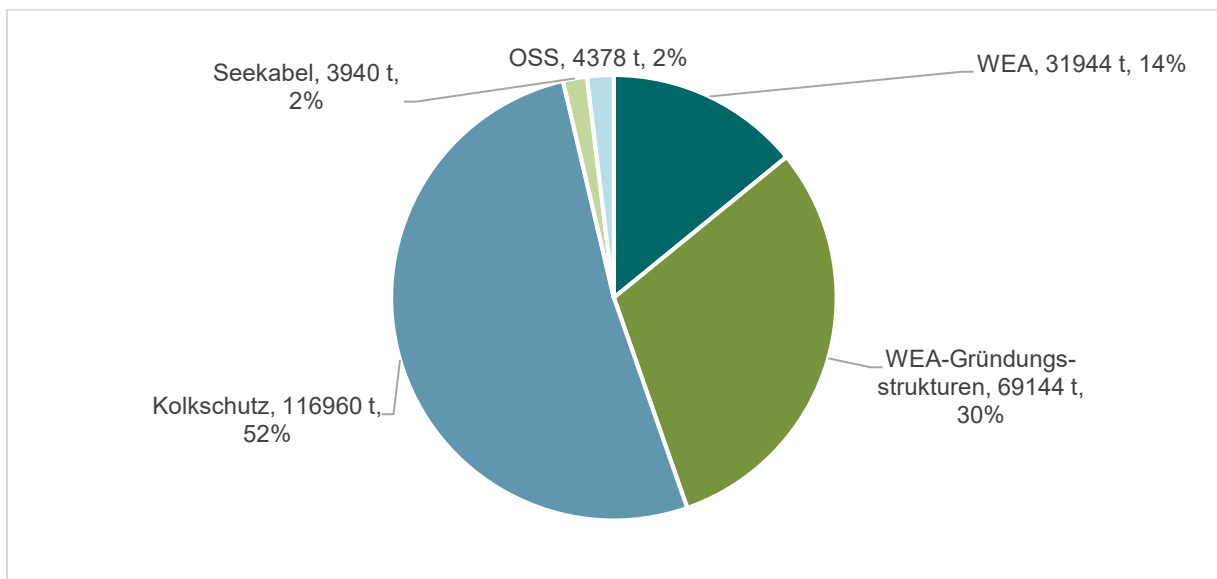


Abbildung 37: Massen- und Prozentanteile der Windenergieanlagen (WEA), WEA-Gründungsstrukturen, Kolkschutz, Seekabel und Offshore-Substation des Referenz-Offshore-Windparks

Die WEA beinhaltet in der obigen Darstellung die Rotor-Gondel-Baugruppe und den Turm. Die Rotorblätter bestehen vorwiegend aus GFK, die Nabe aus Guss. Der größte Massenanteil der Gondel entfällt auf Stahl, aber auch Guss und Kupfer liegen in größeren Mengen vor. Der Turm und die Gründungsstrukturen (TP und MP) bestehen fast ausschließlich aus Stahl, wobei ca. 10 M-% des TP-Gewichts der Grout-Verbindung, also dem Bauschutt, zu zuschreiben ist. Den größten Massenanteil der WEA macht der Kolkschutz bzw. die Steine aus (Tabelle 26, Tabelle 27).

3 Allgemeine Beschreibung des Rückbaus von Offshore-Windparks

Tabelle 26: Massenbilanz der Materialien des Referenz-Offshore-Windparks

Stoffstrom	WEA		WEA-Gründungsstrukturen		Kolkchutz		Seekabel		OSS (Topside und Gründungsstrukturen)		gesamt	
	in t	in M-%	in t	in M-%	in t	in M-%	in t	in M-%	in t	in M-%	in t	in M-%
Stahl	21 913	9.68	66 724	29.48	0	0.00	1 980	0.87	3 705	1.64	94 322	41.67
Edelstahl	72	0.03	0	0.00	0	0.00	0	0.00	1	0.00	73	0.03
Guss	4 247	1.88	0	0.00	0	0.00	0	0.00	5	0.00	4 252	1.88
Aluminium	180	0.08	0	0.00	0	0.00	0	0.00	2	0.00	182	0.08
Kupfer	747	0.33	136	0.06	0	0.00	1 166	0.52	296	0.13	2 346	1.04
GFK	4 343	1.92	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	4 343	1.92
Steine	0	0.00	0	0.00	116 960	51.67	0	0.00	0	0.00	116 960	51.67
Bauschutt (Grout)	0	0.00	2 264	1.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	2 264	1.00
div Polymere/ Kunststoff	246	0.11	16	0.01	0	0.00	0	0.00	125	0.06	387	0.17
F-Gase	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.48	0.00	0	0.00
SF ₆	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	3	0.00	3	0.00
Hausmüll	16	0.01	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	16	0.01
Sperrmüll	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	150	0.07	150	0.07
Schmierstoffe	52	0.02	0	0.00	0	0.00	0	0.00	64	0.03	116	0.05
Diesel	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	18	0.01	18	0.01
Blei(-Batterien)	8	0.00	0	0.00	0	0.00	414	0.18	6	0.00	428	0.19
Sonstige	119	0.05	4	0.00	0	0.00	380	0.17	3	0.00	506	0.22
gesamt	31 944	14.11	69 144	30.55	116 960	51.67	3 940	1.74	4 378	1.93	226 366	1.00

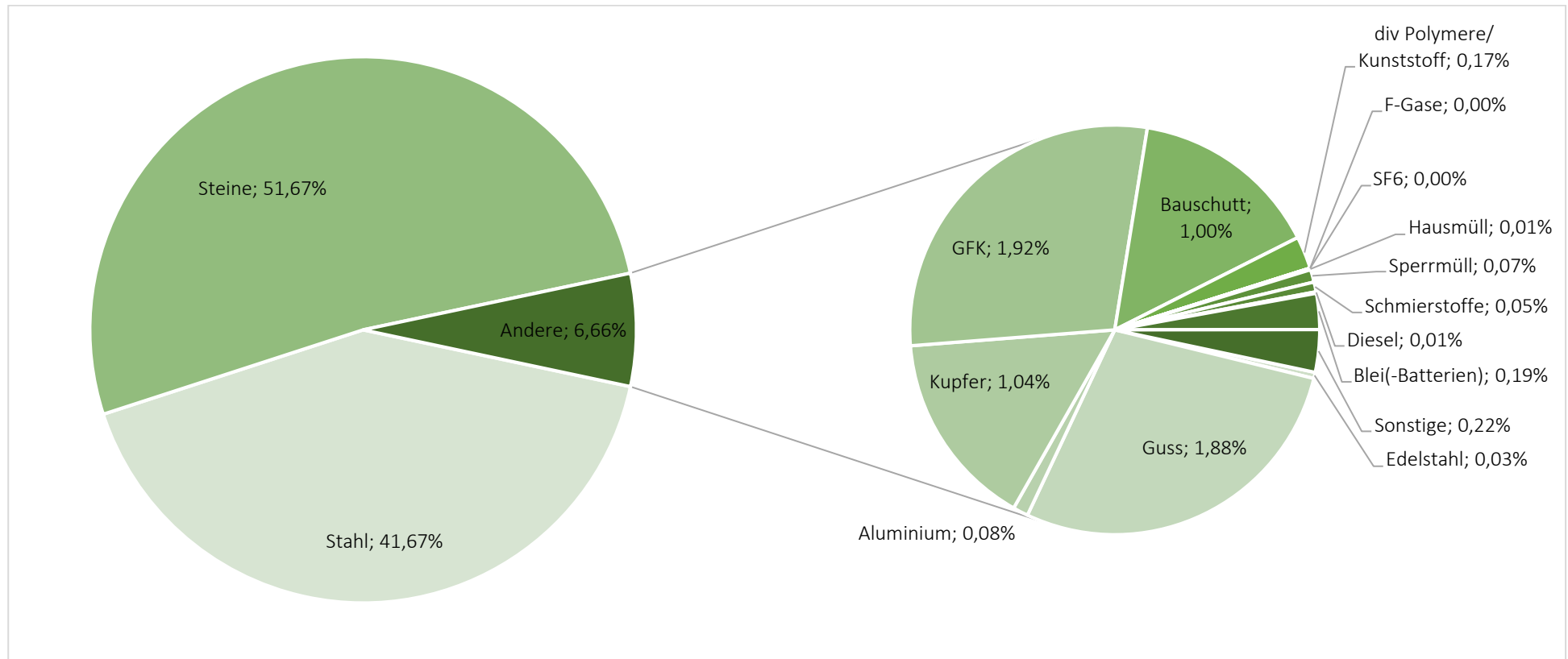


Abbildung 38: Prozentuale Verteilung der Materialien des Referenz-Offshore-Windparks (Gesamtmasse: 226 366 t)

Tabelle 27: Massenbilanz der Referenz-Windenergieanlagen

Stoffstrom	Masse in t			
	Rotorblätter	Nabe	Gondel	Turm
Stahl	1	0.0	94.7	178.2
Edelstahl	0.0	0.0	0.9	0.0
Guss	0.0	41.4	11.7	0.0
Aluminium	0.0	0.0	0.5	1.8
Kupfer	0.0	0.0	9.4	0.0
GFK	50.0	1.0	3.0	0.0
Steine	0.0	0.0	0.0	0.0
Bauschutt (Grout)	0.0	0.0	0.0	0.0
div Polymere/ Kunststoff	0.0	0.0	3.1	0.0
SF ₆	0.0	0.0	0.0	0.0
Hausmüll	0.0	0.0	0.2	0.0
Schmier-stoffe	0.0	0.0	0.7	0.0
Blei (-Batterien)	0.0	0.0	0.1	0.0
Sonstige	0.3	0.0	1.2	0.0
gesamt	51.6	42.4	125.3	180.0

3.2 Allgemeine Prozessbeschreibung des Offshore-Windpark-Rückbaus und des Basisszenarios

Der Rückbauprozess umfasst alle hierfür erforderlichen Prozesse und Tätigkeiten von der Demontage auf See bis zur Entsorgung an Land. In Kapitel 4.2 wird der prozessbezogene Bewertungsansatz näher erläutert. An dieser Stelle sollen zunächst die Prozesse innerhalb der o.g. Systemgrenze beschrieben werden.

Am Ende der Betriebsphase wird der Rückbau von OWP initiiert. Der Rückbau kann, im Anschluss an die Vorbereitungs- und Planungsphase, in die drei Hauptprozesse Demontage auf See, Demontage und Zerlegung an Land sowie Verwertung und Beseitigung unterteilt werden (Abbildung 39). Die **Demontage auf See** beinhaltet alle Prozesse zur Trennung von Mehrkörpersystemen zu Baugruppen, Bauteilen und/oder formlosen Stoffen (VDI-Richtlinie 2243). Die **Demontage und Zerkleinerung an Land** umfasst die weitere Demontage und Zerlegung. Begleitend zur Demontage wird die Logistik für den Transport, den Umschlag sowie die Lagerung von Gütern (Lohre et al. 2015) benötigt. Die sich anschließende **Verwertung und Beseitigung** umfasst alle Verfahren zur Entsorgung von Baugruppen, Bauteilen und/oder formlosen Stoffen. Die Entsorgung schließt die Unterprozesse Aufbereitung, Vorbereitung zur Wiederverwendung, Verwertung und Beseitigung ein (siehe Kapitel 1.2).

Im Rahmen von *SeeOff* werden die Prozesse mit Beginn der Demontage des OWP bis hin zum Vorliegen des Sekundärroh- oder brennstoffs, unabhängig vom Ort, betrachtet. Für Materialien, die nicht verwertet werden können, wird die Beseitigung berücksichtigt.

Eine Übersicht der Standard-Rückbauprozesse findet sich in der Prozesslandkarte unter Abbildung 39. Bei den aufgeführten Prozessen handelt es sich um Ausführungsprozesse, die im Kapitel 3.5 detailliert beschrieben sind. Es werden dabei verschiedene Optionen für diese Prozesse dargestellt.

Weitere mit dem Rückbau assoziierte Prozesse sind Führungs- oder Unterstützungsprozesse, die zwar für eine erfolgreiche Durchführung relevant sind, im Forschungsprojekt *SeeOff* jedoch mit Ausnahme der rückbauspezifischen HSE-Managementprozesse nicht weiter untersucht werden (siehe Tabelle 28).

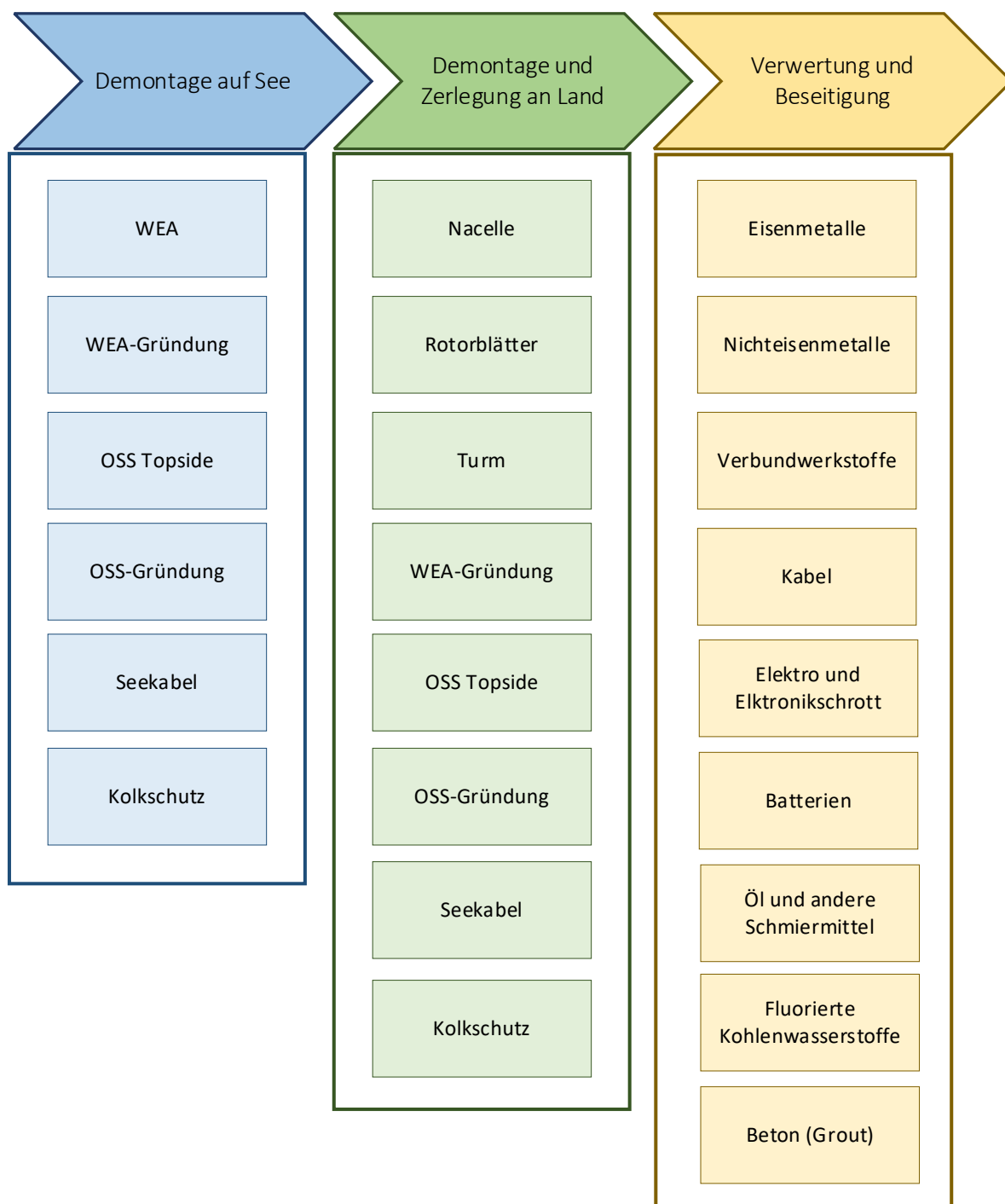


Abbildung 39: Prozesslandkarte der Offshore-Windpark-Rückbauprozesse (Projekt *SeeOff*)

Tabelle 28: Berücksichtigung von weiteren Rückbau-assozierten Prozessen im Offshore-Windpark-Rückbau

FAU-Prozess	Prozess	Kurzbeschreibung	Begründung
Führungsprozesse	HSE-Prozesse	Health-Safety-Environment-(HSE) Managementprozesse umfassen Führungsprozesse aus den Bereichen Gesundheits-, Arbeits- und Umweltschutz.	HSE-Management wird ebenso bei der Errichtung und während des Betriebs und der Instandhaltung durchgeführt. Im Forschungsprojekt <i>SeeOff</i> sind nur Rückbau-spezifische Aspekte von Bedeutung.
	Planungsprozesse und Disposition	Die Planungsprozesse umfassen bspw. Transportplanung, Routenplanung und Personalplanung.	Die Planungsprozesse und die Disposition sind generell nicht Rückbau-spezifisch, sondern werden auch während der Installation und der Betriebs- und der Instandhaltung-Phase durchgeführt.
	Managementprozesse (Querschnittsaktivitäten)	Es gibt zahlreiche Managementprozesse, die unternehmensweit erforderlich sind und somit auch den Rückbau-Prozess betreffen. Beispielhaft seien folgende genannt: Controlling, IT-Integration, Dokumentation, KVP, Kontraktmanagement, Personalwesen, Qualitätskontrolle, Zertifizierung, Flottenmanagement (Lau 2013)	Diese Managementprozesse unterstützen die Unternehmensführung und sind nicht Rückbau-spezifisch.
Unterstützungsprozesse	Marine Koordination	Die Marine Koordination koordiniert aus der Offshore-Leitwarte heraus die Schiffe und anderen Transportmittel innerhalb des Windparks. Im Notfall initiiert sie die notwendigen Notfallmaßnahmen und ist die Schnittstelle zwischen OWP und den Behörden.	Marine Koordination findet ebenso während Errichtung und während des Betriebs und der Instandhaltung statt und ist somit kein Rückbau-spezifischer Prozess.
	Work Permit Prozess	Zur Durchführung von Maßnahmen im Baufeld benötigt jede Person ein Work Permit. Dieses Work Permit muss vor der Durchführung beantragt und genehmigt werden.	Auch bei Errichtung und während des Betriebs und der Instandhaltung müssen Work Permits vorliegen. Es handelt sich somit nicht um einen Rückbau-spezifischen Prozess.

3.3 Demontagetechniken

Bevor auf die Demontageprozesse in ihrem Gesamttablauf, sowie die damit verbundene Logistik näher eingegangen wird, werden zum besseren Verständnis zunächst die Demontagetechniken auf See und an Land erläutert werden.

3.3.1 Demontagetechniken auf See

3.3.1.1 Schneidtechniken

Wasserabrasivstrahlschneiden

Beim Wasserabrasivstrahl (WAS)-Verfahren handelt es sich um ein etabliertes Verfahren, das schon vielfach beim Rückbau von Stahlstrukturen, u.a. auch von Öl- und Gasplattformen eingesetzt wird. Darüber hinaus wird das Verfahren im Rahmen der Errichtung von OWP genutzt, um die Pfahlköpfe der Rammpfähle abzuschneiden, die zur Gründung der Jacket-Strukturen z.B. von OSS verwendet werden. Auch wurde das Verfahren schon eingesetzt, um einzelne MP von auf See installierten Messmasten und WEA zurückzubauen. Hierzu zählt unter anderem der Messmast des OWP *Amrumbank West* (Hinzmann et al. 2017).

Funktionsprinzip

Das Verfahren basiert auf einem Stahlabtrag durch einen mit hohem Druck aufgebrauchten Wasserstrahl. Beim WAS wird durch die Beimischung von Abrasivmitteln eine größere Schneidwirkung erzielt, als beim reinen Wasserstrahlschneiden, das nur für weichere Werkstoffe eingesetzt wird und für das Schneiden der hier besprochenen Strukturen nicht zum Einsatz kommt. Unterschieden wird beim WAS in zwei Verfahrensarten: das Wasserabrasivstrahl- und das Wasserabrasivinjektorstrahl-Verfahren. Die Verfahren unterscheiden sich darin, wie das Abrasivmittel zugemischt wird (Hinzmann et al. 2017). Beim Wasserabrasivstrahl-Verfahren wird das Abrasivmittel dem Wasser in einem kleinen Tank schrittweise in einem berechneten Verhältnis zugegeben, vermischt und mit dem Wasser beschleunigt (Steffen 2020). Beim Wasserabrasivinjektorstrahl-Verfahren wird mittels Unterdrucks das Abrasivmittel angesaugt und durch den Wasserstrahl durch Impulsübertragung beschleunigt (Westkämper und Warnecke 2010). Als Strahlmedium wird in der Regel enthärtetes Wasser eingesetzt. Beim Abrasivmittel handelt es sich um mineralische Stoffe, wie Quarz-, Granat- oder Korundsand. Diese besitzen eine große mohssche Härte und haben durch ihre Kristallstruktur viele Schneidkanten. Der für das WAS erforderliche hohe Druck wird mit Pumpen erzeugt (Westkämper und Warnecke 2010).

Zum Schneiden wird der WAS mit Hilfe einer Düse auf das zu schneidende Material fokussiert. Beim Auftreffen auf das Material wird dieses durch den hohen Druck des WAS abgetragen und der Materialverbund dadurch zerschnitten. Der Schnitt durch das Material erfolgt unter anderem durch Erosion, Scherung und Versagen unter schnell wechselnden lokalen Spannungsfeldern. Durch die Bewegung des fokussierten WAS durch ein Portal- oder Robotersystem wird ein Schnittfortschritt erreicht (Ohlsson 1995). Das Schneidergebnis wird maßgeblich durch die Wirkenergie an der Auftreffstelle des Strahls und die Eigenschaften des Abrasivmittels (Härte und Körnung), und dessen Massenstrom bestimmt. Die Wirkenergie an der Auftreffstelle ist abhängig vom Pumpendruck, dem Abstand der Düse zum zu schneidenden Material, dem Düsendurchmesser und der Vorschubgeschwindigkeit (König und Klocke 2007).

Anwendungsbereich

Das WAS-Verfahren kann zum Trennen von harten und hochfesten Werkstoffen eingesetzt werden. So ist es möglich unter anderem Metalle (Stahl, Titan, Aluminium), aber auch Keramik oder Beton zu schneiden (Westkämper und Warnecke 2010). Eingesetzt werden kann das Verfahren sowohl in der Luft als auch unter Wasser. Beim Schneiden unter Wasser wird der Schneidstrahl durch das Wasser abgebremst, sodass längere Schnittzeiten als bei „Trockenschnitten“ die Folge sind. Beim OWP-Rückbau kann das Verfahren beim Schneiden der Gründungsstrukturen eingesetzt werden, insbesondere dem Pfahl als Teil der Gründungsstruktur der WEA als auch der Pfähle zur Verankerung der Jacket-Struktur.



Abbildung 40: Wasserstrahlschneidwerkzeug zum Schneiden von innen mit abgeschnittenem Pfahl (DECO Subsea NV 2020)
 Abdruck mit Genehmigung von DECO Subsea N.V.



Abbildung 41: Wasserstrahlschneidwerkzeug zum Schneiden von außen (Steffen 2016)
 Abdruck mit Genehmigung von Aquatec On-/ Offshore Service GmbH

Beim Rückbau von Gründungsstrukturen kann der Schnitt sowohl von innen als auch von außen mit einer WAS-Schneidanlage erfolgen. Stand der Technik ist inzwischen eine taucherlose Positionierung und Fixierung sowohl beim Schneiden von innen als auch von außen. Eine Fixierung der WAS-Schneidanlage kann z.B. mit ausfahrbaren Hydraulikstempeln realisiert werden. Beim Schneiden von außen ist die WAS-Schneidanlage jedoch der Strömung ausgesetzt, was dazu führen kann, dass der Schneidroboter nicht stabil geführt werden und es zu leichten Abweichungen der Ausrichtung und Positionierung der Düse kommen kann. Bei Schnitten unterhalb des Meeresbodens muss beim Schneiden von außen für die Schneidanlage inkl. Schläuchen außerdem ein Trichter um den Pfahl geschaffen werden. Um ein Nachrutschen des Bodens zu verhindern, muss der Trichter einen gewissen Radius haben, der wesentlich von der Strömung und dem anstehenden Sediment abhängt. In jedem Fall müsste so aber deutlich mehr Boden entfernt werden als beim Schneiden von innen, bei dem lediglich das im Inneren des Pfahls vorhandene Sediment sowie möglicherweise Steine des Kolksschutzes entfernt werden müssen. Darüber hinaus stellt die Schlauchführung beim Schneiden von außen mit steigendem

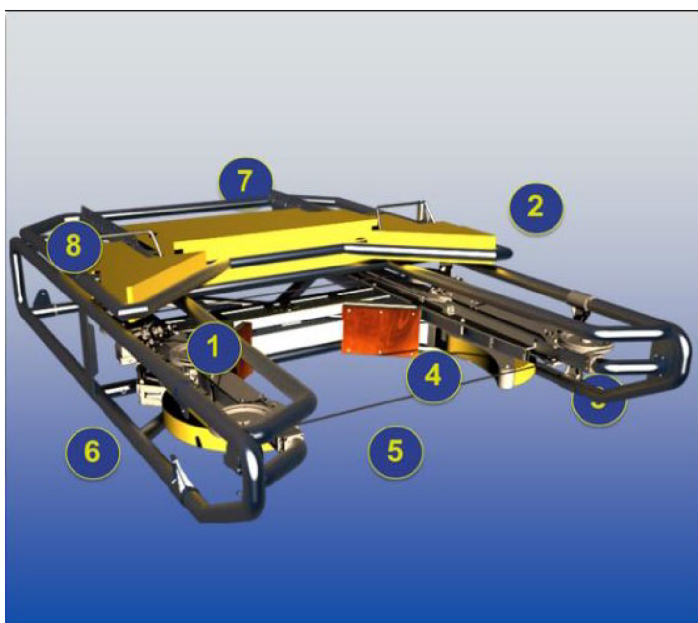
Außendurchmesser eine Herausforderung dar. Aus diesen Gründen ist ein Schnitt von innen zu bevorzugen. Die Schneidanlagen können zur Reduktion der Schnittzeit mit mehreren, versetzt angeordneten Schneidrobotern, ausgerüstet sein. Auch um bei einem Ausfall eines Roboters oder einer ausgewaschenen Düse nicht die Schneidanlage demontieren zu müssen, ist der Einsatz von mehreren Schneidrobotern pro Schneidwerkzeug inzwischen Stand der Technik (Steffen 2020).

Diamantseil-Sägeverfahren

Diamantseilsägen kommen bereits vielfach beim Rückbau von Öl- und Gasbohrplattformen und dem Rückbau von Pipelines zum Einsatz. Mehrere tausend Schnitte wurden über und unter Wasser mithilfe von Diamantseilsägen durchgeführt. Dabei wurde die Technologie auch schon in großen Wassertiefen eingesetzt. Einer der tiefsten Schnitte lag 2 745 m unter der Meeresoberfläche (CUT UK Ltd 2019b).

Funktionsprinzip

Beim Diamantseilsägen handelt es sich um einen Trennvorgang, der jedoch nach DIN 8589-0 nicht eindeutig einzuordnen ist. Nach dem heutigen Stand der Technik werden zum Trennen Seile verwendet, auf die künstliche Diamanten direkt auf Schneidsegmente aufgebracht sind. Wird DIN 8589 berücksichtigt, handelt es sich daher eher um ein Längsschleifen als ein Sägen, denn beim Sägen kommen immer geometrisch bestimmte Schneiden zum Einsatz. Sowohl die Lage der Schneidsegmente, als auch deren Anzahl und Geometrie sind jedoch unbestimmt (Knecht 2015).



- 1 – Seilantriebsrolle
- 2 – Vorschubeinrichtung
- 3 – Seilspanneinrichtung
- 4 – Klemmvorrichtung
- 5 – Diamantseil
- 6 – Aufprallrahmen
- 7 – Auftriebskörper
- 8 – ROV Zuggriffsheben

Abbildung 42: Aufbau einer Diamantseilsäge (Sinclair 2021)
Abdruck mit Genehmigung von CUT UK.

Um eine Struktur zu schneiden, wird die Diamantseilsäge über eine Klemmvorrichtung an der Struktur dort festgeklemmt, wo der Schnitt erfolgen soll. Das Diamantseil wird über Antriebsrollen, die von einem Motor angetrieben werden, kraftschlüssig auf die benötigte Geschwindigkeit beschleunigt. Kommt das Seil in Kontakt mit dem zu schneidenden Werkstück wird Material vom Werkstück abgetragen (Hinzmann et al. 2017). Das mit Diamanten besetzte Seil wird über eine Vorrichtung selbst, auf

Spannung gehalten. Eine Vorschubeinrichtung sorgt zusammen mit dem Antriebssystem dafür, dass die Struktur geschnitten wird (Cao et al. 2006).

Anwendungsbereich

Diamantseilsägen können sowohl über, als auch unter Wasser eingesetzt werden. Für Einsätze im Bereich der Offshore-Windenergie ist eine Positionierung mittels Working-Class Remote Operated Vehicle (WROV) aus Sicherheitsgründen anzustreben.



**Abbildung 43: Herablassen einer 240-Zoll Diamantseilsäge (CUT UK Ltd 2019b)
Abdruck mit Genehmigung von CUT UK.**

Zur Positionierung wird die Diamantseilsäge mithilfe eines Krans auf die erforderliche Wassertiefe abgelassen. Ein WROV schiebt die Säge an die Struktur und betätigt die hydraulische Klemmvorrichtung, sodass der Schnitt erfolgen kann (Noordeloos 2020). Betrieben werden Diamantseilsägen bis 200 m Wassertiefe über speziell konstruierte hydraulische oder elektrische Versorgungsleitungen von der Oberfläche aus. In großen Wassertiefen ist auch eine Versorgung über ein WROV möglich (CUT UK Ltd 2019b).

Das Verfahren kann genutzt werden, um (künstliche) Gesteinsmaterialien wie Beton, aber auch Stahl zu schneiden. Insbesondere bei komplexen Stahlstrukturen, die schwer zugänglich sind und mit konventionellen thermischen Verfahren eine Trennung nicht möglich ist, kommt das Verfahren vermehrt zum Einsatz (Knecht 2015).

Beim Rückbau von OWP kann das Diamantseilsägen sowohl für den Rückbau der Gründungsstrukturen der WEA als auch der OSS eingesetzt werden. Der Einsatz des Verfahrens ist besonders dort von Vorteil, wo es nicht möglich ist, einen Schnitt von innen durchzuführen. Die Diamantseilsäge wird immer von außen an der zuschneidenden Struktur befestigt, sodass bei einem Schnitt unterhalb des Meeresbodens ein Freilegen der Gründungsstruktur notwendig ist. Dies stellt insbesondere dann einen großen Aufwand dar, wenn ein Kolkschutz um die zu entfernende Gründungsstruktur herum vorhanden ist, der vorher ausgebaggert werden müsste und ein einfaches Freispülen, z.B. mit einem Controlled-Flow Excavation Tool (CFE-Tool), nicht möglich wäre.

Für Stahlschnitte von außen, also z.B. wenn der MP nicht unterhalb des Meeresbodens geschnitten werden muss, sondern knapp oberhalb des Bodens abgeschnitten werden kann, wäre theoretisch das Diamantseil-Sägeverfahren eine Alternative. Allerdings ist die Technologie für Stahlstrukturen mit Durchmessern von ca. 6 m nicht verbreitet und es gibt bis jetzt nur wenige Erfahrungen mit deren Einsatz bei vergleichbaren Strukturen.

Diamantseilsägen sind für Rohrdurchmesser, wie sie typisch für Jacket-Strukturen von WEA oder OSS sind, von verschiedenen Herstellern am Markt verfügbar. Für MP-Gründungen sind jedoch sehr große Sägen erforderlich, die nach den Recherchen im Rahmen des *SeeOff*-Projekts bisher nicht weit verbreitet sind. Für MP der neueren Generation mit über 8 m Außendurchmesser sind bisher noch keine Standardsägen vorhanden und müssten erst konstruiert und gefertigt werden. Für den Rückbau interessant ist auch die Möglichkeit eines kaskadierten und Stufenschnittes, wie in Abbildung 44

(CUT UK Ltd 2019b) dargestellt (Castellated & Step Cut patent app.no. 10 739 622.8; (Matteuci 2010). Hierdurch kann die Stabilität eines Jackets oder einer Plattform während des Schneid- und Rückbauvorgangs sichergestellt werden. Darüber hinaus sorgt der Stufenschnitt dafür, dass die geschnittene Struktur in Position bleibt, nachdem der Schnitt beendet wurde (CUT UK Ltd 2019a). Gemäß (CUT UK Ltd 2019a) erlaubt diese größere Sicherheit, die Struktur an Ort und Stelle zu belassen, bis der Lifting-Vorgang durchgeführt werden kann.



Abbildung 44: Stufenschnitt in einem Stahlrohr (CUT UK Ltd 2019b)
Abdruck mit Genehmigung von CUT UK.

Autogenbrennschneiden auf See

Beim Autogenbrennschneiden handelt es sich um ein über 100 Jahre altes Verfahren zum Beispiel zum Trennen von Stahl. Es handelt sich bei dem Verfahren um ein thermisches Schneidverfahren, das zum Trennen von Metallen mit großer Materialstärke eingesetzt wird (Fahrenwaldt et al. 2014).

Funktionsprinzip

Beim Schneiden wird Material an der zu trennenden Stelle auf Zündtemperatur erhitzt und danach durch einen Gasstrahl geschnitten. Hierbei verbrennt das Material. Die Zündtemperatur unlegierter

Stähle liegt bei ca. 1 200 °C. Bei dieser Temperatur verbrennen unlegierte Stähle in reinem Sauerstoff. Dieses Prinzip bildet die Grundlage für das Autogenbrennschneiden.

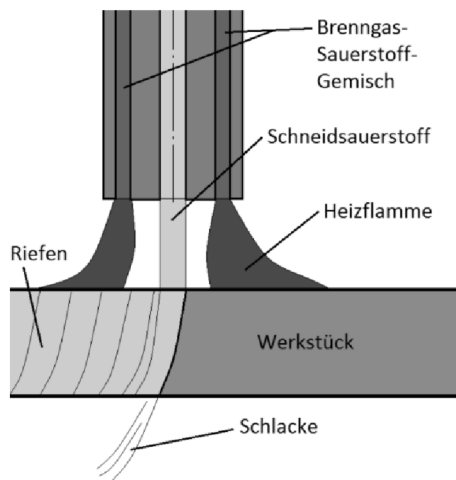


Abbildung 45: Prinzip des Brennschneidvorgangs (Der-Wir-Ing 2016)

Während des Schnittprozesses wird das Werkstück mit einer Brenngas-Sauerstoff-Heizflamme erwärmt und durch den zugeführten Schneidsauerstoff getrennt. Dieser verbrennt am glühenden Werkstück und das dabei entstehende Eisenoxid sowie die Rückstände des geschmolzenen Materials werden aus der Schnittfuge herausgeblasen. Als Brenngase werden üblicherweise Acetylen oder Propan eingesetzt. Der eingesetzte Sauerstoff sollte einen Reinheitsgrad von mindestens 99,6 % aufweisen, um eine hohe Schnittgeschwindigkeit zu gewährleisten vgl. (Dilthey 1994; Jansen 1949).

Nähere Informationen zum Brennschneidverfahren finden sich unter nachfolgendem Kapitel 3.3.2.

Anwendungsbereich

Der Hauptanwendungsbereich für das Autogenbrennschneiden sind un- und niedriglegierte Metalle mit Materialdicken von 3 - 300 mm. Das Verfahren kann jedoch mit Sonderbrennern auch verwendet werden, um Materialien mit einer Stärke von bis zu einem Meter zu trennen (Fahrenwaldt et al. 2014).

Im Bereich der Demontage auf See ist das Verfahren dafür geeignet, Stahlstrukturen oberhalb der Wasseroberfläche zu trennen. Vornehmlich wird sich der Einsatz auf See auf die Demontage von Anbau- bzw. Einbauteilen von Gründungsstrukturen und auf die Trennung der Topside der OSS von der Jacket-Struktur beschränken.

Wie beim Diamantseil-Sägeverfahren ist auch beim Autogenbrennschneiden die Möglichkeit eines kaskadierten und Stufenschnittes für den Rückbau interessant. Hierdurch kann die Stabilität der geschnittenen Struktur während des Schneid- und Rückbauvorgangs sichergestellt werden. Darüber hinaus sorgt der Stufenschnitt dafür, dass die geschnittene Struktur in Position bleibt, nachdem der Schnitt beendet wurde.

3.3.1.2 Technik zur vollständigen Demontage von Gründungspfählen

Vibrationsextraktions-Verfahren

Das Vibrationsrammen (Vibrieren) ist eine bewährte Methode für die Installation und die Entfernung von Spundwänden und Pfahlgründungen an Land. Insbesondere aufgrund der im Vergleich zum Schlagrammen geringeren Schallemissionen beim Vibrationsrammen von Offshore-Gründungsstrukturen, ist die Wissenschaft bemüht, mehr Erfahrungen und ein besseres Verständnis für das Verfahren zu erlangen (Hinzmann et al. 2018a). Mittlerweile gibt es erste Erfahrungen mit dem Verfahren bei der Installation von MP. Auch beim Rückbau von Offshore-Gründungsstrukturen kann das Verfahren zum Einsatz kommen und trägt dann die Bezeichnung Vibrationsextraktion. Laut (Hinzmann et al. 2018a) stellt das Verfahren für den vollständigen Rückbau von MP eine der vielversprechendsten Technologien dar. Erfolgreich erprobt wurde das Ausvibrieren von MP bereits im Rahmen des Rückbaus des OWP *Lely* (Dieseko Group 2019). Allerdings sind die dabei gewonnenen Erfahrungen aufgrund der geringeren Dimensionen der zurückgebauten Strukturen nur bedingt auf die MP der nächsten Generation - und damit auf den Referenz-OWP und die meisten deutschen OWP - übertragbar. Gegenwärtig ist das Vibrationsrammen noch Untersuchungsgegenstand verschiedener Forschungsprojekte im In- und Ausland (Stein et al. 2017; Hinzmann et al. 2019a).

Funktionsprinzip

Beim Ausvibrieren wird die Lagerungsdichte des Bodens über Schwingungsweiterleitung über die eingebrachte Struktur verringert, Wasser füllt die so geschaffenen bzw. erweiterten Porenräume und der Boden wird in einen pseudoflüssigen Zustand versetzt. Dadurch wird die Mantelreibung verringert (Witt 2018) und als Ergebnis ist die Kraft, die benötigt wird, um die eingebrachte Struktur aus dem Boden zu ziehen, deutlich geringer. Bei Belastung eines Pfahls entsteht infolge der Relativbewegung zwischen Boden und dem Pfahlmantel eine Reibungskraft, die als Mantelreibung bezeichnet wird (Schneider und Wormuth 2016).

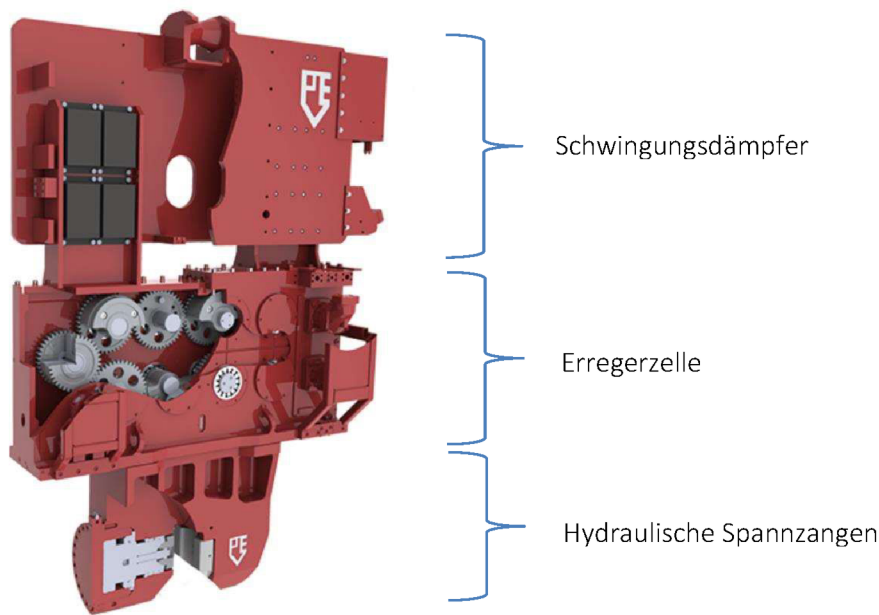


Abbildung 46: Aufbau einer typischen Vibrationsramme. (Schols 2021)
Abdruck mit Genehmigung von Dieseko B.V.

Eine typische Vibrationsramme besteht aus drei Bestandteilen: der Erregerzelle, den Spannzangen und dem Schwingungsisolator. Die Vibration wird durch gegenläufig drehende Unwuchten in der Erregerzelle erzeugt. Diese ist mittels hydraulischer Spannzangen mit dem Pfahl verbunden und gewährleistet so die Übertragung der Schwingungen auf das Rammgut. Der Schwingungsisolator sorgt dafür, dass die Schwingungen nicht auf den Kran übertragen werden (Vahland et al. 2006). Die auf See eingesetzten Vibrationstools sind hydraulisch betrieben. Die Schwingungsfrequenz von hydraulisch betriebenen Vibrationsrammen können je nach Korngröße des Sedimentes stufenlos geregelt werden (Vahland et al. 2006). Es ist auch möglich mehrere Vibrationsrammen zu kombinieren bzw. zusammenschalten. Hierbei ist darauf zu achten, dass die Frequenz aller Einzelgeräte synchronisiert ist (Schols 2020a).

Anwendungsbereich

Das Verfahren kann sowohl über als auch im Wasser eingesetzt werden. Wie einleitend beschrieben, ist ein Einsatz des Verfahrens beim Rückbau von auf See installierten Pfählen möglich. Sowohl Rammfähle von Jackets als auch MP können mittels Vibration aus dem Meeresboden entfernt werden. Voraussetzung für die Entfernung von MP mit Groutverbindung zum TP ist jedoch, dass das TP vorab demontiert wurde, sodass das Vibrationstool direkt an den MP geklemmt werden kann.

Gemäß (Schols 2020b) ist das Verfahren am besten für sandige Böden geeignet. Für eine Extraktion aus bindigen Böden ist eine ausreichend große Schwingweite notwendig, um die Verbindung zwischen dem Rammfahl und dem umgebenden Boden zu lösen (Witt 2018).

Das Vibrationstool ist so auszuwählen, dass es in der Lage ist, den zu entfernenden Gründungspfahl in Vibration zu versetzen um den Effekt der Pseudoverflüssigung zu erzielen (Schols 2020b). Hier könnte die Größe des Vibrators, der benötigt wird um eine ausreichende Leistung bereitzustellen, einen limitierenden Faktor darstellen (Hinzmann et al. 2020). Zum Beispiel können nur eine gewisse Anzahl von Spannzangen über den Umfang des Pfahls verteilt angeordnet werden, um die Vibration von der

Erregerzelle auf den Pfahl zu übertragen. Die in den OWP der deutschen Nord- und Ostsee vorherrschenden Wassertiefen stellen für das Verfahren keine Begrenzung da. Gemäß (Schols 2020a) liegen Erfahrungen beim Einsatz bis zu einer Wassertiefe von 350 m vor.

Ob die jeweilige Vibrationsramme für die Entfernung der an einem Standort vorhandenen Gründungsstruktur geeignet ist, muss im Rahmen einer standortspezifischen Analyse des möglichen Vortriebs ermittelt werden (Schols 2020a). Die Auswahl einer geeigneten Vibrationsramme ist im Wesentlichen von der Größe und des Gewichts des eingebrachten Rammgutes abhängig, sowie von der Einbindelänge und dem vorhandenen geotechnischen Parametern (ThyssenKrupp Tiefbautechnik GmbH 2013). Lagerungsdichte, Konsistenz und Wassergehalt des Bodens sind im Voraus zu untersuchen (Witt 2018). Hierzu ist u.a. eine Drucksondierung notwendig und eine Simulation durchzuführen. Bei der Simulation ist eine erhöhte Mantelreibung aufgrund des Anwachseffekts zu berücksichtigen (Hinzmann et al. 2019b). Wie hoch dieser Anwachseffekt zum Zeitpunkt der Entfernung genau ist, kann bisher noch nicht ermittelt werden. Darüber hinaus kann Korrosion am zu entfernenden Gründungspfahl zu einem größeren Wandreibungswinkel führen. Auch ist die Beeinflussung der Radialspannung entlang des Pfahlschafts aufgrund von lateralen Lastwechseln zu berücksichtigen (Hinzmann et al. 2018a). Dies führt dazu, dass eine Simulation des Extrahierens mittels Vibration deutlich komplexer ist, als die Simulation zum Einbringen von Pfählen.

Eine Möglichkeit, um die erforderliche Leistung der Vibrationsramme zu verringern, ist das Sediment im Inneren des Pfahls ganz oder teilweise auszubaggern oder auszuspülen, um somit die Summe der Pfahlwiderstände durch Mantelreibung zu reduzieren. Auch der Einsatz von Spüllanzen zum Verringern der Mantelreibung außen am Pfahl kann sinnvoll sein, um eine vollständige Entfernung der Gründungspfähle zu erreichen (Hinzmann et al. 2020).

Im Rahmen des Rückbaus der Gründungspfähle ist in Abhängigkeit der eingesetzten Technologie ein Bodenaushub im Inneren der Gründungspfähle oder um die Gründungspfähle herum notwendig. Hierfür stehen unterschiedliche technische Lösungen zur Verfügung, die unter anderem in Abhängigkeit der am jeweiligen Standort vorzufindenden Bodenverhältnisse eingesetzt werden können.

- Schallengreifer
- Airlifting Tool
- Baggerpumpen

Schalengreifer

Schalengreifer, die zum Aushub von Boden genutzt werden können, gibt es in unterschiedlicher Ausführung (Anzahl und Öffnungstechnik der Schalen) und für unterschiedliche Anwendungsbereiche.

Funktionsprinzip

Es stehen für Baggerarbeiten unterschiedlich betriebene Greifer zur Verfügung: elektrisch hydraulisch, Diesel hydraulisch oder rein mechanisch (über ein oder mehrere Seile). Bei mechanischen Seilgreifern erfolgt das Öffnen und Schließen der Schalen über einen Seilzug, der dem Flaschenzug-Prinzip entspricht. Bei hydraulisch betriebenen Greifern sorgen Hydraulikzylinder für das Öffnen und Schließen der Schalen.

Airlifting Tool

Bei einem Air Lifting-Tool handelt es sich um eine Mammutpumpe oder auch Druckluftwasserheber. Ihre Funktionsweise beruht auf der Anwendung der Auftriebskraft, um die Flüssigkeit und festen Partikel durch ein vertikales Steigrohr zu pumpen (Hanafizadeh und Ghorbani 2012).

Funktionsprinzip

Wie in Abbildung 47 dargestellt, besteht die Pumpe auf einem vertikalen Rohr. Dieses kann in zwei Abschnitte eingeteilt werden: Dem Saugrohr (L_e) und der Steigleitung (L_s+L_d). Der Lufthebevorgang wird dadurch erreicht, dass am Boden eines Rohres, das teilweise in die zu hebende Flüssigkeit eingetaucht ist, Luft oder Gas eingeblasen wird. Die Funktionsweise beruht sowohl auf der Wirkung der Auftriebskraft der Luftblasen als auch auf der Druckdifferenzen zwischen dem Einspritz- und Auslasspunkt der Pumpe. Dabei steigen die Luft oder das Gas aufgrund der geringeren Dichte im Vergleich zur Flüssigkeit schnell nach oben. Der Druck und die Trägheit des aufsteigenden Gases sorgen dafür, dass sich die Flüssigkeit ebenfalls in diese Richtung bewegt. Wenn die Auftriebskräfte ausreichend groß sind, wird die Flüssigkeit entlang des Rohres so weit nach oben gehoben, dass es an der oberen Öffnung des Rohr ausgestoßen wird (Hanafizadeh und Ghorbani 2012). Beim Ansaugen der Flüssigkeit werden auch Feststoffe mitgerissen und ebenfalls ausgespült (vgl. Hinzmann et al. 2017).

Kombiniert werden kann das Airlifting Tool mit dem Einsatz von Hochdruckwasserstrahlen um hartes Sediment aufzubrechen. In Abbildung 47 ist ein integriertes Baggersystem dargestellt, dass am Ende des Saugrohrs mit Wasserstrahldüsen versehen ist.

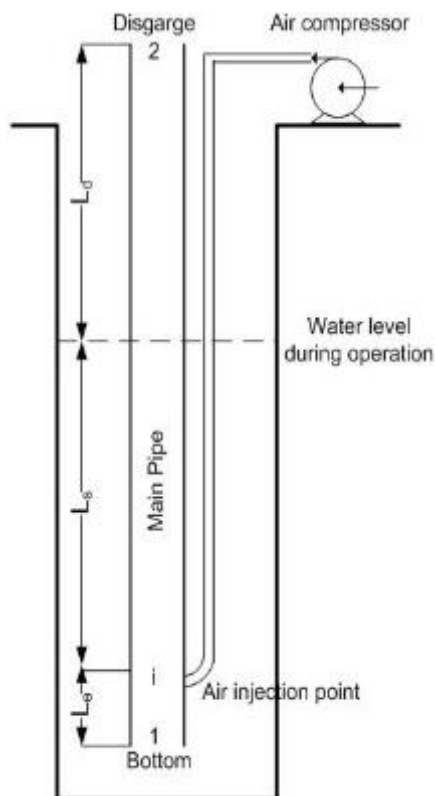


Abbildung 47: Schematische Darstellung einer Mammutpumpe (Hanafizadeh und Ghorbani 2012)

Abdruck mit Genehmigung von Begell House Inc.

Anwendungsbereich

Gemäß Hinzmann et al. (2017) konnten mit Hilfe der Strahldüsen beim Rückbau des Messmasts *Amrumbank* hartes und verdichtetes Material gelöst werden. Überwiegend handelte es sich jedoch um losen Sand mit einem Anteil verdichtetem Sand und Schlick. Ebenfalls gibt es bereits Aggregate, die bis zu 7 m Durchmesser sowie 60 m Tiefe eingesetzt werden können (TMS 2022).

Baggerpumpen

Funktionsprinzip

Bei dieser Art von Pumpe handelt es sich um eine hydraulisch angetriebene Pumpe, die je nachdem welche Bodenverhältnisse vorhanden sind, mit einem entsprechenden Pumpenkopf ausgerüstet werden kann. Die in Abbildung 48 dargestellte Pumpe ist mit einem Sandförderkopf ausgerüstet, der mit einem Wasserstrahlsystem ausgestattet ist (Vercrijsse und Bugdayci 2007). Durch die Düsen wird entweder Wasser oder ein Wasser-Luft-Gemisch mit variablem Druck je nach vorherrschendem Bodenverhältnisse gepumpt (Hinzmann et al. 2018a). Für den Fall, dass mit dem Wasserstrahl des Sandförderkopfs das Sediment nicht verflüssigt werden kann, ist es möglich eine solche Pumpe mit einer hydraulischen Schneideinheit auszustatten. Hierbei handelt es sich um einen rotierenden Schneidkopf, mit dem das Material gelockert und anschließend abgepumpt werden kann (IHC o.J.).



**Abbildung 48: IHC TT-Pump Unit mit Schneidkopf (links) oder einfachem Saugkopf (rechts) (IHC o.J.)
Abdruck mit Genehmigung von Royal IHC.**

Anwendungsbereich

Der in Abbildung 48 dargestellte Pumpentyp wird überwiegend dafür genutzt um Schlamm, mittelschweren Sand und Kies auszubaggern (IHC o.J.). Typische Einsatzbereiche sind Baggerarbeiten mit kleinem Umfang. Sie werden genutzt um Sand und Kies zu fördern, Unterhaltungsbaggerarbeiten und Trenching Operations durchzuführen (vgl. Vercrijsse und Bugdayci 2007). Die Pumpen können sowohl von Baggern aus oder am Kran hängend betrieben werden. Bei Arbeiten mit Schneidkopf ist eine starre Verbindung oder Einhausung aufgrund des Drehmomentes erforderlich. (IHC o.J.)

Im Rahmen des Rückbaus eines OWP können diese Pumpen insbesondere dafür eingesetzt werden, Gründungspfähle auf die für einen Schnitt von Innen erforderliche Tiefe auszupumpen (Pfahl leer oder mit Wassersäule). Ein Pfahldurchmesser von 6 m sowie ein Auspumpen bis 50 m Tiefe ohne Druckbeaufschlagung sind problemlos möglich (über 50 m mit Druckbeaufschlagung). Sind jedoch Steine im Inneren des Gründungspfahls vorhanden, z.B. weil dieser durch die Kolkschutzschicht gerammt wurde, müssen diese vorher ausgebaggert werden, z.B. mit einem hydraulisch betriebenen Greifer.

3.3.1.3 Techniken, die momentan Gegenstand der Forschung und Erprobung sind

Herausdrücken durch Erzeugung von Überdruck

Ein Verfahren zur vollständigen Demontage von Pfahlgründungen stellt das Herausdrücken durch Erzeugung von Überdruck dar. Die Entfernung von MP mittels hydraulischen Überdruckes wird derzeit in mehreren Forschungsprojekten (Hinzmann et al. 2019a; Elkadi 2019) erforscht. Hierbei handelt es sich um Versuche vom Labormaßstab bis hin zu großskaligen Tests im Maßstab von ca. 1:10. So geht es gemäß (Elkadi 2019) zunächst darum herauszufinden, welche Interaktionsmechanismen zwischen dem Pfahl und dem Boden beim Extrahieren vorhanden und wie diese zu verstehen und zu quantifizieren sind. Laut (Hinzmann et al. 2020) sollen durch die Versuche Aussagen zur Durchführbarkeit des Verfahrens möglich sein. Bisher wurden mit diesem Verfahren noch keine Gründungspfähle von Offshore-Strukturen zurückgebaut.

Funktionsprinzip

Um das Verfahren anwenden zu können, ist eine Druckdichtheit des MP herzustellen. Das bedeutet, dass alle vorhandenen Öffnungen und Lücken in der Struktur zu verschließen sind (Hinzmann et al. 2018a). Nachdem der Pfahl druckdicht verschlossen wurde, wird dieser unter Druck gesetzt (Hinzmann et al. 2019a). Dies kann sowohl mit Wasser als auch mit Luft erfolgen. Es wird dabei davon ausgegangen, dass der Boden als Widerlager funktioniert und die dichte Lagerung der Bodenschichten für eine Dichtheit sorgt.

Weiterhin wird angenommen, dass der Boden und die Pfahlwand nicht verschoben werden können, sodass eine Bewegung des Pfahls ausschließlich nach oben möglich ist. Die Druckkraft, die im Inneren auf den Pfahldeckel wirkt, muss so groß sein, dass der Pfahlwiderstand überwunden werden kann. Dabei muss der aufgebrauchte Druck unterhalb der Streckgrenze des Stahls bleiben. Ist dies gegeben, wird der Pfahl aus dem Boden herausgedrückt (Hinzmann et al. 2019a). Ist der Druck im Inneren des Pfahls nicht groß genug, kann mit Hilfe des Krans eine Zugkraft zur Unterstützung aufgebracht werden (Hinzmann et al. 2018a).

Anwendungsbereich

Wie beschrieben, muss der zu entfernende Gründungspfahl druckdicht verschlossen werden, um das Verfahren anwenden zu können. Für MP-Gründungen bedeutet dies, dass neben einem druckdichten Deckel auch die Öffnung zur Kabeleinführung verschlossen werden muss. Sollte dies nicht möglich sein, müsste der MP unterhalb dieser Öffnung, also wenige Meter oberhalb des Meeresbodens, abgeschnitten werden, bevor ein Deckel den Teil des Pfahls druckdicht verschließt, der noch im

Meeresboden eingebunden ist. Neben MP kann das Verfahren auch dazu genutzt werden, die Gründungspfähle eines Jackets oder eines Tripods/Tripiles vollständig aus dem Boden zu entfernen.

Wie einleitend beschrieben, befindet sich das Verfahren noch in der Erforschung. Es kann demnach noch keine Aussage getroffen werden, ob die Entfernung mittels Überdruckes zukünftig eine geeignete Alternative zu den anderen vorgestellten Demontageverfahren darstellen wird.

3.3.2 Demontagetechniken an Land

WEA und Gründungsstruktur bestehen zu mehr als 90 M-% aus Eisenwerkstoffen und nur zu ca. 4 M-% aus GFK (Rotorblätter) (Abbildung 38). Stahlschrott wird durch Brennschneiden oder Gusseisen bei sehr dicken Wandstärken mit Sauerstoffkernlanzen geschnitten. Alternativ wird Stahlschrott bei dünneren Wandstärken mechanisch mit großen hydraulischen Guillotinschrottscheren oder mit hydraulischen Baggerscheren zerkleinert. Gusseisen kann optional mit einem Fallwerk zerschlagen werden (Schubert 1984). Die genormten maximalen Abmessungen für Stahlschrott sind 1,5 x 0,5 x 0,5 m.

GFK wird erst mit einer hydraulischen Bagger-Kreissäge oder Seilsägen geschnitten und anschließend mit einer hydraulischen Baggerschere auf Abmessungen von kleiner ca. 1 000 x 1 000 x 30 mm gebrochen. Die Grundlagen und Grenzen der obigen Schneidtechniken werden im Folgenden beschrieben.

Brennschneiden und Thermisches Trennen

Die Zerkleinerungs- oder Schnittleistung für das Brennschneiden ist von der Wandstärke, der Art und Größe der verwendeten Brennerdüse sowie der Erfahrung des:der Mitarbeiter:in abhängig und wird in der Schrottbranche in t/h angegeben.

Funktionsprinzip

Beim Brennschneiden wird der Stahl mit einer Brenngas-Sauerstoff-Flamme bis zur Weißglut vorgewärmt (Zündtemperatur ca. 1 150°C) (Schubert 1984). Auf die glühende Eisenoberfläche wird dann zusätzlich reiner Sauerstoff geleitet, der das glühende Eisen unter starker Wärmefreisetzung oxidiert. Die Oxidationswärme ist so groß, dass das Eisen und die entstehende Eisenoxidschlacke schmelzen. Der Sauerstoffdruck an der Sauerstoffblasdüse wird so groß gewählt, dass das flüssige Eisen und die flüssige Eisenoxidschlacke aus der Fuge geblasen werden. Als Brenngas wird heute auf Schrottplätzen aus Sicherheits- und Kostengründen vorrangig Propan statt Acetylen verwendet. Der Nachteil von Propan gegenüber Acetylen ist jedoch die niedrigere Flammentemperatur sowie der größere Sauerstoffverbrauch der Heizflamme.

Für das maschinelle Brennschneiden im Hüttenmaßstab sind für eine mittlere und eine große Brennschneiddüse exemplarisch in Abbildung 49 bis Abbildung 53 Schnittgeschwindigkeiten, Gasverbräuche und Kosten vs. Wandstärke dargestellt. Mit der Düse GRICUT 8281-PMY werden für Wandstärken von 28 mm Schnittgeschwindigkeiten von 375 mm/min und für Wandstärken von 80 mm 280 mm/min erreicht. Die von den Brennerhersteller:innen angegebenen Schnittgeschwindigkeiten gelten für einen gleichmäßigen, maschinellen Vorschub und produkttaugliche, saubere Schnittflächen. Bei handgeführten Brennern sinkt die Schnittgeschwindigkeit. Da bei der Schrottzerkleinerung die Qualität der Schnittflächen keine Rolle spielt, kann mit überdimensionierten Schneidbrennern die Schnittgeschwindigkeit deutlich gesteigert werden. Die Überdimensionierung von Schneidbrennern

wird ökonomisch dadurch begrenzt, dass der Verbrauch an Sauerstoff mit wachsender Brennergröße steigt (Abbildung 50). Für die Kalkulation des Hafenschrottplatzes in Kapitel 4.4.2 werden überdimensionierte, manuell geführte Brenner angenommen, mit denen bei Wandstärken von 20 bis 30 mm Schnittgeschwindigkeiten von 500 mm/min und bei 80 mm bis 100 mm Schnittgeschwindigkeiten von 300 mm/min erreicht werden.

Mit wachsendem Kohlenstoffgehalt des Stahls steigt die Zündtemperatur (Schubert 1984). Dies hat zur Folge, dass Gusseisen (z. B. Rotornabe) nur sehr schlecht durch konventionelles Brennschneiden zerkleinert werden kann. Durch Eindüsen von feinem Eisenpulver oder Eisen-Aluminium-Pulvergemischen in den Sauerstoffstrahl kann die thermische Leistung im Spalt drastisch erhöht werden. Der Pulververbrauch bei Wandstärken von 400 mm liegt in der Größenordnung von 17 kg/h (Schubert 1984).

Bei besonders dicken Gusseisenteilen, wie z.B. der Rotornabe, besteht auch die Option selbstverzehrende Sauerstoffkernlanzen einzusetzen. Sauerstoffkernlanzen sind ca. 2 bis 3 mm lange Eisenrohre (Durchmesser ca. 10 mm), die mit feinen Eisendrähten gefüllt sind (DVS 2021). Durch die Lanze wird mit hohem Druck (6 – 8 bar) reiner Sauerstoff geblasen. Mit einem externen Brenner wird die Spitze der Lanze gezündet. Das mit Eisendrähten gefüllte Rohr brennt nun unter extremer Wärmefreisetzung ab. Mit Sauerstoffkernlanzen können alle Arten von problematischen Eisenwerkstoffen wie dickwandiger Guss oder Edelstähle bis hin zu Beton geschnitten werden. Typische Schnittgeschwindigkeiten für 400 mm Gusseisen sind 20 mm/min (Richtwert ca. 2 h/m² Schnittfläche) (DVS 2021). Das Schneiden mit Sauerstoffkernlanzen ist langsamer und teurer (Brenndauer ca. 5 min/Lanze) als das Brennschneiden mit Pulvereindüsung.

Neben großen Mengen an feinem Staub der aus Rost- bzw. Eisenoxidpartikeln besteht, reagiert bei den hohen Temperaturen der Luftstickstoff mit dem Schneidsauerstoff zu gesundheitsschädlichen Stickoxiden.

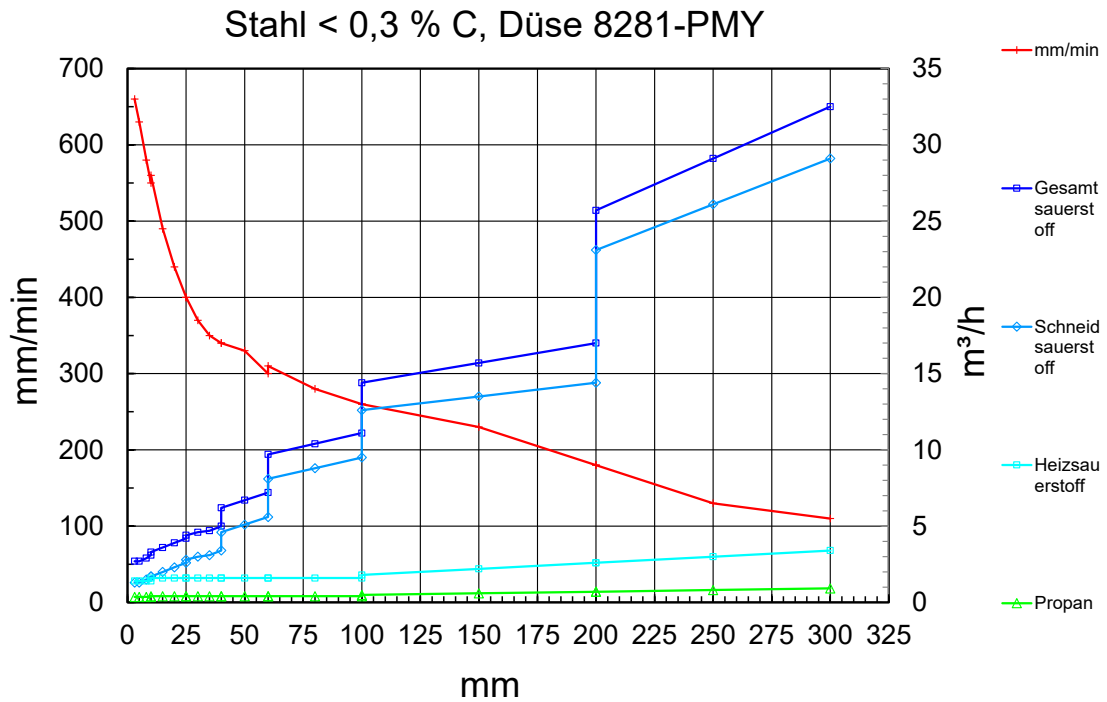


Abbildung 49: Exemplarisch maximale, maschinelle Brennschnittgeschwindigkeit und Gasverbräuche vs. Wandstärke (bis 300 mm, Düse GRICUT 8281-PMY), erstellt basierend auf (Messer Cutting Systems GmbH o.J.) mit Genehmigung von Messer Cutting Systems.

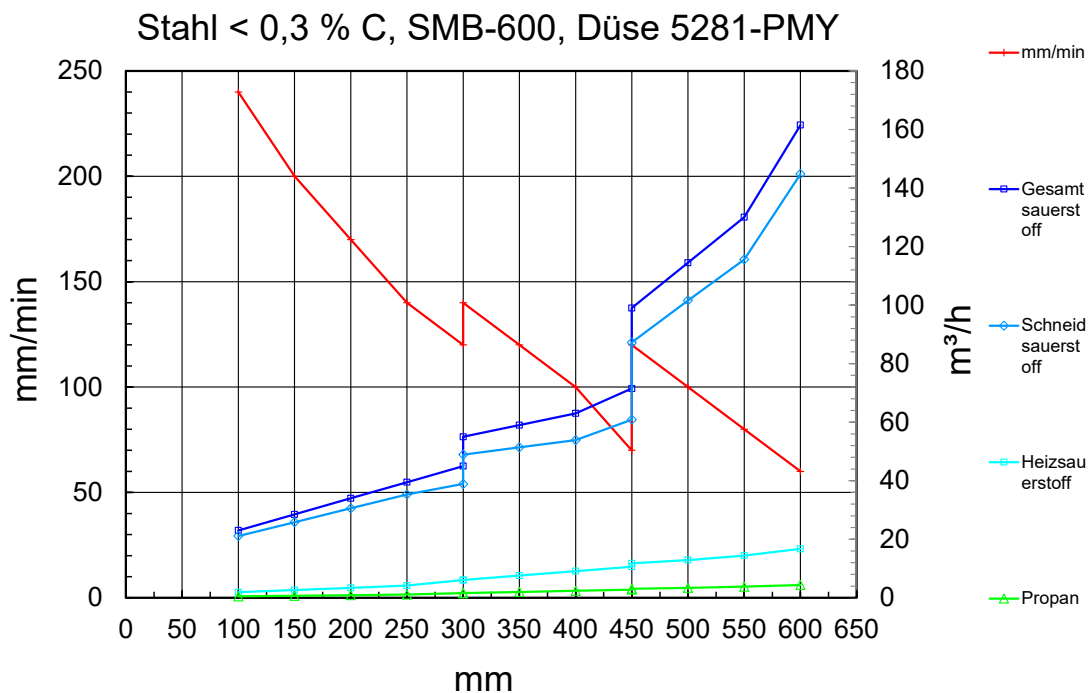


Abbildung 50: Exemplarisch maximale, maschinelle Brennschnittgeschwindigkeit und Gasverbräuche vs. Wandstärke (100 bis 600 mm, Düse GRICUT 5281-PMY), erstellt basierend auf (Messer Cutting Systems GmbH o.J.) mit Genehmigung von Messer Cutting Systems.

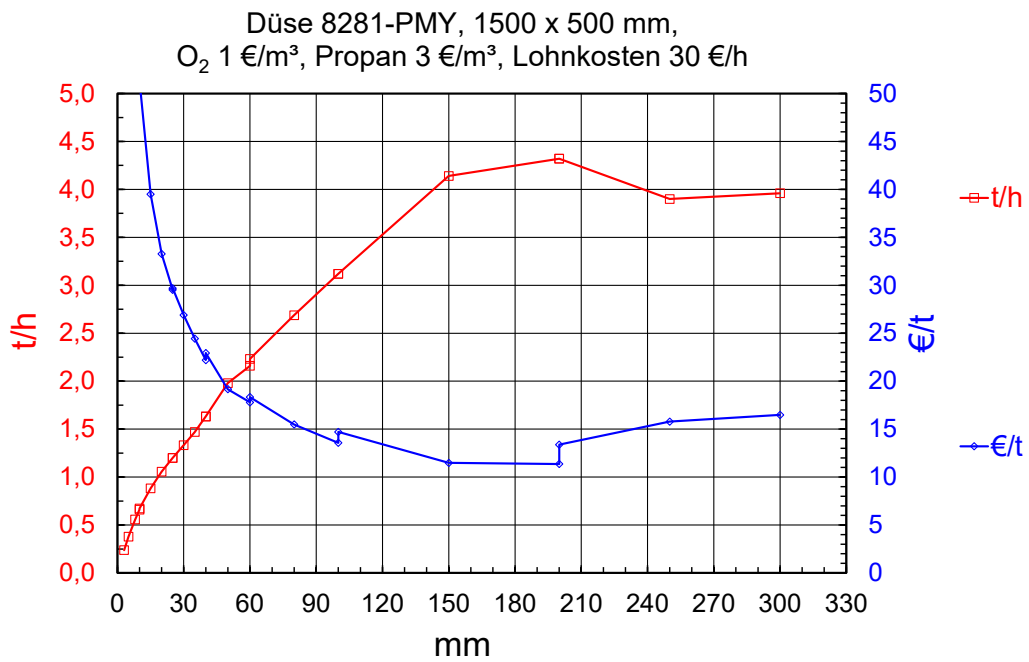


Abbildung 51: Plattengröße 1500 x 500. Exemplarisch maximale, maschinelle Schnittleistungen in t/h und Kosten vs. Wandstärke. (Düse GRICUT 8281-PMY). erstellt basierend auf (Messer Cutting Systems GmbH o.J.) mit Genehmigung von Messer Cutting Systems.

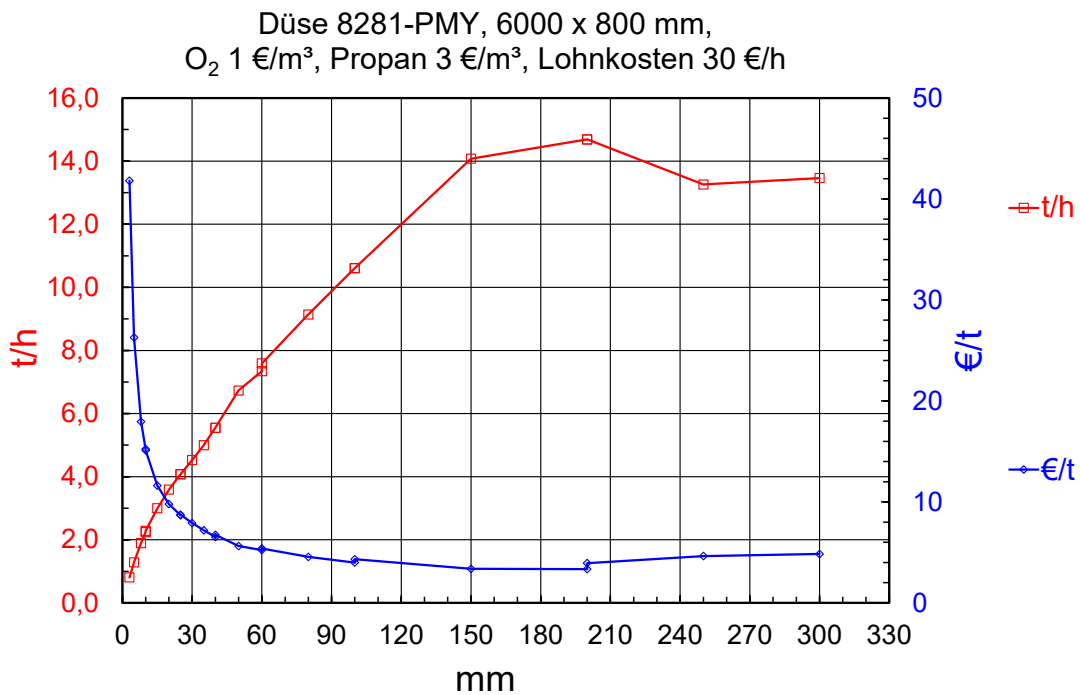


Abbildung 52: Plattengröße 6000 x 800. Exemplarisch maximale, maschinelle Schnittleistungen in t/h und Kosten vs. Wandstärke. (Düse GRICUT 8281-PMY), erstellt basierend auf (Messer Cutting Systems GmbH o.J.) mit Genehmigung von Messer Cutting Systems.

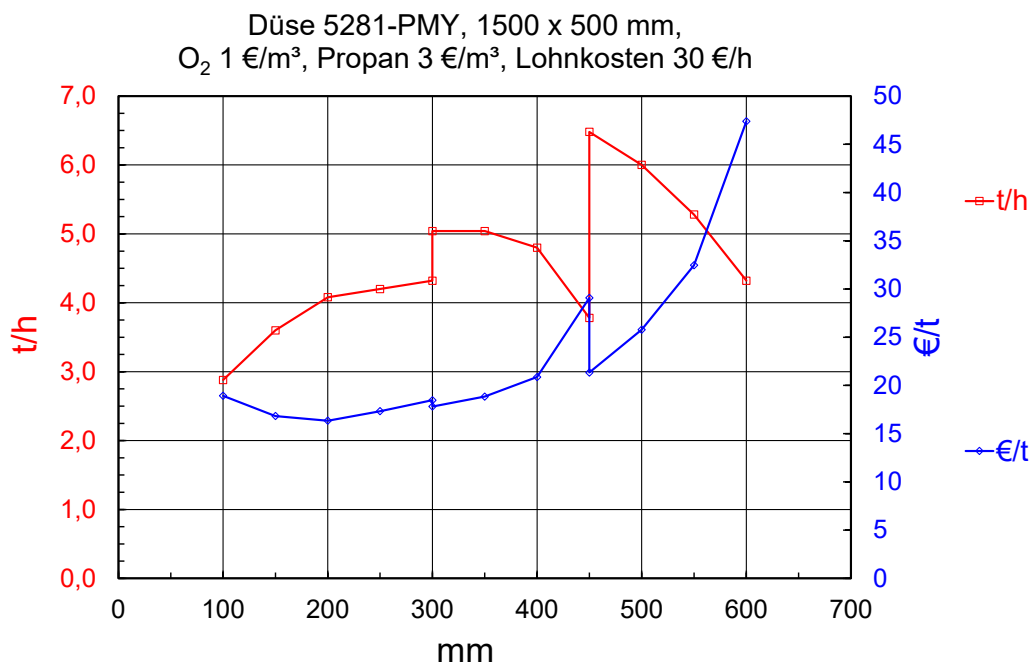


Abbildung 53: Plattengröße 1 500 x 500. Exemplarisch maximale, maschinelle Schnittleistungen in t/h und Kosten vs. Wandstärke. (Düse 5281-PMY), erstellt basierend auf (Messer Cutting Systems GmbH o.J.) mit Genehmigung von Messer Cutting Systems.

Anwendungsbereich

Ohne Kolkschutz besteht ein OWP vor allem aus Eisenschrott (Referenz-OWP 94 322 t, Tabelle 26) der für das Elektrostahlwerk oder als Kühlschrott für den Konverter im Stahlwerk auf Norm-Ofenmaß 1,5 x 0,5 x 0,5 m zerkleinert werden muss. Das Brennschneiden ist die wesentliche Zerkleinerungstechnik, mit der die Gründungsstruktur (MP, TP), der Turm, Nabe, Gondel sowie der Antriebsstrang (Welle, Kupplung, Getriebe, Generator) geschnitten werden.

Für die Gründungsstruktur (MP und TP) werden Wandstärken von 80 mm bis 100 mm angenommen, die im Basisszenario in Kapitel 4.4.2 im Stundenmittel mit 2,9 t/h auf Ofenmaß zerkleinert werden (1 500 x 500 x 80 mm, 300 mm/min, 70 % Handlingfaktor für Hubbühnen und Außenarbeit (Jansen 1949)). Für die Türme mit Wandstärken von 20 bis 30 mm errechnen sich bei angenommenen Schnittgeschwindigkeiten von 500 mm/min und Guillotinscheren-Inputabmessungen von 6 000 x 800 x 28 mm sowie einem 70 % Handlingfaktor für Hubbühnen und Außenarbeit, Zerkleinerungsleistungen von 3,2 t/h. Für den Stahlbau der Gondel und sonstige dünnwandige Komponenten mit 20 bis 30 mm Wandstärke werden Zerkleinerungsleistungen von ca. 1,5 t/h angenommen (1 500 x 500 x 25 mm, 500 mm/min, 70 % Handlingfaktor für Hubbühnen und Außenarbeit) (Jansen 1949).

Die aus Eisenguss bestehende Nabe oder dickwandiger legierter Stahl im Antriebsstrang (Welle, Getriebezahnräder) werden durch Brennschneiden mit Pulvereindüsung oder optional mit Sauerstoffkernlanzen geschnitten.

Auch die OSS-Gründungsstruktur (Wandstärke ca. 50 mm), der Stahlbau der OSS-Topside sowie die Stahl- und Gussgehäuse der schweren Komponenten werden durch Brennschneiden zerkleinert.

Alternativ zum thermischen Trennen kann Stahl auch mit hydraulischen Scheren geschnitten werden, was im Folgenden erläutert wird.

Guillotinen-Schrottschere

Funktionsprinzip

Eine Guillotinen-Schrottschere besteht aus einem Presskasten (z.B. Grundfläche ca. 7 x 1 m) in dem das Material mit hydraulischen Seitenklappen optional verdichtet wird. Mit einem hydraulischen Stempel wird das verdichtete Material dann waagrecht Richtung Guillotinschneidwerk geschoben. Das Guillotinschneidwerk besteht aus einem schrägen Messer (ca. 1 m), das mit einer Kraft von bis zu 2 000 t den Schrottpfropfen von oben nach unten abschert. Es werden bis zu ca. 4 Schnitte/min erreicht.

In Abbildung 54 ist exemplarisch eine mobile 1 000 t Guillotinen-Schrottschere dargestellt (345 kW Diesel, 350 bar, Eigengewicht 100 t, Presskasten 7 000 x 940 mm) (Lefort). Bei einer angenommenen Schnittbreite von 850 mm, einer Schnittlänge von 500 mm und einer Wandstärke von 30 mm errechnet sich mit einer Schnittfrequenz von 4 Schnitten/min ein Durchsatz von ca. 24 t/h. Die Zerkleinerungsleistung durch Brennschneiden liegt dagegen für Wandstärken von 20 mm bis 30 mm nur in der Größenordnung von ca. 1,5 t/h (Schrottmaß 1,5 x 0,5 m). Schrottscheren sind somit im Wandstärkenbereich von ca. 30 mm wesentlich schneller als das Brennschneiden.



Abbildung 54: Exemplarisch mobile Schrottschere Lefort TRAX 1 000. (Lefort Deutschland GmbH ohne Jahr)
Abdruck mit Genehmigung von Lefort Deutschland GmbH.

Anwendungsbereich

Da Guillotinen-Schrottscheren wesentlich schneller als das manuelle Brennschneiden sind, wird im Basisszenario für die Zerkleinerung von Schrott mit Wandstärken unter 30 mm eine mobile Guillotinen-Schrottschere auf Ketten (z. B. Modell Lefort Trax 1 000, Abbildung 54) eingesetzt. Der Schrott wird durch Brennschneiden nur auf das Presskastenmaß der Guillotinen-Schrottscheren auf ca. 6,0 x 0,85 m vorzerkleinert. Wandstärken unter 30 mm findet man im OWP bei den Türmen inkl. den Ein- und Anbauten sowie dem Stahlbau des Gondel-Maschinenhauses und der OSS-Topside. In der Summe wird der Anteil des relativ dünnwandigen Stahlschrotts mit kleiner 30 mm auf ca. 20 000 t geschätzt. Würde man diese Schrottmenge manuell mit einer angenommenen Zerkleinerungsleistung von 1,5 t/h zerkleinern, bräuchte man hierfür ca. 1 700 Tage. Da man bedingt durch die hohen Schiffskosten im Hafen unter extremem Zeitdruck arbeitet, ist es wahrscheinlich, dass eine mobile Schrottschere wirtschaftlich betrieben werden kann. Der Ansatz mit mobiler Schrottschere steht im Wettbewerb mit dem Ansatz die Türme nur auf Transportgröße zu zerkleinern (Turmsegmenten ca. 6 000 x 2 000 x 30 mm, 2,8 t/Segment) und die finale Zerkleinerung auf Ofenmaß (1,5 x 0,5 m) auf einem großen, externen Schrottplatz mit stationärer Guillotinen-Schrottschere oder durch Brennschneiden durchzuführen. Nachteil dieses Ansatzes sind zusätzliche ca. 1 000 LKW-Transporte notwendig.

Die Zerkleinerung einer so großen Menge an Turmsegmenten (ca. 13 000 Turmsegmente mit 6 000 x 850 x 28 mm, 1,1 t/Platte, 14 400 t Türme) mit einer Guillotinen-Schrottschere ist ein komplexer Spezialfall und muss experimentell hinsichtlich Zuverlässigkeit, Standzeiten sowie effektiven Durchsätzen noch abgesichert werden.

Da in einer Guillotinen-Schrottschere Wandstärken bis zu ca. 100 mm geschnitten werden können, ist auch die Zerkleinerung von MP- und TP-Stücken, sowie die mehrlagige Zerkleinerung von Turmsegmenten denkbar. Hierbei würden Durchsätze von deutlich über 40 t/h erreicht. Die Eignung von Guillotinen-Schrottscheren im Dauerbetrieb für diese hohen Wandstärken ist nicht sicher und muss experimentell überprüft werden.

Baggerscheren

Funktionsprinzip

Als hydraulisches Anbaugerät gibt es für Bagger die verschiedensten Scheren z.B. Stahlscheren, Tankscheren oder Schrottscheren. Große Baggerschrottscheren haben Scherengewicht bis ca. 20 t, und sind an großen Baggern mit einem Gesamtgewicht bis ca. 120 t montiert (Schröder und Pocha 2015). Mit diesen Baggerscheren können Träger und Bleche bis zu Wandstärken von ca. 100 mm in wenigen Sekunden durchtrennt werden. Nachteil der Baggerschere ist, dass der/die Baggerfahrer:in die Schere immer wieder neu ansetzen muss und die effektive Schnittlänge nur in der Größenordnung von ca. 300 mm bis 600 mm liegt. In erster Näherung errechnen sich mit geschätzten drei Schnitten/min und einer angenommenen effektiven Schnittlänge von 500 mm Schnittgeschwindigkeiten von ca. 1 500 mm/min. Unter günstigen Bedingungen ist das Zerkleinern mit Baggerscheren (30 mm Blechen, ca. 500 mm/min) somit um den Faktor 3 schneller als das Brennschneiden. Geschwindigkeitsbestimmend beim Zerkleinern mit Baggerscheren ist, ob die Schere nach dem Schnitt sofort wieder angesetzt werden kann. Bei großen Rohren, z.B. Türmen, TP oder MP ist die tatsächlich

erreichbare effektive mittlere Zerkleinerungsleistung von vielen Parametern abhängig und muss für den Dauerbetrieb experimentell bestimmt werden.

Anwendungsbereich

Baggerscheren sind besonders für die Zerkleinerung von Trägern, Rohren und Kabeln mit Durchmessern von bis zu ca. 600 mm geeignet. Träger und Rohre findet man im OWP in der Gondel, bei den Turmanbauten wie Treppen und Plattformen sowie beim Antriebsstrang. Alle dicken Seekabel werden mit Baggerscheren auf Transportlänge von ca. 6 m geschnitten.

Fallwerk

Funktionsprinzip

Die Nabe einer Windenergieanlage wird in der Regel wegen ihrer komplexen Form aus Gusseisen hergestellt. Gusseisen lässt sich wegen des hohen Kohlenstoffgehaltes schlecht durch konventionelles Brennschneiden trennen. Gusseisen ist spröde und kann durch eine schlagende Beanspruchung z. B. in einem Fallwerk gebrochen werden. Hierbei wird eine mehrere Tonnen schwere Stahlkugel mit einem Kran oder Bagger mit Magnetgreifer angehoben und aus einer Höhe von 4 m auf das zu zerkleinernde Werkstück fallen gelassen.

Anwendungsbereich

Im OWP findet man Gusseisen vorrangig in der Nabe sowie in kleineren Mengen als Gehäusewerkstoff. Will man die Gusseisennaben in einem Hafen mit einem Fallwerk zerkleinern, so sind die Erschütterungen und die Lärmentwicklung zu beachten. Es besteht auch die Option die Gusseisennaben durch Pulverbrennschneiden oder mit Sauerstoffkernlanzen auf Transportgröße (z. B. ca. 5 t Stücke) vor zu zerkleinern und diese auf einem externen Schrottplatz mit einem Fallwerk auf die gewünschte Körnung zu brechen.

3.4 Logistik auf See und an Land

3.4.1 Schiffslogistik

3.4.1.1 Anforderungen an Schiffslogistik

Die Wahl der geeigneten Schiffslogistik für die verschiedenen Prozessschritte beim Rückbau hängt zunächst und vor allem von den Anforderungen hinsichtlich der technischen Leistungsfähigkeit ab. So sind z.B. für alle Hebevorgänge die erforderliche Höhe und das zu hebende Gewicht ausschlaggebend, für den Transport z.B. die Deckskapazität bzw. das Deckslayout sowie potentielle Einschränkungen beim Laden auf See oder beim Entladen im Hafen. Für das sichere und genaue Positionieren im Baufeld ist das sogenannte dynamische Positionierungssystem (DP) eine Anforderung an verschiedene Schiffstypen, das mindestens den Standard DP2 aufweisen muss. Außerdem kann für bestimmte Prozesse das Vorhandensein von bestimmten Zugangssystemen von Vorteil oder zwingend notwendig sein, die einen Überstieg vom Schiff entweder auf ein anderes Schiff oder auf eine Offshore-Struktur ermöglichen. Bestimmte Zugangssysteme erleichtern den Überstieg von einem schwimmenden Schiff auf eine feste Struktur, in dem sie die Wellenbewegung hydraulisch kompensieren. Je nach Dauer des

jeweiligen Prozesses und der Anzahl der erforderlichen Arbeitskräfte kann außerdem die Anzahl der Unterkünfte von Bedeutung sein.

Für alle Prozesse auf See spielen neben der theoretisch maximalen Leistungsfähigkeit auch die wetter- und seebedingten Einsatzgrenzen der verschiedenen Schiffstypen und ihrer Ausrüstung eine Rolle. Die besonders wind-, wellen- bzw. strömungssensiblen Prozessschritte sind dabei die Hebevorgänge, das Positionieren des Schiffes, das Aufjacken sowie Unterwasserarbeiten. Neben der „sicheren“, d.h. maximal zulässigen Windgeschwindigkeit, ist die sogenannte signifikante Wellenhöhe (abgekürzt H_s) für viele Prozesse eine relevante Größe. Dabei handelt es sich um eine statistische Größe, die als das arithmetische Mittel des höchsten Drittels der auftretenden Wellen definiert ist.

Neben diesen technischen Möglichkeiten oder Einschränkungen sind in der Gesamtbewertung auch die Charterraten für die verschiedene Schiffstypen naturgemäß von hoher Relevanz. Anders als bei der besonders zeitkritischen Installation und abhängig von den Unterschieden bei den Charterraten, könnte es beim Rückbau eine Alternative sein, aufgrund der geringeren Raten mit Schiffen zu operieren (z.B. für den Transport), die zwar geringere Wettergrenzen oder Deckskapazitäten aufweisen und deshalb eine längere Projektdauer mit sich ziehen, dafür jedoch mit geringeren Charterkosten verbunden sind.

3.4.1.2 Schiffstypen

Errichterschiffe

Die Nomenklatur für diese Spezialschiffe ist nicht einheitlich, gängige Bezeichnungen sind u.a. auch Installationsschiffe, Jack-Up-Schiffe (oder auch Jack Up Vessel, JUV) oder Hubschiffe. Im Rahmen des vorliegenden Handbuches werden darunter die Spezialschiffe verstanden, die für die Installation von Gründungsstrukturen und WEA konzipiert wurden, wie beispielsweise *Bold Tern* (IMO: 9583794), *Sea Challenger* (IMO: 9658290) oder *MPI Adventure* (IMO: 9530084).

Sie sind gekennzeichnet durch hinreichende Deckgröße zum Transport von mehreren WEA, die jeweils getrennt in die Komponenten Turm, Gondel und Rotor transportiert werden. Sie verfügen über einen Hauptkran mit einer Hebekapazität von bis zu 1 500 t sowie z.T. über einen kleineren Hilfskran für ergänzende Arbeiten an Bord. Um beim Heben der Lasten unabhängig von Wellenbewegungen zu sein, sind die Errichterschiffe mit einem Jack-Up-System (deutsch: Hubvorrichtung) ausgestattet, dessen vier oder sechs Beine einen stabilen Stand in Wassertiefen von bis zu 40 m ermöglichen. Für ein sicheres und genaues Positionieren verfügen diese Schiffe über ein GPS-gesteuertes dynamisches Positionierungssystem. Ausreichend Unterkünfte für Besatzung und Installationspersonal sowie oftmals ein Helideck sind weitere Ausstattungsmerkmale.



Abbildung 55: Errichterschiff *MPI Resolution* (Price 2005).

Die Entwicklung dieser speziell für die Installation von OWP konzipierten Schiffe ist maßgeblich getrieben durch die Weiterentwicklung der WEA, deren größere Gondeln und Rotordurchmesser immer größere Schiffe mit leistungsfähigeren Kränen erforderlich machen. Durch diese Entwicklung sind die Errichterschiffe der ersten Generationen für die Installationsarbeiten der mittlerweile größeren WEA mit Erzeugungskapazitäten von mehr als 8 GW nicht mehr einsetzbar. Allerdings gibt es weiterhin einen Markt auch für die älteren Schiffe, u.a. während des Betriebs für Tauscharbeiten von Großkomponenten in den älteren OWP.

Für den Rückbau speziell der WEA wäre der Einsatz eines Schiffes denkbar, das auch für den Aufbau vergleichbarer WEA verwendet wurde. Relevant ist dabei die Kran-Hakenhöhe (für den Referenz-OWP ca. 125 m) und die Hebekapazität (mindestens 500 t).

Kranschiffe

Auch bei den Kranschiffen ist die Nomenklatur nicht immer eindeutig. Im Unterschied zu den Errichterschiffen, die neben dem auch sehr leistungsfähigen Kran über größere Decksflächen und ein Jack-Up-System verfügen, werden hier im Weiteren der Begriff Kranschiff für solche Arbeitsschiffe verwendet, die zum Heben großer Komponenten oder Strukturen verwendet werden. Diese mobilen schwimmenden Kräne werden vereinzelt auch für den Transport genutzt, wobei dann die Komponenten oder Strukturen am Kran hängend transportiert werden. Der Schiffskörper ist je nach Anwendungsgebiet bzw. Größe und Gewicht der zu hebenden Strukturen unterschiedlich aufgebaut

und konstruiert. Die Unterschiede bestehen zum Beispiel in der möglichen Ballastierung. Die größten Kranschiffe, die überwiegend in der Öl- und Gasindustrie Anwendung finden, sind als sogenannte Halbtaucher konzipiert, die durch die Verlagerung des Schwerpunktes weniger anfällig gegenüber dem Einfluss von Wellen werden. Als Beispiel sei die *Seaway Strashnov* genannt, deren Kran eine Tragfähigkeit von etwa 5 000 t aufweist. Sie ist 183 m lang und 47 m breit (Royal IHC).



Abbildung 56: Kranschiff *Seaway Strashnov* (Torn 2015)

Das Design der Kranschiffe kann je nach Einsatzgebiet sehr unterschiedlich sein. Ein bei der Errichtung von OWP häufig eingesetztes Kranschiff ist die *Svanen*, die für die Errichtung der Brücke über den Großen Belt konzipiert wurde und aufgrund der Katamaran-Bauweise besonders geeignet ist für die Installation von MP und TP.



Abbildung 57: Kranschiff *Svanen* (Hillewaert 2009)

Für ein sicheres und genaues Positionieren verfügen Kranschiffe ebenfalls über ein GPS-gesteuertes dynamisches Positionierungssystem.

Beim Rückbau können Kranschiffe vor allem beim Heben der großen Komponenten der OSS (Topside und Jacket) auf eine Transport-Barge oder beim Rückbau der Gründungsstrukturen eingesetzt werden.

Bargen

Für den Transport von Komponenten, Strukturen, Kabel oder auch Schüttgut (wie z.B. Steine für den Kolksschutz) kommen in der Offshore-Windindustrie Bargen zum Einsatz. Dabei handelt es sich um einen

Schiffstyp mit einer großen Decksfläche und einem flachen Rumpf. Barge haben häufig keinen eigenen Antrieb und müssen von Schleppern gezogen und auf Position gehalten werden.

Sie sind aufgrund Ihrer Bauweise und dem geringen Tiefgang besonders anfällig für den Einfluss von Wellen. Da das transportierte Gut vom Deck abgehoben werden muss und solche Hebevorgänge besonders sensibel gegenüber vertikaler Beschleunigung sind, stehen beim Einsatz von Barge deutlich kürzere Wetterfenster für die relevanten Prozessschritte zur Verfügung, was wiederum ihre Einsatzmöglichkeiten deutlich reduziert.

Bei der Errichtung von OWP kommen sie vor allem für den Transport der Topside und der Gründungsstrukturen der OSS zum Einsatz – welches auch das prädestinierte Einsatzgebiet beim Rückbau von OWP ist. Dafür kämen die sogenannten Flat-Top-Barge in Frage, die mit Längen von ca. 100 m und Breiten von ca. 30 m eine Tragfähigkeit von ca. 10 000 t haben.

Mit den sogenannten Hopper Barge könnte eine weitere Form von Barge zum Einsatz kommen, vor allem für den Transport der Steine des Kolkschutzes. Auch die Hopper Barge verfügen in der Regel über keinen eigenen Antrieb, haben aber im Unterschied zu den oben erwähnten Nordsee-Barge keine ebene Deckfläche, sondern eine Mulde für die Aufnahme von Schüttgut. Bei der Spezialform der Split Hopper Barge können diese Mulden nach unten geöffnet werden, um das geladene Gut zu entladen.

Deck Carrier

Für den Transport von WEA-Komponenten oder der Gründungsstrukturen in einem Rückbauszenario, das ein Feederkonzept vorsieht, könnten sogenannte Deck Carrier zum Einsatz kommen. Diese verfügen über einen eigenen Antrieb und werden oft für den Transport von bestimmten Komponenten oder Strukturen konstruiert, z.B. in der Öl-/Gasindustrie aber auch für den Transport von Rotorblättern. Für einen Einsatz in Verbindung mit Errichterschiffen und den damit verbundenen fixed-to-floating Prozessen, sind entsprechende Sicherheitssysteme und Ausstattung nötig, wie z.B. DP2 System sowie Systeme zur aktiven Wellenkompensation (Active Heave Compensation), die idealerweise bis zu 2,5 m signifikanter Wellenhöhe operieren können und die zu hebende Gewichte sicher aufnehmen bzw. absetzen können. Hier gibt es bereits Fortschritte in der Entwicklung solcher Systeme für schwere Komponenten (→www.seaqualize.de; (C-job o.J.))

Kabelleger

Zur Verlegung von Leitungen und Kabeln kommen mit denen dafür konzipierten Kabelleger schon seit vielen Jahrzehnten Spezialschiffe zum Einsatz. Im Unterschied z.B. zur Errichtung der WEA, für die spezielle Errichterschiffe entwickelt wurden, war daher für die Verlegung von Stromkabeln im OWP keine neue und auf den Bedarf von OWP angepasste Logistik notwendig, sondern es konnten von Beginn an bewährte Schiffe und Techniken eingesetzt werden. Kabelleger verfügen im Wesentlichen über große Trommeln, in die das zu verlegende Kabel gelegt wird (bzw. beim Rückbau das zu bergende Kabel), sowie über Technologie zum Einspülen oder Freispülen von Kabeln in den Meeresgrund. Charakteristisch ist der sogenannte A-Frame (deutsch: Heckgalgen) am Heck des Kabellegers, an dem eine Winde oder Umlenkrolle installiert ist, über die das Kabel geführt wird.



Abbildung 58: Kabelleger *Ndurance* und *Ndeavor* (Torn 2019)

Besondere Anforderungen werden beim Rückbau der Kabel vor allem an die Geschwindigkeitsregelung und an die Positionierung des Schiffes gestellt, um ein Abreißen der Kabel beim Herausziehen zu verhindern.

Ein wichtiges Tool zur Unterstützung der Kabelarbeiten ist ein ferngesteuertes Unterwasserfahrzeug, eines sogenannten WROV, das mit Kamera, Greifern und Werkzeugen ausgestattet ist, und mit dessen Hilfe zum Beispiel Hebeschlingen an den Kabeln angebracht werden können.

Baggerschiffe

Für den Rückbau des Kolk-schutzes wären Bagger die geeignete Logistik. Für die Wahl eines geeigneten Baggertypen für Offshore-Arbeiten ist die Wassertiefe ein entscheidendes Kriterium. Bis zu Wassertiefen von maximal 30 m können Tieflöffelbagger eingesetzt werden (Geerlings 2020), die auf einer Plattform installiert sind, die mit Hilfe von Stützen einen sicheren Stand ermöglicht (vergleichbar einer Jack-Up Barge). Diese Maximaltiefe ist allerdings ein in der Praxis selten erreichter Wert, da diese (auch „Schwimmbagger mit Tieflöffel“ genannten) Bagger bei Tiefen von mehr als 20 m nur geringen Freibord haben, und dadurch die seebedingten Einsatzgrenzen gering sind (Wellenhöhe bis ca. 1 m) - was wiederum zu einer Einschränkung der möglichen Einsatzzeiten führt (Geerlings 2020).

Besser geeignet für Baggerarbeiten in Wassertiefen wie die in dem für das Projekt angenommenen Referenz-OWP (20 m - 30 m) sind Seilbagger, die auch in Wassertiefen von mehr als 50 m operieren können. Diese sind auf einem Spezial-Arbeitsschiff installiert, das neben dem Seilbagger auch über ausreichende Decksfläche verfügt, um das Baggergut aufzunehmen. Alternativ könnte das Baggergut für den Abtransport auch auf Barges geladen werden. Außerdem verfügen diese Spezialschiffe über ein GPS-gesteuertes dynamisches Positionierungssystem sowie Bug- und Heckstrahlruder für ein sicheres und genaues Positionieren. Für die Installation von Kolk-schutz kann auch ein Fallrohr zur Ausstattung gehören.

In einem Experteninterview wurde angemerkt, dass die Seilbagger, die für diese Art von Offshore-Arbeiten geeignet sind (wie z.B. die *Heimdal R*), in einem Hub ca. 8 bis 11 m³ aufnehmen und ca. 2 000 t an einem halben Tag herausbaggern können (Geerlings 2020).

Zur Überprüfung der Baggerarbeiten werden diese Arbeitsschiffe auch ein ferngesteuertes Unterwasserfahrzeug, ein ROV an Bord haben, das mit Hilfe der eingebauten Kamera überprüfen kann, ob alle Steine entfernt wurden.

Sonstige Schiffe

Neben den vorgenannten Typen, die vordergründig im Zusammenhang mit den eigentlichen Bauprozessen stehen, werden weitere Schiffe für Monitoring, Überwachung und Unterstützungsaufgaben benötigt, von denen einige nachfolgend aufgeführt sind:

- Personal-Transportschiffe

Für den Transport von Personal und Gepäck werden während aller Phasen eines OWP Transportschiffe eingesetzt, die in der Branche Crew Transfer Vessel (= Personal-Transportschiff) genannt werden. Dabei handelt es sich um relativ kleine Schiffe (max. 24 m Länge), die für den Transport von maximal 24 Personen zugelassen sind, die i.d.R. über den Bug auf eine Leiter (an einer WEA oder einem anderen größeren Schiff) übersteigen können.

- Schlepper

Schlepper kommen überwiegend beim Transport von Großkomponenten zum Einsatz, die entweder schwimmend oder auf Barges transportiert werden. Besondere Bedeutung haben die Notfallschlepper, die im Falle von Havarien zum Einsatz kommen.

- Vermessungs-/Forschungsschiffe

Während aller Phasen eines OWP, d.h. von der Projektentwicklung, Bau, Betrieb bis zum Rückbau, kommen Spezialschiffe zum Einsatz, die u.a. den Meeresboden vermessen oder die Meeresumwelt untersuchen, und die entsprechend der jeweiligen Aufgabe sehr unterschiedlich konzipiert und ausgestattet sind. Beim Rückbau werden sie vor allem für das begleitende Monitoring eingesetzt sowie für die Dokumentation der Reinheit des Meeresbodens zum Abschluss der Rückbauarbeiten.

- Sicherungsschiffe

Sobald und solange die Kennzeichnung des OWP nicht verfügbar ist oder Bauarbeiten innerhalb der Sicherheitszone des OWP stattfinden, ist zum Absichern des Gebietes ein Verkehrssicherungsschiff einzusetzen, das den Schiffsverkehr beobachtet und mögliche Havarien verhindern soll.

- Tonnenleger

Für die Kennzeichnung des Baugebietes müssen Tonnen die Sicherheitszone kennzeichnen. Für die Ausbringung dieser Tonnen kommen Tonnenleger zum Einsatz.

3.4.2 Logistik an Land

Der an die Hafenkante angelieferten OWP muss vom Schiff abgeladen und in den hinteren Hafenbereich transportiert werden. Hier werden alle Komponenten zerkleinert und wieder auf LKW, Bahnwagon oder Schiffe verladen. Die hierfür erforderlichen Hebe- und Transportwerkzeuge und deren Leistungsfähigkeit werden im Folgenden beschrieben

3.4.2.1 Ressourcen am Hafen

Kräne

Straßentaugliche Autokräne, die sich im Lastfall auf Stelzen abstützen, große Raupenkräne bzw. Kettenseilbagger, die auf Ketten auch unter Last fahren können, sind heute im Tragkraftbereich von 60 t bis 800 t bei Hubhöhen bis zu ca. 150 m Stand der Technik (Schröder und Pocha 2015). Mit zunehmenden Auslagen nimmt die Tragkraft eines Krans drastisch ab. Der komplexe Zusammenhang zwischen Tragkraft, Auslage und Hubhöhe wird für jeden Kran in Lastdiagrammen von dem:der Hersteller:in vorgegeben. Sind große Auslagen nicht zu vermeiden, kann durch die Wahl eines Krans mit größerer Hubhöhe der Winkel des Kranarms steiler gemacht werden, was die zulässige Tragkraft erhöht. Bei besonders schweren Teilen kann in einem Tandemhub auch mit zwei Kränen ungleicher Größe gearbeitet werden.

Große Kräne können als Hilfskran zum Abladen der WEA (Turm, Gondel, Rotorblätter) und der Gründungsstruktur (TP und MP) vom Schiff eingesetzt werden. Steht kein Schiffskran zur Verfügung, werden die langen und schweren Teile nach Bedarf mit einem großen und einem kleinen Hilfskran im Tandemhub entladen (z.B. 1 500 t und 750 t Kran). Ein kleiner Kran (z.B. 60 t) wird optional zum Entkernen der Gondel genutzt. Kräne stehen im Wettbewerb zu Self Propelled Modular Transportern (SPMT), Reachstackern und Baggern die auch als Hebewerkzeuge genutzt werden können.

Self-Propelled Modular Transporter

SPMT sind selbstfahrende Wagen mit vielen, eng aneinander liegenden Achsen (4 bis 8 Achslinien pro Modul). SPMT können ihre Auflagefläche hydraulisch anheben und absenken (ca. +/- 300 mm) (Scheuerle Firmenprospekt 2021). Schwere Bauteile können so auf Lagerböcken oder Sandhaufen abgelegt werden. SPMT können mit Dieselgeneratoren oder Batterien (Power Pack Units) angetrieben werden und fahren üblicherweise mit Geschwindigkeiten von ca. 1 km/h bis 10 km/h. Mit steigender Fahrgeschwindigkeit sinkt die zulässige Tragkraft. Typische Achslasten liegen in der Größenordnung von 20 t/Achslinie bis 50 t/Achslinie. Seitliches Fahren ist möglich, da die Reifen der SPMT in alle Richtungen gedreht werden können. SPMT Module können in Reihe und parallel sowie mit Abstandshaltern zu beliebig geformten fahrbaren Plattformen zusammengestellt werden (Abbildung 59). Das Verfahren von Objekten auf SPMT mit Gewichten in der Größenordnung von bis zu 15 000 t ist heute Stand der Technik (Scheuerle Firmenprospekt 2021).

Angelieferte Großkomponenten wie MP, TP, Turm und Gondel können mit SPMT zu Lager- oder Demontageflächen innerhalb des Hafens gefahren werden. Vorzugsweise werden die Großkomponenten mit dem Schiffskran und einem großen Hilfskran an der Hafenkante auf geeignete Lagerböcke abgelegt. Die SPMT fahren unter die Lagerböcke und heben die Großkomponente an (typischer SPMT Hub ca. +/- 300 mm). Beim Abladen werden die Großkomponenten wieder auf Lagerböcke oder Sandhaufen durch Absenken des SPMT abgesetzt.



Abbildung 59: Self-propelled modular transporter (Joeyuna 2010)

Bagger

Auf der Hafenbaustelle werden marktübliche Großbaumaschinen wie Bagger, Radlader und Teleskopstapler (Reachstacker) eingesetzt. Bagger gibt es in verschiedenen Größen mit einem Eigengewicht von 15 t bis ca. 150 t. Große Abbruchbagger mit Longfrontausrüstung können Reichhöhen von bis zu 50 m und Reichweiten von bis zu ca. 20 m erreichen. Für Bagger gibt es die verschiedensten hydraulisch angetriebenen Anbaugeräte (Mehrschalengreifer, Klammern, Elektromagnetgreifer, Scheren, Diamantkreissägen...). Große Anbauscheren können bis zu ca. 25 t wiegen (Schröder und Pocha 2015). Auf Baustellen typischerweise eingesetzte Bagger haben ein Eigengewicht von ca. 30 t und eine maximale Tragkraft in der Größenordnung von ca. 4 t.

Es können Bagger mit Kreissäge zum Schneiden der Rotorblätter und Bagger mit Hydraulikscheren zum Zerkleinern des Stahlbaus der Gondel, der OSS Topside der Turmanbauten sowie der dicken Energieübertragungskabel eingesetzt werden. Bagger mit Greifklammern oder Elektromagnet werden für das Verladen des zerkleinerten Schrottes verwendet.

Teleskopstapler

Stand der Technik für große Reachstacker sind Nennlasten von bis zu 80 t. Die tatsächliche Traglast für Reachstacker reduziert sich wie bei Kränen mit der Länge und der Neigung des ausgefahrenen Teleskoparmes. Der komplexe Zusammenhang zwischen Tragkraft, Auslage und Hubhöhe wird vom Hersteller in Lastdiagrammen angegeben.

Reachstacker können im Tandemhub für den Transport der Rotorblätter sowie für allgemeine Hebearbeiten beim Entkernen der Gondel sowie Brennschneiden der Großkomponenten eingesetzt werden.

Radlader

Zum Zusammenschieben oder Beladen von LKW oder Bahnwaggons werden Radlader eingesetzt. Große marktübliche Radlader haben ein Eigengewicht von bis zu ca. 35 t, ein Schaufelvolumen von bis zu ca. 10 m³ und eine Kipplast in der Größenordnung von ca. 15 t (Zeppelin 2021).

Muldenkipper

Für den Transport der Kolkzuschussteine im Hafen werden nicht straßentaugliche Bergbaumuldenkipper eingesetzt. Diese haben Zuladungen von 40 t bis 100 t (64 m³, Eigengewicht 74 t z. B. CAT-777G) (Zeppelin 2021).

3.4.2.2 Abtransport aus dem Hafen

Der Abtransport aus dem Hafen erfolgt vor allem per LKW. Typische Zuladungen von LKW liegen in der Größenordnung von 20 t/LKW bis 25 t/LKW. Für den Transport von zerkleinertem Schrott werden straßentaugliche Muldenkipper, die mit Magnet- oder Schalengreifern beladen werden, eingesetzt.

Alternativ zum Abtransport des Schrottes per LKW kann dieser auch per Bahn oder Schiff abtransportiert werden. Typische Wagonzuladungen für Schrott sind ca. 66 t/Waggon (Ladefläche 39 m², Laderaum 83 m³) (DB Cargo 2021). Schrott wird jedoch auch international in großen Mengen per Binnenschiff oder Hochseeschiff transportiert.

Vorteil des LKW-Transportes ist, dass der LKW direkt am Zerkleinerungsort beladen werden kann. Bedingt durch die großen Volumina von Zügen und Schiffen müssten große Zwischenlager, vorzugsweise an der Hafenkante aufgebaut werden. Der Schrott muss daher im Hafen zum Zwischenlager transportiert und aus Platzgründen zu einem Haufwerk aufgeschüttet werden. Der Betrieb eines großen Zwischenlagers kann erhöhte behördliche Auflagen zur Folge haben.

Vorteil des Bahn- und Schifftransportes könnte bedingt durch die höhere Reichweite und damit verbunden mehr Wettbewerb ein besserer Schrottpreis sein. Ein wesentlicher Aspekt sind die geringeren spezifischen Treibstoffverbräuche und damit verbunden die geringeren CO₂-Emissionen.

Aufgrund des großen Massenstroms ist beim Abtransport des Kolkzuschutzes ebenfalls von einem Schiffstransport auszugehen.

3.5 Rückbauprozesse

3.5.1 Demontageprozesse auf See

Je nach OWP sind unterschiedliche Varianten des Rückbaus möglich. Sie unterscheiden sich z.B. in der Wahl der Demontagetechniken, der Logistik und sowie dem Umfang des Rückbaus. Beim Rückbauumfang sind die geltenden rechtlichen Anforderungen maßgeblich. Einige dieser Varianten werden im Projekt *SeeOff* in Form von Rückbauszenarien (siehe Kapitel 4.4) untersucht und bewertet. Für den zuvor beschriebenen Referenz-OWP und -hafen sollen zunächst Prozesse des Basisszenario und anschließend mögliche Optionen (siehe Tabelle 37, Kapitel 4.3) beschrieben werden. Zu erfüllende Grundbedingung ist die Einhaltung der rechtlichen Anforderungen bezüglich der Vollständigkeit des Rückbaus (siehe Kapitel 2.1). Weiterhin soll aus Einfachheits- und Vergleichbarkeitsgründen von ähnlicher Logistik und Prozessen, wie bei der Installation ausgegangen werden.

3.5.1.1 Demontage von Windenergieanlagen

Rückbau mit Pendelkonzept (Prozess des Basisszenarios)

Der Rückbau der WEA ist der Teil des Gesamtrückbaus, für den, verglichen mit anderen Prozessen, die meiste Erfahrung existiert, und für den sowohl die notwendige Technik als auch spezielle Logistik bereits verfügbar sind. Teilprozesse wie z.B. der Abbau der Rotorblätter wurden und werden auch während der Betriebsphase im Rahmen des Großkomponententauschs vielfach durchgeführt. Der Prozess unterscheidet sich im Grundsatz nicht vom Rückbau von WEA an Land und entspricht dem Aufbau- bzw. Installationsprozess in umgekehrter Reihenfolge. Als Schiffstyp werden Errichterschiffe eingesetzt und damit entspricht auch die Schiffslogistik derjenigen, die bereits für die Installation eingesetzt wurde.

Erforderliche Vorbereitungen: Um den Einsatz des Errichterschiffes zu optimieren bzw. die notwendigen Zeiten der teuren Schiffslogistik zu reduzieren, sind vor dem Rückbau der großen Komponenten vorbereitende Arbeiten notwendig, für die die Techniker mit einem Personal-Transportschiffe zu den WEA gebracht werden. Die WEA wird außer Betrieb genommen und vom Mittelspannungsnetz getrennt. Kabelverbindungen vom bzw. in das TP sowie zwischen den Turmsegmenten und im Übergang zur Gondel müssen getrennt und alle losen Teile entfernt werden. Hydraulikverbindungen werden an den Kupplungen getrennt und Flüssigkeiten gegen Auslaufen gesichert oder entfernt. Bestimmte Schraubverbindungen können in der Vorbereitung angelöst, allerdings noch nicht komplett gelockert oder gar entfernt werden. Wo bereits möglich, werden Anschlagmittel montiert.

Ablauf: Nach Positionieren bzw. Aufjacken des Errichterschiffes wird eine Gangway-Verbindung zur WEA geschaffen, über welche die Techniker vom Errichterschiff übersteigen können. Zunächst werden die Rotorblätter mithilfe einer Blatttraverse, einem speziellen Hebezeug einzeln von der Rotornabe abgehoben und in einem Rahmen auf Deck des Errichterschiffes gelagert. Auch bei den wenigen WEA, bei denen der Rotor in einem Hub als kompletter Stern installiert wurde, werden, um Deckfläche zu sparen und die Arbeiten weniger windanfällig zu machen, die Rotorblätter einzeln demontiert. Anschließend wird erst die Gondel vom Turm abgehoben und anschließend der Turm demontiert. Auch für diese Hebevorgänge sind spezielle Hebezeuge notwendig. Der Turm wird senkrecht stehend an Deck befestigt und für den Transport gesichert.

Dieser Ablauf wird an weiteren Lokationen wiederholt, je nach Größe und Design des Errichterschiffes können in einem Roundtrip bis zu 8 WEA demontiert und zum Hafen transportiert werden (für verwendete WEA des Referenz-OWP). Dort positioniert sich das Schiff an der Kaikante und hebt sich aus dem Wasser. Die Komponenten werden mit dem Schiffskran von Deck und auf ein an der Kaikante stehendes SPMT gehoben. Eine Zusammenfassung des Ablaufs ist in der Prozessdarstellung in Abbildung A 1, dem Anhang zu entnehmen.

Rückbau mit Feederkonzept (Prozessoption)

Als Logistikalternative für den Rückbau der WEA wird der Einsatz von Feederschiffen, hier Deck Carriern, betrachtet. Hierbei werden die Komponenten für den Transport zum Hafen auf diese sog. Feeder geladen und das Errichterschiff verbleibt im OWP (erforderlich wg. Anforderungen an Kranhöhe und -kapazität). Der Umladevorgang vom Errichter- zum Deck Carrier, also von einer fixen auf eine schwimmende Einheit, schränkt die Arbeitszeiten aufgrund der operativen Wetter- und Wellenlimits gegenüber dem Basisszenario ein.

Erforderliche Vorbereitungen: Es sind dieselben vorbereitenden Tätigkeiten wie im Basisszenario durchzuführen. Darüber hinaus sind die Turmkabel zu trennen, die Seile des Aufzugs auszubauen und Drehmomente der Verbindungsbolzen vorzulösen, sodass die Stabilität weiterhin gewährleistet ist. Ebenfalls ist das Öl aus dem Transformator abzulassen und dieser zu spülen oder der Transformator offshore auszubauen. Für die Demontage der WEA in einem Feederkonzept, sind die WEA in gleichem Maße wie bei der Demontage ausschließlich mit einem Errichterschiff vorzubereiten. Auch ist eine ausreichende Anzahl an WEA vorzubereiten, um eine Arbeitsunterbrechung des Schiffes zu vermeiden.

Ablauf: Das Errichterschiff demontiert ausschließlich die WEA und verbleibt dort bis die WEA demontiert sind. Bei Schlechtwetter, bei denen ein Verbleib im Baufeld nicht möglich ist, begibt sich das Errichterschiff in einen definierten Schutzbereich oder in den Hafen. Der Hafen wird ebenfalls zum Bunkern angelaufen.

Zu Beginn der Demontage fährt das Errichterschiff ins Baufeld und weiter zu Lokation, an der die Demontage erfolgen soll. Hier positioniert sich das Hubschiff und hebt sich aus dem Wasser. Die Deck Carrier, die als Deck Carrier eingesetzt werden, fahren ins Baufeld. Dort positionieren sie sich mittels DP2 zur Aufnahme der Komponenten parallel zum aufgejackten Hubschiff und halten bzw. sichern sich in Position. Des Weiteren wird wie in Kapitel 3.4.1 beschrieben, ein System zur aktiven Seegangskompensation (heave compensation) für die Lifting Prozesse auf dem Feeder benötigt. Der Transfer der Deck Carrier wird so koordiniert, dass dauerhaft ein Abtransport der Komponenten gewährleistet ist.

Nacheinander werden die drei Rotorblätter, die Gondel und die voneinander getrennten Turmsegmente mit Hilfe des Krans des Errichterschiff demontiert, zunächst auf Deck des Errichterschiffs in ein Transportgestell platziert und anschließend auf den Deck Carrier gehoben und für den Seetransport gesichert. Nachdem die Komponenten einer WEA demontiert und die auf dem Deck Carrier verladenden Komponenten gesichert sind, fährt das Errichterschiff zur nächsten Lokation. Wenn auf dem Deck Carrier noch Kapazität für eine weitere WEA ist, fährt der Feeder ebenfalls zu dieser Lokation und nimmt dort weitere WEA-Komponenten auf.

Ist die Kapazität des Deck Carriers erreicht, fährt dieser zurück in den Hafen. Dort angekommen, werden die Komponenten mit Hilfe von Mobilkränen, die am Kai platziert sind, entladen. Die Rotorblätter werden im Entladebereich des Kais abgelegt, sodass diese von Reachstackern aufgenommen werden können. Die Gondeln werden auf bereitstehenden SPMT abgelegt, mit denen die Gondeln vom Kai abtransportiert werden. Die Turmsegmente können im Vergleich zur Entladung des Full-Towers im Basisszenario von zwei Mobilkränen ebenfalls im Entladebereich an der Kaikante abgelegt werden, sodass Reachstacker diese anschließend von der Kaikante abtransportieren können.

Die Deck Carrier pendeln so lange zwischen dem Hafen und dem Baufeld, bis der Rückbau aller WEA abgeschlossen ist. Nach Abschluss der Demontage aller WEA kehrt das Hubschiff ebenfalls in den Hafen zurück. Eine Zusammenfassung des Prozesses ist in den Darstellungen unter Abbildung A 2 und Abbildung A 3, dem Anhang zu entnehmen.

3.5.1.2 Rückbau der Seekabel

Entfernung aller Seekabel bis zur Konverterstation (Prozess des Basisszenarios)

Nach dem Rückbau der WEA und vor dem Rückbau der Gründungsstrukturen müssen die 33-kV-Kabel der IAC aus den Gründungsstrukturen herausgezogen werden. Das Gleiche gilt für den Rückbau der OSS bezüglich der Exportkabel. Da bereits für das Herausziehen der Kabel aus der Gründungsstruktur dieselbe Schiffslogistik benötigt wird, wie beim Bergen der gesamten Kabel, können diese Prozesse nacheinander durchgeführt werden.

Erforderliche Vorbereitungen: Vor dem Rückbau der IAC ist eine Überprüfung der tatsächlichen Lage und Verlegetiefe bzw. Überdeckungshöhe der Kabel erforderlich, da diese sich durch Sedimentverlagerungen verändern kann. Ggf. kann auf aktuelle Unterwasserinspektionen aus der Betriebsphase zurückgegriffen werden, andernfalls ist eine Meeresbodenuntersuchung durchzuführen. Da die IAC im Nahbereich der WEA oft mit einer Deckschicht des Kolkschutzes, i.d.R. bestehend aus Steinen der Größe D_{50} mit 0,4-0,5 m (Esteban et al. 2019b) belegt sind, sind Baggerarbeiten zum Freilegen der Kabel erforderlich.

Vor dem Herausziehen der Kabel müssen weitere vorbereitende Arbeiten auf dem TP erfolgen, beispielsweise müssen alle relevanten Kabelverbindungen freigeschaltet und geerdet sowie deren Spannungsfreiheit überprüft werden. Auch die Glasfasern müssen von allem IT-Equipment physisch getrennt sein.

Ablauf: Für den Rückbau fahren ein Walk-to-Work Vessel (W2WV) und ein Kabelleger ins Baufeld. Auf dem W2WV ist das Personal untergebracht, welches die Arbeiten an der jeweiligen Lokation durchführt. Vom W2WV aus wird das CFE-Tool bedient, das zum Freilegen der Kabel bedient. Der Kabelleger verfügt über ein Kabelkarussell oder einen Kabeltank zum Aufnehmen des Kabels und hat ein WROV an Bord, um die Kabel unter Wasser zu schneiden und Aufnahmevorrichtungen zum Bergen daran zu befestigen.

Wie der Prozessdarstellung in Abbildung A 4, im Anhang zu entnehmen ist, besteht der eigentliche Rückbau der Kabelverbindung aus drei Schritten:

- 1) Kabel aus der ersten Lokation ausziehen
- 2) Kabel zwischen den beiden Lokationen zurückbauen
- 3) Kabel aus der zweiten Lokation ausziehen

Für den Auszug des Kabels aus der ersten Lokation wird Personal, das auf dem W2WV stationiert ist, auf das TP mittels Gangway versetzt, um den Auszug des zurückzubauenden Kabels im TP vorzubereiten. Beim Auszug des Kabels aus der WEA-Gründungsstruktur ist zu berücksichtigen, dass hier in der Regel vergossene Hang-offs (Kabel ist mit einem Harz vergossen) vorhanden sind, die nicht wieder gelöst werden können. Der Installationsvorgang kann also nicht einfach in umgekehrter Reihenfolge ablaufen, sondern muss angepasst werden. Damit das Kabel ausgezogen werden kann, wird das Kabel außerhalb des Kolkschutz mit Hilfe des CFE-Tools freigelegt, dann mit einer Klemme, die durch das WROV montiert wird, aus dem Meeresboden herausgezogen und anschließend durchtrennt. Im TP werden die Kabelenden abgeklemmt und die Adern zur Schaltanlage zurückgeschnitten. Anschließend wird das Kabel im TP ein Stück hochgezogen und unterhalb des Hang-offs getrennt. An dem gelösten Kabelende im TP wird ein Kabelziehstrumpf („Chinese Finger“) angebracht, an dem das Kabelende mit einer Winde im TP gehalten und bis zum Start des Kabelzugs gesichert wird. Ist dies erfolgt, wird das am Boden liegende Kabelstück, das im TP gehalten wird, mit einer hydraulischen Greiferklemme aufgenommen, an Bord gezogen und aufgespult. Hierbei ist das Cable-Protection-System vor dem Aufspulen zu demontieren. Im TP wird das Kabel während des Auszugs kontrolliert mit der Winde abgelassen (vgl. Muck und Poppinga 2020). Das Herausziehen des Kabels aus der OSS erfolgt analog. Anschließend wird das Kabel zwischen den beiden Lokationen vom Kabelleger aufgenommen und aufgespult. Das im Meeresboden befindliche Kabel wird dazu auf der gesamten Strecke mit dem CFE-Tool freigespült, sodass das W2WV dem Kabelleger vorausfährt. So können je nach Bodenüberdeckung und Sedimenttyp Geschwindigkeiten von bis zu 150 - 200 m/h vom Meeresboden geborgen werden (vgl. Muck und Poppinga 2020).

Für das Ausziehen des Kabels aus der zweiten Lokation werden die Arbeiten auf dem TP analog zur ersten Lokation durchgeführt. Das Kabel wird ebenfalls im Nahbereich der Gründungsstruktur freigespült. Das Kabel wird jedoch nicht geschnitten, sondern direkt vom Kabelleger ausgezogen und an Deck aufgespult (vgl. Muck und Poppinga 2020).

Anschließend werden weitere Kabel in der beschriebenen Weise zurückgebaut. In der Regel alle 14 Tage kommen die beiden Schiffe zum Port Call in den Hafen, wo die zurückgebauten Kabel durch Umspulen entladen werden. Die Umspulgeschwindigkeit liegt in der Regel zwischen 300 - 500 m/h (Muck und Poppinga 2020).

Nachdem die IAC zurückgebaut ist, schließt sich der Ausbau der Exportkabel an. Der Prozess erfolgt nach demselben Prinzip wie oben beschrieben (Muck und Poppinga 2020). Da jedoch an den Plattformen im Referenz-OWP keine zusätzlichen Kolkschutzsysteme verbaut sind, muss das Exportkabel im Nahbereich des Jackets ggf. lediglich freigespült werden. Für den Rückbau wird ebenfalls ein Kabelleger benötigt, der aufgrund des größeren Kabelquerschnittes über eine entsprechende Aufnahmetrommel verfügt.

In Situ Verbleib der Seekabel (Prozessoption)

Im Fall der Rückbaufreigabe mit Genehmigung zum Verbleib der Seekabel in situ, ist bei der Verwendung des WAS-Schneidverfahrens von innen lediglich ein Auszug der Kabel aus den Gründungsstrukturen erforderlich. Im Zuge dieser Entscheidung sind der Einfluss des Verbleibs auf die Nachnutzung der Fläche wie auch die Materialrückführung, insbesondere von Metallen in den Kreislauf zu berücksichtigen.

Erforderliche Vorbereitungen: es sind die erforderlichen Tätigkeiten, wie auch im Basisszenario beschrieben, durchzuführen.

Ablauf: Nach der erfolgten Demontage der WEA sind die Kabel im Nahbereich der Anlage sowie innerhalb der Gründungsstrukturen zu entfernen, um anschließend die Gründungsstrukturen zurückbauen zu können. Hierfür kann ein W2WV und das für die Rückbautätigkeiten der WEA eingesetzte Errichterschiff zum Einsatz kommen. Vom W2WV aus wird das CFE-Tool zum Freilegen der Kabel bedient. Ebenfalls hat dieses ein WROV an Bord, um die Kabel unter Wasser zu schneiden und Aufnahmevorrichtungen zum Bergen daran zu befestigen. An Deck des Errichterschiffes befindet sich eine entsprechende Aufnahme für die Kabelenden aus den Lokationen.

Wie der Prozessdarstellung in Abbildung A 4, im Anhang zu entnehmen ist, besteht der Rückbau der Kabelverbindung aus drei Schritten:

- 1) Kabel aus der ersten Lokation ausziehen
- 2) Kabelstück aus Anlage an Bord des Errichterschiffes aufnehmen
- 3) Verbleibendes Kabelende in Meeresboden einspülen

Für den Auszug des Kabels aus der ersten Lokation wird Personal, das auf dem W2WV stationiert ist, auf das TP mittels Gangway versetzt, um den Auszug des zurückzubauenden Kabels im TP vorzubereiten. Beim Auszug des Kabels aus der WEA-Gründungsstruktur ist zu berücksichtigen, dass hier in der Regel vergossene Hang-offs (Kabel ist mit einem Harz vergossen) vorhanden sind, die nicht wieder gelöst werden können. Der Installationsvorgang kann also nicht einfach in umgekehrter Reihenfolge ablaufen, sondern muss angepasst werden. Damit das Kabel ausgezogen werden kann, wird das Kabel außerhalb des Kolksschutz, in ca. 20 m Entfernung, mit Hilfe des CFE-Tools freigelegt, dann mit einer Klemme, die durch das WROV montiert wird, aus dem Meeresboden herausgezogen und anschließend durchtrennt. Im TP werden die Kabelenden abgeklemmt und die Adern zur Schaltanlage zurückgeschnitten. Anschließend wird das Kabel im TP ein Stück hochgezogen und unterhalb des Hang-offs getrennt. Ein Kabelziehstrumpf wird auf das Kabelende montiert und das Kabel über eine im TP installierte Winde gehalten. Anschließend wird das Kabel an Bord des Errichterschiffes gehoben und in eine Kabelaufnahme abgelegt. (Poppinga 2021)

Anschließend wird das Kabelende am Meeresboden vom W2WV aus eingespült.

Für das Ausziehen des Kabels aus der zweiten Lokation werden die Arbeiten auf dem TP analog zur ersten Lokation durchgeführt. Das Kabel wird ebenfalls im Nahbereich der Gründungsstruktur freigespült. Anschließend werden weitere Kabel sowie das Exportkabel in der beschriebenen Weise zurückgebaut.

3.5.1.3 Demontage der Gründungsstruktur

Anders als beim Rückbau der WEA, liegen für den Rückbau der Gründungsstrukturen kaum übertragbare Erfahrungen vor. Zwar wurden bereits einige Offshore-Strukturen rückgebaut (z.B. Öl- und Gasindustrie, ältere OWP), jedoch sind die hierbei gesammelten Erfahrungen aufgrund abweichender Dimensionen, Strukturen und Gewichte nur bedingt auf den Rückbau von WEA-Gründungsstrukturen des Referenz-OWP zu übertragen.

Bei der Installation der Gründungsstruktur im Referenz-OWP wurden MP und TP nacheinander installiert und durch das Einbringen von selbstverdichtendem Vergussmaterial in den Ringraum kraftschlüssig verbunden (Grout-Verbindung). Diese Verbindung verhindert einen einfachen Rückbau in umgekehrter Installationsreihenfolge, da sich MP und TP nicht trennen lassen, jedoch getrennt voneinander herausgehoben werden müssen. Je nach Platzierung der Trennschnitte wird das TP zusammen mit dem abgeschnittenen oberen im TP verbleibenden Teil des MP, verbunden durch die Grout-Verbindung, herausgehoben. Das führt zu veränderten Gewichten gegenüber der Installation. Zur Vorbereitung des Hebevorgangs und des Ablegens an Deck des für den Transport vorgesehenen Schiffes müssen daher die vorhandenen Anschlagpunkte überprüft oder neue geschaffen bzw. angeschweißt werden.

Demontage mit Wasserabstrahl-Verfahren, Schnitt 1 m unter Meeresboden und Transport mit Pendel-Konzept (Prozess des Basisszenarios)

Erforderliche Vorbereitungen: Grundsätzlich muss vor dem Rückbau der Gründungsstruktur die WEA deinstalliert und das IAC aus der Struktur herausgezogen sein. Ist ein Schnitt der Gründungsstruktur von Innen vorgesehen, muss ein Ablassen und Einsatz der verschiedenen Tools bis zum Meeresboden möglich sein. Eine wesentliche Voraussetzung dafür ist, dass die Plattformen im Inneren der Struktur geöffnet oder entfernt sind (z.B. Airtight-Plattform). Darüber hinaus sind ggf. weitere Komponenten im TP auszubauen und lose Gegenstände zu sichern (z.B. IT-Infrastruktur). Auch zusätzliche Anbauten, die außen am TP angebracht sind, wie z.B. Überwachungskameras, Funk- oder Radarantennen, müssen vorab abgebaut und gesichert sein.

Je nach Umfang der Vorbereitungsmaßnahmen werden diese in einer eigenständigen Kampagne geplant, für die die Techniker mit einem Personal-Transportschiffe zu den Strukturen gebracht werden. Je nach zeitlicher Einordnung der Vorbereitungsarbeiten in den Gesamttablauf ist ggf. davon auszugehen, dass für diese Arbeiten kein Strom auf der Struktur verfügbar ist. Da potentiell größere Anlagen oder Einrichtungen aus dem oder vom TP entfernt werden, wird dieser Teil der Vorbereitung vom Errichterschiff aus erfolgen. Damit ist auch eine Stromversorgung gesichert. Je nach Verfügbarkeit des Schiffes und den aktuellen Charraten, können die Vorbereitungsarbeiten auch in derselben Kampagne durchgeführt werden, in der auch die Stahlstruktur der Gründung zurückgebaut wird.

Ablauf: Für den Rückbau der Stahlstruktur kann ebenfalls ein Errichterschiff eingesetzt werden. Nach Positionieren bzw. Hoch-Jacken des Errichterschiffes wird eine Gangway-Verbindung zum TP geschaffen, über die Techniker vom Errichterschiff übersteigen können. Im Rahmen des vorliegenden Handbuchs wird im Basisszenario davon ausgegangen, dass die Stahlstruktur an zwei Stellen durchtrennt wird. Ein erster Schnitt würde demnach unterhalb der Grout-Verbindung erfolgen, der zweite unterhalb des Meeresbodens, in einer Tiefe von maximal -1 m.

Beim zweiten Schnitt unterhalb des Meeresbodens müssen ggf. erst die Steine innerhalb des MP (hierbei handelt es sich um Steine der Filterschicht des Kolkschutzsystems) ausgebaggert werden. Dies kann mit einem Greifer geschehen, der am Kran oder Hilfskran des Errichterschiffes montiert ist. Anschließend wird der MP bis auf die notwendige Tiefe freigespült/gepumpt. Dies kann mittels Spül-/Saug- bzw. Airliftverfahren erfolgen, bei dem durch Einpressen von Luft in ein in das Sediment eingelassenes Rohr ein Druckgradient erzeugt wird, der zu einem Ansaug-Effekt am unteren Rohrende führt. Das abgesaugte Sediment wird an Bord des Errichterschiffes aufgefangen.

Als Trenntechnik kommt bei allen Schnitten, die vom Inneren der Struktur ausgeführt werden, das WAS-Verfahren in Betracht. Dazu wird das Schneidwerkzeug in den MP herabgelassen und im Inneren an der vorgegebenen Position mit Hilfe von Hydraulikstempeln verspannt. Vor dem Schneiden wird die Struktur mit einem Hebewerkzeug am Kranhaken befestigt und das Kranseil vorgespannt.

Die Schnittzeit für das Trennen des MP hängt von der Stahldicke und vom verwendeten Tool sowie der Anzahl der Schneidköpfe ab. (Lehouck 2021).

Die abgeschnittenen Strukturen werden an Deck des Errichterschiffes gehoben, die Schneidwerkzeuge ausgebaut und die Strukturen für den Transport gesichert. Dieser Ablauf wird an weiteren Positionen wiederholt, bis die Transportkapazität des Schiffes erreicht ist. Im Hafen positioniert sich das Schiff an der Kaikante und stellt sich mit Hilfe des Hubsystems auf den Meeresboden. Anschließend werden die abgeschnittenen Stahlstrukturen mit Hilfe des Schiffskrans entweder direkt auf Modulfahrzeuge mit eigenem Antrieb (SPMT) oder auf Lagerböcke gehoben, von denen die Strukturen von SPMT zum Transport zur Lagerfläche im Hafen aufgenommen werden können. Eine Zusammenfassung des Ablaufs findet sich unter Abbildung A 6, Anhang.

Demontage mit Wasserabrasivstrahl-Verfahren, Schnitt 1 m unter Meeresboden und Transport mit Feederkonzept (Prozessoption)

Erforderliche Vorbereitungen: analog Basisszenario

Ablauf: Die für die Demontage vorbereiteten MP-Gründungsstrukturen werden in diesem Konzept mit einem Errichterschiff demontiert und mit Feederschiffen in den Zerlegehafen transportiert, siehe Abbildung A 7 im Anhang. Die Feederschiffe sind mit entsprechenden Systemen zur Positionierung und Positionshaltung (minimum mit DP2 System) auszurüsten. Des Weiteren wird wie in Kapitel 3.4.1 ein System zur aktiven Seegangskompensation (active heave compensation) für die Lifting Prozesse auf den Feeder benötigt. Das Errichterschiff, auf dem sich das Equipment zur Demontage (z.B. Spüllanzen, WAS-Schneidwerkzeuge) befinden, verbleibt im OWP, bis alle Gründungsstrukturen demontiert sind. Bei Schlechtwetter, bei denen ein Verbleib im Baufeld nicht möglich ist, begibt sich das Errichterschiff in einen definierten Schutzbereich oder in den Hafen.

Die Demontage der Gründungsstrukturen beginnt mit dem Transfer des Errichterschiffes ins Baufeld und zur Demontagelokation. Hier positioniert sich das Errichterschiff und hebt sich aus dem Wasser. Die Deck Carrier fahren ins Baufeld. Dort positionieren sie sich mittels DP2 zur Aufnahme der Komponenten parallel zum aufgejackten Errichterschiff und halten bzw. sichern sich in Position. Anschließend beginnt die Demontage der MP-Gründung. Nacheinander werden zuerst das TP und anschließend der MP, analog Beschreibung des Basisszenario, durch WAS-Schneiden von innen demontiert. Abweichend zum dort beschriebenen Ablauf werden das TP und auch der MP, nachdem das WAS-Schneidwerkzeug an Deck des Errichterschiffes aus der jeweiligen Struktur demontiert wurde, mit dem Kran des Errichterschiffes auf den Deck Carrier verladen. Der MP wird dafür zunächst an Deck des Errichterschiffes mit einem Downending-Tool hingelegt, sodass dieser liegend abtransportiert werden kann. Das TP wird stehend auf dem Deck Carrier transportiert. Nachdem MP und TP an einem Standort demontiert, auf den Deck Carrier verladen und für den Transport gesichert sind, wird das Errichterschiff, abgesenkt und zur nächsten Lokation gefahren. Wenn auf dem Feeder noch Kapazität für ein weiteres TP und einen weiteren MP ist, fährt dieser ebenfalls zu dieser Lokation und nimmt dort weitere

Strukturen auf. Ist die Kapazität des Feeders erreicht, fährt er in den Hafen. Dort angekommen wird der Feeder mit Hilfe eines Raupenkrans, der am Kai platziert ist, entladen.

Die Deck Carrier pendeln so lange zwischen dem Hafen und dem Baufeld, bis der Rückbau aller WEA-Gründungsstrukturen abgeschlossen ist. Nach Abschluss der Demontage aller WEA-Gründungsstrukturen kehrt das Errichterschiff ebenfalls in den Hafen zurück.

Demontage der Windenergieanlagen-Gründungsstruktur mit Wasserabrasivstrahl- und Diamantseilsäge-Verfahren (Prozessoption)

Erforderliche Vorbereitungen: Für die Demontage der WEA Gründungsstruktur mit einer Diamant Wire Cutting Machine (DWCM) muss wie bei der Demontage mittels WAS-Verfahren von innen, das Kabel ausgezogen sein. Darüber hinaus muss der Kolkenschutz entfernt sein, wenn der MP unterhalb des Meeresbodens abgetrennt werden soll, da die DWCM von außen am MP montiert wird. Um unterhalb des Meeresbodens zu schneiden, muss ebenfalls das Sediment um den MP so weit entfernt werden, dass eine sichere Positionierung der DWCM in der vorgegebenen Tiefe möglich ist. Der Aushub kann mit dem Seilbagger erfolgen (Geerlings 2020). Ebenfalls kann ein CFE-Tool dafür genutzt werden, um den MP freizulegen (Noordeloos 2020). Auf bzw. im TP sind nur wenige Vorbereitungsarbeiten zu treffen. Lose Teile sind zu sichern und ggf. wenige Anbauteile zu demontieren.

Ablauf: Das Logistikkonzept im dargestellten Prozess unterscheidet sich nicht von der Prozessoption des Basisszenario, sondern lediglich das zur Demontage genutzte Verfahren zur Demontage von TP und MP. So wird für beide Schnitte eine DWCM genutzt. Wie in Abbildung A 8 im Anhang zu entnehmen, dargestellt, wird zur Demontage des TP die DWCM mit einem Kran ins Wasser gelassen und durch ein WROV kurz unterhalb des TP am MP positioniert. Mit einem speziellen TP-Lifting-Tool wird das TP an den Kran angeschlagen. Anschließend erfolgt der Schnitt. Nach dem der MP vollständig durchtrennt ist, wird das TP und der damit über die Grout-Verbindung verbundene Teil des MP an Deck gestellt und für den Transport gesichert. Die DWCM wird mit Hilfe des WROV wieder gelöst und an Deck geholt. Je nach gewählter Schnitttiefe des MP unterhalb des Meeresbodens, muss um den MP herum eine ausreichend breiter und tiefer Bereich mit einem CFE-Tool freigespült werden, sodass die DWCM am MP sicher positioniert werden kann. Der Schnitt selber erfolgt nach dem gleichen Prinzip wie beim TP (siehe Abbildung A 8, Anhang). Am MP wird ein MP Lifting-Tool angebracht, dass über eine Downending-Funktion verfügt. Nach dem Schneiden der Struktur wird der so demontierte MP mit dem Downending Tool an Deck abgelegt und für den Transport gesichert. Die DWCM wird mit dem WROV demontiert, an Deck geholt und ebenfalls an Deck gesichert. Dieser Vorgang wird an allen zurückzubauenden Gründungsstrukturen durchgeführt. Ist die Kapazität des Schiffs erreicht, wird der Hafen angelaufen und die Komponenten entladen. Die Demontage ist abgeschlossen, nachdem an allen Standort TP und MP demontiert und im Hafen entladen sind.

Komplettentfernung mit Wasserabrasivstrahl- und Vibrationsextraktionsverfahren (Prozessoption)

Das Verfahren wurde bereits unter 3.3.1 als Verfahren vorgestellt. Eine Prozessdarstellung für diese Prozessoption findet sich unter Abbildung A 9 im Anhang. D

Erforderliche Vorbereitungen: wie im Basisszenario beschrieben.

Ablauf: Diese Prozessoption unterscheidet sich vom Basisszenario dahingehend, dass der MP vollständig mittels Vibration entfernt wird. Das Logistikkonzept unterscheidet sich nicht, jedoch ist ein Errichterschiff mit einer höheren Krankapazität und evtl. auch einer größeren Deckfläche erforderlich, da das Gewicht und die Länge der komplett zurückgebauten MP mehr als doppelt so groß gegenüber dem unterhalb des Meeresbodens geschnittenen Pfahl, je nach Standort, ist. Darüber hinaus muss auch das Gewicht des benötigten Vibrotools beim Lifting-Vorgang berücksichtigt werden. So wiegt beispielsweise das kombinierte Lifting-Vibrotool, das für die Entfernung der MP im Referenz-OWP in Betracht gezogen wird, mehr als 400 t. Dieses Gewicht beinhaltet auch das im Tool integrierte Downending-Tool.

Nachdem die Vorbereitungen an einer ausreichend großen Anzahl WEA-Gründungsstrukturen abgeschlossen sind, fährt das Errichterschiff ins Baufeld und weiter zu der zu demontierenden Struktur. Für den kompletten Rückbau des MP muss, wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben, zunächst das TP mit dem oberen Teil des MP durch einen Schnitt unterhalb der Groutverbindung abgetrennt, an Deck gehoben und abgelegt werden. Anschließend folgt die vollständige Entfernung des MP durch Vibration.

Der Teilprozess der MP-Demontage mittels Vibration ist in Abbildung A 9 im Anhang dargestellt. Zuerst wird der Vibrohammer an den Kran angeschlagen und mit Hilfe der hydraulischen Spannanzgen, am MP fixiert. Danach startet der eigentliche Vibrationsvorgang, bei dem der gesamte Pfahl in Vibration versetzt wird, sodass durch die Pseudoverflüssigung des Bodens der Pfahl mit Hilfe des Krans des Errichterschiffes aus dem Meeresboden herausgezogen werden kann. Mit Hilfe eines kombinierten Vibrohammer- Downending-Tools wird der MP an Deck abgelegt und für den Transport gesichert.

Ist der MP erfolgreich demontiert, wird dieser mit Hilfe des Downending-Tools an Deck des Errichterschiffes abgelegt und für den Transport gesichert. Mittels Errichterschiff werden anschließend weitere Gründungsstrukturen demontiert, bis die Transportkapazität erreicht ist. Anschließend fährt das voll beladene Errichterschiff in den Hafen, um dort die TP und MP zu entladen. Auch dies geschieht analog zu der Beschreibung wie im Basisszenario.

Sind alle Strukturen entladen, wiederholt das Errichterschiff den gesamten Zyklus, bis alle WEA-Gründungsstrukturen demontiert und entladen sind.

Rückbau mit Schnitt 3 m oberhalb des Meeresbodens (Prozessoption)

Erforderliche Vorbereitungen: wie im Basisszenario beschrieben.

Ablauf: Der Ablauf erfolgt analog zum Prozess des Basisszenarios, siehe Abbildung A 10 im Anhang. Durch den Schnitt oberhalb des Meeresbodens entfallen die Notwendigkeit, Kolkschutz und Sediment im inneren des MP entfernen zu müssen. Weiterhin würde der Kolkschutz um den Pfahl herum verbleiben. In dieser Alternative wird zwar das WAS-Verfahren berücksichtigt, um die Vergleichbarkeit zur Prozessoption im Basisszenario zu erhalten. In der Praxis wäre in diesem Fall jedoch die Verwendung eines Diamantseilsägeverfahrens denkbar, da nicht großflächig um den Pfahl ausgekoffert werden muss.

3.5.1.4 Rückbau des Kolksschutzes

Entfernung des Kolksschutzes (Prozess des Basisszenarios)

Nachdem die IAC entfernt und die Gründungsstruktur zurückgebaut wurde, kann der Kolksschutz entfernt werden. Dazu positioniert sich ein Spezial-Arbeitsschiff mit Seilbagger an der betreffenden Lokation mit Hilfe des DP-Systems und baggert die Steine des Kolksschutz aus und lädt sie an Deck ab. Im Basisszenario werden die Steine auf Cargobargen geladen und mit Schleppern in das Baufeld geschleppt und dort in Reichweite des Baggers positioniert (Abbildung A 11 im Anhang).

Die Bagger sind im Bereich der Schaufeln mit einer Videokamera ausgestattet, mit deren Hilfe die Schaufeln besser positioniert werden können. Eine Differenzierung nach Deck- oder Filterschicht kann nicht erfolgen, beide Lagen werden zusammen herausgebaggert.

Je nach Entfernung des Hafens und Dauer der Entladung sind mehrere Bargen einzusetzen, um längere Standby-Zeiten des Arbeitsschiffes zu vermeiden. Ist die maximale Zuladung der Transporteinheit erreicht, fährt diese zurück in den Hafen, wo die Entladung mittels Krans und Polyongreifer stattfindet.

Nachdem der Kolksschutz an einer Lokation vollständig entfernt wurde, fährt das Multipurpose vessel (MPV) zur nächsten Lokation. Durch eine Videokamera, die in der Schaufel installiert werden kann, kann nachgewiesen werden, dass der gesamte Kolksschutz an einem Standort entfernt wurde. Erst nach dem vollständigen Rückbau des gesamten Kolksschutzes, fährt das MPV zurück in den Hafen.

Sind zurückgebaute Kabelkreuzungen auch durch eine Steinschüttung überdeckt, können diese nach der Entfernung der Kabel ebenfalls auf die gleiche Weise und in derselben Kampagne zurückgebaut werden.

Zum Abschluss der Baggerarbeiten und vor Demobilisierung wird an jeder Lokation mit Hilfe eines ROV überprüft, ob der gesamte Kolksschutz entfernt wurde.

In Situ Verbleib des Kolksschutzes (Prozessoption)

Im Fall der Rückbaufreigabe mit Genehmigung zum Verbleib des Kolksschutzes in situ, sind keine weiteren Tätigkeiten notwendig.

3.5.1.5 Rückbau der Offshore-Windpark-Plattformen

Die OSS ist als Sammel- und Schnittstelle zum Übertragungsnetzbetreiber der komplexeste Teil des OWP und deren Rückbau unterscheidet sich von den vorab beschriebenen Prozessen im Wesentlichen dadurch, dass Dimensionen und Gewichte der zurückzubauenden Teile deutlich größer sind, diese dafür aber nur einmal in der Rückbauphase bewegt werden müssen. Für den im Forschungsprojekt *SeeOff* angenommenen Referenz-OWP hätte die Jacketstruktur ein Gewicht von ca. 1 100 t, die Topside ca. 3 000 t. Das führt vor allem dazu, dass andere Logistik als beim Rückbau der WEA eingesetzt bzw. benötigt wird.

Erforderliche Vorbereitungen: Ähnlich wie vor dem Rückbau der WEA und der Gründungsstrukturen sind auch auf der OSS vorbereitende Maßnahmen erforderlich. Zunächst ist zu überprüfen, welche Flüssigkeiten vor dem Rückbau abgesaugt und entsorgt werden müssen, wie z.B. der Diesel für die Notstromanlagen oder Frisch- oder Grauwasser. Da allerdings die Handhabung von Flüssigkeiten auf

See aufwendig ist und ein Risiko für die Umwelt darstellen kann, wird die Flüssigkeitsentsorgung auf See gegenüber einer Entsorgung nach Transport in den Hafen abzuwägen sein.

Weiterhin sollten alle Anlagen, die das Heben behindern könnten oder eventuell weiter genutzt werden können, aber durch Lift oder Transport gefährdet wären, vorab abgebaut oder gesichert werden. Dies können sein: Flugeinrichtungen, Schiffsradar, Tetra- oder Richtfunkantennen, IT-Infrastruktur oder andere sensible Einrichtungen.

Es ist zu prüfen, bis zu welchem Zeitpunkt Strom auf der OSS benötigt wird. Vor den eigentlichen Rückbauarbeiten müssen allerdings alle Stromkabelverbindungen, und damit auch die zum:zur Übertragungsnetzbetreiber:in stromlos und getrennt sein.

Des Weiteren müssen alle Kabelleitungen und Verrohrungen zwischen der Topside und der Gründungsstruktur getrennt werden, sodass die durchzuführenden Schnitte beim Rückbau mit der Großlogistik minimiert werden können. Hierfür muss ein geeignetes Arbeitsgerüst unterhalb der Topside vorhanden sein oder montiert werden, auf der Brennschneidetätigkeiten ausgeführt werden können. Für das Anheben der Topside mittels Krantechnik sind vorhandene Lastaufnahmeplätze zu prüfen und ggf. neue zu erstellen. Hierbei ist auch zu berücksichtigen, in wie weit das Gewicht und der Schwerpunkt der Topside vom Errichtungsgewicht abweicht, da z.B. weiteres Equipment auf der Plattform installiert wurde oder bauliche Veränderungen während des Betriebs vorgenommen wurden.

Je nach Umfang und Dauer der Arbeiten werden die Techniker per Personal-Transportschiffe für die vorbereitenden Maßnahmen auf die OSS gebracht oder sie sind auf einem speziellen Arbeitsschiff untergebracht und können über ein Zugangssystem auf die Umspannstation übersteigen.

Demontage der Offshore Substation-Topside

Ablauf: Nachdem die Vorbereitungen abgeschlossen sind, beginnt die Demontage der OSS durch ein Kranschiff (Abbildung A 13 im Anhang). Das Kranschiff fährt zur OSS und positioniert sich dort zur Demontage der Topside. Diese wird zusammen mit dem oberen Teil des Jackets demontiert, das über eine Grout-Verbindung mit dem unteren Teil des Jackets verbunden ist. Kurz unterhalb dieser Verbindung werden die vier Beine des Jackets mittels Brennschneiden so getrennt, dass eine möglichst hohe Stabilität gewährleistet wird, z.B. im Rahmen eines kastellierten Schnittes. Dieser Vorgang wird für alle vier Beine wiederholt (Abbildung A 13 im Anhang). Unterstützt von Technikern auf der Topside wird das Hebegeschirr vom Kran herabgelassen und an den Hebepunkten der Topside angeschlagen, so dass die Topside zur Sicherung der Trennarbeiten bereits am Kran hängt. Außerdem wird eine Transportbarge bereitgehalten. Wenn alle vier Beine durchtrennt sind und die Barge zur Aufnahme der Topside inklusive des oberen Teils des Jackets positioniert ist, wird die Topside auf die Barge geladen und dort für den Transport gesichert. Je nach Dimension von Topside und Gründungsstruktur können Topside und Jacket auf einer Barge transportiert werden. Diese Möglichkeit wird im Folgenden weiter betrachtet.

Demontage der Offshore Substation-Gründungsstruktur mit Wasserabrasivstrahl -Verfahren (Prozess des Basisszenarios)

Ablauf: Zur Sicherung des Trennvorganges wird das Kranschiff und eine Transportbarge neben der Struktur positioniert. Wie bei der Topside wird auch hier das Hebegeschirr vom Kran herabgelassen und

an den Hebepunkten der Gründungsstruktur angeschlagen, so dass diese zur Sicherung der Trennarbeiten bereits am Kran hängt. Die Jacketstruktur ist in der Regel mit Rammpfählen am Meeresboden fixiert. Zum Rückbau der Struktur muss innerhalb der Rammpfähle zunächst bis zur gewünschten Schnitttiefe das Sediment mit Hilfe eines Airlift-Tools entfernt werden. Das abgesaugte Sediment wird an Bord des Kranschiffes aufgefangen.

Nachdem das Sediment bis zur gewünschten Tiefe entfernt wurde, sollte vor dem Herablassen des Schneidertools die Hindernisfreiheit überprüft werden, bevor dann das Tool zum WAS-Schneiden heruntergelassen und der Pfahl von innen in der gewünschten Tiefe abgeschnitten wird (nicht bei Biegungen der Stahlrohre durchfahrbar). Dieser Vorgang wird an allen Jacket-Beinen wiederholt. Anschließend wird das Jacket auf die Transportbarge gehoben und diese mit Schleppern zum Hafen geschleppt, wo die Struktur mit Hilfe des Kranschiffes entladen wird. Einen Überblick über den Prozess liefert Abbildung A 14, Anhang)

Demontage der Offshore-Substation-Gründungsstruktur mittels Diamantseilsägeverfahren (Prozessoption)

Ablauf: Der in Abbildung A 15 im Anhang dargestellte Prozess, läuft analog zum Basisszenario ab. Nach der Demontage der Topside mittels Brennschneiden, kann das Jacket zurückgebaut werden. Dazu wird der untere Teil des Jackets durch Schneiden der Rammpfähle mit einer DWCM von außen demontiert. Je nach gewählter Schnitttiefe der Rammpfähle unterhalb des Meeresbodens, muss um die Pfähle ein ausreichend breiter und tiefer Bereich mit einem CFE-Tool freigespült werden, sodass die DWCM am zu schneidenden Rammpfahl sicher positioniert werden kann. Dazu werden erst alle vier Rammpfähle von außen freigespült und anschließend mit der DWCM geschnitten. Wie auch bei der Demontage der Topside wird das Jacket an den Kran angeschlagen und die Last aufgenommen, sobald ein Zustand erreicht ist, bei dem dies aufgrund der Stabilitätsanalyse erforderlich ist. Nach der Fertigstellung der Schnitte wird auch das Jacket auf die Barge verladen und für den Transport gesichert. Die Barge wird anschließend in den Hafen geschleppt. Auch das Kranschiff fährt nach dem erfolgreichen Rückbau des Jackets in den Hafen, um dort die Barge zu entladen.

Im Hafen werden nacheinander die Topside und der untere Teil des Jackets von der Barge geladen. Die Entladung wird mit dem Kran des Kranschiffes durchgeführt. Das Kranschiff stellt beide Strukturen auf SPMT ab, die in der Nähe der Kaikante zur Aufnahme der Strukturen positioniert werden. In anschließenden Demontageprozessen werden beide Strukturen zum jeweiligen Demontageplatz transportiert.

Entladung der Offshore-Substation-Gründungsstruktur mittels Roll-off Verfahren und SPMT (Prozessoption)

Ablauf: In dieser Option erfolgen Demontage der Topside und des Jackets analog zum Basisszenario mit Beladung auf einer Roll-On/Roll-Off fähigen Barge. Diese wird nach Fertigstellung der Aktivitäten auf See in den Hafen geschleppt und von der Barge mittels Roll-Off Verfahren entladen. Hierfür sind eine tidenunabhängige Roll-On/Roll-Off-Kai, sowie entsprechende Aufnahmestrukturen auf der Barge sowie an Land erforderlich, auf der die Topside und das Jacket abgestellt und gesichert werden können. Ebenfalls müssen diese die benötigte Höhe für ein Unterfahren der zusammenschalteten SPMT Module zur Entladung haben. Dort nehmen die SPMT die Struktur auf und transportieren diese zum jeweiligen Demontageplatz im Hafen. Für den Be- und Entladevorgang muss die Barge über ein

Ballastierungssystem verfügen, welches dafür sorgt, dass die Barge während des Entladevorgangs stabil bleibt.

3.5.1.6 Begleitende und abschließende Arbeiten

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Rückbaumaßnahmen sind ergänzend weitere Aktivitäten zu planen und durchzuführen. Je nach Ablauf und Projektplanung sind zum Teil mehrere Schiffe gleichzeitig im Baufeld, deren Routen und Positionen überwacht und deren Aktivitäten von einer zentralen Stelle koordiniert werden müssen (Marine Koordination).

Während des Betriebes des OWP sorgen Tag- und Nachtkennzeichnung sowie Radarüberwachung für die Sicherheit im Schiffsverkehr. Da während der Rückbaumaßnahmen die strombetriebenen Einrichtungen nicht zur Verfügung stehen, müssen weitere Sicherungsmaßnahmen ergriffen werden. Zum einen müssen die Bauarbeiten im Bereich des OWP und der Sicherheitszone in den Bekanntmachungen für Seefahrer angekündigt werden. Außerdem müssen Seetonnen zur Kennzeichnung der Sicherheitszone ausgebracht werden. Weiterhin werden die Bauarbeiten durch ein Verkehrssicherungsschiff abgesichert, das den umliegenden Schiffsverkehr überwacht und sich annähernde Fahrzeuge ansprechen und warnen kann.

Je nach Auflagen der zuständigen Behörde kann ein Umweltmonitoring erforderlich werden, mit dem die Auswirkungen auf die Meeresumwelt überwacht und ausgewertet werden.

Nach Abschluss aller Demontageprozesse auf See ist die Reinheit des Meeresbodens nachzuweisen, wofür ein Vermessungsschiff mit Hilfe eines Seitensichtsonar das gesamte Baugebiet untersucht und so den Zustand dokumentiert.

3.5.2 Demontage- und Zerkleinerungsprozesse am Hafen

Ist die Demontage auf See abgeschlossen und sind die Komponenten in den/die Häfen transportiert, schließen sich weitere Demontage- und Aufbereitungsprozesse an, bevor die Materialströme der Verwertung bzw. Beseitigung zugeführt werden können.

3.5.2.1 Gondel

Die Gondeln werden mittels SPMT zum Demontageplatz transportiert und dort auf Lagerböcken durch Absenken der SPMT abgesetzt. Im Rahmen der Demontage wird in einem ersten Schritt die Nabe von der Gondel getrennt. Dafür wird die Nabe an den dafür vorgesehenen Anschlagpunkten an den Kran angeschlagen und anschließend die Bolzenverbindung zwischen Gondel und Nabe durch das Demontage-Team getrennt. Mit dem Mobilkran wird die Nabe zur weiteren Demontage abgelegt.

Im ersten Schritt werden in der Gondel alle Kabel, Hydraulikleitungen und Schläuche sowie kleine Elektromotoren und sonstige leicht entfernbare kleine Bauteile demontiert. Hierbei ist darauf zu achten, dass das Hydrauliköl fachgerecht aufgefangen wird (s. Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV)). Nach Entfernung der Hülle werden aus der Gondel alle Großkomponenten (Antriebsstrang (Welle, Lager, Kupplung, Getriebe, Bremse), Generator, Hydraulikanlage, Wechselrichter, Schaltschränke) mit einem Teleskopstapler oder Mobilkran herausgehoben. Das verbleibende Stahlskelett wird mit einer Baggerschere und Brennschneiden auf Schrottscherenmaß (ca. 6 x 1 m) bzw. optional auf Ofenmaß (1,5 x 0,5 m) zerkleinert. Die

Gusseisennabe wird durch Pulverbrennschneiden, Sauerstoffkernlanze oder Fallwerk (Kapitel 3.3.2) geschnitten bzw. gebrochen. Es werden die wesentlichen Sortierfraktionen Stahl, Gusseisen (Nabe), Aluminium, E-Schrott (Elektromotoren, Kabel, Schaltschränke), GFK (Hülle) gewonnen (Kapitel 3.5.3.2). Großkomponenten mit einem Gewicht von kleiner 10 t wie der Transformator oder die Hydraulikanlage werden vorzugsweise wegen des komplexen Aufbaus in spezialisierten Elektroschrottaufbereitungsanlagen extern zerkleinert.

3.5.2.2 Rotorblätter

Die Rotorblätter sind aus dem Entladebereich nahe dem Kai abzutransportieren. Für den Transport im Hafen werden Reachstacker genutzt, die mit speziellen Rotorblatttraversen ausgestattet sind. Die Rotorblätter werden mit Hilfe der Reachstacker auf die für die Demontage vorbereiteten Flächen transportiert. Diese ist mit einem wasserdurchlässigen Vlies zur Filtration des mit Wassernebel niedergeschlagenen GFK-Sägestaubes ausgestattet. Dieses ist nach der Zerkleinerung von durchschnittlich 1,5 Rotorblättern auszutauschen (Kreimer et al. 2020). Die Zerkleinerung des Rotorblatts zu ca. 6 m langen Segmenten erfolgt mit einer Kreissäge (Durchmesser ca. 1,2 m), die an einem Kettenbagger befestigt ist (Abbildung 60). Das eingesetzte gezahnte Sägeblatt ist mit Diamanten beschichtet und für das Sägen von Beton vorgesehen. Um die Staubbefreiung zu minimieren, wird die Schnittfuge mit Wasser benetzt. Die Zerkleinerungsleistung liegt für ein 60 m und 17,5 t schweres Rotorblatt bei ca. 3,5 h/Rotorblatt. Mit einem zusätzlichen Bagger werden die erforderlichen Regiearbeiten während der Zerkleinerung der Rotorblätter durchgeführt. Hierzu zählt das Bewegen der Rotorblätter auf der Demontagefläche, das Drehen der Rotorblattsegmente, Verladung von GFK Elementen in Container und das Bereitlegen der GFK Elemente zur weiteren Zerkleinerung.

Die auf ca. 6 m geschnittenen Rotorblattstücke werden in Containern abtransportiert und nachfolgend mit Baggerhydraulikscheren auf ca. 1 x 1 m große Platten für die nachfolgende stationäre Zerkleinerung weiter zerkleinert. Das Brechen von GFK setzt gegenüber dem Sägen größere Mengen an Glasfaserstaub frei, ist laut und relativ langsam. Aus diesem Grunde wird dieser Zerkleinerungsschritt vorzugsweise auf einer externen Fläche, z.B. Bauschuttzubereiter oder Schrottplatz, durchgeführt.

Die Stahl-Gewindebolzen im Blattwurzelbereich werden mit großen Baggerhydraulikscheren herausgebrochen (vgl. Lange 2020). Ein Radlader unterstützt den Prozess durch Rangierarbeiten und verlädt das vorzerkleinerte GFK auf einen Walking Floor, um das Material zum externen Aufbereitungsbetrieb zu transportieren.

Alternativ zur Kreissäge können Rotorblätter auch mit Seilsägen geschnitten werden (Abbildung 61). Wesentlicher Unterschied zur Zerkleinerung mit einer Kreissäge ist, dass das Rotorblatt vorzugsweise auf einem Schlitten zur Seilsäge gefahren wird. Das Sägen mit der Kreissäge ist schneller als mit einer Seilsäge.



Abbildung 60: Rotorblatzerkleinerung mit einer Bagger-Beton-Kreissäge mit Nebeldüse. (Rausch 2021)
Abdruck mit Genehmigung von Nehlsen AG.



Abbildung 61: Seilsäge zur Rotorblatzerkleinerung (ehemals Fa. Zajons Lüneburg). (Rausch 2020)
Abdruck mit Genehmigung von Nehlsen AG.

3.5.2.3 Turm

Je nachdem, welcher Offshore Demontageprozess der WEA gewählt wurde, werden die Türme entweder als „Full-Tower“ oder in Segmenten entladen.

Der Full-Tower muss für die weitere Zerlegung zuerst in die einzelnen Turmsegmente getrennt werden, die an den Flanschen miteinander verbolzt sind. Dafür sind vorbereitende Tätigkeiten durchzuführen. Die Turmkabel und Leitern werden getrennt, die Seile des Aufzugs ausgebaut und Verbindungsbolzen gelöst. Nach Abschluss der vorbereitenden Tätigkeiten werden die Anschlagmittel des Schiffs- oder großen Raupenkrans am obersten Turmsegment montiert und die Flansch-Verbindung gelöst. Das Turmsegment wird dann mit Hilfe eines mobilen Hilfskrans waagrecht auf dem Boden oder geeigneten Lagerböcken abgelegt. Dieser Vorgang wird für das untere Turmsegment wiederholt.

Ist die Segmentierung des Turms bereits offshore erfolgt, wird jedes Turmsegment mit Hilfe von SPMT von der Kaje zur vorgesehenen Demontagefläche transportiert. Im ersten Schritt werden hier Einbauten wie der Fahrstuhl, Leitern Plattformen, optional der Transformator, sonstige elektrotechnische Einbauten und die Kabel entfernt. Die ausgebauten Materialien und Komponenten werden nach Abfallfraktionen separiert. Der Turm und sonstige Stahlbauteile werden durch Brennschneiden auf das Eingangsmaß für eine Guillotinschrottschere von ca. 6 x 1 m zerkleinert. Die Flanschbereiche werden ebenfalls mit Hilfe von Autogenbrennschneidern getrennt, da hier die Wandstärke zu groß für die hydraulische Schrottschere ist (Kreimer et al. 2020). Die vorzerkleinerten Stahlbauteile werden nachfolgend von einer Guillotinschere auf das Eingangsmaß für das Stahlwerk (1,5 x 0,5 m) geschnitten.

Ein Radlader unterstützt den Zerlegevorgang und verlädt die ausgebauten und zerlegten Materialien und Bauteile in Mulden zum Weitertransport.

3.5.2.4 Gründungsstrukturen

Die TP und MP werden mittels SPMT zum Demontageplatz transportiert und dort auf Lagerböcken oder Sandhaufen abgelegt. Damit das TP an der Hafenkante für die Aufnahme durch das SPMT waagrecht abgelegt werden kann, muss die TP-Plattform, das Boatlanding und der Transformator vorher durch Brennschneiden oder Abschrauben entfernt werden. Im ersten Schritt werden aus dem TP alle Einbauten entfernt. Nach dem Entkernen werden TP und MP dann durch Brennschneiden in ca. 1,5 m hohe Ringsegmente geschnitten. Die Ringsegmente werden mit einem Reachstacker um 90 Grad gekippt und so auf den Boden gelegt. Hier erfolgt dann die finale Zerkleinerung auf Ofenmaß (1,5 x 0,5 m) durch Brennschneiden.

3.5.2.5 Seekabel

Am Hafen werden die Seekabel zunächst auf ein Kabelkarussell umgespult. Zum Schneiden der Kabel werden zwei Bagger benötigt; einer, der die Kabel mit Hilfe einer Hydraulikschere in 6 m lange Segmente schneidet und einer, der die Kabel von dem Kabelkarussell zieht und die geschnittenen Segmente in Container verlädt. Optional kann das Ziehen des Kabels auch nur durch den Schneidbagger erfolgen. Da die Seekabel einen Bleimantel enthalten können, muss aus Gründen des Gewässerschutzes die Schneidzone mit einer geeigneten Aufkantung abgegrenzt oder eingehaust werden. Die Kabel werden anschließend zu einem Kabelaufbereiter transportiert und hier in die einzelnen Fraktionen Kupfer, Aluminium, Stahl, Blei und Polymere zerlegt.

3.5.2.6 Kolksschutz

Der Kolksschutz besteht im betrachteten Referenz-OWP aus Natursteinen unterschiedlicher Größe (1 000 t mit 50 - 200 mm und 463 t mit 400 - 500 mm). Im Referenz OWP beträgt die gesamte Kolksschutzmasse ca. 117 000 t was ca. 5 000 LKW Transporten entspricht (23 t/LKW Zuladung). Eine so große Steinmenge muss bis zu einer geeigneten Wiederverwendung an einer Hafenkante zwischengelagert werden. In der Regel fordert jede Anwendung eine spezielle Korngrößenverteilung bzw. Sieblinie. Optional können die Steine in mobilen Brechanlagen nach Kundenwunsch auf die gewünschte Sieblinie gebrochen werden. Potentielle Anwendungen für eine so große Steinmenge sind der Straßen- und Wasserbau sowie die erneute Verwendung als Kolksschutz.

Der Biomasseanteil des ausgebaggerten Kolksschutzes wird auf ca. 0,2 M.-% geschätzt (3 t-TS/WEA bzw. 3 kg-TS/m² geometrische Kolksschutzoberfläche). Aus abfallrechtlicher Sicht ist diese geringe Menge als unwesentliche Verunreinigung zu betrachten. Einer potentiell möglichen Geruchsbelästigung kann optional durch eine mehrmonatige Lagerung mit natürlichem biologisch aerobem Abbau entgegengewirkt werden. Mariner Bewuchs wird beim Sieben teilweise abgerieben und in der Feinfraktion angereichert.

3.5.2.7 Offshore Substation

Die getrennt angelieferte OSS-Gründungsstruktur und -Topside werden mit SPMT in den hinteren Hafbereich transportiert und dort auf Lagerböcke abgelegt. Die Gründungsstruktur besteht vorrangig aus Stahlrohrkonstruktionen. Dünnere Stahlrohre mit geringerer Wandstärke werden mit einer großen Hydraulikbaggerscheren geschnitten. Dickere Rohre und Träger mit höheren Wandstärken werden vorzugsweise durch Brennschneiden getrennt.

Die OSS-Topside wird im ersten Schritt von allen Betriebsflüssigkeiten wie Diesel, Frischwasser, Abwasser, Motor- und Hydraulikölen sowie den Betriebsgasen der Klima- und Kälteanlagen, der SF₆-Isoliergase aus den Schaltanlagen sowie optional der automatischen CO₂-Löschanlage abgelassen. Es werden anschließend alle Kabel, Türen, Fenster, Mobiliar, und sonstigen noch tragbaren Gegenstände (< ca. 25 kg) entfernt und sortenrein in geeignete Mulden, die mit einem Kran aus der OSS gehoben werden können, sortiert. Im nächsten Schritt wird optional das Dach geöffnet und es werden die schweren Großkomponenten (z.B. Transformatoren, Notstromaggregat und Spulen) mit einem Raupenkran (z.B. 750 t) mit optionaler Unterstützung eines kleineren Mobilkrans (z.B. 250 t) im Tandemhub herausgehoben. Alle weiteren kleineren Komponenten wie Schaltschränke, Schaltanlagen, Elektromotoren, Tanks und Behälter, Pumpen und Rohrleitungen werden anschließend direkt oder nach dem Sammeln in Mulden mit einem Mobilkran aus der OSS-Topside entfernt. Anschließend werden alle nichttragenden Wände und Isolierpaneelen mit einem Greifbagger oder Bagger mit Hydraulikscheren entfernt und in Container sortiert. Das verbleibende Stahlskelett wird dann von oben nach unten und von außen nach innen, vorzugsweise mit einem großen Bagger mit Longfrontausrüstung und großer Hydraulikanbauscheren oder durch Brennschneiden zerlegt. Dünnwandiger Stahlschrott bis zu einer Stärke von ca. 30 mm wird vorzugsweise nur auf Guillotinen-Schrottscherenmaß (ca. 6 x 1 m) vorzerkleinert.

3.5.3 Verwertung und Beseitigung

Das KrWG gibt in § 6 eine fünfstufige Rangfolge (Abfallhierarchie) der anzuwendenden Maßnahmen vor. Diese sind 1. Vermeidung, 2. Vorbereitung zur Wiederverwendung, 3. Recycling, 4. Sonstige Verwertung (insbes. energetische), 5. Beseitigung. Die technische Möglichkeit, die wirtschaftliche Zumutbarkeit und die sozialen Folgen der Maßnahme sind zu beachten.

Lassen sich Abfälle nicht vermeiden, so sollen sie wiederverwendet werden. Hierunter fällt der Ersatzteilhandel von WEA Komponenten sowie die Steine des Kolksschutzes.

Ist die Wiederverwendung nicht möglich, müssen Abfälle recycelt werden, solange dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist. Hierunter fallen alle im OWP verwendeten metallischen Werkstoffe wie Stahl, Kupfer (Elektroschrott), Aluminium, Blei (Kabelmantel) sowie Öle und Betriebsgase (SF₆, Frigene) die in bestehende Stoffkreisläufe eingespeist und wiedergewonnen werden.

Ist ein Recycling nicht möglich, folgt die sonstige oder energetische Verwertung (Verbrennung unter Energiegewinnung). Hierunter fallen die GFK-Rotorblätter, wobei die Glasfasern im Zementwerk rohstofflich und das Harz thermisch verwertet werden.

Ist eine energetische Verwertung nicht möglich, ist als letzte Option die Beseitigung in Form der Deponierung bzw. Verbrennung ohne Energiegewinnung (Sonderabfallverbrennungsanlage) zulässig. Hierunter fallen als wesentliche Abfallfraktion nur Polymere aus Kabelmänteln (Flammschutzmittel), die in der Regel thermisch verwertet werden.

3.5.3.1 Zuordnung von Materialien und Werkstoffen gem. Abfallverzeichnis-Verordnung (AVV)

Nachdem die OWP-Komponenten am Hafen zerkleinert und die Materialien und Werkstoffe in entsprechende Mulden sortiert wurden, werden diese vom Hafen für die weitere Verwertung und Beseitigung abtransportiert. Aus Gründen der Abfallüberwachung werden die erzeugten Abfallfraktionen speziellen Schlüsselnummern nach Abfallverzeichnisverordnung (AVV) zugeordnet. Die beim OWP Rückbau und an Land durch Demontage und Zerlegung möglichen anfallenden Fraktionen und deren Zuordnung nach AVV-Schlüsselnummern sind in Tabelle 29 zusammengestellt, wobei die mengenmäßig relevanten Fraktionen rot markiert sind. Die bei der OSS zusätzlich zu erwartenden Schlüsselnummern sind in Tabelle 30 dargestellt. Über die angegebenen Nummern hinaus, können ggf. weitere Abfälle, die nicht hier aufgelistet sind, sowie weitere Herkunftsorte, vorkommen. Abfälle, die als gefährliche Abfälle eingestuft sind, tragen hinter der sechsstelligen Nummer ein Sternchen und unterliegen einer speziellen behördlichen Überwachung.

Tabelle 29: Beim Rückbau des Offshore-Windparks zu erwartende AVV-Abfallschlüsselnummern sowie Beispiele für deren Herkunft (Windenergieanlage inkl. Gründungsstrukturen und Kolkenschutz, der Innerparkverkabelung und des Exportkabels) (mengenmäßig relevante Fraktionen sind rot markiert)

Material/Werkstoffe und Beispiel für Herkunft	AVV-Abfallschlüssel	AVV-Abfallbezeichnung
	12	Abfälle aus Prozessen der mechanischen Formgebung sowie der physikalischen und mechanischen Oberflächenbearbeitung von Metallen und Kunststoffen
Schmierstoffe für Antriebsstrang	12 01 12*	gebrauchte Wachse und Fette
	13	Ölabfälle und Abfälle aus flüssigen Brennstoffen (außer Speiseöle und Ölabfälle, die unter Kapitel 05, 12 oder 19 fallen)
Hydrauliköle aus Hydraulikanlage Gondel	13 01 10*	nichtchlorierte Hydrauliköle auf Mineralölbasis
Hydrauliköle aus Hydraulikanlage Gondel	13 01 11*	synthetische Hydrauliköle
Hydrauliköle aus Hydraulikanlage Gondel	13 01 12*	biologisch leicht abbaubare Hydrauliköle
Schmierstoffe Getriebe, Antriebsstrang	13 02 05*	nichtchlorierte Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle auf Mineralölbasis
Schmierstoffe Getriebe, Antriebsstrang	13 02 06*	synthetische Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle
Schmierstoffe Getriebe, Antriebsstrang	13 02 07*	biologisch leicht abbaubare Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle
Niederschlagswasseraufbereitung (an Land)	13 05 01*	feste Abfälle aus Sandfanganlagen und Öl-/Wasserabscheidern
Niederschlagswasseraufbereitung (an Land)	13 05 02*	Schlämme aus Öl-/Wasserabscheidern
Niederschlagswasseraufbereitung (an Land)	13 05 03*	Schlämme aus Einlaufschächten
Niederschlagswasseraufbereitung (an Land)	13 05 06*	Öle aus Öl-/Wasserabscheidern
Niederschlagswasseraufbereitung (an Land)	13 05 07*	öliges Wasser aus Öl-/Wasserabscheidern
Niederschlagswasseraufbereitung (an Land)	13 05 08*	Abfallgemische aus Sandfanganlagen und Öl-/Wasserabscheidern
	15	Verpackungsabfall, Aufsaugmassen, Wischtücher, Filtermaterialien und Schutzkleidung (a. n. g.)
Verpackungen für Schmierstoffe und Öle	15 01 10*	Verpackungen, die Rückstände gefährlicher Stoffe enthalten oder durch gefährliche Stoffe verunreinigt sind
Vlies für Kabel-Schneidarbeiten (Öl, bleihaltig), Entleeren von Trafo und Hydrauliköl	15 02 02*	Aufsaug- und Filtermaterialien (einschließlich Ölfilter a. n. g.), Wischtücher und Schutzkleidung, die durch gefährliche Stoffe verunreinigt sind
Vlies für Rotorblatt-Schneidarbeiten	15 02 03	Aufsaug- und Filtermaterialien, Wischtücher und Schutzkleidung mit Ausnahme derjenigen, die unter 15 02 02 fallen
	16	Abfälle, die nicht anderswo im Verzeichnis aufgeführt sind
Kühlflüssigkeit Generator, Frequenzumrichter	16 01 14*	Frostschutzmittel, die gefährliche Stoffe enthalten
Kühlflüssigkeit Generator, Frequenzumrichter	16 01 15	Frostschutzmittel mit Ausnahme derjenigen, die unter 16 01 14 fallen

Material/Werkstoffe und Beispiel für Herkunft	AVV-Abfallschlüssel	AVV-Abfallbezeichnung
SF6 Schaltanlagen, Trafo mit Ölfüllung	16 02 13*	gefährliche Bauteile 22) enthaltende gebrauchte Geräte mit Ausnahme derjenigen, die unter 16 02 09 bis 16 02 12 fallen
Schaltschränke, Trafo, Wechselrichter, sonstige elektrische Ausrüstung	16 02 14	gebrauchte Geräte mit Ausnahme derjenigen, die unter 16 02 09 bis 16 02 13 fallen
SF6 Schaltanlagen mit Zersetzungsprodukten	16 05 04*	gefährliche Stoffe enthaltende Gase in Druckbehältern (einschließlich Halonen)
SF6 Schaltanlagen und CO2-Anlage	16 05 05	Gase in Druckbehältern mit Ausnahme derjenigen, die unter 16 05 04 fallen
USV für EDV und Notbeleuchtung	16 06 01*	Bleibatterien
Notbeleuchtung	16 06 02*	Ni-Cd-Batterien
EDV Batterien und Akkus	16 06 05	andere Batterien und Akkumulatoren
	17	Bau- und Abbruchabfälle (einschließlich Aushub von verunreinigten Standorten)
Beton aus Grout Verbindung von MP mit TP	17 01 01	Beton
Rotorblätter unzerkleinert	17 02 03	Kunststoff
Kabelmuffen mit Öl, Teer	17 02 04*	Glas, Kunststoff und Holz, die gefährliche Stoffe enthalten oder durch gefährliche Stoffe verunreinigt sind
Kupferschienen aus Schaltschränken	17 04 01	Kupfer, Bronze, Messing
Leitern und Innenausbau WEA	17 04 02	Aluminium
Eisenschrott, Gussschrott, Edelstahlschrott	17 04 05	Eisen und Stahl
Unsortierte Metallschrotte	17 04 07	gemischte Metalle
Energieübertragungskabel	17 04 10*	Kabel, die Öl, Kohlenteer oder andere gefährliche Stoffe enthalten
Alle Kabel	17 04 11	Kabel mit Ausnahme derjenigen, die unter 17 04 10 fallen
Steine und Sand aus Kolkenschutz	17 05 06	Baggergut ungefährlich
Ungeschnittene Rotorblätter (GFK, CFK), Grout Verbindung TP und MP, Kolkenschutz	17 09 04	gemischte Bau- und Abbruchabfälle mit Ausnahme derjenigen, die unter 17 09 01, 17 09 02 und 17 09 03 fallen
	19	Abfälle aus Abfallbehandlungsanlagen, öffentlichen Abwasserbehandlungsanlagen sowie der Aufbereitung von Wasser für den menschlichen Gebrauch und Wasser für industrielle Zwecke
Zerkleinerte Eisenwerkstoffschrotte	19 12 02	Eisenmetalle
Zerkleinertes Aluminium	19 12 03	Nichteisenmetalle
Rotorblätter vorzerkleinert	19 12 04	Kunststoff und Gummi
Grout Verbindung TP und MP	19 12 09	Mineralien (z.B. Sand, Steine)
Sonstige Abfälle, die bei der Zerkleinerung anfallen	19 12 12	sonstige Abfälle (einschließlich Materialmischungen) aus der mechanischen Behandlung von Abfällen mit Ausnahme derjenigen, die unter 19 12 11 fallen

Tabelle 30: AVV Schlüsselnummern die beim Rückbau der Offshore-Substation anfallen können sowie Beispiele für deren Herkunft (mengenmäßig relevante Fraktionen sind rot markiert)

Material/Werkstoffe	AVV-Abfallschlüssel	AVV-Abfallbezeichnung
	13	Ölabfälle und Abfälle aus flüssigen Brennstoffen (außer Speiseöle und Ölabfälle, die unter Kapitel 05, 12 oder 19 fallen)
Isolieröl, Transformator	13 03 07*	nichtchlorierte Isolier- und Wärmeübertragungsöle auf Mineralölbasis
Isolieröl, Transformator	13 03 08*	synthetische Isolier- und Wärmeübertragungsöle
Isolieröl, Transformator	13 03 09*	biologisch leicht abbaubare Isolier- und Wärmeübertragungsöle
Großer Notstromgenerator	13 07 01*	Heizöl und Diesel
Notstromgenerator	13 07 02*	Benzin
	15	Verpackungsabfall, Aufsaugmassen, Wischtücher, Filtermaterialien und Schutzkleidung (a. n. g.)
Arbeits- und Wohnbereiche	15 01 01	Verpackungen aus Papier und Pappe
Arbeits- und Wohnbereiche	15 01 02	Verpackungen aus Kunststoff
Arbeits- und Wohnbereiche	15 01 03	Verpackungen aus Holz
Arbeits- und Wohnbereiche	15 01 04	Verpackungen aus Metall
Arbeits- und Wohnbereiche	15 01 05	Verbundverpackungen
Arbeits- und Wohnbereiche	15 01 06	gemischte Verpackungen
Arbeits- und Wohnbereiche	15 01 09	Verpackungen aus Textilien
	17	Bau- und Abbruchabfälle (einschließlich Aushub von verunreinigten Standorten)
Arbeits- und Wohnbereiche	17 02 01	Holz
Arbeits- und Wohnbereiche	17 02 02	Glas
Arbeits- und Wohnbereiche	17 02 03	Kunststoff
Arbeits- und Wohnbereiche	17 06 04	Dämmmaterial mit Ausnahme desjenigen, das unter 17 06 01 und 17 06 03 fällt
Arbeits- und Wohnbereiche	17 08 02	Baustoffe auf Gipsbasis mit Ausnahme derjenigen, die unter 17 08 01 fallen
Arbeits- und Wohnbereiche	19	Abfälle aus Abfallbehandlungsanlagen, öffentlichen Abwasserbehandlungsanlagen sowie der Aufbereitung von Wasser für den menschlichen Gebrauch und Wasser für industrielle Zwecke
Arbeits- und Wohnbereiche	19 08 05	Schlämme aus der Behandlung von kommunalem Abwasser
Arbeits- und Wohnbereiche	19 12 05	Glas
Arbeits- und Wohnbereiche	19 12 11*	sonstige Abfälle (einschließlich Materialmischungen) aus der mechanischen Behandlung von Abfällen, die gefährliche Stoffe enthalten
	20	Siedlungsabfälle (Haushaltsabfälle und ähnliche gewerbliche und industrielle Abfälle sowie Abfälle aus Einrichtungen), einschließlich getrennt gesammelter Fraktionen
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 01	Papier und Pappe
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 02	Glas
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 08	biologisch abbaubare Küchen- und Kantinenabfälle

Material/Werkstoffe	AVV- Abfallschlüssel	AVV-Abfallbezeichnung
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 10	Bekleidung
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 11	Textilien
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 13*	Lösemittel
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 14*	Säuren
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 15*	Laugen
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 19*	Pestizide
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 21*	Leuchtstoffröhren und andere quecksilberhaltige Abfälle
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 25	Speiseöle und -fette
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 27*	Farben, Druckfarben, Klebstoffe und Kunstharze, die gefährliche Stoffe enthalten
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 28	Farben, Druckfarben, Klebstoffe und Kunstharze mit Ausnahme derjenigen, die unter 20 01 27 fallen
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 29*	Reinigungsmittel, die gefährliche Stoffe enthalten
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 30	Reinigungsmittel mit Ausnahme derjenigen, die unter 20 01 29 fallen
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 35*	gebrauchte elektrische und elektronische Geräte, die gefährliche Bauteile enthalten, mit Ausnahme derjenigen, die unter 20 01 21 und 20 01 23 fallen
Arbeits- und Wohnbereiche	20 01 36	gebrauchte elektrische und elektronische Geräte mit Ausnahme derjenigen, die unter 20 01 21, 20 01 23 und 20 01 35 fallen
Arbeits- und Wohnbereiche	20 03 01	gemischte Siedlungsabfälle
Arbeits- und Wohnbereiche	20 03 04	Fäkalschlamm
Arbeits- und Wohnbereiche	20 03 07	Sperrmüll

3.5.3.2 Verwertung und Beseitigung

In Tabelle 26 ist die geschätzte Werkstoff-Massenbilanz des Referenz-OWP dargestellt. Die wesentlichen Werkstoffe sind Steine aus dem Kolkschutz (ca. 52 M-%), Stahl und Gusseisen (ca. M-44 %) mit in der Summe von ca. 96 M-%. Der Massenanteil GFK liegt bei nur ca. M-2 % gefolgt von Kupfer mit M-1 %. Der Anteil aller sonstigen Stoffe wie Polymere (z. B. aus Kabeln), sonstigen Metalle (Aluminium, Blei), Öle (Hydraulik, Getriebe), Gase (SF₆, Frigene) sowie Batterien haben nur einen Massenanteil in der Größenordnung von ca. 1 %. Im Folgenden wird die Herkunft und der Verbleib der im OWP verbauten Werkstoffe sowie das relevante abfallrechtliche Regelwerk mit fallendem Mengenanteil beschrieben.

Stahl, Gusseisen und Edelstahl

Hauptwerkstoff einer WEA inklusive Gründungsstruktur ist unlegierter Stahl aus dem der MP, das TP, der Turm, sowie der Gondel- und OSS-Stahlbau bestehen. Kleinere Mengen an Stahl sind in Form von Drahtseilen in der Armierung der Energieübertragungskabel, Schaltschrankgehäusen sowie sonstiger elektrotechnischer Ausrüstung wie z.B. den Eisenankern in Transformatoren verbaut. Komponenten mit komplexen Formen wie die Rotornabe und Maschinengehäuse (Getriebe, Elektromotoren, usw.) sind aus Gusseisen gefertigt. Stahl hat einen Kohlenstoffgehalt von kleiner 2 % und Gusseisen einen Kohlenstoffgehalt von 2 % bis 6,7 %. Legierte Stähle oder Edelstähle enthalten je nach Stahlsorte oder Werkstoffnummer wechselnde Anteile an Chrom, Nickel, Vanadium oder Molybdän. Im OWP sind nur geringe Mengen an Edelstählen, wie z.B. bei der Antriebswelle oder optional bei Treppen und Geländern zu erwarten. Für Stahl, Gusseisen und Edelstahlschrott gibt es seit langem etablierte Entsorgungswege und diese werden in großen Mengen international gehandelt. Unlegierter Stahl wird als Rohstoff in einem Elektrostahlwerk in einem Lichtbogenofen oder als Kühlschrott im Konverter eines Stahlwerkes eingeschmolzen. Das im Hochofen gewonnene Roheisen hat einen hohen Kohlenstoffgehalt, ist aus diesem Grunde spröde und bricht bei einer schlagenden Beanspruchung. Um den Kohlenstoff aus dem Roheisen zu entfernen, wird im Stahlwerk in einem Konverter Sauerstoff in das flüssige Roheisen geblasen. Der im flüssigen Eisen gelöste Kohlenstoff verbrennt hierbei zu Kohlenmonoxid, das gasförmig aus der Schmelze entweicht. Durch die exotherme Verbrennungsreaktion erwärmt sich die Eisenschmelze stark. Um dies zu verhindern, wird im topfförmigen Konverter vor dem Einfüllen der Roheisenschmelze kalter Eisenschrott vorgelegt. Die beim Sauerstoffeinblasen freigesetzte Reaktionswärme wird zum Aufschmelzen des Kühlschrottes genutzt und verhindert so die Überhitzung der Stahlschmelze (Hegemann und Guder 2020). Die vom Kohlenstoff befreite Stahlschmelze wird im Walzwerk zu Brammen oder Blechen weiterverarbeitet. Wird zinkpigmenthaltige Korrosionsschutzfarbe (Türme, TP, Gondeln) verwendet, so verdampft das Zink in der Eisenschmelze und wird als feiner Zinkoxidstaub aus dem Abgasstrom gefiltert und wieder dem metallurgischen Zinkkreislauf zugeführt. Es ist bei OWP davon auszugehen, dass nur PVC- bzw. chlorfreie Beschichtungen und Lackierungen eingesetzt werden. Eine zusätzliche Dioxin-Belastung der Stahlwerkstäube ist aus diesem Grunde nicht zu erwarten.

Gusseisenschrott wird in Eisengießereien in mit Koks oder Erdgas beheizten Kupolöfen aufgeschmolzen und zu neuen Werkstücken oder Barren vergossen. Edelstahlschrott wird in Edelstahlwerken in Lichtbogenöfen eingeschmolzen und zu Halbzeugen weiterverarbeitet.

Die maximal zulässigen Schrottabmessungen werden durch die Chargiertechnik der Öfen bzw. des Konverters begrenzt. Nach deutscher und europäischer Stahlschrottsortenliste genormte Abmessungen

sind 1,5 x 0,5 m x 0,5 m, wobei die Stahlwerke auch das maximale Stückgewicht individuell begrenzen. Der beim OWP-Rückbau gewonnene, unlegierte Stahlschrott gehört zu Klasse E3 „Schwerer Stahlschrott“ (max. 1,5 x 0,5 x 0,5 m, Wandstärke > 6 mm, Schüttgewicht > 0,5 t/m³, Schuttanteil < 1,5 %, Cu < 0,25 %, Sn < 0,01 %, Summe Cr, Ni Mo < 0,25 %) (Schubert 1984). Bei großen, sehr sauberen und chemisch definierten Monochargen, wie sie beim Rückbau eines OWP anfallen (Referenz-OWP ca. 94 000 t), ist davon auszugehen, dass auch leicht abweichende Schrottabmessungen mit einem Stahlwerk verhandelt werden können. Dies ist von Vorteil, da so die erforderlichen Schnittlängen (mehrere Kilometer) reduziert und die Zerkleinerungsleistung erhöht werden kann.

Ein alternativer, innovativer Ansatz für das Recycling von relativ dünnwandigen Turmsegmenten ist diese durch Kaltwalzen wieder zu geraden Platten mit reduzierter Qualität zu verarbeiten (z. B. 6 000 x 2 000 x 30 mm).

Der Wert von Eisenschrott wird im Wesentlichen durch den Anteil an metallischem Eisen und dem Gehalt an schädlichen Legierungselementen wie z.B. Kupfer oder Phosphor bestimmt. Ist die chemische Zusammensetzung des Stahlschrotts durch seine Herkunft klar definiert, so lassen sich höhere Schrottpreise erzielen.

Kupfer

Kupfer findet man im OWP vorrangig in Form von Litzen und Drähten sowie Kabeln und Spulen (Elektromotoren, Transformatoren). Kupferschrott und das Kupfergranulat der Kabelaufbereitung werden in einer Sekundärkupferhütte eingeschmolzen und abschließend thermisch und elektrochemisch raffiniert. Für Kupfer werden hohe Erlöse in der Größenordnung von mehreren Tausend Euro je Tonne erzielt.

Aluminium

Aluminium ist im OWP nur in geringer Menge in Form von Aluminiumkabeln, Leitern, Gehäusen von elektrischen Komponenten oder als Blech in der Gondel zu erwarten. Alle Aluminiumkomponenten werden beim Entkernen des Turms und der Gondel manuell ausgebaut. Es gibt eine Vielzahl von Aluminiumwerkstoffen, die sich in ihren Legierungsbestandteilen wie z.B. Silizium, Magnesium, Zink, Kupfer und Mangan unterscheiden (Krone 2000). Es werden höhere Erlöse erzielt, wenn Aluminiumschrott nach Werkstoffnummer sortiert angeliefert wird. Große Aluminiumschrottfractionen gleicher Herkunft wie z.B. Kabel oder baugleiche Komponenten wie Leitern, sollten separat erfasst werden. Aluminiumschrott wird in Sekundäraluminiumhütten nach einer Zerkleinerung und Sortierung eingeschmolzen und zu Barren vergossen.

Seltene Erden

Seltene Erden kommen insbesondere in WEA mit permanenterregten Synchrongeneratoren (Kapitel 1.1.1.2) in Form von Neodymmagneten zum Einsatz. Neodym-Magnet-Formkörper werden durch pulvermetallurgisches Sintern verdichtet und final aus Korrosionsschutzgründen vernickelt. Neodymmagnete enthalten ca. 30 % Neodym, und können in geringer Menge weitere, besonders wertvolle seltene Erden bzw. Lanthanoiden wie Dysprosium oder Terbium enthalten (Cassing et al. 2018). Da insbesondere der Dysprosiumgehalt auf den Wert des Magneten erheblichen Einfluss hat, ist neben der verbauten Magnetmasse die genaue chemische Zusammensetzung für den Schrottwert wesentlich.

Sortenreine Neodymagnete werden nach der Entmagnetisierung nasschemisch in die entsprechenden Salze getrennt oder nach dem Mahlen und pulvermetallurgischen Umformen zu neuen Magneten verpresst. In erster Näherung kann die Magnetmasse einer WEA mit etwa ca. 200 kg/MW abgeschätzt werden.

Das Triebstrangkonzzept der WEA des Referenz-OWP besteht aus Asynchrongeneratoren mit Käfigläufer und indirektem Antrieb. Permanentmagneten sind nicht verbaut.

Kabel

Bei Kabeln wird zwischen den komplex aufgebauten, mehradrigen, dicken Seekabeln und dünnen, einadrigen Kabeln unterschieden. Die mit einer Baggerhydraulikschere auf Containerlänge (ca. 6 m) geschnittenen Seekabel werden bei ein:er Kabelaufbereiter:in mit einem Winkelschleifer der Länge nach geschlitzt und dann mit einer stationären Alligatorschere in ca. 1 m lange Segmente geschnitten. Diese einadrigen Kabelstücke werden dann mit einer Kabelschälmaschine der Länge nach aufgeschnitten. Die einfachste Ausführung einer Kabelschälmaschine besteht aus einem scheibenförmigen Messer mit zwei gegenüberliegenden Einzugsrollen. Die zu schlitzenden Kabelstücke werden von Hand in die Öffnung zwischen Messer und Einzugsrollen geführt, die dann das Kabelstück mit großer Andruckkraft unter dem Messer durchziehen. Die geschlitzten Kabel werden manuell in die unterschiedlichen Fraktionen Kupferdraht, Kunststoff (Kabelmantel), Stahldraht-Gummi-Verbund (Außenhülle) und Bleifolie (optional) getrennt.

Die Kupferdrähte der Seekabel werden in einer Schneidmühle zu Kupfergranulat geschnitten. Dünne Kabel (bis ca. 30 mm) werden mit Kunststoffmantel direkt in einer Schneidmühlen granuliert. Das Kupfergranulat-Kunststoffgemisch-Gemisch wird anschließend mit Wirbelstromscheidern, durch Windsichten sowie elektrostatische Separation in die Fraktionen Kupfer- und Kunststoffgranulat getrennt.

Elektro- und Elektronikschrott

Transformatoren bestehen aus einem Eisenanker, um die spulenförmigen Kupferdrähte gewickelt sind. Aus Gründen der elektrischen Isolation ist der Verbund aus Anker und Kupferdraht in einen mit Öl gefüllten Behälter getaucht. Als Alternative zu Öl werden auch weniger wassergefährdende organische Ester oder Siloxane verwendet. Um an die wertvollen Kupferdrähte zu gelangen, wird im ersten Schritt das Öl abgesaugt und der Behälter mit einer wässrigen Tensidlösung gespült. Der Anker mit Kupferspulen wird dann aus dem Behälter gehoben und die Kupferdrähte mit manuellen Hydraulikscheren vom Anker getrennt. Der von Kupferdrähten befreite Stahlanker besteht aus einem Eisenblechpaket wird nach der Zerkleinerung als Stahlschrott recycelt. Die Kupferdrähte werden analog der Kabelaufbereitung mit einer Schneidmühle zu Kupfergranulat zerkleinert und vermarktet. Der Umgang mit wassergefährdenden Transformatorölen in einem Hafen birgt Umweltrisiken. Es ist daher davon auszugehen, dass kleine Transformatoren (bis ca. 20 t) mit Ölfüllung als Einheit zu ein:er auf Transformatorzerlegung spezialisierten Elektroschrottaufbereiter:in transportiert werden und die Zerlegung hier erfolgt.

Analog zum Transformator enthalten auch Generatoren und Elektromotoren Eisenkerne, um die spulenförmig Kupferdraht gewickelt ist. Um an die Kupferdrähte zu gelangen, werden die Gehäuse abgeschraubt und der Eisenkern-Kupferspulen-Verbund mechanisch getrennt. Bei kleineren Verbunden

werden für die mechanische Abtrennung der Kupferdrähte auch spezielle Mühlen oder Querstromzerspaner mit nachfolgender Magnetscheidung und Wirbelstromtrennung eingesetzt. Bei leicht transportierbaren Komponenten bis zu einem Gewicht von ca. 20 t wird die Zerkleinerung vorzugsweise bei einer Elektroschrottaufbereiter:in durchgeführt. Die gewonnenen Fraktionen sind Kupferdraht sowie Stahlschrott, Gusseisen und Edelstahl.

Verbundwerkstoffe

Die Rotorblätter sowie optional die Verkleidung der Gondel und Nabe bestehen aus GFK. GFK besteht aus Glasfasergewebe, das mit Kunstharz durchtränkt und verklebt ist. Als Kunstharze werden Polyesterharze, Epoxidharze und Vinylesterharze eingesetzt. Der Glasfaseranteil in GFK liegt im Bereich von ca. 35 M.-% bis 65 M.-% was einem Volumenanteil von 20 V.-% bis 45 V.-% entspricht (Brinkmann et al. 2013, S. 795). Ersetzt man die relativ schweren Glasfasern (ca. 2,6 g/cm³) durch hochreißfeste und zudem noch leichtere Kohlefasern (ca. 1,8 g/cm³), so erhält man carbonfaserverstärkte Kunststoffe (CFK). Da CFK bei gleicher Wandstärke und Fasergehalt leichter und mechanisch wesentlich stabiler als GFK ist, werden bei modernen Rotorblättern die mechanisch besonders beanspruchten Abschnitte aus CFK gefertigt. Da Kohlefasern wesentlich teurer als Glasfasern sind, werden Rotorblätter in der Regel nicht vollständig aus CFK gebaut.

Der Brennwert von GFK hängt vom Harzgehalt ab und liegt in der Größenordnung von ca. 8 MJ/kg bis 15 MJ/kg (Annahme Brennwert des Harzes 25 MJ/kg). Eine Deponierung ist, da der Brennwert über 6 MJ/kg liegt, nach Deponieverordnung (DepV) in Deutschland verboten. In einer Verbrennungsanlage verbrennt das Harz, die Glasfasermatten gelangen in die Schlacke und werden nach einer Schlackeaufbereitung mit der mineralischen Fraktion deponiert. Glasfaserstücke, die in den Abgasstrom gelangen, erweichen bei den hohen Temperaturen und können zu unerwünschten Anbackungen führen. Müllverbrennungsanlagen nehmen aus diesem Grunde GFK in der Regel nicht mehr an. Wird GFK in kleinen Konzentrationen dem Eisenschrott zugesetzt, so verbrennt das Harz im Konverter oder Lichtbogenofen. Die Glasfasern schmelzen und werden in die Schlacke eingebunden. Auch hier können Glasfasern im Abgasstrom zu unerwünschten Anbackungen führen. Der seit über 10 Jahren im industriellen Maßstab erprobte Entsorgungsweg ist das sogenannte Co-Processing im Zementwerk, bei dem feinerzkleinertes GFK im Gemisch mit feuchten Spuckstoffen aus der Altpapieraufbereitung im Zementwerk rohstofflich und energetisch verwertet werden. Diese und alternative Verfahren werden nachfolgend kurz dargestellt. Weiterführende Informationen sind z.B. dem ReFoPlan-Vorhaben des Umweltbundesamtes zu entnehmen, das sich mit der Entwicklung von Rückbau- und Recyclingstandards für Rotorblätter auseinandergesetzt hat (Abschlussbericht noch nicht veröffentlicht) (UBA 2022).

Mechanische Aufbereitung und Co-Processing im Zementwerk (Groß 2022)

Die im Hafen auf Containermaß von ca. 6 m gesägten Rotorblattsegmente werden im nächsten Schritt mit einer Bagger-Hydraulikerscheren auf Abmessungen von typischerweise ca. 1 000 mm x 1 000 mm gebrochen. Die zulässigen, maximalen Abmessungen sind stark von der Wandstärke abhängig und werden vom maximalen Drehmoment des nachfolgenden Vorbrechers bestimmt. Da beim Brechen von GFK im Gegensatz zum Sägen mehr Glasfaser- und GFK-Staub freigesetzt wird, erfolgt dieser zweite Zerkleinerungsschritt auf einer geeigneten Fläche bei einem externen Recyclingunternehmen. Das vorzerkleinerte Material wird dann in einem dritten Zerkleinerungsschritt gemischt mit feuchten

Spuckstoffen aus der Altpapieraufbereitung mit einem schnell laufenden Einwellenvorbereiter weiter zerkleinert. Im Auslauf werden Eisenteile mit einem Überbandmagneten abgetrennt. Die Feinzerkleinerung erfolgt im vierten Schritt in einem Querstromzerspanner auf eine Korngrößen von ca. 10 mm. Ein Querstromzerspanner besteht aus einer zylindrischen Zerkleinerungskammer mit einem Durchmesser von ca. 3 m, in der zwei dicke Ketten rotieren. Das GFK wird durch eine schlagende Beanspruchung gebrochen. Um die Staubbildung beim Brechen des GFK zu minimieren, werden dem GFK feuchte Spuckstoffe aus der Altpapieraufbereitung zugesetzt, wodurch die Staubbildung drastisch reduziert wird. Das so gewonnene feuchte Gemisch aus Harz-Glasfaser-Stückchen gemischt mit PE/PP-Folie und Papier wird rohstofflich und energetisch im Zementwerk verwertet. Die Glasfasern werden hierbei aufgeschmolzen und dienen als sekundäre Siliziumquelle. Sie ersetzen dadurch mineralische Primärrohstoffe, die ansonsten der Herstellung des Zementklinkers im Drehofen zugesetzt werden müssten. Die Herstellung von Zementklinker in Drehrohröfen ist ein energieintensiver Prozess. Die bei der Verbrennung der Polymere und des Papiers freiwerdende Energie substituiert den Einsatz fossiler Brennstoffe.

Alternative GFK-Recyclingverfahren

Für die Aufbereitung von GFK werden im Wettbewerb zum Co-Processing eine Vielzahl von alternativen Verfahren vorgeschlagen, die in die drei Gruppen thermische Behandlung, chemische Harzspaltung und mechanische Zerkleinerung unterschieden werden können.

Bei den **thermischen Verfahren** wird das Harz durch Pyrolyse zerstört. Es ist auch ein Abbrennen des Harzes unterhalb des Erweichungspunktes des Glases je nach Glaszusammensetzung bei Temperaturen von ca. 700 °C bis 900 °C denkbar (S.D.R. Biotec Verfahrenstechnik GmbH app.no. 08013592.4; Teschner et al. 2008, S. 2–3) Die Herausforderung bei den thermischen Verfahren ist, dass die Glasfasern nicht zu heiß werden und versintern. Die so gewonnenen Glasfasermatten sollen dann entweder als Matte oder nach einer Zerkleinerung als ungeordnete Kurzglasfasern z. B. zur Herstellung von neuem GFK genutzt werden. Nachteil der Kurzglasfasern aus zerkleinerten Glasfasermatten ist, dass die Faserlänge nicht wie bei neuen Kurzglasfasern einheitlich ist. Glasfasern sind ein sehr günstiges Produkt (2021 ca. 1 €/kg) und es ist fraglich, ob aus Rotorblättern gewonnene undefinierte Glasfasermatten oder Kurzglasfasern gegenüber Neuware wettbewerbsfähig sind.

Bei den **Verfahren der chemischen Harzspaltung** werden die Esterbindungen in den Polyesterharzen und die Etherbindungen in den Epoxidharzen durch Säuren, Laugen oder Polyalkohole (Glykolyse) vorzugsweise bei erhöhten Temperaturen chemisch gespalten (Solvolyse). Im günstigsten Fall erhält man wieder die Ausgangsmonomere oder im ungünstigen Fall eine undefinierte Mischung aus Oligomeren. Es ist davon auszugehen, dass man mit großen Volumina an verdünnten, wässrigen Gemischen aus organischen Substanzen umgehen muss. Im günstigsten Fall lassen sich aus diesen Gemischen vermarktbar Chemikalien gewinnen. Es ist zu vermuten, dass die Trenn- und Reinigungsoperationen zur Gewinnung von vermarktbar organischen Verbindungen kostenbestimmend sein werden.

Bei typischen Glasfaserdurchmessern in der Größenordnung von 10 µm ist es nicht möglich durch **mechanische Zerkleinerung** Glasfasern und Harz zu trennen. GFK-Bruch besteht daher immer aus Glasfaserbündeln, die mit Harz verklebt sind. Es werden Anwendungen für GFK-Bruch vorgeschlagen,

bei denen dieser als Füllstoff in Beton, Kunststoffen oder Asphalt eingesetzt wird. Es ist fraglich, ob die originären Werkstoffeigenschaften durch den Zusatz von GFK-Bruch tatsächlich verbessert werden.

Alle zum Co-Processing alternative Verfahren haben das Labor- oder Versuchsstadium bisher nicht überschritten.

Kohlefaserverstärkte Kunststoffe (Meyer 2011)

CFK besteht aus Kohlefasergeweben, die mit Harz vergossen sind. Durch Pyrolyse gelingt es, das Harz bei Temperaturen in der Größenordnung von bis zu ca. 700 °C thermisch zu zersetzen. Man erhält das saubere Kohlefasergewebe, das nachfolgend zu Kurzfasern zerkleinert wird. Nachteil dieser Kurzfasern ist, dass die Faserlänge gegenüber Neuware nicht einheitlich ist. Kohlefasern sind wesentlich teurer als Glasfasern. Das Verfahren wird seit Jahren praktiziert und die Anlage in Wischhafen wird heute von der Mitsubishi Chemical Advanced Materials GmbH mit einem Durchsatz von ca. 1 000 t/a betrieben.

Steine (Kolkschutz)

Besteht der Kolkschutz aus Steinen, so müssen diese wegen der sehr großen Menge (Referenz OWP 5 000 LKW Transporte, ca. 117 000 t) an einer Hafenkante bis zu ihrer weiteren Verwendung zwischengelagert werden. Die Steine sind mit typischen Abmessungen von 200 mm bis 500 mm relativ grob. Es gibt nur relativ wenige Anwendungen für diese grobe Körnung; dies sind z.B. Steinschüttungen für Uferbefestigungen oder die Wiederverwendung als Kolkschutz. Die Steine können auch optional mit einem mobilen Brecher zu Kies weiterverarbeitet werden. Kies wird in großer Menge als Betonzuschlagstoff eingesetzt. Das Brechen der Steine ist jedoch kostenintensiv und energieaufwendig. Eine Wiederverwendung der unbehandelten Steine ist anzustreben. Der Biomasseanteil des ausgebaggerten Kolkschutzes wird auf ca. 0,2 M.-% geschätzt (3 t-TS/WEA bzw. 3 kg-TS/m² geometrische Kolkschutzoberfläche). Aus abfallrechtlicher Sicht ist diese geringe Menge als unwesentliche Verunreinigung zu betrachten. Es ist bei der Zwischenlagerung durch Tang und Muschelanbackungen auf eine zumindest zeitweise Geruchsbelästigung zu achten. Werden die Steine gesiebt oder gebrochen, wird sich der Biomasseanteil in der ungewünschten Feinfraktion anreichern, was das Recycling dieser Feinfraktion erschwert. Es ist davon auszugehen, dass Natursteine durch eine niederschwellige Behandlung wie einfaches Sieben ihren Abfallcharakter verlieren und Produktstatus erlangen, was die Vermarktung erleichtert. Ab 01.08.2023 werden die Qualitätsanforderungen an Ersatzbaustoffe durch die kürzlich verabschiedete Mantelverordnung definiert (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz 09.07.2021).

Beton

Beton ist ausschließlich als Grouting-Material zu erwarten. Mineralische Abfälle werden Bauschuttzubereitungsanlagen zugeführt. Hier wird das Material zerkleinert und optional gesiebt und anschließend vorrangig im Straßenbau oder als Recycling-Baustoff eingesetzt.

Batterien und Akkus

Blei- und Nickel-Cadmium-Akkumulatoren werden als Unterbrechungsfreie Stromversorgung oder Notstromaggregat in Mengen von deutlich kleiner 0,3 t je WEA erwartet. Blei-Akkumulatoren, aber auch die Bleifolie der Seekabel, werden über den Schrotthandel an Bleihütten geliefert wo sie eingeschmolzen und verwertet werden. Industrielle Nickel-Cadmium-Akkus werden in spezialisierten

Nickel-Cadmium-Öfen aufbereitet. Es werden entsprechend Gehäuse-Stahlschrott, Blei bzw. Cadmium und Nickelschrott gewonnen.

Öle, und sonstige Betriebsflüssigkeiten

Transformator-, Getriebe- und Hydrauliköle werden vor der Zerkleinerung abgesaugt oder abgelassen. Optional werden Trafos noch mit wässrigen Tensidlösungen gespült. Da Öle je nach Anwendung chemisch sehr verschieden sind, müssen diese streng getrennt gesammelt werden. Das rechtliche Regelwerk hierfür ist die Altölverordnung (AltÖlV). Alle Altöle werden der Altölaufbereitung zugeführt und hier raffiniert bzw. für die energetische Verwertung vorbereitet.

Fluorierte Treibhausgase

SF₆ wird in Schaltanlagen als Isoliergas (Drücke bis 6 bar) zur Unterdrückung von Schaltlichtbögen eingesetzt (Zotz et al. 2019). Kälte- und Klimaanlage können Tetrafluorethan (HFC-134a bzw. Kältemittel R134a) als Arbeitsgas enthalten. SF₆ und auch alle fluorierten Arbeitsgase werden verlustfrei mit Spezialgeräten abgesaugt, verdichtet und in flüssiger Form zur Aufreinigung gebracht (VDN et al. 2005).

3.5.3.3 Wiederverwendung von Komponenten

In begrenztem Ausmaß können Ersatzteile für Reparaturen oder Onshore-WEA eingelagert werden. Da in der Regel jedoch jede Komponente eines OWP sehr speziell auf das Design des Windparks bzw. die verwendeten WEA-Typen ausgelegt ist, ist die Wiederverwendung in anderen Branchen grundsätzlich schwierig. Die größte Chance auf Wiederverwertung haben hochwertige Elektro- und Elektronikkomponenten wie Transformatoren, Sensoren, Hydraulikaggregate und Elektromotoren, die potentiell in anderen Branchen oder Anwendungen eingesetzt werden könnten.

4 Nachhaltige Rückbaustrategien entwickeln und bewerten

Die Nachhaltigkeitsbewertung des Rückbaus von Offshore-Windparks (OWP) stellt ein komplexes Verfahren dar. Zunächst werden den drei „Säulen der Nachhaltigkeit“ Entscheidungskriterien, d.h. konkrete Ziele zugeordnet, die einen nachhaltigen Rückbau von OWP charakterisieren. Um die Zielerreichung später messen und bewerten zu können, ist die Definition von Attributen erforderlich (siehe Kapitel 4.1).

Zur Auswahl und Bewertung von Rückbaustrategien, ist ein tiefgreifendes Verständnis optional möglicher Rückbauprozesse erforderlich (siehe Kapitel 4.2 und 4.4). Aus den Prozessoptionen lassen sich im nächsten Schritt verschiedene Rückbauszenarien erstellen (siehe Kapitel 4.3). Sobald diese Wissensbasis geschaffen ist, können die Attribute der Entscheidungskriterien berechnet werden (siehe Kapitel 4.5). Eine abschließende multikriterielle Entscheidungsanalyse ermöglicht die Bewertung der Rückbauszenarien unter Berücksichtigung aller Entscheidungskriterien (siehe Kapitel 4.6).

4.1 Ziele für einen nachhaltigen Rückbaus von Offshore-Windparks

In der Kategorie "Soziales" wird im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* der Fokus auf "Gesundheit und Sicherheit" gelegt. Die drei Kategorien **Wirtschaft**, **Umwelt** und **Gesundheit und Sicherheit** werden in Aspekte aufgeteilt. Für jeden Aspekt werden Entscheidungskriterien formuliert. Entscheidungskriterien bestehen aus Zielen und Attributen, die das Erreichen der Ziele messen. Im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* wurden auf einem Workshop mit Interessenvertretern fünf Ziele für den nachhaltigen Rückbau von OWP diskutiert und definiert (Abbildung 62):

- Der Rückbau von OWP erfolgt **ökonomisch effizient**.
- Der Rückbau von OWP ist **mit geringen Treibhausgasemissionen** assoziiert.
- Der Rückbau von OWP hat nur **geringe Auswirkungen auf die lokale Biodiversität**.
- Der Rückbau von OWP hat eine **hohe Ressourceneffizienz**.
- Der Rückbau von OWP ist **mit wenigen Gefahren** verbunden.

Nachhaltiger Rückbau von Offshore-Windparks					
Kategorie	Wirtschaft	Umwelt			Gesundheit und Sicherheit
Aspekt	Ökonomische Effizienz	THG-Emissionen	Biodiversität	Ressourceneffizienz	Arbeits-sicherheit
Ziel	Ökonomisch effizient	Geringe THG-Emissionen	Geringe Beeinträchtigung	Hohe Ressourceneffizienz	Wenig Gefährdungen
Attribut	(Barwert) der Kosten/ zurückgebaute MW	CO ₂ -Äquivalente	Anteil des erhaltenen Artenreichtums	Recyclingrate	Gefährdungsmaß

Abbildung 62: SeeOff-Zielhierarchie für den nachhaltigen Rückbau von Offshore-Windparks, einschließlich Kategorien, Aspekten, Zielen und Attributen.

4.1.1 Kategorie: Ökonomie

Die Grundlage eines Unternehmens ist die Einhaltung des Wirtschaftsprinzips. Dieses kann mit den Begriffen Maximalprinzip, Minimalprinzip und Optimalprinzip beschrieben werden:

- "Maximalprinzip: Mit einem gegebenen Input an Produktionsfaktoren soll der höchstmögliche Output erzielt werden.
- Minimalprinzip: Ein bestimmter Output soll mit dem kleinstmöglichen Einsatz von Produktionsfaktoren erreicht werden.
- Optimalprinzip: Input und Output sollen so aufeinander abgestimmt werden, dass das ökonomische Problem nach den definierten Kriterien optimal gelöst wird. Somit sind weder Input noch Output vorgegeben." (Thommen und Achleitner 2012, S. 114)

Der Rückbau der OWP ist als ein gegebener, nicht beeinflussbarer Output zu betrachten. Daher ist das Teilziel "Der Rückbau erfolgt wirtschaftlich effizient" im Sinne eines Minimalprinzips zu verfolgen. Demnach soll der Rückbau der bereits bestehenden Anlagen mit den aus wirtschaftlicher Sicht geringstmöglichen Kosten durchgeführt werden. Effizienz beschreibt "das Verhältnis von wertmäßigem Output zu wertmäßigem Input". (Wöhe et al. 2016, S. 8) Die Wirtschaftlichkeit bewertet den Einsatz von Ressourcen mit den damit verbundenen Kosten.

Als Attribute der Wirtschaftlichkeit im Sinne des Minimalprinzips stehen verschiedene Kennzahlen zur Verfügung: die absoluten Kosten (pro Park), die Differenz zwischen den absoluten Kosten und der bilanziellen Rückstellung sowie die Kosten bezogen auf die Parkleistung (MW) bzw. bezogen auf die Anlagenanzahl. Beim Vergleich verschiedener Rückbaualternativen für einen Park ergeben diese

Attribute grundsätzlich die gleiche Reihenfolge, da die Umrechnung zwischen den Kennzahlen nur durch Subtraktion oder Division mit Konstanten (Bilanzrückstellung, Parkleistung, Anzahl der Windenergieanlagen (WEA)) erfolgt:

- *Differenz zwischen den absoluten Kosten und der Rückstellung in der Bilanz = absolute Kosten [€] - Rückstellung in der Bilanz [€].*
- *Kosten pro Leistung = Absolute Kosten [€]/Parkkapazität [MW].*
- *Kosten pro Anlage = Absolute Kosten [€]/Anzahl der WEA [WEA].*

Als Attribut für das Teilziel der Wirtschaftlichkeit werden im Folgenden die Kosten pro zurückgebauter Nennleistung gewählt, da diese Einheit in der Literatur häufig zu finden ist (vgl. Judge et al. 2019; Kaiser und Snyder 2012b; Topham und McMillan 2017)

Je nach Rückbaualternative variieren die Kosten für Materialeinsatz, Arbeitseinsatz, Transport und Entsorgung sowie die Erlöse aus dem Verkauf von Material oder Komponenten.

Für die zu bewertende Rückbaualternative werden die Nettzahlungsströme pro Periode ermittelt; dazu werden die Kosten für den Rückbau und die Erlöse aus dem Verkauf saldiert. Aus den saldierten Nettzahlungsströmen wird dann mit Hilfe der Discounted-Cashflow-Methode der Barwert der Kosten ermittelt. Die Barwertberechnung dient dazu, die zu verschiedenen Zeitpunkten erwarteten Zahlungen durch Abzinsung vergleichbar zu machen. (Wöhe et al. 2016, S. 487).

Im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* wurde das Ziel definiert, dass der Rückbau wirtschaftlich effizient sein soll. Die Zielerreichung kann mit dem Attribut (*Barwert*) der *Kosten/rückgebauter MW* gemessen werden.

Tabelle 31: Zielprofil "Wirtschaftliche Effizienz"

Kategorie	Wirtschaft
Aspekt	Wirtschaftliche Effizienz
Zielsetzung	Der Rückbau der OWP erfolgt wirtschaftlich effizient.
Erläuterung	Das Teilziel "Wirtschaftlichkeit" besteht in der Einhaltung des ökonomischen Prinzips im Sinne des Minimalprinzips, d.h. ein definierter Output wird mit möglichst geringem Input realisiert, so dass der Rückbau zu möglichst geringen Kosten erfolgt. Die Wirtschaftlichkeit wird anhand des Ressourceneinsatzes und der damit verbundenen Kosten beurteilt.
Beitrag zu nationalen /internationalen Zielen	Ziel für nachhaltige Entwicklung 7. Erschwingliche und saubere Energie Ziel für nachhaltige Entwicklung 8. Menschenwürdige Arbeit und Wirtschaftswachstum
Attribut	(Barwert der) Kosten/zurückgebauter MW
Einheit	€/MW

4.1.2 Kategorie: Umwelt

4.1.2.1 Treibhausgas-Emissionen

Nach dem Bundesklimaschutzgesetz (KSG) sollen die Treibhausgasemissionen (THG) bis 2030 um mindestens 65 % gegenüber 1990 reduziert werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist dabei von großer Bedeutung. Nach § 1 WindSeeG (2021) soll die Offshore-Windenergie bis 2030 auf 20 GW und bis 2040 auf 40 GW ausgebaut werden. Der Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung kündigt eine Erhöhung der Offshore-Ausbauziele auf 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045 an (SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP 2021). Bei der Offshore-Windenergie ist der größte Teil der THG auf den Schiffstransport zurückzuführen (Wagner et al. 2011).

Gemäß der IMO-Strategie zur Reduzierung der THG-Emissionen von Schiffen (MEPC 2018) sollen die CO₂-Emissionen pro Transportdienstleistung bis 2030 um 40 % und bis 2050 um 70 % im Vergleich zu 2008 reduziert werden. Zu den kurzfristigen Maßnahmen gehören die Verbesserung des Energie-Effizienz-Design-Index und der Schiffs-Energie-Effizienz-Management-Pläne, die Optimierung und Reduzierung der Geschwindigkeit, die Nutzung erneuerbarer Energien und die Optimierung der Logistikkette und ihrer Planung.

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG will bis 2030 50 % der CO₂-Emissionen im Vergleich zu 2018 reduzieren und bis 2035 klimaneutral sein (EnBW AG 2020). Vattenfall beabsichtigt, auf der Grundlage einer wissenschaftlich fundierten Zielbewertung das 1,5 °C-Ziel bis 2030 zu erreichen (Vattenfall 2020). TenneT will bis 2025 klimaneutral sein (TenneT Holding B.V. 2019). Auch Lieferant:innen und Dienstleister:innen achten verstärkt auf die Reduzierung von THG-Emissionen.

Im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* wurde daher als Ziel definiert, dass der Rückbau mit geringen THG-Emissionen einhergehen soll. Um die Zielerreichung zu messen, wird das international anerkannte Attribut *CO₂-Äquivalente* verwendet.

Tabelle 32: Zielprofil "THG-Emissionen"

Kategorie	Umwelt
Aspekt	Treibhausgasemissionen
Zielsetzung	Der Rückbau von OWP ist mit geringen THG-Emissionen assoziiert
Erläuterung	Die Reduzierung von THG-Emissionen ist international und national sowie für Unternehmen der Offshore-Windenergiebranche von großer Bedeutung. Rückbaustrategien, die mit niedrigen THG-Emissionen einhergehen, sind daher von herausragender Bedeutung.
Beitrag zu nationalen /internationalen Zielen	<p>Ziel 13 für nachhaltige Entwicklung. Dringende Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels und seiner Auswirkungen ergreifen</p> <p>Klimaschutzziel 1 des Pariser Abkommens der Vereinten Nationen (UN 2015b) Begrenzung des Anstiegs der Durchschnittstemperatur auf der Erde auf deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau (langfristiges Temperaturziel).</p> <p>Ziele des Bundesklimagesetzes (KSG) zur Reduzierung der THG-Emissionen</p>
Attribut	CO ₂ -Äquivalente
Einheit	t CO ₂ -Äquivalente

4.1.2.2 Biodiversität

Die Erhaltung der biologischen Vielfalt ist auf nationaler und internationaler Ebene von großer Bedeutung. In dem Übereinkommen der Vereinten Nationen über die biologische Vielfalt (UN 1992) wird "die Erhaltung der biologischen Vielfalt, die nachhaltige Nutzung ihrer Bestandteile und die ausgewogene und gerechte Aufteilung der sich aus der Nutzung der genetischen Ressourcen ergebenden Vorteile, insbesondere durch angemessenen Zugang zu genetischen Ressourcen und angemessene Weitergabe der einschlägigen Technologien unter Berücksichtigung aller Rechte an diesen Ressourcen und Technologien sowie durch angemessene Finanzierung" zum Ziel gesetzt (UN 1992). Der Strategische Plan für Biologische Vielfalt 2011-2020 verfolgt, dass „bis 2050 die biologische Vielfalt wertgeschätzt, geschützt und wiederhergestellt ist“ (UN 2010).

Auf nationaler Ebene wird im § 1 Abs.1 BNatSchG die dauerhafte Sicherung der biologischen Vielfalt durch den Schutz der Natur und Landschaft geregelt. Der Deskriptor 1 der EU-Richtlinie 2008/56/EG (durch das Gesetz zur Umsetzung der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie in nationales Recht umgesetzt) konkretisiert, dass „die Qualität und das Vorkommen von Lebensräumen sowie die Verbreitung und Häufigkeit der Arten entsprechen den vorherrschenden physiografischen, geografischen und klimatischen Bedingungen.“

Das Einbringen von Hartsubstraten und das Fischereiverbot innerhalb der OWP hat zu einer Veränderung in der Diversität geführt. Durch entsprechende Maßnahmen (z.B. dem Verbleib des Kolkschutzes oder Teilen von Gründungsstrukturen) kann der OWP-Rückbau somit die lokale Biodiversität beeinflussen.

Im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* wurde somit das Ziel definiert, dass der OWP-Rückbau mit einer geringen Beeinträchtigung der lokalen Biodiversität einhergeht. Hierfür wird das Attribut *Artenreichtum* angewendet.

Tabelle 33: Zielprofil "Biologische Vielfalt"

Kategorie	Umwelt
Aspekt	Biodiversität
Zielsetzung	Der Rückbau von OWP hat geringe Auswirkungen auf die lokale Biodiversität
Erläuterung	Die Sicherung der Biologischen Vielfalt ist ein Ziel, das sowohl international von Bedeutung ist (z.B. in UN-Übereinkommen über die biologische Vielfalt (UN 1992) oder Meeresstrategierahmenrichtlinien 2008/56/EG) als auch im nationalen Recht verankert ist (z.B. im BNatSchG). Aufgrund des Künstlichen-Riff-Effekts der Gründungsstrukturen tragen OWP zur Veränderung der Biodiversität bei (Dannheim et al. 2020).
Beitrag zu nationalen /internationalen Zielen	<p>Strategisches Ziel des Strategischen Plan für Biodiversität B: Abbau der auf die biologische Vielfalt unmittelbar einwirkenden Belastungen und die Förderung einer nachhaltigen Nutzung</p> <p>Strategisches Ziel des Strategischen Plan für Biodiversität C: Verbesserung des Zustands der biologischen Vielfalt durch Sicherung der Ökosysteme, der Arten und der genetischen Vielfalt</p> <p>Ziel 6 der Europäischen Biodiversitätsstrategie 2020: Erhöhung des Beitrags der EU zur Vermeidung des globalen Biodiversitätsverlustes.</p> <p>Umweltziel 3 im Rahmen der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie: Meere ohne Beeinträchtigung der marinen Arten und Lebensräume durch die Auswirkung menschlicher Aktivitäten</p>
Attribut	Anteil des erhaltenen Artenreichtums

4.1.2.3 Ressourceneffizienz

Im Rahmen des deutschen Ressourceneffizienzprogramms wurde das Ziel gesetzt, die „die Entnahme und Nutzung natürlicher Ressourcen nachhaltiger zu gestalten sowie die damit verbundenen Umweltbelastungen so weit wie möglich zu reduzieren“ (BMUB 2015). Hierbei steht die Steigerung der Ressourceneffizienz und der Ressourcenschonung bei der Nutzung abiotischer, die nicht primär zur Energiegewinnung dienen, und biotischer Rohstoffe, soweit sie zur stofflichen Nutzung verwendet werden, im Fokus (BMUB 2015).

Bei der Verbesserung der Material- und Ressourceneffizienz sind die Vermeidung von Abfällen und die Erhöhung der Wiederverwendung und des Recyclings von großer Bedeutung. Entsprechend des § 6 Abs. 1 KrWG stehen die Maßnahmen der Vermeidung und der Abfallwirtschaft in folgender Reihenfolge

1. Vermeidung
2. Vorbereitung zur Wiederverwendung
3. Recycling
4. Sonstige Verwertung, insbesondere energetische Verwertung und Verfüllung
5. Beseitigung.

Abfälle sind per Definition des § 3 Abs. 1 KrWG „alle Stoffe oder Gegenstände, derer sich ihr:e Besitzer:in entledigt, entledigen will oder entledigen muss“, so dass die Vermeidung und Vorbereitung zur Wiederverwendung nicht auf Abfälle zu treffen.

Die Mitgliedstaaten der Europäischen Kommission haben sich 2011 das Ziel gesetzt 70 % aller Bau- und Abbruchsabfälle wiederzuverwenden, zu recyceln oder zu verwerten (EU-Richtlinie 2008/98/EG). 2018 lag die Recyclingrate von Bau- und Abbruchsabfällen europaweit bereits bei 88 % (Verfüllung eingeschlossen) (Statistisches Bundesamt 2018).

Das Forschungsprojekt *SeeOff* hat als Ziel definiert, dass der OWP-Rückbau mit einer hohen Ressourceneffizienz einhergeht. Die Zielerreichung wird mit dem Attribut *Recyclingrate* gemessen.

Tabelle 34: Zielprofil "Ressourceneffizienz"

Kategorie	Umwelt
Aspekt	Ressourceneffizienz
Zielsetzung	Der Rückbau von OWP hat eine hohe Ressourceneffizienz
Erläuterung	Die Steigerung der Ressourceneffizienz ist national und international von großer Bedeutung. Die stoffliche Verwertung von Abfällen trägt maßgeblich zur Steigerung der Ressourceneffizienz bei.
Beitrag zu nationalen /internationalen Zielen	<p>Ziel für nachhaltige Entwicklung 12. Nachhaltige Konsum- und Produktionsmuster sicherstellen</p> <p>Ziel des EU-Aktionsplan (2015): den Wert von Produkten, Stoffen und Ressourcen innerhalb der Wirtschaft so lange wie möglich zu erhalten und möglichst wenig Abfall zu erzeugen, ist ein wesentlicher Beitrag zu den Bemühungen der EU um eine nachhaltige, CO₂-arme, ressourceneffiziente und wettbewerbsfähige Wirtschaft</p> <p>Deutsches Ressourceneffizienzprogramm Ziele Rohstoffe: Ressourceneffizienz steigern</p>
Attribut	Recyclingrate
Einheit	%

4.1.3 Kategorie: Arbeitssicherheit

Im Jahr 2007 verabschiedeten Bund, Länder und Träger:innen der gesetzlichen Unfallversicherung in Deutschland eine gemeinsame deutsche Arbeitsschutzstrategie und riefen eine Nationale Arbeitsschutzkonferenz ins Leben. In der ersten Strategieperiode (2008-2012) wurden mehrere Arbeitsprogramme entwickelt, u.a. das Arbeitsprogramm „Bau- und Montagearbeiten“ mit dem Arbeitsschutzziel der Verringerung von Schwere und Häufigkeit von Arbeitsunfällen. In der dritten Periode (2019-2024) soll das strategische Ziel der Förderung einer ganzheitlichen Gefährdungsbeurteilung in den Betrieben umgesetzt werden (BmAS 2019).

Viele Betriebe haben sich in ihren Unternehmensleitlinien die Verringerung von Arbeitsunfällen zur Aufgabe gemacht und als Leitziel entweder eine Null-Unfall Politik oder ein Lost Time Injury Frequency von null formuliert.

Im Rahmen des Forschungsprojekt *SeeOff* wurde somit als Ziel definiert, dass der OWP-Rückbau mit einer geringen Anzahl an Gefährdungen einhergeht. Gemessen werden kann die Zielerreichung mit dem Attribut *Gefährdungsmaß*.

Tabelle 35: Zielprofil „Arbeitssicherheit“

Kategorie	Arbeits- und Gesundheitsschutz
Aspekt	Arbeitssicherheit
Unterziel	Der OWP-Rückbau geht mit einem geringen Gefährdungsmaß einher
Erläuterung	Im Baugewerbe sowie Rückbau überlagern sich häufig mehrere Gefährdungen zur selben Zeit in unterschiedlicher Intensität. Es werden deshalb Gefährdungsbeurteilungen vom Gesetzgeber gefordert, in dem alle Gefährdungsfaktoren erfasst werden und das Risiko eingeschätzt wird um eventuelle vorbeugende Maßnahmen zu treffen.
Beitrag zu nationalen /internationalen Zielen	<ul style="list-style-type: none"> • Ziel für nachhaltige Entwicklung 8: Dauerhaftes, inklusives und nachhaltiges Wirtschaftswachstum, produktive Vollbeschäftigung und menschenwürdige Arbeit für alle fördern mit Unterziel 8.8: Die Arbeitsrechte schützen und sichere Arbeitsumgebungen für alle Arbeitnehmer:innen, [...], fördern • Gemeinsame deutsche Arbeitsschutzstrategie. Erstes Ziel der Gemeinsame Deutsche Arbeitsschutzstrategie im Zeitraum 2008-2012 war die Verringerung von Arbeitsunfällen und im Besonderen ging es dabei um die Handlungsfelder Bau- und Montagearbeiten, Transport und Verkehr, Zeitarbeit und Neulinge im Betrieb. In der dritten Strategieperiode 2019-2024 lautet das Thema "Arbeit sicher und gesund gestalten: Prävention mit Hilfe der Gefährdungsbeurteilung".
Attribut	Gefährdungsmaß

4.2 Prozessbezogener Bewertungsansatz

Für die Nachhaltigkeitsbewertung wird ein prozessbasierter Ansatz verwendet:

1. Zusammenstellung optionaler Rückbauprozesse
2. Kriterienbasierte Auswahl von Rückbauprozessen
3. Dokumentation und Parametrisierung von Rückbauprozessen
4. Zusammenstellung der Prozessoptionen zu Rückbauszenarien
5. Berechnung der Nachhaltigkeitsattribute
6. Multikriterielle Entscheidungsanalyse

1. Zusammenstellung optionaler Rückbauprozesse

Zunächst werden drei Hauptprozesse definiert (Abbildung 63): Demontage auf See, Demontage und Zerkleinerung an Land sowie Verwertung und Entsorgung. Der Rückbau auf See wird in Rückbauprozesse nach den abzubauenen OWP-Komponenten unterteilt: WEA, WEA-Gründungsstruktur, Offshore Substation-Topside (OSS), OSS-Gründungsstruktur, Seekabel und Kolkschutz. Die Demontage und

Zerkleinerung an Land wird entsprechend unterteilt, wobei die WEA-Komponenten einzeln betrachtet werden. Im Gegensatz zu den Rückbauprozessen auf See und an Land, bei denen der Fokus auf dem Input, den Offshore-WEA-Komponenten, liegt, sind die Verwertungs- und Entsorgungsprozesse nach dem Output, also den Sekundärmaterialien und Sekundärbrennstoffen, strukturiert.

Um Rückbauverfahren für die weitere Analyse auszuwählen, werden zunächst verschiedene Prozessoptionen betrachtet und beschrieben. Dies können verschiedene Techniken für den Rückbau von WEA-Gründungsstrukturen auf See (z.B. Wasserabrasivstrahl(WAS)-schneiden, Vibrationsverfahren oder die Überdruckextraktion) oder Logistikkonzepte sein (siehe Kapitel 3.3.1).

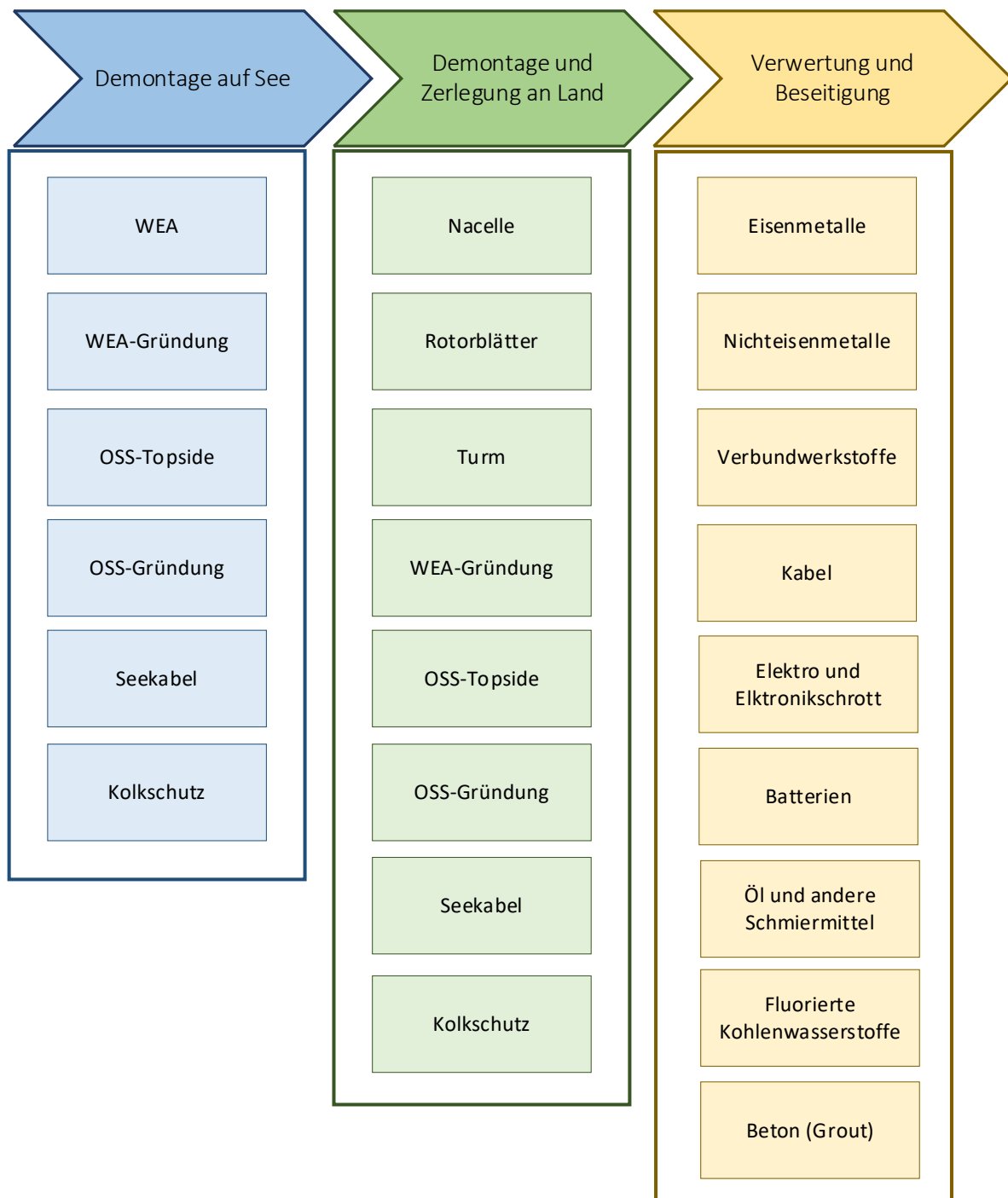


Abbildung 63: Überblick über die Rückbauprozesse (WEA = Offshore-Windenergieanlage, OSS = Offshore-Substation), (Projekt *SeeOff*)

2. Kriterienbasierte Auswahl von Rückbauprozessen

Da eine eingehende Analyse aller Prozessoptionen zu aufwändig bzw. nicht zielführend wäre, erfolgt eine kriterienbasierte Auswahl (Tabelle 36). Dabei stellt die Verfügbarkeit von Daten und Informationen ist eine Grundvoraussetzung für die Berechnung der Attribute, und damit der weitergehenden Analyse dar. Damit entfallen auch alle Verfahren, die nicht dem Stand der Technik entsprechen, da die Parametrierung der Prozesse erschwert bzw. nicht verlässlich möglich ist. Für den Rückbau von WEA-

Gründungsstrukturen auf See bedeutet dies z.B., dass Techniken wie Überdruckverfahren oder hydraulische Pressen und schwimmende Paneele für die weitere Analyse nicht in Betracht gezogen wurden. Für die weitere Auswahl der Verfahren werden Kriterien für die Kategorien Umwelt, Wirtschaft und Soziales definiert und angewendet.

Tabelle 36: Kriterien für den Ausschluss und die Auswahl von Verfahrensoptionen (Spielmann et al. 2021)

	Kategorie	Kriterien	Erläuterung zur Auswahl und zum Ausschluss von Prozessoptionen
Ausschluss-kriterien	Allgemein	Verfügbarkeit von Daten und Informationen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Daten und Informationen sind nicht ausreichend verfügbar
Auswahlkriterien	Umwelt	THG-Emissionen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterschiedliche Mengen an THG werden emittiert
		Recycling	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abweichung der Menge an recyceltem Material ▪ Einfluss auf den Materialfluss
		Benthos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einfluss auf Benthos
	Wirtschaft	Wirtschaftliche Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verbunden mit den entsprechenden Kosten ▪ Variation des Ressourceneinsatzes (Art und Dauer)
	Soziales	Unfälle	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anzahl der Unfälle (nach (Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin 2020))
Gefahren		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterschiedlicher Grad des Gefährdungspotenzials ▪ Langanhaltende Exposition gegenüber Gefahren ▪ Gefährdungen mit schwerwiegenden Folgen ▪ Mehrere, gleichzeitige Gefährdungen 	

3. Dokumentation und Parametrierung von Rückbauprozessen

Für die anschließende Berechnung der Nachhaltigkeitsattribute werden die Rückbauprozesse dokumentiert und in der erforderlichen Tiefe parametriert. Zunächst werden die allgemeinen Abläufe der Prozesse und die benötigten Ressourcen (z.B. Schiffe, Kräne oder Self Propelled Modular Transporter (SPMT)) dokumentiert (siehe Kapitel 3.5). Anschließend werden die Prozesse parametriert und die für die Attribute erforderlichen Daten erhoben. So ist z.B. für die Berechnung der Rückbaukosten die gesamte Charterdauer des Schiffes von Bedeutung, während für die Abschätzung der THG-Emissionen die tatsächliche Betriebs- und Transitdauer des Schiffes von Bedeutung ist. Für die Abschätzung des Gefährdungsmaßes ist eine viel größere Detailtiefe erforderlich; so müssen z.B. die Dauern der einzelnen Tätigkeiten erfasst werden (Abbildung 64).

Da für den Rückbau von OWP kaum Erfahrungen vorliegen, ist auch nur wenig über die tatsächlichen Abläufe bekannt. Daher beruhen alle gesammelten Informationen und Daten auf Aussagen und Einschätzungen von Expert:innen und Literaturrecherchen oder stammen aus Erfahrungen während der Bau- oder Betriebsphase von OWP.

Die Aufnahme und Parametrierung der Prozessoptionen per Expert:inneninterviews erforderte während des Projektes immer wieder Entscheidungen. Exemplarisch sei hier die Prozessoptionen der Feederkonzepte zu nennen: Dies wurde mit verschiedenen Expert:innen diskutiert und die Meinungen über die Machbarkeit und Sicherheit gingen weit auseinander (Wittek 2021; van de Brug 2021). Dies gilt auch für die Abschätzung der Dauer von Prozessen und Tätigkeiten sowie die Ermittlung von Gefährdungen. Diesem Umstand versuchen wir mit der Angabe von Min./Max-Werten oder Sicherheitsfaktoren zu begegnen.

Weitere Informationen zur Datenerhebung für die einzelnen Attribute finden Sie im entsprechenden Unterkapitel in 4.5. Alle Informationen und Daten für die Dokumentation und Parametrisierung der Rückbauprozesse und für die Berechnung der Entscheidungskriterien wurden nach bestem Wissen und Gewissen erhoben.

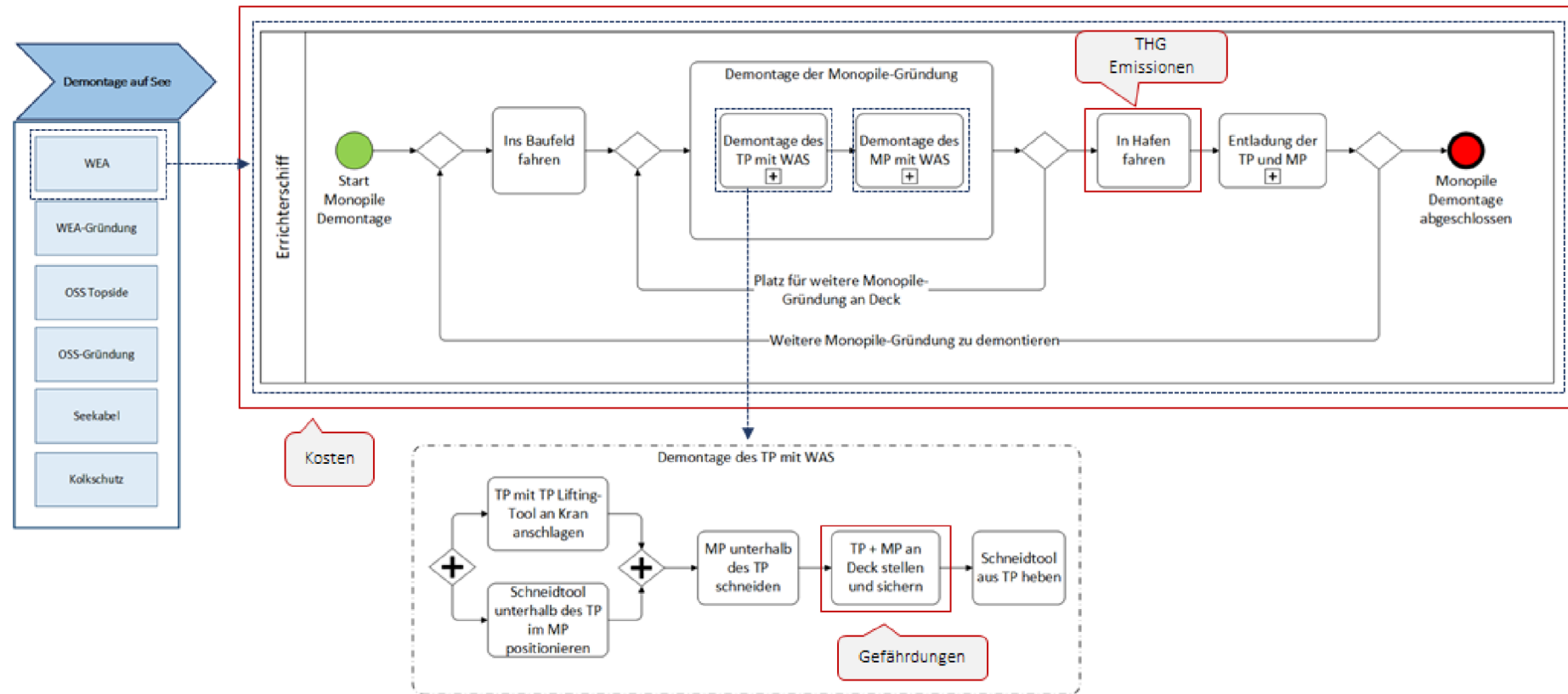


Abbildung 64: Auszug aus einer exemplarischen Dokumentation und Parametrisierung des Prozesses der Demontage von Windenergie-Gründungsstrukturen auf See (WEA = Offshore-Windenergieanlage, OSS = Offshore-Substation, MP = Monopile, TP = Transition Piece), (Projekt SeeOff)

4. Zusammenstellung der Prozessoptionen zu Rückbauszenarien

Die verschiedenen Prozessoptionen werden im nächsten Schritt zu Rückbauszenarien kombiniert. Im Forschungsprojekt *SeeOff* werden ein Basisszenario und neun Alternativszenarien beschrieben. Die Szenarien unterscheiden sich lediglich in Demontagetechniken, Logistik und Umfang des Rückbaus voneinander. Eine detaillierte Auflistung der Rückbauszenarien ist in Kapitel 4.3 zu finden.

5. Berechnung der Nachhaltigkeitsattribute

Die Nachhaltigkeitsattribute werden für die verschiedenen Rückbauszenarien berechnet. Siehe Kapitel 4.5 für detaillierte Informationen zur Berechnung der einzelnen Attribute.

6. Multikriterielle Entscheidungsanalyse

Um die Nachhaltigkeit der Rückbauszenarien beurteilen zu können, müssen die verschiedenen Kriterien zusammen betrachtet werden. Die multikriterielle Entscheidungsfindung (MCDA) unterstützt die Entscheidungsfindung unter Berücksichtigung mehrerer Ziele und ist daher ein geeignetes Instrument. Aus der Vielzahl der MCDA-Methoden wird die Nutzwertanalyse ausgewählt. Diese Methode umfasst die Gewichtung der Kriterien mit Prioritätsanalyse, die Bewertung der Rückbauszenarien sowie die Berechnung und Interpretation der Gesamtnutzwerte.

4.3 Rückbauszenarien

Die in Kapitel 3.5 beschriebenen Rückbauprozesse werden zu Rückbauszenarien zusammengeführt. Insgesamt werden zehn Rückbauszenarien untersucht: ein Basisszenario und neun alternative Rückbauszenarien (Tabelle 37).

Basisszenario

Im Basisszenario wird angenommen, dass der Rückbau weitestgehend invers zur Errichtung erfolgt. Die Demontage auf See erfolgt mit Errichter- bzw. Kran-Schiffen und der Transport mittels Pendelkonzept, bei dem die Komponenten von dem Demontageschiff in den Hafen transportiert und mit Hilfe der Schiffskräne entladen werden. Die Gründungsstrukturen der WEA und Offshore-Substation (OSS) werden mittels WAS-Verfahren 1 m unter dem Meeresboden abgetrennt. Für die WEA erfolgt der erste Schnitt unterhalb des Transition Piece (TP). Der Kolksschutz und die Seekabel werden ebenfalls entfernt.

Szenario 1 (S1): Feederkonzept WEA

In diesem Szenario werden die WEA ebenfalls von Errichterschiffen demontiert, jedoch im Feederkonzept mit Hilfe von Deck Carriern zum Hafen transportiert, wo sie von einem landseitigen Kran entladen werden (siehe Kapitel 3.5.1.3).

Szenario 2 (S2): Feederkonzept WEA-Gründungsstrukturen

Die WEA-Gründungsstrukturen werden analog zum Basisszenario vom Errichterschiff demontiert, jedoch im Feederkonzept von Deck Carriern zum Hafen transportiert und dort von einem landseitigen Kran entladen (siehe Kapitel 3.5.1.3).

Szenario 3 (S3): Feederkonzept WEA und WEA-Gründungsstrukturen

In diesem Szenario erfolgt der Transport der WEA und der WEA-Gründungsstrukturen jeweils wie in S1 und S2 mittels Feederkonzept (siehe Kapitel 3.5.1.1 und 3.5.1.3).

Szenario 4 (S4): Entladung OSS mit SPMT

Die Demontage der OSS erfolgt ebenfalls wie im Basisszenario mittels Kranschiff und der Transport der Torside und des Jackets mittels Flat-Top-Barge. In diesem Szenario werden die Komponenten jedoch nicht mit Hilfe des Kransschiffs entladen, sondern mittels SPMT. Das Kranschiff wird somit nicht für die Entladung der Komponenten eingesetzt (siehe Kapitel 3.5.1.3).

Szenario 5 (S5): Kolkschutz in situ Verbleib

Im Gegensatz zum Basisszenario wird in diesem Szenario der Kolkschutz nicht entfernt, sondern verbleibt im Baufeld.

Szenario 6 (S6): Seekabel in situ Verbleib

In diesem Szenario werden die Innerparkverkabelung (IAC) und das Exportkabel nicht entfernt (außer in den Gründungsstrukturen). Die Kabel werden außerhalb des Kolkschutzes durchtrennt und die Kabelenden in den Meeresboden eingespült (siehe Kapitel 3.5.1.2).

Szenario 7 (S7): WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden

In diesem Szenario werden die WEA-MP 3 m über dem Meeresboden abgetrennt und entfernt, so dass ein Teil des MP über dem Meeresboden verbleibt. Der Kolkschutz wird in diesem Szenario ebenfalls nicht entfernt (siehe Kapitel 3.5.1.3).

Szenario 8 (S8): WEA-Gründungsstrukturen: Komplettentfernung

Die WEA-Gründungsstrukturen werden in diesem Szenario mittels Vibrationsextraktionsverfahren komplett entfernt (siehe Kapitel 3.5.1.3).

Szenario 9 (S9): Schnitt mit Diamantseilsäge

In diesem Szenario erfolgen die Schnitte unterhalb des TP sowie unterhalb des Meeresbodens der WEA und OSS-Gründungsstrukturen nicht mittels WAS-Verfahren, sondern mit Diamantseilsäge (siehe Kapitel 3.5.1.3).

Tabelle 37: Übersicht der Rückbauszenarien inkl. Prozessoptionen (WEA = Windenergieanlage, OSS = Offshore Substation, SPL = Kolkschutz, WAS = Wasserabstrahlstrahl, SPMT = Self-Propelled Modular Transport), (farbig markiert der Unterschied zum Basisszenario)

Rückbauszenario		WEA	WEA-Gründungsstrukturen			OSS		Kolkschutz	Seekabel
		Transport	Demontage- umfang	Demontage- technik	Transport	Demontage- technik	Entladung am Hafen	Demontage- umfang	Demontage- umfang
BS	Basisszenario	Pendel- konzept	Schnitt 1 m unter Meeresboden	WAS- Verfahren	Pendel- konzept	WAS- Verfahren	Kran- schiff	Entfernung	Entfernung
S1	Feederkonzept: WEA	Feederkon- zept	Schnitt 1 m unter Meeresboden	WAS- Verfahren	Pendel- konzept	WAS- Verfahren	Kran- schiff	Entfernung	Entfernung
S2	Feederkonzept: WEA- Gründungs- strukturen	Pendel- konzept	Schnitt 1 m unter Meeresboden	WAS- Verfahren	Feederko- nzept	WAS- Verfahren	Kran- schiff	Entfernung	Entfernung
S3	Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungs- strukturen	Feederkon- zept	Schnitt 1 m unter Meeresboden	WAS- Verfahren	Feederko- nzept	WAS- Verfahren	Kran- schiff	Entfernung	Entfernung
S4	Entladung OSS mit SPMT	Pendel- konzept	Schnitt 1 m unter Meeresboden	WAS- Verfahren	Pendel- konzept	WAS- Verfahren	Roll-Off mit SPMT	Entfernung	Entfernung
S5	Kolkschutz in situ Verbleib	Pendel- konzept	Schnitt 1 m unter Meeresboden	WAS- Verfahren	Pendel- konzept	WAS- Verfahren	Kran- schiff	In situ Verbleib	Entfernung
S6	Seekabel in situ Verbleib	Pendel- konzept	Schnitt 1 m unter Meeresboden	WAS- Verfahren	Pendel- konzept	WAS- Verfahren	Kran- schiff	Entfernung	In situ Verbleib
S7	WEA-Gründungs- strukturen: Schnitt über Meeresboden	Pendel- konzept	Schnitt 3 m über Meeresboden	WAS- Verfahren	Pendel- konzept	WAS- Verfahren	Kran- schiff	In situ Verbleib	Entfernung
S8	WEA-Gründungs- strukturen: Komplettentfernung	Pendel- konzept	Komplett- entfernung	WAS-/ Vibrations- Verfahren	Pendel- konzept	WAS- Verfahren	Kran- schiff	Entfernung	Entfernung
S9	Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge	Pendel- konzept	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Diamant- seilsäge	Pendel- konzept	Diamant- seilsäge	Kran- schiff	Entfernung	Entfernung

4.4 Kampagnenplanung und Baustellenlayout am Hafen am Beispiel des Referenz-OWP

4.4.1 Kampagnenplanung

Auf Basis der in Kapitel 4.2 beschriebenen Prozessparametrierung werden für die unterschiedlichen Rückbauszenarien Kampagnenplanungen für die Tätigkeiten auf See erstellt. Diese dienen vor allem dazu, einen Überblick über den zeitlichen Ablauf zu bekommen, aber auch als Input der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Abschnitt 4.5.1 sowie zur Planung der Demontage und Zerkleinerung an Land sowie Verwertung und Beseitigung. Als Kampagne wird dabei jeweils der Rückbau einer Systemkomponente (WEA, Gründungstruktur, Kabel etc.) definiert. Der Rückbau des OWP auf See besteht demnach aus mehreren zeitlich versetzt oder parallel ablaufenden Kampagnen.

4.4.1.1 Datengrundlage und Annahmen

Datengrundlage bildet die in der Prozessparametrierung erstellte Datenbasis der Aktivitäten mit ihren Ressourcen sowie erhobenen Prozessdauern. Die Prozessdauern liegen dabei mit minimal, durchschnittlichen und maximalen Werten vor und bilden damit ein Maß für die damit verbundenen Prozessunsicherheiten und -risiken. Zur Berücksichtigung von Wetterrisiken, die zu beträchtlichen zeitlichen Verzögerungen im Ablauf führen können, werden die Prozessdauern mit abgestuften Sicherheitsfaktoren multipliziert (Tabelle 38).

Tabelle 38: Sicherheitsfaktoren für die Berücksichtigung von Wetterrisiken (H_s = Signifikante Wellenhöhe, T_p = Wellenperiode)

Sicherheitsfaktor	Kriterium	Beispiel
1	Wetterrisiko gering	Transit, Überfahrt
1.2	Operation innerhalb mäßiger Grenzwerte für H_s (< 3 m) und T_p (16 s)	Jacking
1.4	Operation innerhalb geringer Grenzwerte für Windgeschwindigkeit (< 7 m/s), H_s (< 1.5 m) und T_p (5 s)	Liftingoperationen auf See
1.5	Zeitrisko aufgrund ungünstiger Bodenverhältnisse	MP in Vibration versetzen und mit Kran ausheben
1.6	Risiko aufgrund Seegangs und Strömung hoch	Freispülen des MP von außen mit Controlled-Flow Excavation Tool (CFE Tool) für Schnitt mit Diamantseilsäge

Weiterhin wird die Annahme getroffen, dass die Anzahl an zeitlich parallel ablaufenden Operationen im Baufeld nicht begrenzt ist und der Rückbau der WEA, Kabel und Gründung mit geringstmöglichem zeitlichem Abstand voneinander erfolgen kann.

4.4.1.2 Gesamtdauer des Rückbaus auf See

Nachfolgend wird die Gesamtdauer des Rückbaus auf See mit den einzelnen Kampagnen dargestellt.

Basisszenario

In Abbildung 65 ist das Balkendiagramm für die Kampagnen auf See im Basisszenario dargestellt. Die Gesamtdauer des Projektes kann bis zu maximal 70 Wochen betragen (spätestes Ende des Rückbaus der Gründungsstrukturen). Die Angaben sind unabhängig vom Startdatum und damit verbundenen

saisonalen Wetterfenstern. Die minimalen und maximalen Dauern der Kampagnen sind in Form der umrandeten Balken dargestellt. Ebenfalls angedeutet sind die Zahl der Einheiten (Anlagen) die am Hafen angeliefert werden, sowie die damit verbundene Tonnage (z.B. es werden alle 10 Tage 8 WEA bzw. 3 200 t angelandet). Die sich an die Kampagnen anschließenden Prozesse an Land sind hier nicht dargestellt und werden unter Kapitel 4.4.2 beschrieben.

Szenario S3 Feederkonzept: WEA und WEA Gründungstruktur

Abbildung 66 zeigt zum Vergleich die Kampagnendauern für das Szenario *S3 Feederkonzept: WEA und WEA Gründungsstruktur*. Deutlich wird in beiden Fällen, dass der Rückbau der Gründungsstrukturen die Kampagne mit der längsten Dauer und der größten Planungsunsicherheit ist.

4 Nachhaltige Rückbaustrategien entwickeln und bewerten

Kampagnenplanung Basisszenario

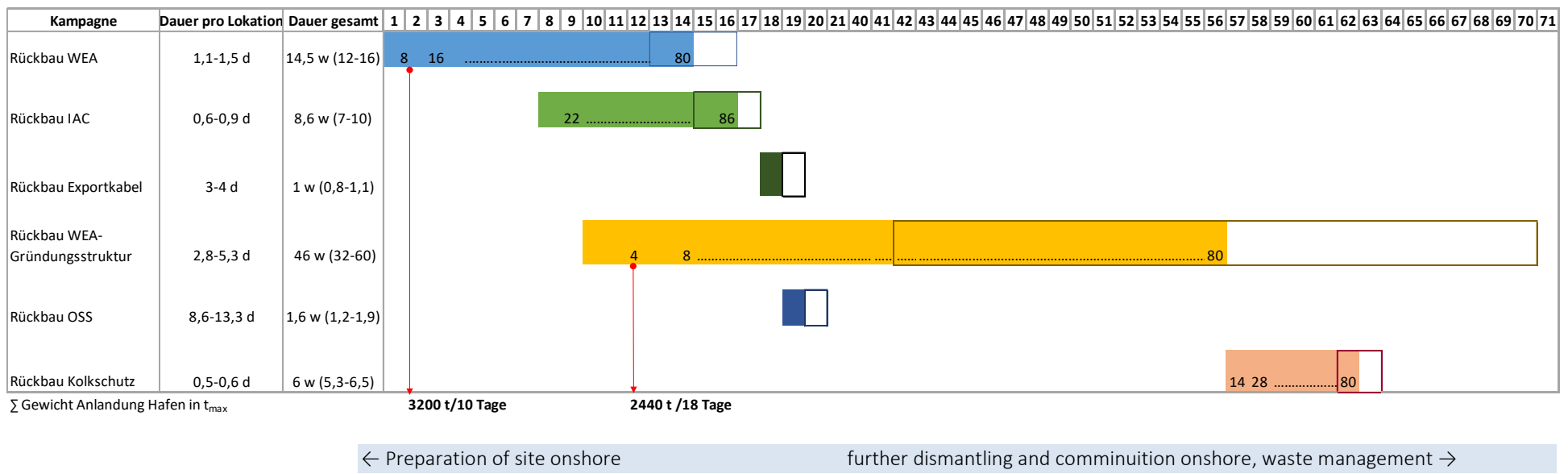


Abbildung 65: Balkendiagramm Kampagnen im Basisszenario (die umrandeten Balken stellen Varianzen der Kampagnendauern dar) (WEA = Windenergieanlage, IAC = Innerparkverkabelung, OSS = Offshore-Substation) (Projekt SeeOff)

4.4.1.3 Beschreibungen der einzelnen Kampagnen

Dauern der unterschiedlichen Kampagnenoptionen

Die Kampagnen für den Referenz-OWP werden im Folgenden näher beschrieben. Die zu Grunde gelegten Zeitangaben basieren auf 24/7 non-stop Operationen. Mobilisations-/Umrüstzeiten für die Schiffe sind hier aufgrund von Projektspezifika nicht eingeplant.

Tabelle 39: Überblick über die Kampagnendauern für die unterschiedlichen Prozessoptionen (in Klammern Min-/Max-Werte) (OWP = Offshore Windpark, WEA = Windenergieanlage, IAC = Innerparkverkabelung, OSS = Offshore Substation, DWCM = Diamant Wire Cutting Machine DWCM)

Kampagne	Prozessoption	Dauer pro Standort	Gesamtdauer für OWP
Rückbau WEA	Demontage WEA, Pendelkonzept	1,1-1,5 d	14,5 w (12-16)
	Demontage WEA, Feederkonzept	0,9-1,7 d	14 w (11-20)
Rückbau IAC	Entfernung der IAC	0,6-0,9 d	8,6 w (7-10)
	In Situ Verbleib IAC	0,6-0,9 d	9,3 w (7,7-10,9)
Rückbau Exportkabel	Entfernung der Exportkabel	3-4 d	1 w (0,8-1,1)
	In Situ Verbleib Exportkabel	1,1-1,6 d	0,4 w (0,3-0,5)
Rückbau WEA-Gründungsstruktur	Demontage WEA-Gründung, Pendelkonzept, WAS	2,8-5,3 d	46 w (32-60)
	Demontage WEA-Gründung, Feederkonzept, WAS	2,7-5,3 d	45 w (31-61)
	Demontage WEA-Gründung, Komplettrückbau	2,3-5,7 d	46 w (26-65)
	Demontage WEA-Gründung, DWCM	4,1-5,3 d	54 w (46-60)
Rückbau OSS	Rückbau OSS, Basisszenario	8,6-13,3 d	1,6 w (1,2-1,9)
	Rückbau OSS mit DWCM	13-17 d	2,3 w (2-2,6)
Rückbau Kolkschutz	Entfernung des Kolkschutz	0,5-0,6 d	6 w (5,3-6,5)
	Verbleib Kolkschutz	0 d	0 w

Abbildung 67 fasst die Gesamtdauer für den Rückbau anhand der in Tabelle 39 dargestellten Kampagnendauern der unterschiedlichen Prozessoptionen für die unterschiedlichen Szenarien zusammen. Es zeigt sich, dass die Gesamtdauern unwesentlich variieren, jedoch aufgrund von Wetterrisiken etc. einer hohen Unsicherheit bzw. Schwankungsbreite unterliegen. In Szenario *S8 WEA-Gründungs-strukturen: Kompletterentfernung* erhöht die Unsicherheit der Übertragbarkeit des technischen Verfahrens die Schwankungsbreite zusätzlich.

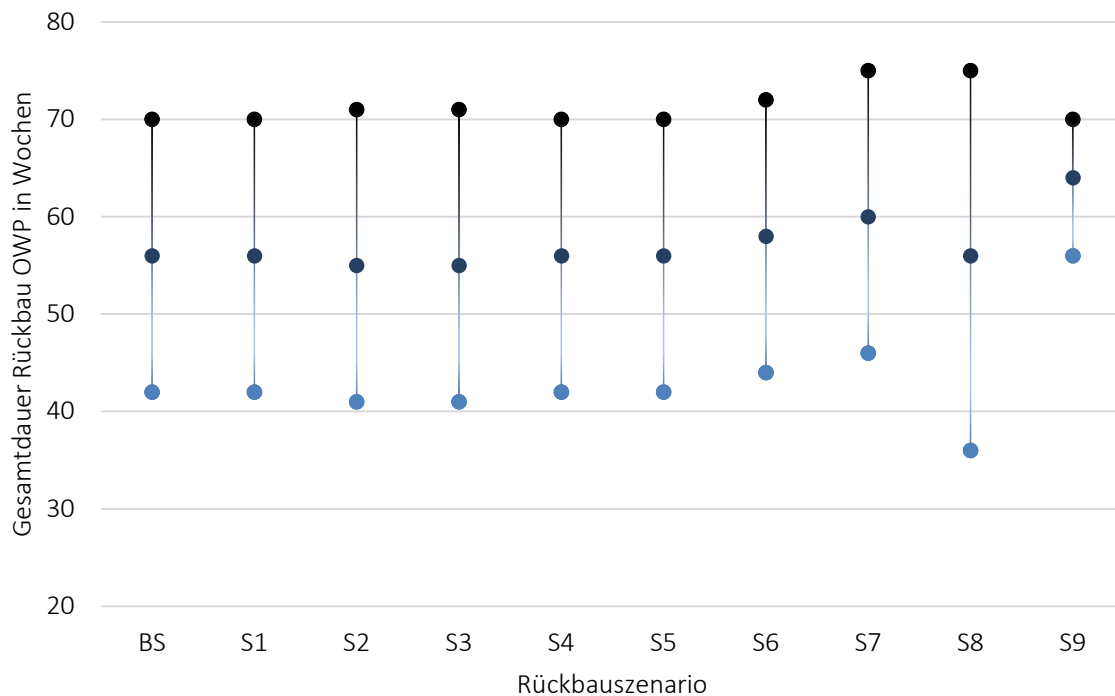


Abbildung 67: Gesamtdauer des Rückbaus von Offshore-Windparks (Minimal-, Mittel- und Maximalwerte) je Rückbauszenario (BS Basisszenario, S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WTG-Gründungsstrukturen, S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen, S4 Entladung OSS mit SPMT, S5 Kolkschutz in situ Verbleib, S6 Seekabel in situ Verbleib, S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden, S8 WEA-Gründungsstrukturen: Kompletentfernung, S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge), (Projekt SeeOff)

Basisszenario

Rückbau der Windenergieanlagen

Die WEA werden von einem Errichterschiff zurückgebaut. Dieses liefert jeweils 8 Anlagen am Hafen an, d.h. 48 Teile (24 Rotorblätter, 8 Gondeln, 16 Turmsegmente) mit einem Gesamtgewicht von 3 200 t. Diese 48 Teile werden mit dem auf dem Errichterschiff installierten Kran entladen. Die Gondeln werden auf ein SPMT geladen. Die Entladezeit im Hafen beträgt 0,8 (0,8-0,9) Tage. Die Kampagne startet in Woche 1, die erste Lieferung erfolgt in Woche 3, anschließend folgt alle 10,2 (8,6-11,7) Tage ein voll beladenes Errichterschiff. Das letzte Errichterschiff mit WEA erreicht den Hafen in Woche 14 (12-17), insgesamt erfolgen 10 Anlieferungen.

Rückbau der Innerparkverkabelung

Die rückgebaute IAC wird von einem Kabelleger-Schiff (Länge ca. 120 m) im Hafen angeliefert. Dieses liefert jeweils 22 Kabelenden, welche auf einem Kabelkarussell aufgerollt sind, dies entspricht etwa einer Länge von 25 km Kabel. Die Entladung des Kabelkarussells muss mit einer Umspulvorrichtung im Hafen erfolgen. Die Entladezeit im Hafen beträgt 55 (50-61) Stunden. Die Kampagne beginnt in Woche 8, die erste Lieferung erfolgt in Woche 10, anschließend folgt alle 15 (12-18) Tage eine weitere Anlieferung. Insgesamt erfolgen 4 Anlieferungen in einem Zeitraum von 8,6 Wochen (7-10), die letzte erfolgt in Woche 16 (15-17).

Rückbau der Gründungsstrukturen

Die Gründungsstrukturen werden von einem Errichterschiff rückgebaut und von diesem in den Hafen geliefert. Es werden jeweils 4 Teilgründungen, bestehend aus 4 geschnittenen MP und 4 TP, insgesamt also 8 Teile, mit einem Gesamtgewicht von 2 340 t angeliefert. Diese 8 Teile können mit dem auf dem Errichterschiff installierten Kran entladen werden. Die TP und die MP werden auf SPMT geladen. Die Entladezeit im Hafen beträgt 10 (9-11) Stunden. Die Kampagne startet in Woche 10, die erste Lieferung erfolgt in Woche 12, anschließend folgt alle 16 (11-21) Tage ein voll beladenes Errichterschiff. Das letzte Errichterschiff mit Fundamenten erreicht den Hafen in Woche 56 (43-71), insgesamt erfolgen 20 Anlieferungen.

Rückbau der Offshore-Substation

Nach erfolgtem Kabelrückbau wird die OSS demontiert und mittels Kranschiff auf eine Barge geladen. Das Kranschiff entlädt die Topside und das Jacket nacheinander an der Hafenkante und beide werden am Hafen auf SPMT weiterbewegt. Das Gesamtgewicht beträgt 3 000 t (Topside) plus 1 100 t (Jacket). Die Entladung dauert 7 (5,6 -8,4) Stunden.

Rückbau des Kolkschutz

Der Kolkschutz wird mit Seilbaggern ausgebaggert und auf Cargo-Bargen abgeladen. Diese liefern den Kolkschutz am Hafen an, dies kann auch ein anderer (als für die Großkomponenten) geeigneter Hafen sein. Eine Barge fasst etwa 2 000-4 500 t, so dass hiermit der Kolkschutz von 2 Lokationen (ca. 3 000 t) transportiert werden kann. Die Entladung des Kolkschutzes muss mit Entladewerkzeugen des Hafens erfolgen. Die Entladezeit im Hafen beträgt 11 (9,9-12,1) Stunden. Die erste Lieferung erfolgt in Woche 57, bzw. wenn der Rückbau der Fundamente abgeschlossen ist. Anschließend folgt ca. einmal am Tag eine weitere Anlieferung. Insgesamt erfolgen 40 Anlieferungen in einem Zeitraum von 6 Wochen (5,3-6,5), die letzte erfolgt in Woche 62 (61-63).

Optionen der alternativen Szenarien

Rückbau der Windenergieanlagen mit Feederschiffen (S1 und S3)

Die WEA werden von einem Errichterschiff zurückgebaut, welches im Baufeld verbleibt. Die Anlieferung im Hafen erfolgt mit 2 Deck Carriern, die abwechselnd pendeln und über keinen eigenen Kran verfügen. D.h. die Entladung im Hafen muss mit Hebewerkzeugen des Hafens erfolgen. Die Gondeln werden auf ein SPMT geladen. Ein Deck Carrier liefert jeweils 2 Anlagen am Hafen an, d.h. 12 Teile (6 Rotorblätter, 2 Gondeln, 4 Turmsegmente) mit einem Gesamtgewicht von 800 t. Die Entladezeit im Hafen beträgt 12,3 (10,2-14,4) Stunden. Die erste Lieferung erfolgt in Woche 1, anschließend folgt alle 3,2 (2,6-4,1) Tage ein beladener Deck Carrier. Der letzte Deck Carrier mit WEA erreicht den Hafen in Woche 14 (10-20), insgesamt erfolgen 40 Anlieferungen.

Rückbau der Gründungsstruktur mit Feederschiffen (S2 und S3)

Die Gründungsstrukturen werden von einem Errichterschiff zurückgebaut, welches im Baufeld verbleibt. Die Anlieferung im Hafen erfolgt mit 2 Deck Carriern, die abwechselnd pendeln und über keinen eigenen Kran verfügen. Ein Deck Carrier liefert jeweils 2 Teilgründungen am Hafen an, bestehend aus 2 geschnittenen MP und 2 P, mit einem Gesamtgewicht von ca. 1 200 t. Die Entladung im Hafen muss mit

Hebewerkzeugen des Hafens erfolgen. Die TP und die MP werden auf SPMT geladen. Die Entladezeit im Hafen beträgt 8 (7-9) Stunden. Die Kampagne startet in Woche 10, die erste Lieferung erfolgt in Woche 11, anschließend folgt alle 7,9 (5,4-10,7) Tage ein voll beladener Deck Carrier. Der letzte Deck Carrier mit Fundamenten erreicht den Hafen in Woche 55 (41-71), insgesamt erfolgen 40 Anlieferungen.

Rückbau der Offshore-Substation mittels Roll-Off mit SPMT (S4)

Nach der Demontage und dem Lift auf eine Barge durch das Kranschiff auf See wird diese an Land geschleppt und per Roll-Off an einem Roll-On/Roll-Off-Kai entladen. Mehrere SPMT fahren auf die Barge, nehmen die Topside auf und fahren wieder von der Barge. Anschließend folgt eine zweite Entladung mit SPMT, welche das Jacket aufnehmen. Die Entladung dauert insgesamt 10 (8 -12) Stunden.

Verbleib des Kolkschutzes (S5)

Für den Verbleib des Kolkschutzes entfallen die im Basisszenario, unter Entfernung des Kolkschutzes genannten Aktivitäten und werden daher nicht mitberücksichtigt. Daher ist für diese Komponente keine Kampagne vorgesehen.

Verbleib der Innerparkverkabelung (S6)

Die IAC verbleibt im OWP. Es werden lediglich 86 Kabelstücke, welche ca. 60 m lang und nicht aufgespult sind, angeliefert. Diese werden von einem Errichterschiff im Hafen angeliefert und mit dem auf dem Errichterschiff installierten Kran entladen. Die Entladezeit im Hafen beträgt 33 (30-36) Stunden. Die Kampagne beginnt in Woche 10, die erste Lieferung erfolgt in Woche 12, anschließend folgt alle 16 (13-19) Tage eine weitere Anlieferung. Insgesamt erfolgen 4 Anlieferungen in einem Zeitraum von ca. 9 Wochen (8-11), die letzte erfolgt in Woche 19 (18-21).

Rückbau der Gründungsstrukturen mit Schnitt oberhalb des Meeresbodens (S7)

Teile der WEA-Gründungsstrukturen verbleiben, die Pfähle sind dadurch um ca. 3 m kürzer. Dadurch reduziert sich das Gewicht des MP um ca. 40 t im Vergleich zum Basisszenario (6-7 %). Es gibt keine wesentlichen Auswirkungen auf die Zeiten und auf die benötigten Ressourcen im Hafen, wie Kräne oder SPMT.

Rückbau der Gründungsstrukturen: Komplette Entfernung (S8)

Die Fundamente werden von einem Errichterschiff mittels Vibrationsverfahren zurückgebaut und vom Errichterschiff in den Hafen geliefert. Es werden jeweils 4 Fundamente, d.h. 4 MP und 4 TP, insgesamt also 8 Teile, mit einem Gesamtgewicht von 3 460 t angeliefert. Diese 8 Teile können mit dem auf dem Errichterschiff installierten Kran entladen werden. Die TP und die MP werden auf SPMT geladen. Die Entladezeit im Hafen beträgt 10 (9-11) Stunden. Die Kampagne startet in Woche 10, die erste Lieferung erfolgt in Woche 13 anschließend folgt alle 16 (9,2-22,9) Tage ein voll beladenes Errichterschiff. Das letzte Errichterschiff mit Fundamenten erreicht den Hafen in Woche 56 (36-75), insgesamt erfolgen 20 Anlieferungen.

Rückbau der Gründungsstrukturen: Schnitt mittels Diamantseilsäge (S9)

Die Fundamente werden von einem Errichterschiff mittels Diamantseilsäge zurückgebaut und von diesem in den Hafen transportiert. Es werden jeweils 4 Gründungsstrukturen, d.h. 4 MP und 4 TP, insgesamt also 8 Teile, mit einem Gesamtgewicht von 2 340 t angeliefert. Diese 8 Teile können mit dem auf dem Errichterschiff installierten Kran entladen werden. Die TP und die MP werden auf SPMT geladen. Die Entladezeit im Hafen beträgt 14 (12-16) Stunden. Die Kampagne startet in Woche 10, die erste Lieferung erfolgt in Woche 12, anschließend folgt alle 18,8 (16-21) Tage ein voll beladenes Errichterschiff. Das letzte Errichterschiff mit Fundamenten erreicht den Hafen in Woche 64 (57-70), insgesamt erfolgen 20 Anlieferungen.

Zusammenfassung

Ersichtlich wird für den Rückbau, dass der Unterschied der Dauern der Kampagnen (Tabelle 39) sowie der Gesamtdauer des Rückbaus für den OWP je Szenario (Abbildung 67) im Vergleich zur Streuung unter den getroffenen Annahmen sowie Prozessabläufen gering ist.

Hier gibt es vermutlich noch Optimierungspotential betreffend der Bewertung der Feeder-Prozesse, wenn die Komponenten direkt auf den Feeder geladen werden können, ohne nochmals auf dem Deck des Errichterschiff in Transportgestellen zu sichern.

Der Rückbau der Gründungsstrukturen beansprucht die längste Zeit, wobei im Basisszenario (S1), Feederkonzept (S2) sowie beim Komplettentfernung (S8) überraschenderweise ähnliche Zeitdauern zu erwarten sind. Für die Verwendung des Diamantseilsägeverfahrens zum Schnitt des MP muss zunächst der Meeresboden um den Pfahl ausgebaggert oder freigespült werden, welches zusätzliche Zeit in Anspruch nimmt. Nachteilig wirken sich auch die größeren Schneiddauern der Diamantseilsäge aus. Im Optimalfall könnte der Komplettausbau mit Vibrationsverfahren am schnellsten durchgeführt werden. Dies bedarf jedoch noch entsprechender Simulationen, Feldtests und ggf. Anpassung von Berechnungsmodellen an die örtlichen Parameter.

Ein Verbleib der IAC wird voraussichtlich keine positiven Auswirkungen auf die Kampagnendauer haben. Für den Rückbau der Gründung müssen in beiden Fällen (Ausbau und Verbleib) die Kabel ausgezogen und getrennt werden. Beim Verbleib muss das Kabelende in den Meeresboden eingespült werden. Da für den Prozess ein Errichterschiff verwendet wird, dass sich im Zuge anderer Kampagnen, wie z.B. dem Rückbau der WEA bereits im Baufeld befindet, sind hier die zusätzlichen Jacking Zeiten zu berücksichtigen. Diese Zeiten würden entfallen, wenn nach dem Rückbau der WEA das Kabel direkt ausgezogen und auf Deck des Errichterschiff abgeladen wird. In diesem Fall kann sich die Dauer für die Kampagne verkürzen. Gleiches gilt für den Rückbau des Exportkabels.

4.4.2 Hafenlayout und Betriebsablauf der Demontage und weiteren Aufbereitung

Am Beispiel des Basisszenarios wird im Folgenden das Anlanden, Demontieren und Zerkleinern der OWP-Komponenten beschrieben. Basis hierfür ist die in Abbildung 35 dargestellte WEA (3,6 MW) nach dem in Abbildung 65 dargestellten Zeitplan im Referenz-Hafen mit einer Fläche von 6,0 ha (150 x 400 m) angelandet wird. Die Fläche und Infrastruktur des „Hafen-Schrottplatzes“ ist nach 4. BImSchV genehmigt. Im Basisszenario verbleiben 280 t des MP im Meeresboden. Es werden weiterhin alle Seekabel, der Kolkenschutz sowie die OSS zurückgebaut. Für den Rückbau von 80 Anlagen mit Kolkenschutz, Kabel und OSS werden ca. 1,2 Jahre benötigt. Der Personal- und Maschinenbedarf sowie die angenommenen effektiven Zerkleinerungsgeschwindigkeiten sind in den Tabelle 40 bis Tabelle 43 und das dazugehörige Hafenbaustellenlayout in Abbildung 69 bis Abbildung 71 zusammengestellt. Alle erforderlichen Großmaschinen und der Gesamtpersonalbedarf sind in den Hafenlayoutzeichnungen nochmals rechts zusammengestellt.

Offshore-Windenergieanlagen: Wochen 1 bis 9

Aufgrund hoher täglicher Schiffs- und Krancharterraten hat die Minimierung der Schiffs Liegezeit oberste Priorität. Jede Verzögerung an Land hat hohe Zusatzkosten zur Folge. Alle erforderlichen „Abladewerkzeuge“ wie Kräne, SPMT und Reachstacker müssen daher mit Reserve im Überschuss vorgehalten werden.

Im Basisszenario werden in einem Abstand von ca. 12 Tagen mit einem Errichterschiff 48 Teile (24 Rotorblättern, 8 Gondeln mit Nabe, 16 Turmsegmente (zwei Segmente je WEA) angelandet. Geht man im Mittel von 0,5 Stunde Abladezeit je Stück aus, so beträgt die Liegezeit des Schiffes ca. einen Tag.

Für das Abladen werden zusätzlich zum Schiffskran zwei Kräne (750 t, 250 t), drei SPMT und zwei Reachstacker (45 t) bereitgehalten (Abbildung 69). Der im Ganzen angelieferte 66 m hohe Turm wird nach Lösen der Schraubverbindungen in 2 Segmenten vom Schiffskran angehoben und mit Hilfe eines Hilfskranes waagrecht auf einem Bocksystem abgelegt. Von den Böcken werden die Turmsegmente mit selbsthebenden SPMT aufgenommen und im hinteren Hafenbereich wieder auf Böcken abgelegt. Die Gondeln mit Nabe werden wie die Turmsegmente mit dem Schiffskran auf Böcken abgesetzt und mit SPMT in den hinteren Baustellenbereich gefahren. Die Rotorblätter werden in ihrem Gestell vom Bordkran auf die Hafenkante gesetzt und von hier mit zwei Reachstackern in den hinteren Bereich der Hafenfläche gefahren und auf dem Boden abgelegt.

Die Türme und Gondeln werden im Zweischichtbetrieb (10 Schichten/w) in 14 Wochen von 15 Brennschneider:innen je Schicht bei einer effektiven Schneidzeit von 6,5 h/Schicht mit einer Zerkleinerungsgeschwindigkeit für die Türme von 3,2 t/h (350 mm/min, 6,0 x 0,8 m) und 1,5 t/h für die Gondeln (1,5 x 0,5 mm) zerkleinert (Kapitel 3.3.2). Für die Brennschneider:innen werden 12 Teleskoparbeitsbühnen sowie ein Handlingbagger und der kleine Kran bereitgestellt. Die mobile 1 000 t Schrottschere wird mit einem Bagger sowie einem Radlader beschickt. Der zerkleinerte Schrott wird von 2 Baggern in LKW Mulden geladen (18 LKW/d) und direkt zu einem Stahlwerk gefahren.

Für das Zerkleinern und Verladen der Rotorblätter (6 LKW/d) werden ein Bagger mit Kreissäge und ein Handlingbagger im Zweischichtbetrieb eingesetzt (52 t/WEA, 3 Rotorblätter/Schicht, 5 t/h, 6 m/Stück) (Kapitel 3.5.2.2, Tabelle 41).

Für das Entkernen und Zerlegen der Gondel stehen der kleine Kran, ein Reachstacker sowie ein zusätzlicher Bagger mit Hydraulischere bereit. Für kleinere Transportarbeiten wird ein Hof-LKW vorgehalten. In der Summe ergibt sich ein Personalbedarf von ca. 67 Mitarbeiter:innen (Tabelle 43).

Offshore-Windenergieanlagen und Innerparkverkabelung: Woche 10 bis 11

Zusätzlich zu den WEA werden in Woche 10 und 11 die Kabel angeliefert, die zunächst auf ein großes Kabelkarussell an Land umgespult werden müssen (Abbildung 69). Ein Bagger mit Anbau Hydraulischere zieht die Kabel vom Karussell und schneidet das Kabel in ca. 6 m lange Stücke. Die Kabelstücke werden mit einem Greifbagger in Mulden gehoben und per LKW zu einem externen Kabelaufbereiter gefahren. Es wird gegenüber Woche 1 bis 9 ein zusätzlicher Bagger mit Fahrer:in benötigt.

Offshore-Windenergieanlagen, Innerparkverkabelung und Gründungsstrukturen: Woche 12 bis 14

Ab der 12. Woche werden zusätzlich alle 16 Tage 4 TP und MP angeliefert, die von zusätzlichen 9 Brennschneidern am Tag auf Schrottmäß (1,5 x 0,5 x 0,5 m) zerkleinert werden (Abbildung 70). Die TP und MP werden im Tandemhub mit dem Schiffskran und Raupenkran auf Böcke abgelegt und mit SPMT im hinteren Bereich der Fläche auf Böcken oder Sandhaufen abgelegt. Bei Rohrdurchmessern von bis zu 6,3 m und Wandstärken von bis zu 126 mm werden 1,5 m breite und ca. 20 t schwere Ringabschnitte abgetrennt, mit 80 t Reachstackern auf dem Boden abgelegt und hier manuell weiter zerkleinert. Es werden ein zusätzlicher Reachstacker und Bagger sowie vier Teleskoparbeitsbühnen bereitgehalten. Der zerkleinerte WEA-, TP- und MP-Schrott wird in LKW Mulden geladen (27 LKW/d) und direkt zu einem Stahlwerk gefahren. In dieser Baustellenphase werden insgesamt ca. 86 Mitarbeiter:innen benötigt (Tabelle 43).

Gründungsstrukturen: Woche 15 bis 19

In den Wochen 15 bis 19 werden nur noch TP und MP zerkleinert, wodurch sich der Personalbedarf reduziert.

Gründungsstrukturen und OSS: Woche 20 bis 27

In der Woche 20 wird die OSS angelandet und zusätzlich zu den TP und MP Stücken zerkleinert. Für die Zerkleinerung der OSS sind zusätzliches Personal und Ressourcen (zwei Reachstacker, zwei Scherenbagger, drei Greifbagger, ein Radlader sowie ein Kran zum Ausheben der schweren Komponenten) erforderlich. Die Kabelzerkleinerung endet in Woche 21 (Abbildung 71).

Gründungsstrukturen: Woche 28 bis 57

In der Woche 28 bis 57 werden nur noch TP- und MP-Stücke zerkleinert (Abbildung 72).

Kolkschutz: Woche 58 bis 63

In der Woche 58 bis 63 wird der Kolkschutz (ca. 117 000 t) an einem anderen Standort angelandet. Die Steine werden mit einem Schiffskran mit großer Baggerschaufel oder mit einem entsprechenden Mobilkran über einen Trichter in 3 bis 5 rotierende, große Muldenkipper abgeladen und im hinteren Bereich abgekippt. Die Steine werden dann optional nach Größe klassiert, wobei der marine Bewuchs

abgerieben wird. Da eine so große Steinmenge nicht sofort vermarktbar ist, werden diese bis zu einem zukünftigen großen Bauprojekt zwischengelagert. Der erforderliche Personalbedarf wird auf 11 Mitarbeiter:innen geschätzt (Abbildung 72).

Szenario S3. Höherfrequente Feeder Anlieferung ohne Schiffskran

In Szenario S3 Feederkonzept WEA und WEA-Gründungsstrukturen werden die Komponenten in höherer Frequenz (2 WEA alle 3,5 d, 2 TP und MP alle 8 d) auf kleineren Deck Carriern ohne Schiffskran angeliefert (Abbildung 73). Wesentlicher Unterschied ist, dass ein zweiter Kran zum Entladen erforderlich ist und die erforderliche Hafensfläche kleiner gewählt werden kann. Die gegenüber dem Basisszenario (150 x 400 m) kleinere Hafensfläche (150 x 300 m) resultiert daraus, dass weniger Komponenten bis zum nächsten Schiffsanlandung eingelagert werden müssen. Die erforderliche Zerkleinerungsleistung (Baumaschinen, Personal) bleibt gegenüber dem Basisszenario unverändert, da sich die Zeiten für die einzelnen Phasen nicht wesentlich verändern.

Tabelle 40: Durchsatz und LKW Transporte je Schicht, Tag und Woche

Rückbau	Dauer in Wochen	t/WEA	t/Park (80 WEA)	t/Woche	Schichten /Woche	t/Schicht	t/d	t/h	LKW/d (22 t/LKW)
Turm	14	180	14 400	1 029	10	103	206	13	9
Gondel	14	167	13 392	957	10	96	191	12	9
Rotorblätter	14	52	4 128	295	10	29	59	4	6
Kabel	12	49	3 940	328	5	66	66	8	3
TP + MP	46	584	46 720	1 016	10	102	203	13	9
Kolkschutz	6	1 462	116 960	19 493	5	3 899	3 899	487	177
Summe		2 494	199 540						
OSS	8	4 374	4 374	547	10	55	109	7	5

Tabelle 41: Geschätzte Zerkleinerungsleistung je Mitarbeiter:in (MA) und Personalbedarf

Rückbau	Zerkleinerungsleistung o. Durchsatz t/hxMA	t/WEA	t/Park (80 WEA)	Schichten/ Woche	Dauer in Wochen	MA/ Schicht	MA/d
Turm	3,2	180	14 400	10	14	5	10
Gondel	1,5	167	13 392	10	14	10	20
Rotorblätter	5,0	52	4 128	10	14	1	2
Kabel	10,0	49	3 940	5	12	1	1
TP + MP	2,9	584	46 720	10	46	5	11
Kolkschutz	100,0	1 462	116 960	5	6	6	6
Summe		2 494	199 540				
OSS	1,5	4 374	4 374	10	8	6	11

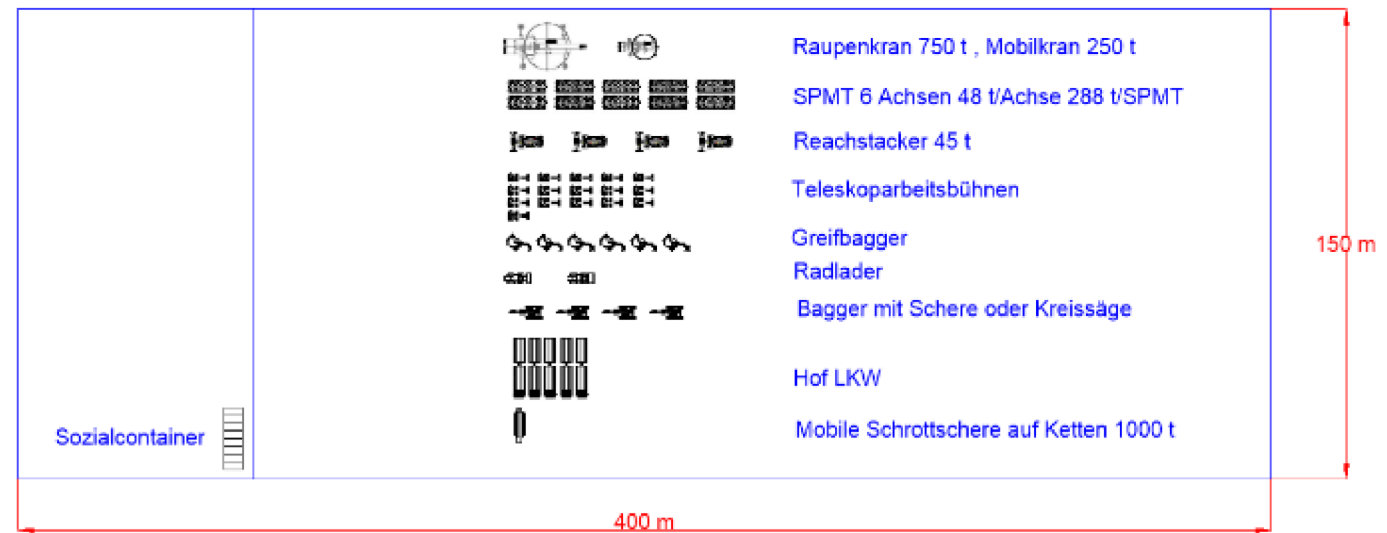
Tabelle 42: Anzahl Großmaschinen vs. Zeit (WEA = Offshore-Windenergieanlage, MP = Monopile, TP = Transition Piece, OSS = Offshore-Substation)

Großmaschinen	WEA Woche 1 - 9	WEA, Kabel, Woche 10 - 11	TP, MP, WEA, Kabel, Woche 12 - 14	TP, MP, Kabel, Woche 15 - 19	TP, MP, Kabel, OSS Woche 20 - 21	TP, MP, OSS Woche 22 - 27	TP, MP Woche 28 - 57	Kolkschutz Woche 58 - 63
Raupenkran 750 t	1	1	1	1	1	1	1	0
Mobilkran 250 t	1	1	1	0	1	1	0	1
SPMT 288 t	3	3	3	3	10	3	3	0
Reachstacker 45 t	2	2	3	2	4	4	2	0
Teleskopbühnen	12	12	16	4	9	9	4	0
Greifbagger	5	5	6	2	5	5	2	0
Radlader	1	1	1	0	1	1	0	2
Bagger (Kreissäge, Schere)	2	3	3	2	4	3	1	0
Hof LKW	1	1	1	1	1	1	1	5
Schrottschere 1 000 t	1	1	1	0	0	0	0	0
Summe Baumaschinen	29	30	36	15	36	28	14	8

Tabelle 43: Personal für Brennschneiden, Baumaschinenfahrer und Verwaltung (WEA = Offshore-Windenergieanlage, MP = Monopile, TP = Transition Piece, OSS = Offshore-Substation)

	WEA Woche 1 -9	WEA, Kabel, Woche 10 - 11	TP, MP, WEA, Kabel, Woche 12 - 14	TP, MP, Kabel, Woche 15 - 19	TP, MP, Kabel, OSS Woche 20 - 21	TP, MP, OSS Woche 22 - 27	TP, MP Woche 28 - 57	Kolk- schutz Woche 58 - 63
Brennschneiden Turm	10	10	10	0	0	0	0	0
Brennschneiden Gondel, Nabe	20	20	20	0	0	0	0	0
Brennschneiden TP, MP	0	0	11	11	11	11	11	0
Brennschneiden OSS	0	0	0	0	11	11	0	0
Summe Brennschneiden	30	30	40	11	22	22	11	0
Baumaschinenfahrer	22	23	27	13	29	28	12	7
Kräne, SPMT Wochenmittelwert	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe Baumaschinenfahrer	23	24	28	14	30	29	13	8
Waage	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0
Leitung, SIFA, Büro ...	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0
Summe Verwaltung	3	3	3	3	3	3	3	1
Summe Personal/d	56	57	71	28	55	54	27	9
Faktor Krankheit/Urlaub	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Summe Personal	67	68	86	33	66	65	32	11

Maschinen und Personal

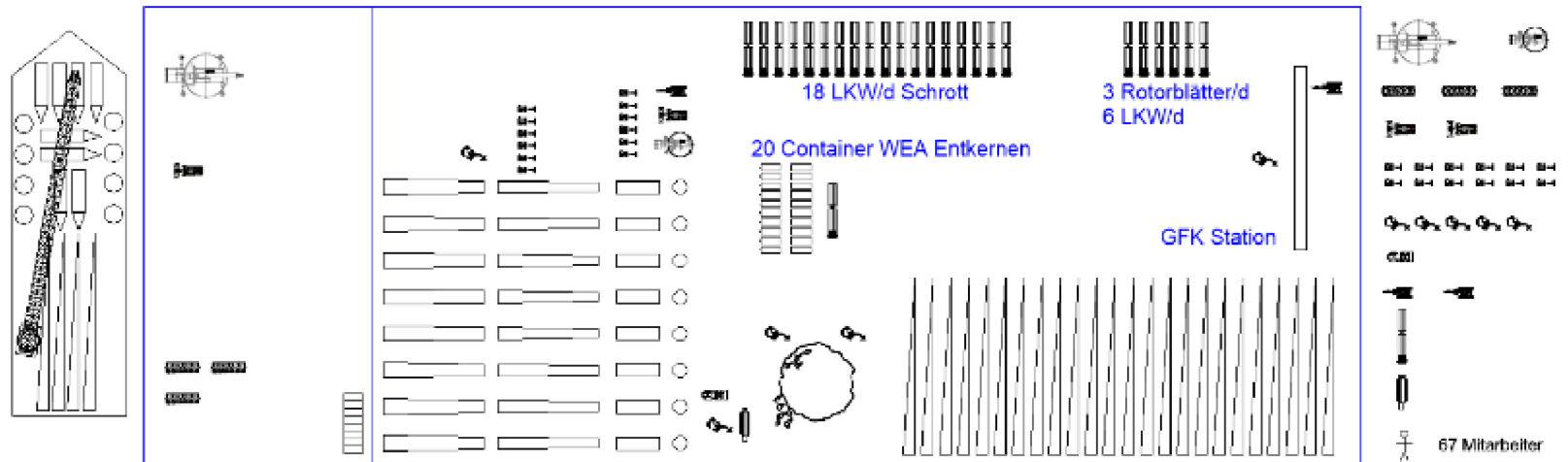


Start Anlanden 8 WEA



Abbildung 68: Legende Layout Hafenschrottplatz 400 m x 150 m und Anlanden von 8 WEA mit einem Errichterschiff. (Projekt SeeOff)

Woche 1. bis 9. WEA



Woche 10. bis 11. WEA und Kabel

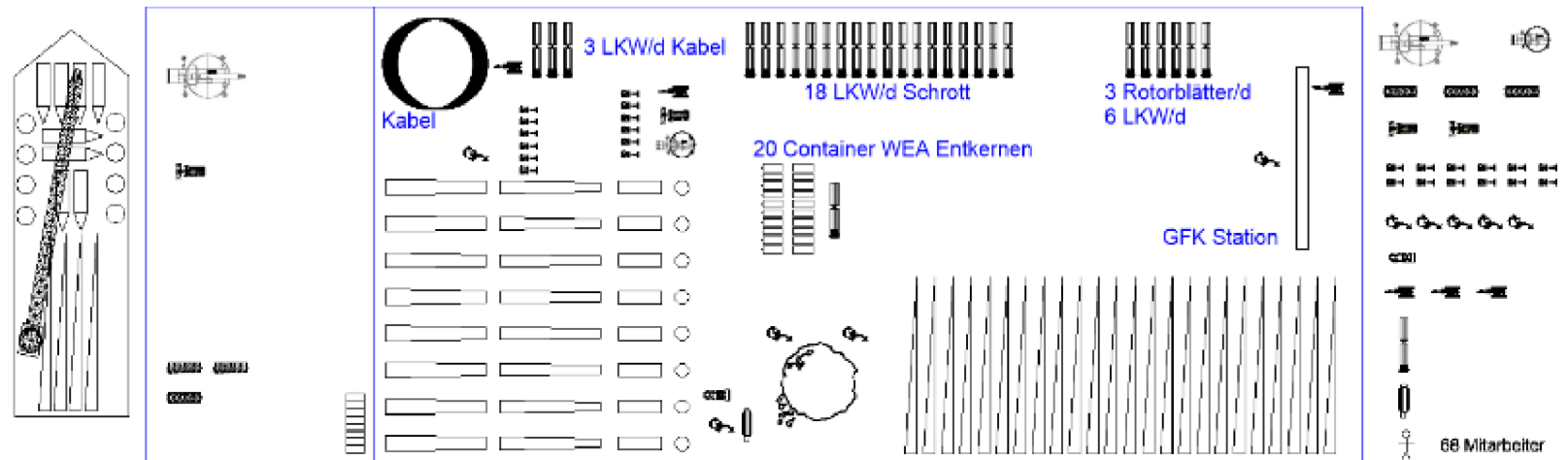
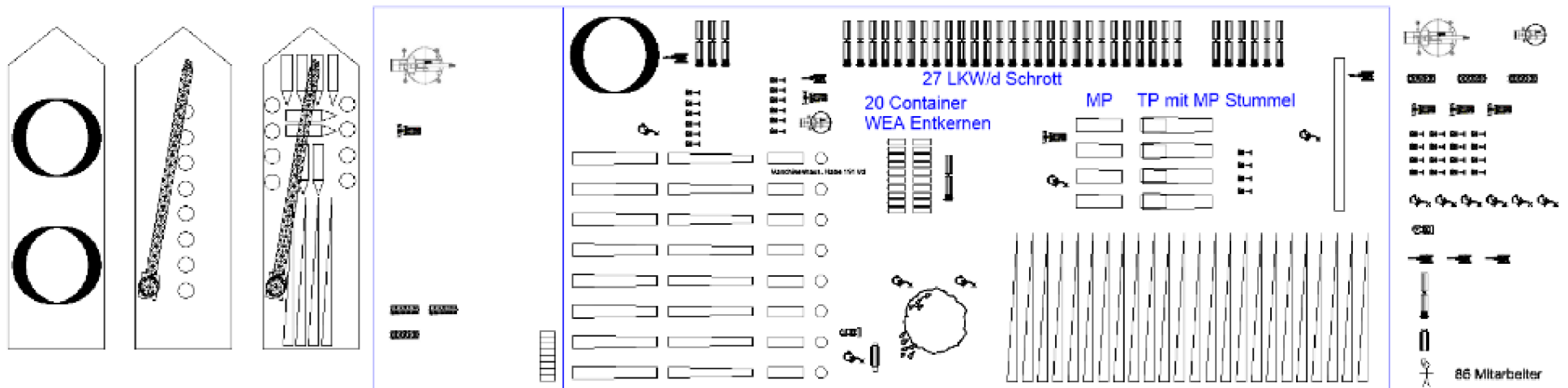


Abbildung 69: Hafenschrottplatz Layout Woche 1 bis 11. WEA und Kabel Zerkleinerung. (Projekt *SeeOff*)

Woche 12. bis 14. WEA, Kabel, TP, MP



Woche 15. bis 19. Kabel, TP, MP

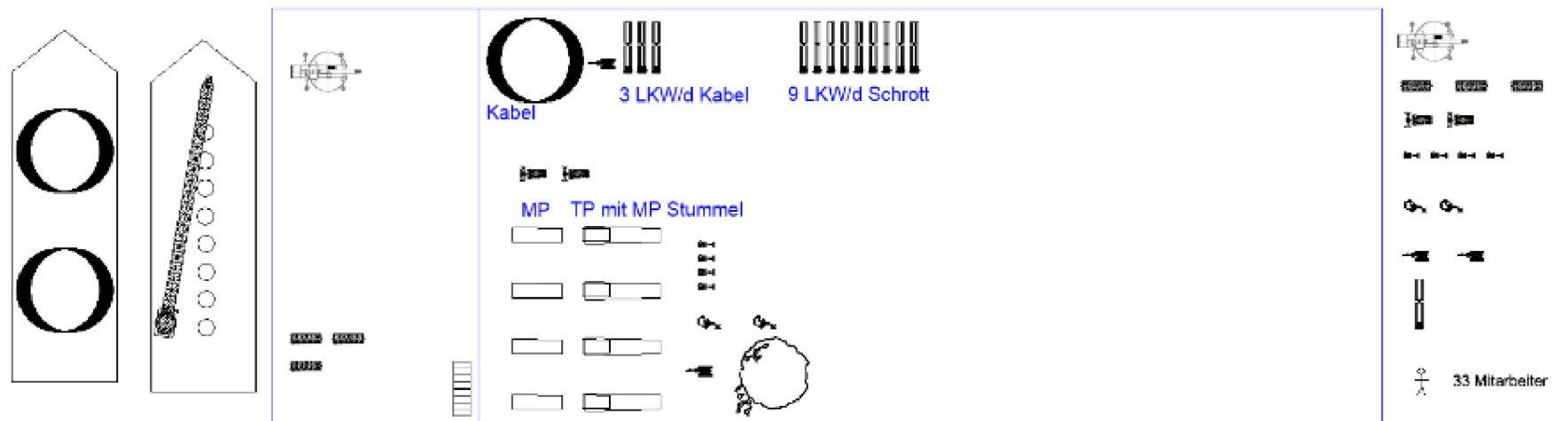
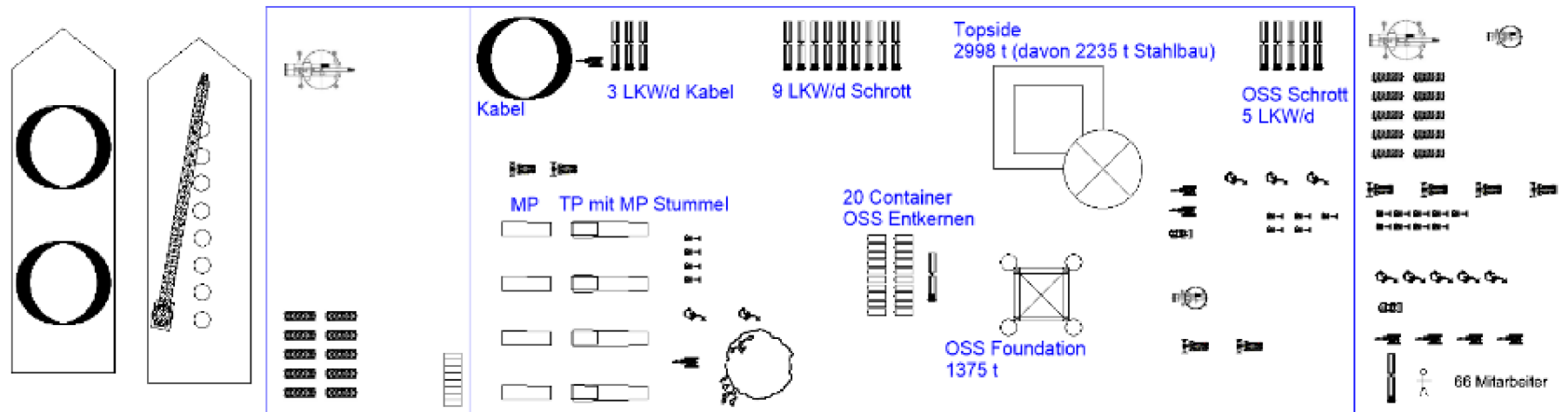


Abbildung 70: Hafenschrottplatz Layout Woche 12 bis 14 und 15 bis 19, WEA, Kabel, TP und MP Zerkleinerung. (Projekt SeeOff)

Woche 20. bis 21. Kabel, TP, MP, OSS



Woche 22. bis 27. TP, MP, OSS

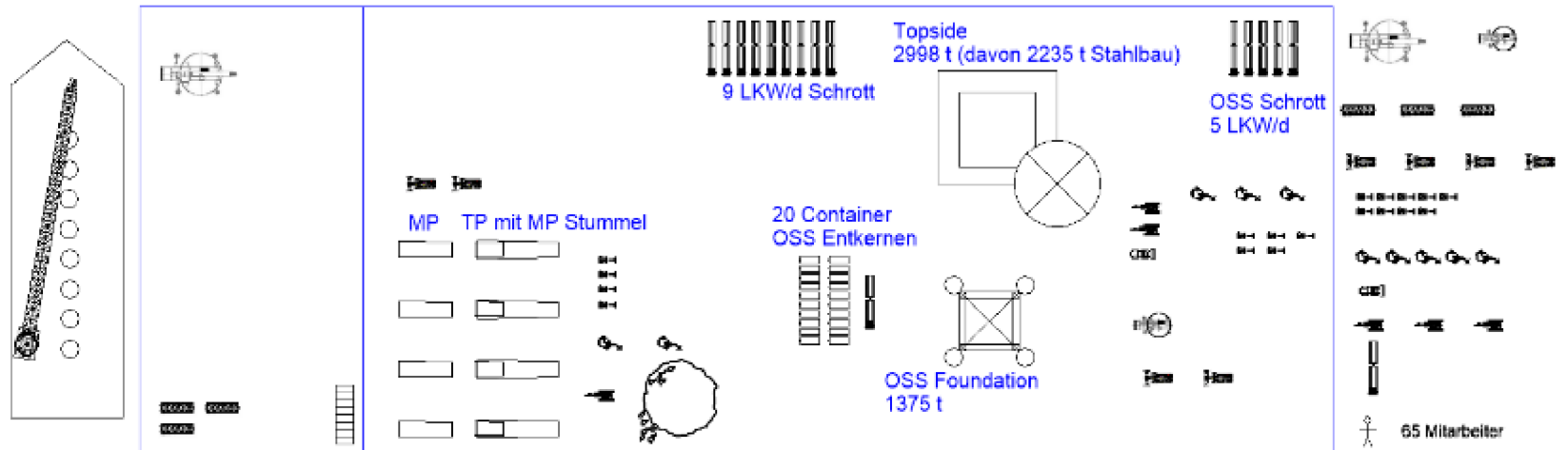
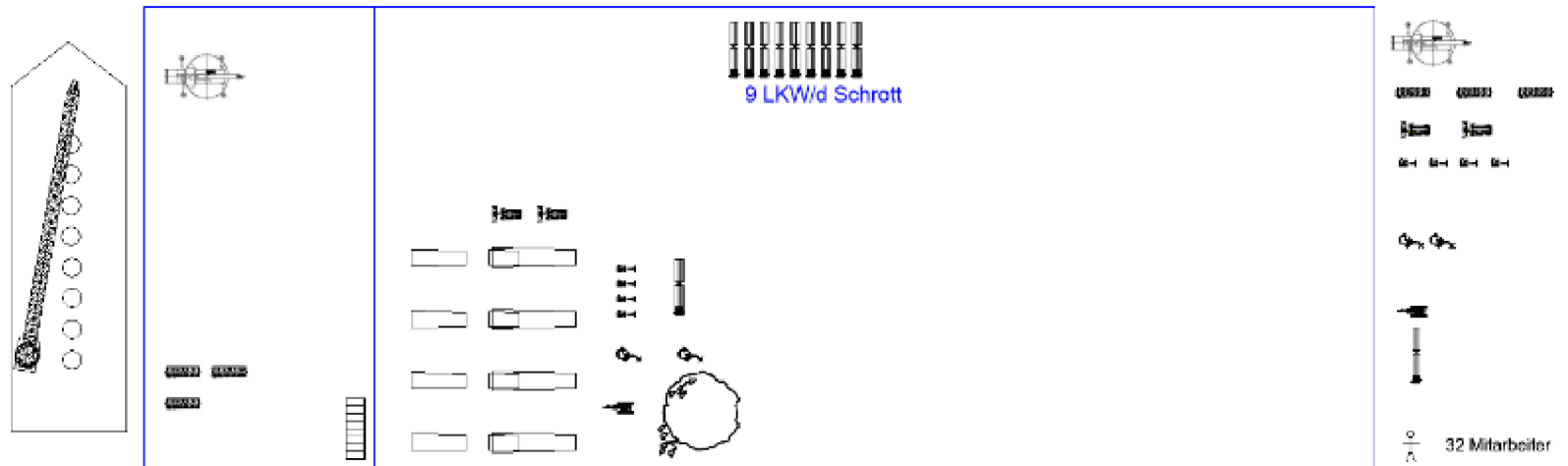


Abbildung 71: Hafenschrottplatz Layout Woche 20 bis 21 und 22 bis 27, Kabel, TP, MP, OSS Zerkleinerung. (Projekt SeeOff)

Woche 28. bis 57. TP, MP



Woche 58. bis 63. Kolkschutz

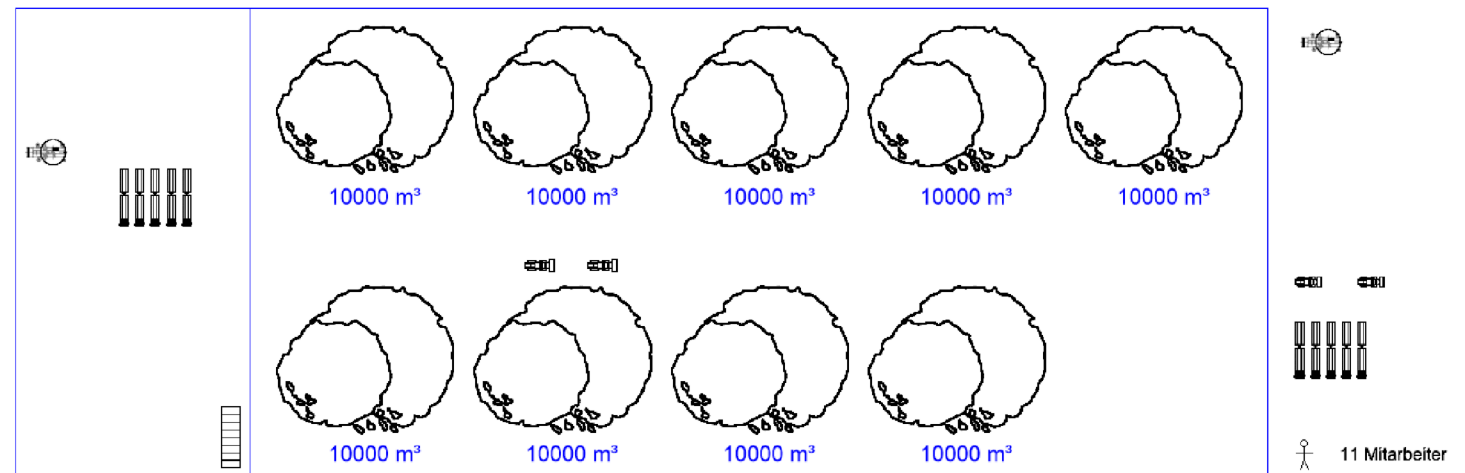


Abbildung 72: Hafenschrottplatz Layout Woche 28 bis 57, TP, MP Zerkleinerung undd Woche 58 bis 63 Anlandung Kolkschutz an einer anderen aber vergleichbar großen Hafenkante. (Projekt SeeOff)

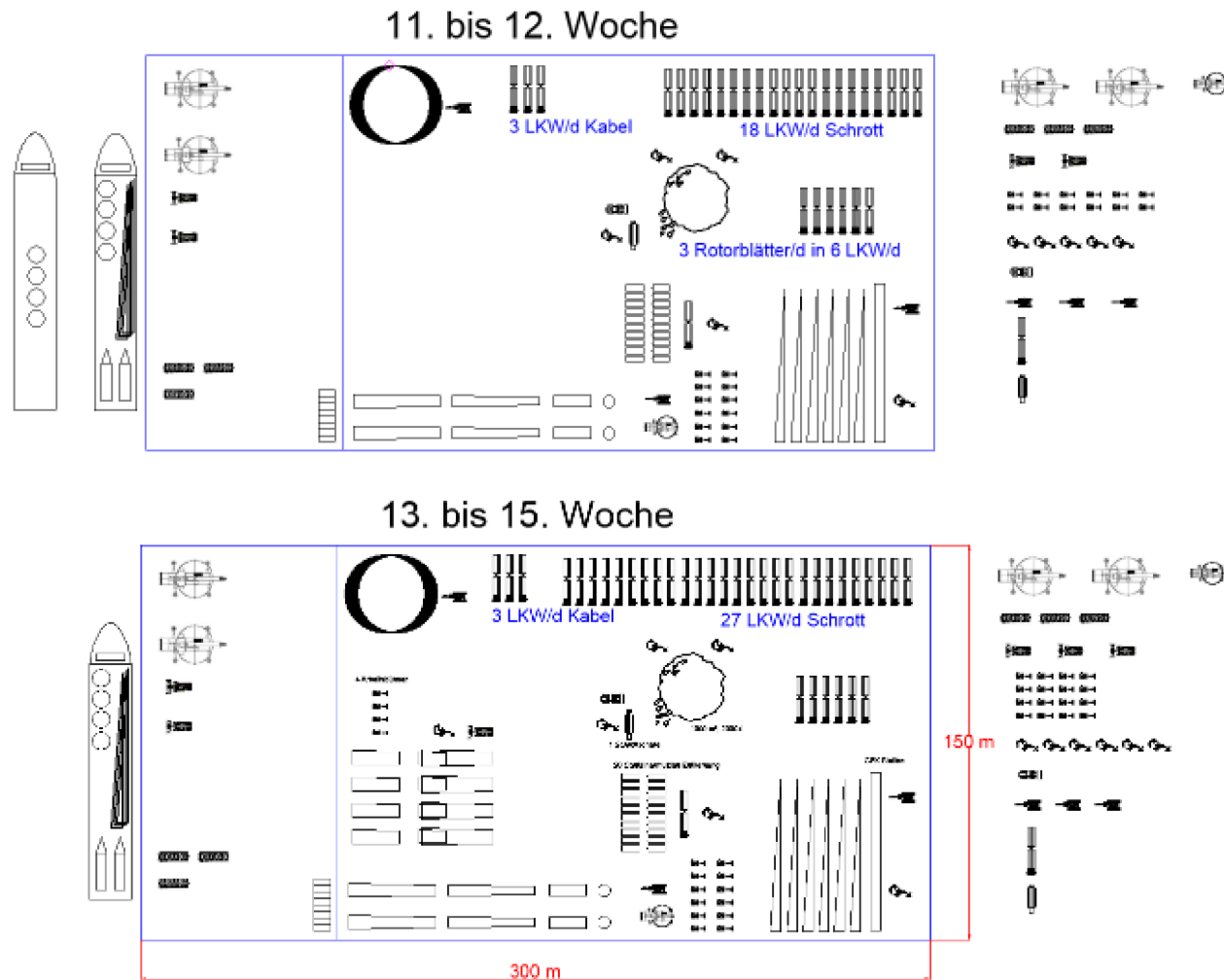


Abbildung 73: Szenario 3 exemplarisch. Anlieferung in höherer Frequenz (2 WEA alle 3,5 Tage, 2 TP und MP alle 8 Tage) auf kleineren Feederschiffen ohne Schiffskran. (Projekt *SeeOff*)

4.5 Berechnung der Entscheidungskriterien

In diesem Kapitel wird die Berechnung und Interpretation der Ergebnisse der Entscheidungskriterien für einen nachhaltigen Rückbau von OWP erarbeitet.

4.5.1 Ökonomische Effizienz

4.5.1.1 Methode der Kostensimulation

Wie in Abschnitt 4.1.1 erläutert, unterliegt das Teilziel "der Rückbau erfolgt wirtschaftlich effizient" dem Minimalprinzip. Demnach soll der OWP zu den geringstmöglichen Nettokosten aus Sicht des:der Betreiber:in zurückgebaut werden. Abweichend von der in den Wirtschaftswissenschaften üblichen Terminologie definieren wir den Begriff "Kosten" als Zahlungsmittelabflüsse, die aus dem Rückbauprozess resultieren, und "Erlöse" als Zahlungsmittelzuflüsse aus Recyclingprozessen oder Wiederverkäufen. Die Summe aus Kosten und Erlösen wird als "Nettokosten" definiert, da die Kosten höher sind als die Erlöse. Außerdem stellen wir die Kosten als positive Zahlen und die Erlöse als negative Zahlen dar. Unser Ziel zur Messung der wirtschaftlichen Effizienz des Rückbaus von OWP ist der erwartete Barwert der Nettokosten in Euro pro zurückgebautem MW. Für die Zwecke dieses Handbuchs war zunächst beabsichtigt, den Barwert zu verwenden, um die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Rückbauszenarien zu vergleichen. Da es zwischen den Szenarien weder hinsichtlich der Gesamtlaufzeiten noch zwischen den Rückbauzeitpunkten der jeweiligen Komponenten signifikante Unterschiede gibt, macht die Diskontierung der Nettokosten auf den Barwert keinen Unterschied für den Vergleich der Szenarien. Daher verzichten wir auf die Diskontierung der Nettokosten und weisen stattdessen die Nettokosten aus.

Der Rückbau von OWP und die damit verbundenen Nettokosten sind mit Unsicherheiten und Risiken behaftet. Beispielsweise können die Arbeiten nur unter bestimmten Wetterbedingungen stattfinden, es gibt eine begrenzte Verfügbarkeit von Spezialschiffen, die mehrere Jahre im Voraus gechartert werden müssen, die Dauer der Schneidtechniken ist aufgrund begrenzter Erfahrung nicht genau vorhersehbar usw.

Im Rahmen unseres Projekts hat uns das BSH 21 Rückbaukonzepte und dazugehörige Kostenberechnungen der Betreiber:innen zur Verfügung gestellt. Die Analyse der Rückbaukonzepte und der dazugehörigen Berechnungen der Sicherheitsleistungen hat ergeben, dass die Mehrheit der Betreiber:innen einen oder beide der folgenden Ansätze verwendet, um mit Risiken und Unsicherheiten umzugehen, nämlich

1. die geschätzten Dauern enthalten Wartezeiten und/oder prozentuale Zuschläge aufgrund von Wetterunsicherheiten; nur wenige Betreiber verwenden Wetterfensterstatistiken,
2. ein prozentualer Aufschlag auf die Gesamtkosten oder auf einen Teil der Kosten wird berücksichtigt.

Die Hinzunahme von prozentualen Zuschlägen ist zwar in der Praxis weit verbreitet, aber aus theoretischer Sicht eher problematisch, da sie dadurch gekennzeichnet ist, dass „Risikozuschläge [...] mit Hilfe des Fingerspitzengefühls vorzunehmen sind“ und keine Vorgaben zur Orientierung über die Höhe der Zuschläge gemacht werden: „Die Methode erhält dadurch einen erheblichen Grad an Beliebigkeit“ (Kruschwitz und Lorenz 2019, S. 282ff.).

Um die Nettokosten für die verschiedenen Szenarien abzuschätzen, führen wir Monte-Carlo-Simulationen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und Risiken durch. Risikoanalysen dienen als Instrument zur Identifizierung und Analyse potenzieller Effekte, die sich negativ auf die Zielgröße, z.B. die Rückbaukosten, auswirken können. Sie berücksichtigt die Unsicherheit, unter der die Berechnungen durchgeführt werden. Da diese Unsicherheit aufgrund des Mangels an Erfahrung und des langen Zeitraums zwischen Berechnung und tatsächlichem Rückbau vergleichsweise hoch ist, berechnen wir die Nettokosten auf der Grundlage von Erwartungswerten und bewerten die Unsicherheit zusätzlich mit Hilfe von Simulationen.

Unsere Risikoanalyse besteht aus drei Teilbereichen: Risikoidentifikation, Risikomodellierung und Bewertung der Risiken in Bezug auf die Zielgröße. Die einbezogenen Risikotreiber können entweder identifizierbar oder nicht identifizierbar sein. Im Zusammenhang mit dem Rückbau sind verschiedene Risiken denkbar, z.B.,

- mangelnde Verfügbarkeit von Schiffen, Werkzeugen usw.
- Verzögerungen aufgrund schlechter Witterungsverhältnisse
- technische Defekte an Werkzeugen und Ausrüstung
- Unfälle
- Preisschwankungen

Entsprechend den in Kapitel 4.4 beschriebenen Szenarien, Prozessen und Ressourcen modellieren wir unsere Kostensätze als

$$C_p = \sum_{r=1}^l \left(\sum_{i=1}^n C_{fix,r,i} + \sum_{k=1}^m C_{var,r,k} + \sum_{j=1}^o E_{r,j} + \epsilon_r \right) \quad \text{[Gleichung 1]}$$

mit

$$C_{fix,r,i} \sim F(\mu_{fix,r,i}, \mathbf{V}_{fix})$$

$$C_{var,r,k} = p_{r,k} \cdot d_{r,k} + u_{var,r,k}$$

$$E_{r,j} = e_{r,j} \cdot m_{r,j} + u_{rev,r,j}$$

$$p_{r,k} \sim F(\mu_{p_{r,k}}, \mathbf{V}_p)$$

$$d_{r,k} \sim F(\mu_{d_{r,k}}, \mathbf{V}_d)$$

$$e_{r,j} \sim F(\mu_{e_{r,j}}, \mathbf{V}_e)$$

$$m_{r,j} \sim F(\mu_{m_{r,j}}, \mathbf{V}_m)$$

$$\epsilon_r \sim F(\mu_{\epsilon_r}, \sigma_{\epsilon_r})$$

$$u_{var,r,k} \sim F(\mu_{u_{var,r,k}}, \sigma_{u_{var,r,k}})$$

wobei C_p die Kosten des Prozesses p , l die Anzahl der Ressourcen r , die in den Prozess p einbezogen sind, $C_{fix,r,i}$ die Fixkosten der Ressource r und n die Anzahl der fixen Kostenbestandteile der Ressource r , $C_{var,r,k}$ die variablen Kosten der Ressource r und m die Anzahl der variablen Kostenbestandteile der Ressource r , $E_{r,j}$ die Erlöse aus der Verwertung mit $e_{r,j}$ der Erlöse pro Einheit und $m_{r,j}$ die Masse der verkauften Materialien und ϵ_r die nicht identifizierbaren Risikoquellen sind. In Übereinstimmung mit

der Literatur werden die nicht identifizierbaren Risiken als exogener Schock modelliert, vergleichbar mit Versicherungsmodellen. Die variablen Kosten sind das Produkt aus der Bezugsgröße (z.B. Dauer, Entfernung, Masse) $d_{r,k}$ und dem Preis pro Bezugsgröße p_r (z.B. Euro pro Tag, Euro pro Kilometer) der Ressource r . $u_{var,r}$ stellt eine zusätzliche Unsicherheit über die Dauer und den Preis der Ressourcen dar. F steht für eine Verteilungsfunktion (z. B. Normalverteilung, Dreiecksverteilung) und die Parameter der jeweiligen Verteilungsfunktion werden auf der Grundlage empirischer Daten (z.B. aus Datenbanken, aus Befragungen) geschätzt. V ist die Kovarianzmatrix zwischen den Ressourcen. Die Kovarianzmatrix gibt an, ob sich die Preise und Dauern zwischen den Ressourcen tendenziell in die gleiche oder in die entgegengesetzte Richtung bewegen.

Das Ergebnis der Simulationen ist eine Verteilung der Kosten für jeden Prozess. Da die Prozesse die Szenarien bilden, werden die Prozesskosten zu einer Verteilung der Kosten für jedes Szenario aggregiert. Die Kostenverteilung für jedes Szenario wird weiter analysiert, z.B. um die erwarteten Kosten für jedes Szenario abzuschätzen oder um die Wahrscheinlichkeit außergewöhnlich hoher Kosten zu analysieren.

Die Eingangsparameter, die für unsere Simulation geschätzt werden müssen, sind Kostensätze für Ressourcen, Werkzeuge und Equipment sowie für das benötigte Personal (im Folgenden als Ressourcen zusammengefasst) und die Dauer des Einsatzes der Ressourcen. Zur Vorbereitung der Schätzung der Inputparameter führen wir Expert:inneninterviews mit Schiffsmakler:innen, Anbieter:innen von Spezialwerkzeugen, Auftragnehmer:innen, Hafenbetreiber:innen, Entsorger:innen etc. durch. Basierend auf diesen Interviews und Informationen aus Datenbanken erstellen wir für jede Ressource Steckbriefe mit den Angaben, in welchen Szenarien und in welchen Prozessen sie wie lange eingesetzt werden, ihren Spezifikationen und die Arten sowie die Höhe der bei ihrem Einsatz anfallenden Kosten. Für die Kostensätze berechnen wir Mittelwerte und Standardabweichungen aus den Angaben in den Experteninterviews, um unsere Inputparameter zu schätzen. Für die Dauern verwenden wir Dreiecksverteilungen, da diese geeignet sind, auch schiefe Verteilungen darzustellen.

Die Schätzung unserer Inputparameter basiert auf mehreren Annahmen. In Bezug auf Aktivitäten auf See sind dies folgende:

- Ein Offshore-Tag hat 24 Arbeitsstunden. Die Personalkosten werden mit 2 x 12-Stunden-Schichten berechnet.
- Die Mobilisierungskostensätze für Schiffe beinhalten das Sea-Fastening, das Engineering und den Transfer zum Einsatzhafen.
- Die Kostensätze für Schiffe ohne eigenen Antrieb beinhalten neben dem Schiff selbst auch Schlepper.
- In den täglichen Charterraten sind Treibstoff sowie das Personal enthalten, das für den Betrieb des Schiffes mit all seinen Funktionen benötigt wird, z.B. wenn ein Kran an Deck installiert ist, ist auch ein: Kranführer:in enthalten.
- Bei den Werkzeugen, z.B. der Diamantseilsäge, dem Wasserstrahlschneid-Tool und der Vibrationsramme, unterscheiden wir zwischen Kostensätzen für Offshore-Einsätze und solchen für Standby- und Transferzeiten.
- Für den Einsatz der Diamantseilsäge wird angenommen, dass
 - jeder MP zweimal geschnitten wird und bei jedem Schnitt 12 m Diamantseil verbraucht werden
 - für das Schneiden der OSS werden insgesamt 32 m Seil verbraucht werden

- beim WAS-Verfahren wird von einem Verbrauch von 1,5 t Granulat pro Schnitt ausgegangen.

Was die Tätigkeiten an Land betrifft, so sind dies vor allem:

- Ein Tag an Land hat 16 Arbeitsstunden. Die Personalkosten werden mit 2 x 8-Stunden-Schichten berechnet.
- Die Kostensätze für Tätigkeiten an Land werden auf wöchentlicher Basis mit 10 Schichten pro Woche zu je 8 Stunden kalkuliert.
- Die Charraten für Kräne enthalten die Personalkosten. Die Kostensätze für die Demobilisierung sind nicht enthalten, da diese in der Praxis in den Mobilisierungskosten der nachfolgenden Mieter:in enthalten sind.
- Die Kostensätze für das Autogenbrennschneiden an Land sind in Miete, Personal und Sauerstoff unterteilt. Auf See haben wir diese drei Kostenelemente zu nur einem Kostensatz zusammengefasst.
- Die Personalkostensätze enthalten einen Zuschlag von 20 % für Urlaubs- und Krankheitszeiten.
- Für den internen LKW, der für Transporte im Hafen eingesetzt wird, werden die Kosten in Miete und Personal aufgeteilt. Der Personalkostensatz beinhaltet beide Tagesschichten mit je einem Mitarbeiter.
- Für den externen Transport-LKW und den Walking Floor wird eine Durchschnittsgeschwindigkeit von 80 km/h und 10 h Fahrzeit angenommen.
- Die Miete für die Kajen und das Hafengelände wird in €/Quadratmeterwoche angegeben. Im Basisszenario wird eine Fläche von 150 m x 400 m angenommen. Von diesen 400 m entfallen 30 m auf die Kajen.
- Die Hafenkosten beinhalten Personalkosten für drei Verwaltungsangestellte und 20 % Zuschlag für Urlaub und Krankheit.

Für die Erlöse betrachten wir vier Materialien, die wir nach ihrer Masse und ihrem Wert pro Tonne auswählen, d.h. Stahl, Aluminium, Kupfer und Steine. Um die zu erwartenden Erlöse aus diesen Materialien zu berechnen, werden ihre jeweiligen Preise der letzten zwanzig Jahre aus der Datenbank Refinitiv DataStream entnommen und ihre Mittelwerte und Standardabweichungen berechnet.

4.5.1.2 Vergleich der Kosten der Szenarien

Unsere Ergebnisse stellen nicht die gesamten Nettokosten dar. Wir klammern die Kosten aus, die für jedes Szenario identisch sind, wie z.B. Verkehrssicherungsschiffe oder Crew-Transfer-Vessel. Daher dienen die Ergebnisse nur dem Vergleich zwischen den Szenarien.

Abbildung 74 zeigt Boxplots der Netto-Rückbaukosten pro Standort und pro MW für jedes Szenario in Millionen Euro. Die Rückbaukosten jedes Standorts enthalten die anteiligen Rückbaukosten der IAC und der OSS.

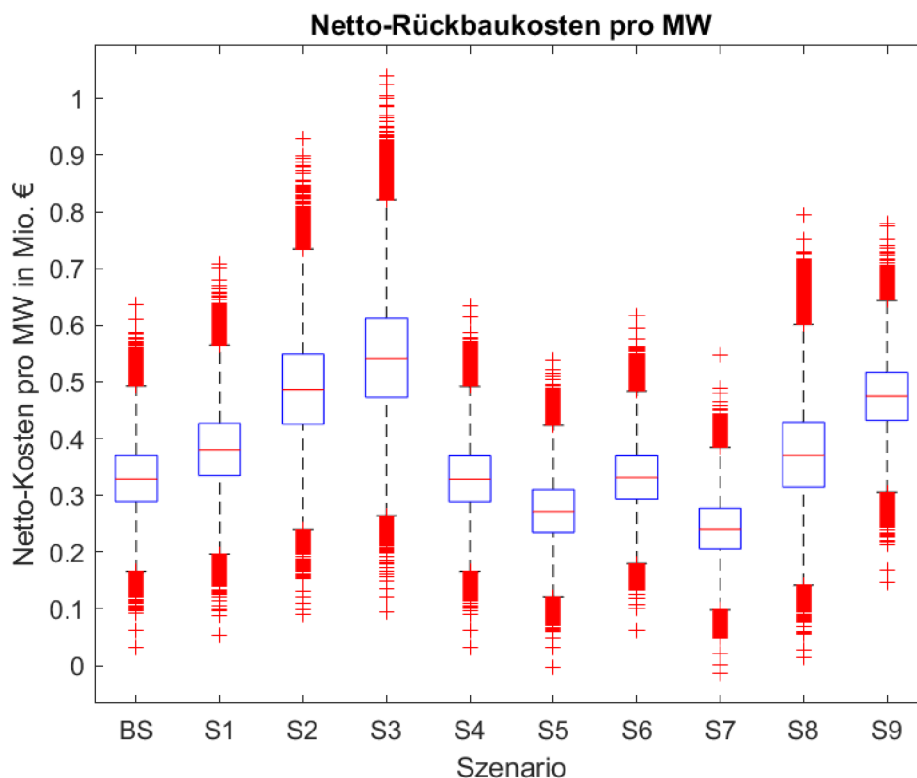


Abbildung 74: Nettokosten pro MW (BS Basisszenario, S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WTG-Gründungsstrukturen, S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen, S4 Entladung OSS mit SPMT, S5 Kolkschutz in situ Verbleib, S6 Seekabel in situ Verbleib, S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden, S8 WEA-Gründungsstrukturen: Kompletentfernung, S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge)

Im Rahmen unseres Projekts hat uns das BSH 21 Rückbaukonzepte und dazugehörige Kostenberechnungen der Betreiber:innen zur Verfügung gestellt. Aus unseren Analysen geht hervor, dass die gängigste Art die Rückwärtsinstallation ist, was unserem Basisszenario entspricht (siehe Kapitel 3.5.1). Wie Abbildung 73 zu entnehmen ist, hat unser Basisszenario jedoch weder die niedrigsten erwarteten Nettokosten noch die geringste Standardabweichung, was die Spannweite des Boxplots zeigt. Das Szenario mit den niedrigsten erwarteten Nettokosten ist S7 mit 242 T€ pro MW, gefolgt von S5 mit 272 T€ pro MW. Da es sich hierbei um Szenarien ohne vollständige Entfernung der Komponenten handelt – in S7 wird die Gründungsstruktur 3 m über dem Meeresboden abgeschnitten, und sowohl in S5 als auch in S7 wird der Kolkschutz in situ belassen - überraschen die Ergebnisse kaum. Obwohl in S6 die Kabel in situ belassen werden, sind die Nettokosten dieses Szenarios mit 332 T€ pro MW nicht so niedrig wie die Nettokosten der anderen Szenarien, bei denen die Komponenten in situ belassen werden. Dies liegt daran, dass der Prozess der Kabelentfernung nicht einfach übersprungen wird, sondern durch das Einspülen der Kabel in den Meeresboden ersetzt wird (siehe Abschnitt 3.5.1.2). Das Einspülen der Kabel bedeutet, dass die Kabelenden mit einem kleinen JUV und W2WV in den Meeresboden gespült werden, was etwa 60 % eines Kabellegers pro Tag kostet. Obwohl die drei Szenarien, bei denen die Komponenten im Meeresboden verbleiben, relativ kostengünstig zu sein scheinen, ist zu beachten, dass durch das Monitoring der zurückgelassenen Komponenten zukünftige Kosten entstehen könnten.

Eine weitere wahrscheinlich kostensparende Alternative zum Basisszenario ist S4. Der Unterschied zwischen diesen Szenarien besteht darin, dass in S4 die OSS mit einem SPMT von der Barge entladen wird, das von einem Roll-on/Roll-off-Kai auf die Barge gefahren wird, während im Basisszenario die OSS an einem Load-on/Load-off-Kai mit dem Kran des Kranschiffs entladen wird. Aufgrund der verkürzten Dauer des Entladevorgangs verringern sich die erwarteten Nettokosten in unserer Simulation um insgesamt etwa 104 T€.

Die Szenarien mit den höchsten erwarteten Nettokosten sind die Szenarien S3 mit 543 T€ pro MW und S2 mit 488 T€ pro MW, die das Feederkonzept für das Fundament und die WEA (S3) bzw. nur für das Fundament (S2) verwenden. Denn zusätzlich zum Errichterschiff, das in unserem Basisszenario für das Shuttle-Konzept vorgesehen ist, werden zwei Deck Carrier für den Transfer benötigt. Es ist zu erwarten, dass die täglichen Charraten von zwei Deck Carriern höher sind als die tägliche Charrate des Errichterschiffs. Außerdem weisen die Szenarien S3 und S2 die höchste Standardabweichung auf. Dies ist auf die relativ hohen Unsicherheiten zurückzuführen: Da die für den Transfer benötigten speziellen Deck Carrier noch nicht entwickelt sind, besteht eine erhebliche Unsicherheit hinsichtlich der Kosten. Da das Feederkonzept noch nicht für den Rückbau von OWP verwendet wurde, sind auch die Dauern sehr unsicher. Sowohl das im Basisszenario verwendete Shuttle-Konzept als auch das für das Fundament in S2 und zusätzlich für die WEA in S3 verwendete Feederkonzept haben ähnliche erwartete Dauern von etwa 45 Wochen für das Fundament und etwa 14 Wochen für die WEA. Insbesondere beim Rückbau der WEA unterscheiden sich die Spannen der erwarteten Dauern jedoch deutlich: Die erwarteten Dauern des Shuttle-Konzepts für die WEA liegen zwischen 12 und 16 Wochen, die des Feederkonzepts zwischen 11 und 20 Wochen. Allein die Berücksichtigung der Deck Carrier und des Errichterschiffs verdeutlicht die Bedeutung dieses Unterschieds: Vier weitere Offshore-Wochen würden allein für die wichtigsten Schiffe rund 7 Mio. € kosten.

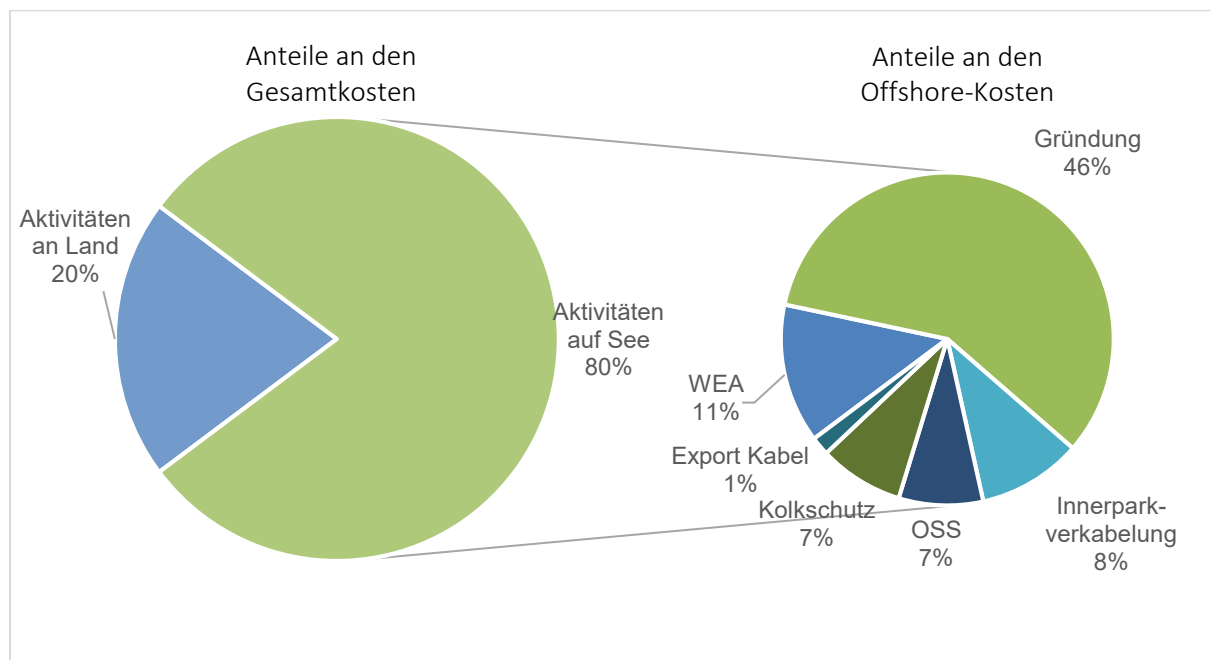


Abbildung 75: Erwartete Kostenanteile Basisszenario (Kapitel 3.5.1)

Abbildung 75 zeigt den Kostenanteil der einzelnen Prozesse für das Basisszenario. Der Hauptkostenanteil von etwa 80 % entfällt auf die Prozesse auf See. Die Kosten für die Beseitigung des

Fundaments machen je nach Szenario etwa 50 % der gesamten Rückbaukosten aus. Beim Basisszenario wird das WAS-Verfahren verwendet, bei S7 wird das Fundament in situ belassen, bei S8 wird die Vibrationsramme für die vollständige Entfernung des Fundaments eingesetzt und bei S9 wird die Diamantseilsäge zum Schneiden des Fundaments von außen verwendet. Tabelle 44 zeigt Details zu Kosten und Dauer des Rückbaus des Fundaments pro Standort für die jeweiligen Szenarien. S7 hat die geringsten zu erwartenden Kosten. Da das Belassen von Teilen der Fundamentstruktur in situ in der deutschen AWZ bisher nicht erlaubt ist, haben wir keine Informationen über die Monitoring-Verpflichtungen, die im Falle der Genehmigung des Belassens von Teilen der Gründungsstruktur im Meeresboden greifen könnten. Es könnten also zukünftige Kosten entstehen, die hier nicht berücksichtigt sind. Außerdem sind weniger Erlöse zu erwarten, weil Stahl und Steine aus dem Kolkzuschutt zurückbleiben.

Tabelle 44: Kosten und Dauern des Fundamentrückbaus pro Standort (BS Basisszenario; S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden; S8 WEA-Gründungsstrukturen: Kompletterentfernung; S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge)

	BS	S7	S8	S9
Kosten [T€]				
Mittelwert	760	640	1 006	1 242
Standardabweichung	133	124	229	134
Minimum	220	116	269	578
Maximum	1 432	1 364	2 104	1 891
Dauern [Tage]				
Minimum	2,9	3,1	2,3	4,1
Median	4,1	4,3	4,0	4,7
Maximum	5,3	5,6	5,7	5,3

Die teuerste Rückbautechnik für die Fundamente ist die in S9 verwendete Diamantseilsäge. Die erwarteten Kosten für die Beseitigung der Fundamente mit der Diamantseilsäge belaufen sich auf 1 242 T€ pro Lokation, während sich die erwarteten Kosten für den gleichen Prozess im Basisszenario, bei dem das WAS-Verfahren eingesetzt wird, auf 760 T€ pro Standort belaufen. Obwohl die Charterkosten für die Diamantseilsäge im Vergleich zum WAS-Verfahren relativ niedrig sind (die tägliche Charrate beträgt etwa 25 % im Vergleich zur täglichen Charrate des WAS-Tools), sind andere variable Kosten, z.B. für das Diamantseil, recht hoch. Außerdem dauert die Entfernung der Fundamente mit der Diamantseilsäge im Vergleich zu anderen Szenarien länger. Obwohl die erwarteten Dauern des Basisszenarios mit 4,1 Tagen und des S9-Szenarios mit 4,7 Tagen ähnlich und die Maxima mit 5,3 Tagen identisch sind, unterscheiden sich die Minima erheblich: Die minimale Dauer des Rückbaus der Fundamente im Basisszenario beträgt 2,9 Tage, während die minimale Dauer in S9 4,1 Tage beträgt. Infolgedessen sind die Mindestkosten für die Beseitigung eines Fundaments in S9 sogar höher als die erwarteten Kosten des Basisszenarios und etwa 2,6 Mal höher als die Mindestkosten des Basisszenarios.

Vergleicht man nur die erwarteten Kosten, so scheint S8 mit der Vibrationsramme auf den ersten Blick ebenfalls ungünstig zu sein. Dies liegt an der großen Spanne der simulierten Kosten, die von einem

Minimum von 269 T€ bis zu einem Maximum von 2 104 T€ pro Lokation reichen. Der Hauptgrund für diese Spanne ist die Ungewissheit über die Dauer der Entfernung des kompletten MP mit der Vibrationsramme, die zwischen 2,3 und 5,7 Tagen liegt. In Anbetracht der Tatsache, dass es an Erfahrung mit der Entfernung von MP mit der Vibrationsramme mangelt und diese stark von den Bodenverhältnissen abhängt, ist vorstellbar, dass die Dauer und damit die Kosten in Zukunft reduziert oder eher am Minimum gehalten werden können, wenn mehr Erfahrungen gesammelt wurden und mehr Informationen über den Meeresboden zur Verfügung stehen.

Nach den vom BSH vorgelegten Rückbaukonzepten betrachtet die Mehrheit der Betreiber:innen die Aktivitäten an Land nicht, sondern nur die Prozesse auf See. Der Grund dafür ist, dass sie erwarten, dass die Erlöse insbesondere aus Stahl, Aluminium, Kupfer und Steinen die Kosten für die Aktivitäten an Land übersteigen oder zumindest decken werden. Wir stellen die Kosten an Land pro Lokation und die entsprechenden Einnahmen in Tabelle 45 für das Basisszenario und die Szenarien *S5 Kolkschutz in situ Verbleib*, *S6 Seekabel in situ Verbleib* und *S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden* dar, da in diesen Szenarien Komponenten im Meeresboden verbleiben und die Erlöse daher niedriger sein könnten. Wir stellen die Kosten als positive Zahlen und die Erlöse als negative Zahlen dar.

Tabelle 45: Kosten der Aktivitäten an Land verglichen mit den erwarteten Erlösen pro Lokation (BS: Basisszenario; S5: Kolkschutz in situ Verbleib; S6: Seekabel in situ Verbleib; S7: WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden; S8: WEA-Gründungsstrukturen: Kompletterentfernung)

	BS	S5	S6	S7	S8
Kosten der Aktivitäten an Land [T€]					
Mittelwert	336	201	308	198	345
Standardabweichung	42	12	41	12	42
Minimum	186	155	163	150	195
Maximum	564	256	532	249	572
Erlöse [T€]					
Mittelwert	-459	-423	-372	-410	-557
Standardabweichung	97	96	84	93	120
Minimum	-922	-863	-757	-818	-1 082
Maximum	-71	-41	-53	-45	-81
Anzahl der Standardabweichungen zwischen den Mittelwerten	2,9	18,9	1,5	18,3	5,0

Vergleicht man die Mittelwerte mit den aktuellen Preisen, so werden die Erwartungen der Betreiber:innen bestätigt. Die Werte der Standardabweichungen zeigen, dass es für *S5 Kolkschutz in situ Verbleib* und *S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden* 7 sehr unwahrscheinlich

ist, dass die Kosten für die Aktivitäten an Land die Erlöse übersteigen. Stattdessen ist es beim Basisszenario, bei *S6 Seekabel in situ Verbleib* und *S8 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden* wahrscheinlicher, dass die Kosten für die Tätigkeiten an Land höher sind als die Erlöse. Da die Korrelation zwischen den Kosten der Aktivitäten an Land und den Erlöse gering ist, kann es in allen in Tabelle 45 dargestellten Szenarien vorkommen, dass die Kosten steigen, während die Erlöse sinken. Daher sind die erwarteten Erlöse kein geeignetes Mittel, um die Kosten der Aktivitäten an Land abzusichern.

Schließlich analysieren wir, ob das Belassen von Komponenten in situ Kosten spart, wenn die durch den Weiterverkauf entgangenen Erlöse berücksichtigt werden. Dazu haben wir die erwarteten Gesamtkosten des Rückbaus und die Erlöse von *S5 Kolkenschutz in situ Verbleib* und *S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über Meeresboden* mit denen des Basisszenarios verglichen. Tabelle 46 zeigt die Unterschiede und die Einsparungen nach Erlösen pro Standort. Wir stellen die Kosten als positive Zahlen und die Erlöse als negative Zahlen dar.

Tabelle 46: Eingesparte Kosten pro Standort und entgangene Erlöse im Vergleich zum Basisszenario (S5: Kolkenschutz in situ Verbleib; S6: Seekabel in situ Verbleib; S7: WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden)

	S5	S6	S7
Eingesparte Kosten, Mittelwert [T€]	244	78	367
Entgangene Erlöse, Mittelwert [T€]	-37	-87	-50
Einsparungen abzüglich entgangener Erlöse [T€]*	207	-9	318

*Bei den Einsparungen abzüglich entgangener Erlöse bedeutet ein positiver Wert, dass die Anwendung des Szenarios Kosten einspart, obwohl Erlöse aufgrund der im Meeresboden verbliebenen Komponenten verloren gehen. Ein negativer Wert bedeutet, dass mehr Erlöse entgehen als Kosten eingespart werden.

Wie aus Tabelle 46 ersichtlich ist, werden durch das Belassen des Kolkenschutzes und Teilen der Gründungsstruktur im Meeresboden voraussichtlich Kosten eingespart, obwohl die Erlöse reduziert werden. Die Seekabel in situ zu belassen, führt jedoch zu entgangenen Erlösen, die die Einsparungen um etwa 9 T€ pro Standort übersteigen dürften, und ist daher aus finanzieller Sicht nicht empfehlenswert.

4.5.2 Treibhausgasemissionen

Ein weiteres im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* definiertes Ziel ist die möglichst geringe Emission von THG. CO₂-Äquivalente sind ein geeignetes Attribut zur Messung von THG-Emissionen.

Beim Rückbau von OWP lassen sich die THG-Emissionen auf die kraftstoffverbrauchenden Tätigkeiten zurückführen, d.h. auf Schiffs- und Landtransporte sowie die Demontage der OWP-Komponenten. Daher wurden die THG-Emissionen für diese Tätigkeiten ermittelt und CO₂-Äquivalente berechnet.

4.5.2.1 Berechnung der THG-Emissionen

Die THG-Emissionen in Form von CO₂-Äquivalenten werden als Funktion der Dauer der kraftstoffverbrauchenden Aktivitäten (a) in h (t_a), des Kraftstoffverbrauchs der Ressourcen (r) in l/h, t/h und kWh (fc_r), der Umrechnungsfaktoren in kg CO₂-Äquivalente für die Schadstoffe CO₂, CH₄ und N₂O (i) in kg/l, kg/t und kg/kWh (cf), der Anzahl der Wiederholungen der Aktivitäten (rep_a) und der Anzahl der Ressourcen (n_r) berechnet (Tabelle 47). Die minimale, durchschnittliche und maximale Dauer der kraftstoffverbrauchenden Aktivitäten werden ermittelt und bilden die Grundlage für die Berechnung der minimalen, durchschnittlichen und maximalen CO₂-Äquivalente.

$$CO_2 - \text{Äquivalente} = \sum_r \left(n_r \cdot fc_r \sum_a \left(t_a \cdot rep_a \sum_i cf_i \right) \right) \quad [\text{Gleichung 2}]$$

Tabelle 47: Begriffe und Erläuterung der zur Berechnung der CO₂-Äquivalente verwendeten Variablen

Begriff	Erläuterung
t_a	Dauer (t) der Aktivitäten (a) in h
fc_r	Kraftstoffverbrauch (fc) der Ressource (r) in l/h, t/h und kWh
$cf_{.i}$	Umrechnungsfaktor (cf) in kg CO ₂ -Äquivalenten für die Schadstoffe CO ₂ , CH ₄ und N ₂ O (i) in kg/l, kg/t und kg/kWh
rep_a	Anzahl der Wiederholungen der Aktivität (a)
n_r	Anzahl (n) der Ressourcen

Die Dauer der kraftstoffverbrauchenden Aktivitäten, die Anzahl der Wiederholungen dieser Aktivitäten und die Anzahl der für die Aktivitäten benötigten Ressourcen werden im Rahmen der Prozessanalyse durch Expert:inneninterviews und Literaturrecherche erhoben.

Der Treibstoffverbrauch der Schiffe für den Transit wird auf der Grundlage der spezifischen Antriebsleistung der Schiffe, der Beladung (design load) und der Transitgeschwindigkeit berechnet. Für alle Schiffe wird eine Seemarge von 15 % (z.B. aufgrund des Wetters) und ein spezifischer Kraftstoffverbrauch von 220 g/kWh angenommen. Weiterhin wird angenommen, dass der Treibstoffverbrauch für das Aufjucken 80 % des Treibstoffverbrauchs für den Transit, 50 % für den Betrieb und 25 % für den Standby-Betrieb beträgt. Es wird davon ausgegangen, dass alle Schiffe mit Marine Gas Oil (MGO) betrieben werden.

Für Prozesse an Land werden zwei verschiedene Ansätze verwendet:

- 1) Der tätigkeitsbezogene Ansatz, bei dem die Dauer der kraftstoffverbrauchenden Tätigkeit geschätzt wird.
- 2) Der Ansatz des Ressourcendurchsatzes, bei dem die Dauer auf der Grundlage des Durchsatzes der Brennstoff verbrauchenden Ressource berechnet wird.

Die Brennstoffverbräuche wurden für alle Ressourcen im Betriebsmodus bewertet. Es wurden zwei verschiedene Brennstofftypen berücksichtigt: Diesel, der die meisten Betriebsmittel antreibt, und der deutsche Strommix.

Die Umrechnungsfaktoren für die Schadstoffe CO₂, CH₄ und N₂O der verschiedenen Kraftstofftypen sind in Tabelle 48 angegeben. Die Umrechnungsfaktoren für MGO wurden den Umrechnungsfaktoren der UK Government Conversion Factors for Greenhouse Gas (GHG) reporting entnommen (UK Government Department for Business, Energy & Industrial Strategy 2019). Die Umrechnungsfaktoren für Diesel stammen aus den Tabellen des Common Reporting Format (CRF) des deutschen Treibhausgasinventars (UBA 2021). Diese Umrechnungsfaktoren sind in kg/TJ angegeben und wurden gemäß dem Transport Emission Model (TREMOM) in kg/l umgerechnet (Allekotte et al. 2020). Die Umrechnungsfaktoren für den deutschen Strommix stammen vom deutschen Umweltbundesamt (Juhrich 2021). Alle Umrechnungsfaktoren beziehen sich auf das Bezugsjahr 2019.

Tabelle 48: Umrechnungsfaktoren in kg CO₂-Äquivalente für CO₂, CH₄ und N₂O von Marine Gas Oil, Diesel und dem deutschen Strommix

Fuel Type	Einheit	Conversion factors			Reference
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	
Marine Gas Oil	kg/t	3 205,99	0,82	43,27	(UK Government Department for Business, Energy & Industrial Strategy 2019)
Diesel	kg/l	2,641735	0,000004	0,000143	Berechnet auf Basis von (UBA 2021)
Deutscher Strommix	kg/kWh	0,408000	0,000183	0,000373	(Juhrich 2021)

4.5.2.2 CO₂-Äquivalente der Rückbauszenarien

Die berechneten CO₂-Äquivalente der zehn Rückbauszenarien weichen voneinander ab. *S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen* mit durchschnittlich 52 903 t und *S2 Feederkonzept: WEA-Gründungsstrukturen* mit durchschnittlich 52 164 t hatten die höchsten CO₂-Äquivalente *S8 WEA-Gründungsstrukturen: Komplettentfernung* mit durchschnittlich 40 712 t, *S5 Kolkenschutz in situ Verbleib* mit durchschnittlich 40 556 t und *S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über Meeresboden* mit durchschnittlich 41 194 t hatten die Niedrigsten (Tabelle 49, Abbildung 76).

Die Spanne zwischen den minimalen und maximalen CO₂-Äquivalenten (ca. ± 6 200 t) für das Szenario *S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge* ist im Vergleich zu allen anderen Szenarien gering. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die Dauer der Schnittaktivitäten des WAS-Verfahrens inkl. Vor- und Nachbereitung mit größeren Unsicherheiten verbunden sind als der Schnitt mit einer Diamant Wire Cutting Machine (DWCM).

Tabelle 49: CO₂-Äquivalente je Rückbauszenario

Rückbauszenarien		CO ₂ -Äquivalente		
		Minimal	Mittlere	Maximal
BS	Basisszenario	33 775 t	43 860 t	54 485 t
S1	Feederkonzept: WEA	33 762 t	44 599 t	57 816 t
S2	Feederkonzept: WEA-Gründungsstrukturen	38 728 t	52 164 t	67 618 t
S3	Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen	38 715 t	52 903 t	70 949 t
S4	Entladung OSS mit SPMT	33 765 t	43 847 t	54 470 t
S5	Kolkschutz in situ Verbleib	30 833 t	40 556 t	50 817 t
S6	Seekabel in situ Verbleib	34 564 t	44 661 t	55 297 t
S7	WEA- Gründungsstrukturen: Schnitt über Meeresboden	31 378 t	41 194 t	51 945 t
S8	WEA-Gründungsstrukturen: Kompletentfernung	29 571 t	40 712 t	52 100 t
S9	Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge	38 032 t	44 235 t	50 451 t

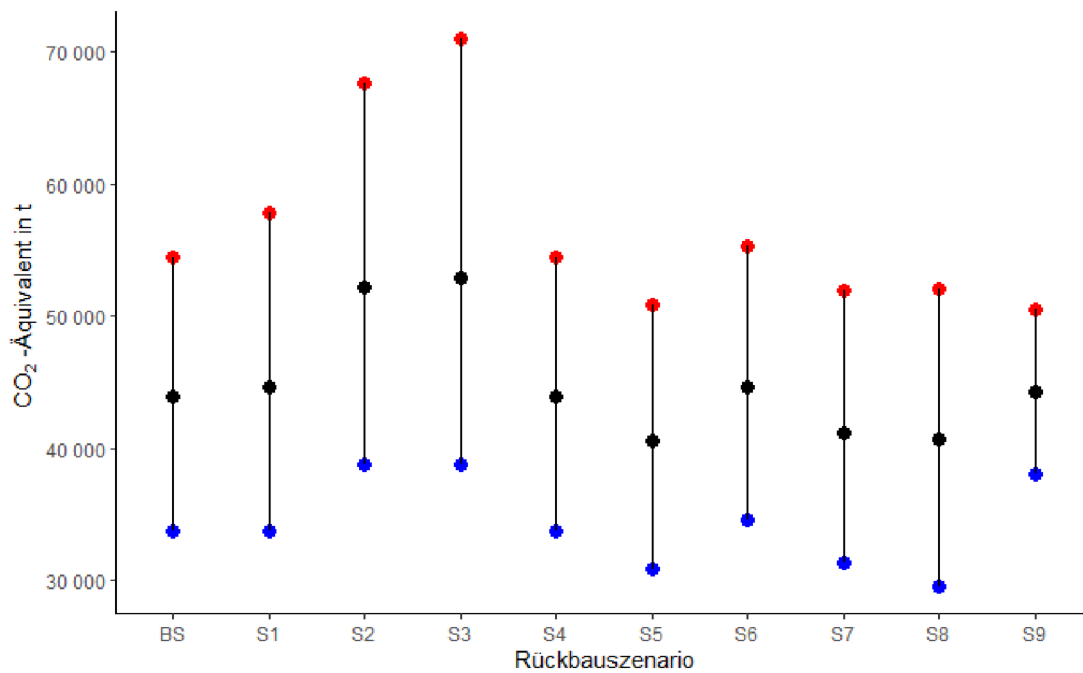


Abbildung 76: CO₂-Äquivalente (Minimal-, Mittel- und Maximalwerte) pro Rückbauszenario (BS Basisszenario, S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WTG-Gründungsstrukturen, S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen, S4 Entladung OSS mit SPMT, S5 Kolkschutz in situ Verbleib, S6 Seekabel in situ Verbleib, S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden, S8 WEA-Gründungsstrukturen: Kompletentfernung, S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge)

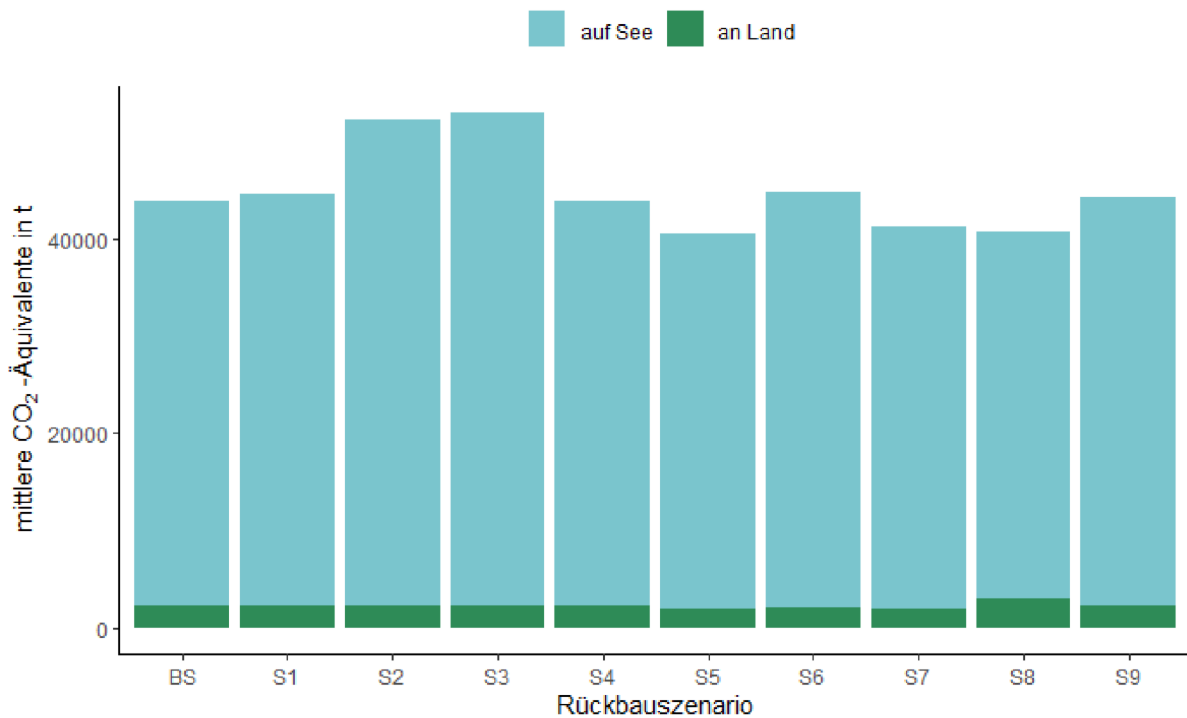


Abbildung 77: CO₂-Äquivalente auf See und an Land je Rückbauszenario (BS Basisszenario, S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WTG-Gründungsstrukturen, S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen, S4 Entladung OSS mit SPMT, S5 Kolkschutz in situ Verbleib, S6 Seekabel in situ Verbleib, S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden, S8 WEA-Gründungsstrukturen: Komplettentfernung, S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge)

Im Vergleich zu Prozessen auf See sind die CO₂-Äquivalente der Prozesse an Land (Demontage, Abfallaufbereitung und Transporte) zu vernachlässigen; sie machen nur ca. 4 bis 7,5 % der CO₂-Äquivalente aus (Abbildung 77). Schiffstyp und Zusammensetzung der Flotte tragen am meisten zu den Unterschieden innerhalb der Rückbauszenarien bei (Abbildung 78 und Abbildung 79). Die meisten CO₂-Äquivalente entfallen auf die Rückbauprozesse von WEA-Gründungsstrukturen und die zugehörigen Schiffe. Die Rückbauaktivitäten der WEA-Gründungsstrukturen nehmen viel Zeit in Anspruch (siehe Kampagnenplanung in Kapitel 4.4.1) und die Schiffe werden für die entsprechende Dauer betrieben, was zu einem hohen Brennstoffverbrauch und folglich zu hohen THG-Emissionen führt. Abbildung 78 zeigt auch den Beitrag des Feederkonzeptes zu den CO₂-Äquivalenten in den Szenarien S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WEA-Gründungsstrukturen und S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen. Der zusätzliche Einsatz von Deck Carriern für den Transport der WEA-Komponenten führt zu erhöhten THG-Emissionen.

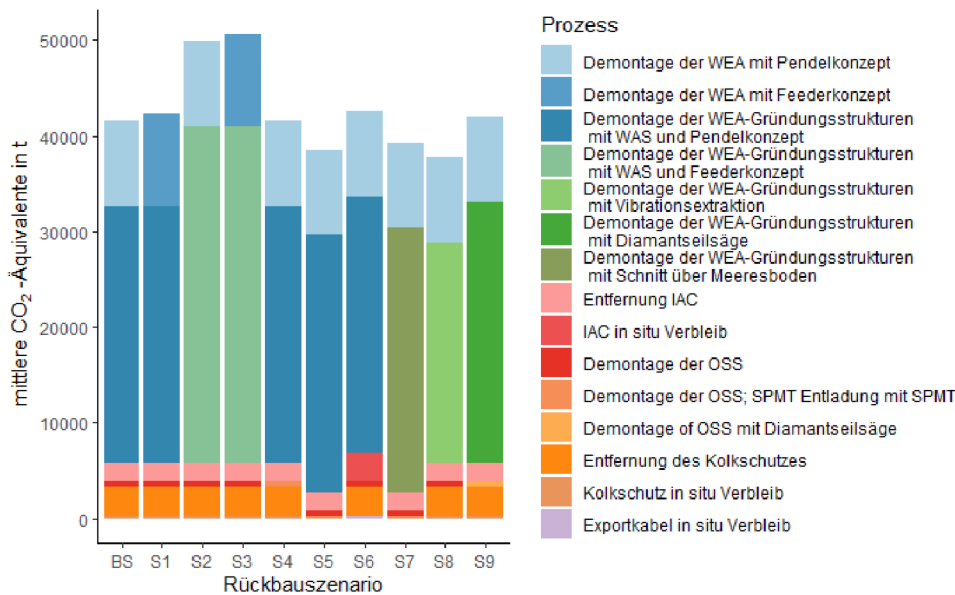


Abbildung 78: Mittlere CO₂-Äquivalente pro Rückbauszenario für Rückbauprozesse auf See (BS Basisszenario, S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WTG-Gründungsstrukturen, S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen, S4 Entladung OSS mit SPMT, S5 Kolkschutz in situ Verbleib, S6 Seekabel in situ Verbleib, S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden, S8 WEA-Gründungsstrukturen: Kompletentfernung, S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge)

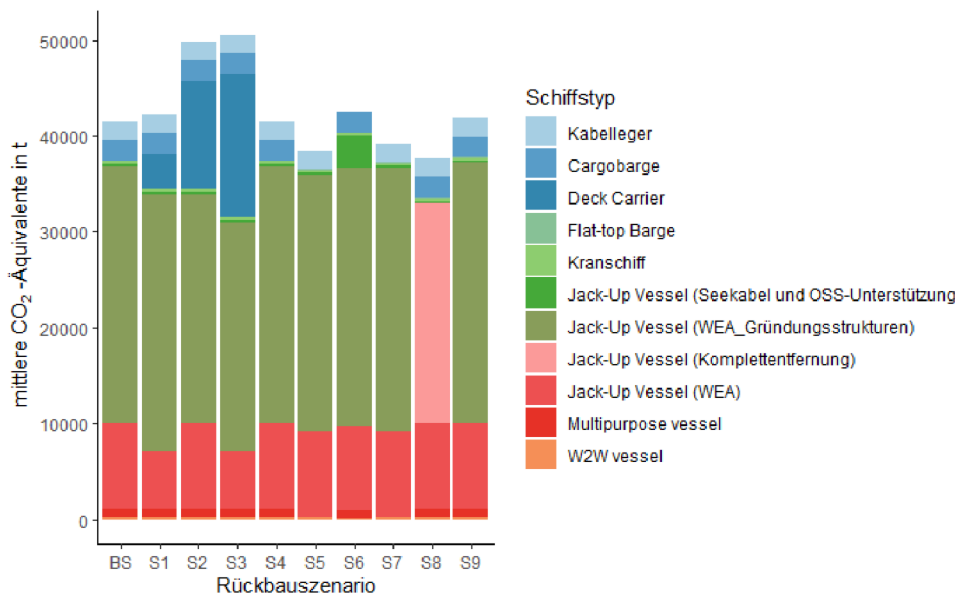


Abbildung 79: Mittlere CO₂-Äquivalente pro Rückbauszenario für die verschiedenen Schiffe (BS Basisszenario, S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WTG-Gründungsstrukturen, S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen, S4 Entladung OSS mit SPMT, S5 Kolkschutz in situ Verbleib, S6 Seekabel in situ Verbleib, S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden, S8 WEA-Gründungsstrukturen: Kompletentfernung, S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge)

Bei den meisten Studien, die THG-Emissionen im Zusammenhang mit OWP untersuchen, handelt es sich um Lebenszyklusanalysen, die die gesamte Lebensdauer einer OWP analysieren, sich aber in erster Linie auf den Bau und die Betriebsphase konzentrieren und weniger auf die letzte Lebensphase (Wang et al. 2019; Wagner et al. 2012; Bonou et al. 2016). (Wagner et al. 2012) zeigen jedoch, dass Schiffe die Hauptverursacher von THG-Emissionen während der Betriebsphase sind. Hengstler et al. (2021) untersuchten die THG-Emissionen eines OWP, der ebenfalls aus 80 WEA besteht, aber eine höhere Nennleistung (8 MW), und somit größere Anlagen aufweist. Für das Ende des Lebenszyklus berücksichtigten sie ebenfalls den Rückbau des Exportkabels und des Umspannwerks an Land. Dies könnte die vergleichbar hohen THG-Emissionen von 2,0 g CO₂-Äquivalente/kWh (Hengstler et al. 2021) erklären. Würde man die THG-Emissionen des *SeeOff*-Projektes pro kWh berechnen (Betriebsphase von 25 Jahren mit 4 000 Volllaststunden pro Jahr), so lägen sie zwischen 1,41 und 1,84 g CO₂-Äquivalente/kWh. (Spyroudi 2021) untersuchte verschiedene Rückbauszenarien für einen OWP mit 35 6-MW-Windturbinen auf MP in einer Wassertiefe von 25 m und einer Entfernung von 60 km von der Küste. Bei einem teilweisen Rückbau (Entfernung der Turbinen und Vergraben der Kabel, Verbleib der Fundamente) betragen die THG-Emissionen etwa ein Drittel der THG-Emissionen einer vollständigen Entfernung (Entfernung der Fundamente, Turbinen und Kabel). Unsere Ergebnisse stützen diese Feststellung nicht, da wir nicht davon ausgehen, dass die Fundamente vollständig an Ort und Stelle belassen werden dürfen. In den *SeeOff*-Szenarien zum teilweisen Rückbau werden die Fundamente unter oder über dem Meeresboden geschnitten und die entsprechenden Demontageaktivitäten sind mit THG-Emissionen verbunden. Nur in S5 und S7 sind die THG-Emissionen etwas geringer, da es keine Rückbauaktivitäten für den Kolkenschutz gibt.

Da der Treibstoffverbrauch von Schiffen am meisten zu den CO₂-Äquivalenten beiträgt, sind innovative Logistikkonzepte gefragt. Neben umweltfreundlichen Antriebssystemen und Kraftstoffen, sollten neuartige Konzepte für die Demontage der OWP-Komponenten auf See untersucht werden. Könnte auf den Einsatz von großen Schiffen verzichtet oder deren Anzahl zumindest verringert werden, würde sich dies in einer deutlichen Verringerung des Kraftstoffverbrauchs widerspiegeln.

4.5.3 Ressourceneffizienz

Um die Material- und Ressourceneffizienz zu verbessern, sind die Vermeidung von Abfällen, die Steigerung der Wiederverwendung und das Recycling von großer Bedeutung. Zur Bewertung der Ressourceneffizienz des OWP-Rückbaus wird das Attribut *Recyclingrate* verwendet. Sie berechnet sich aus dem Verhältnis zwischen der stofflich verwerteten Menge und der Gesamtmenge an anfallenden Bau- und Abbruchabfällen (2011/753/EU). Unter stofflicher Verwertung versteht man jedes Verwertungsverfahren mit Ausnahme der energetischen Verwertung und der Wiederaufbereitung zu Materialien, die als Brennstoffe oder auf andere Weise zur Energieerzeugung verwendet werden sollen. Sie umfasst unter anderem die Vorbereitung zur Wiederverwendung, das Recycling und die Verfüllung (EU Richtlinie 2018/851). Für die Zwecke dieser Analyse werden nur an Land gebrachte Komponenten und Materialien als Abfall betrachtet.

Die Recyclingraten werden für die verschiedenen Rückbauszenarien berechnet. Fünf der neun Alternativszenarien (S1-S4 und S9) weisen gegenüber dem Basisszenario keine Abweichung in der Recyclingrate auf, da sich die Mengen und Arten der rückgebauten Komponenten und damit der anfallenden Abfälle nicht unterscheiden. Vier der Alternativszenarien (S5, S6, S7 und S8) beziehen sich

jedoch auf unterschiedliche Umfänge des Rückbaus. In diesen Szenarien unterscheiden sich die anfallenden Abfallmengen oder -arten vom Basisszenario (Tabelle 50).

Tabelle 50: Rückbauszenarien im Hinblick auf verschiedene Rückbaumfänge von Windenergie(WEA)-Gründungsstrukturen, Kolkschutz und Seekabeln

Rückbauszenarien		WEA-Gründungsstrukturen	Kolkschutz	Seekabel
BS	Basisszenario	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	Entfernung
S1	Feederkonzept: WEA	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	Entfernung
S2	Feederkonzept: WEA-Gründungsstrukturen	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	Entfernung
S3	Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	Entfernung
S4	Entladung OSS mit SPMT	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	Entfernung
S5	Kolkschutz in situ Verbleib	Schnitt 1 m unter Meeresboden	In situ Verbleib	Entfernung
S6	Seekabel in situ Verbleib	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	In situ Verbleib
S7	WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über Meeresboden	Schnitt 3 m über Meeresboden	In situ Verbleib	Entfernung
S8	WEA-Gründungsstrukturen: Komplettentfernung	Komplett-entfernung	Entfernung	Entfernung
S9	Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	Entfernung

4.5.3.1 Berechnung der Recyclingrate von Bau- und Abbruchabfällen

Die Recyclingraten werden entsprechend der Recyclingrate für Bau- und Abbruchabfälle des Beschlusses der Kommission (2011/753/EU) berechnet:

$$\text{Recyclingrate von Bau – und Abbruchsabfällen in \%} = \frac{\text{Menge der stofflich verwerteten Bau – und Abbruchsabfälle}}{\text{Gesamtmenge der erzeugten Bau – und Abbruchsabfälle}} \quad [\text{Gleichung 3}]$$

Es wird eine Massenbilanz des Referenz-OWP erstellt. Komponenten und Ausstattung des OWP werden hinsichtlich ihrer Materialzusammensetzung und Gewichte untersucht (siehe Tabelle 26 im Kapitel 3.1.2). Es werden Massenbilanzen für die verschiedenen Rückbauszenarien erstellt. Anschließend werden die Materialien den Abfallkategorien zugeordnet und die stoffliche Verwertung für die Abfallkategorien ermittelt (Tabelle 51). Die stoffliche Verwertung unterscheidet sich geringfügig von denen von Hengstler et al. (2021), wobei zu beachten ist, dass Verluste durch die Sammlung im SeeOff-

Projekt nicht berücksichtigt werden. Der auffälligste Unterschied ist, dass Hengstler et al. (2021) die stoffliche Verwertung von Rotorblättern nicht berücksichtigen und für die Verbrennung von Kunststoffen eine energetische Verwertung angenommen wird.

Tabelle 51: Materialfluss und Wertung für Offshore-Windparks

Materialfluss	Stoffliche Verwertung	Ort der Verwertung/Beseitigung	Anmerkungen
Steine	100 %	Lagerung am Hafen	
Bauschutt		Aufbereitung von Bauschutt	
F-Gas		F-Gas-Aufbereitung	
SF ₆		SF ₆ -Aufbereitung	
Schmierstoffe		Schmierstoffen-Aufbereitung	
Diesel		Altöl-Aufbereitung	
Blei (Batterien)		Bleischmelze	
Stahl	99 %	Stahlwerk	
Edelstahl		Edelstahwerk	
Gusseisen		Eisenhütte	
Aluminium		Sekundäre Aluminiumhütte	
Kupfer	95 %	Kupferhütte	
Glasfaserverstärkter Kunststoff	75 %	Zementwerk	25 % Energierückgewinnung in einem Zementofen
Verschiedene Polymere	0 %	Verbrennung	Müllverbrennungsanlagen, wenn möglich mit Energierückgewinnung
Hausmüll			
Sperrmüll			
Sonstiges			

Die meisten Materialien des Referenz-OWP im Basisszenario haben sehr hohe Recyclingraten von 99 bis 100 % (Tabelle 52). Dies gilt insbesondere für Stoffströme mit hohen Mengenanteilen, wie Steine (Kolkschutz) und Stahl.

Tabelle 52: Materialfluss und -masse, Recyclingrate und verwertete Massen des Basisszenarios

Materialfluss	Masse in t	Stoffliche Verwertung in %	Verwertete Masse in t
Stahl	71 921,7	99	71 202,5
Rostfreier Stahl	72,8	99	72,1
Gusseisen	4 252,2	99	4 209,7
Aluminium	181,8	99	180,0
Kupfer	2 345,7	95	2 228,4
Glas-Faserverstärkte Kunststoffe	4 343,2	75	3 257,4
Steine	116 960,0	100	116 960,0
Schutt (Mörtel)	2 264,0	100	2 264,0

Materialfluss	Masse in t	Stoffliche Verwertung in %	Verwertete Masse in t
Diverse Polymere	386,5	0	0,0
F-Gas	0,5	100	0,5
SF ₆	3,4	100	3,4
Hausmüll	16,0	0	0,0
Sperrmüll	150,0	0	0,0
Schmierstoffe	116,5	100	116,5
Diesel	17,8	100	17,8
Blei (Batterien)	428,4	100	428,4
Sonstiges	505,9	0	0,0
Insgesamt	203 966,5		200 940,7

4.5.3.2 Recyclingraten

Die Recyclingraten für die Rückbauszenarien sind in Tabelle 54 angegeben. Für die Recyclingraten sind keine Minimal- und Maximalwerte angegeben. Selbst wenn Schwankungen in der Massenbilanz (Tabelle 26) berücksichtigt würden, bliebe das Verhältnis zwischen der stofflich verwerteten Menge an Abbruchabfällen und der Gesamtmenge an angefallenen Abbruchabfällen gleich und würde somit die Recyclingrate nicht verändern.

Es zeigt sich, dass bei der Betrachtung des gesamten OWP die Recyclingraten größer 96 % liegen (Tabelle 54). Dies ist insbesondere auf die großen Mengen an Stahlschrott (41,67 M-%) und Steinen (51,67 M-%) zurückzuführen (siehe Kapitel 3.1.2), die beide eine stoffliche Verwertungsrate von 99 % aufweisen.

Weiterhin zeigte sich, dass Unterschiede in den Rückbauumfängen einen Einfluss auf die die Recyclingrate haben. So wird z.B. in S5 der Kolkenschutz in situ belassen. Hieraus resultiert eine geringe Gesamtrecyclingrate von 96,52 %. Ursächlich ist, dass ein hoher Mengenanteil von Abfällen mit sehr hoher Recyclingrate (Steine) nicht anfällt und daher nicht in die Berechnung einfließt. Das Gleiche gilt für S7, bei dem die WEA-Gründungsstrukturen 3 m über dem Meeresboden abgeschnitten werden und daher weniger Stahlschrott an Land gebracht wird. Dies führt zu einer Recyclingrate von 96,43 %. In S8 hingegen werden die WEA-Gründungsstrukturen vollständig entfernt, es fällt mehr Stahlschrott an und die Gesamtrecyclingrate des OWP steigt leicht auf 98,56 %. In diesem Szenario wird die größte Menge an Materialien wieder in den Wirtschaftskreislauf zurückgeführt. Die höchste Recyclingrate ergibt sich jedoch für S6, bei dem die Seekabel an Ort und Stelle belassen werden. Dies ist auf die geringere stoffliche Verwertungsquote von Kupfer aus Kabelabschnitten von 95 % zurückzuführen. Wenn weniger Kupferkabelabfälle anfallen, erhöht sich somit die Recyclingrate (Tabelle 52).

Im Prinzip ist die Recyclingrate ein gängiges Attribut zur Bewertung der Ressourceneffizienz. Bei dem Vergleich der Ressourceneffizienz verschiedener Rückbauumfänge von OWP sind die Recyclingraten unter Umständen nicht als alleiniges Kriterium geeignet. Die Berücksichtigung anderer Attribute, wie z.B. die Menge und Art der im Meer verbleibenden Materialien, die nicht wieder in den Kreislauf zurückgeführt werden, ist ebenfalls empfehlenswert.

Tabelle 53: Recyclingrate und zurückgewonnene Massen in t für die Windenergieanlagen (WEA), WEA-Gründungsstrukturen, Kolktschutz, Seekabel, Offshore-Substation (OSS) und den gesamten Offshore-Windpark (OWP) für die verschiedenen Rückbauszenarien

Komponente	Basisszenario (und S1-4, S9)		S5 Kolktschutz in situ Verbleib		S6 Seekabel in situ Verbleib		S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden		S8 WEA-Gründungsstrukturen: Komplettentfernung	
	Massenstrom der Abfälle zur Verwertung in t	Recyclingrate in %	Massenstrom der Abfälle zur Verwertung in t	Recyclingrate in %	Massenstrom der Abfälle zur Verwertung in t	Recyclingrate in %	Massenstrom der Abfälle zur Verwertung in t	Recyclingrate in %	Massenstrom der Abfälle zur Verwertung in t	Recyclingrate in %
WEA	30 176	94,5	30 176	94,5	30 176	94,5	30 176	94,5	30 176	94,5
WEA-Gründungsstruktur	46 274	99,0	46 274	99,0	46 274	99,0	43 230	99,0	68 450	99,0
Kolktschutz	116 960	100,0	0	0,0	116 960	100,0	0	0	116 960	100
Seekabel	3 482	88,4	3 482	88,4	118	88,7	3 482	88,4	3 482	88,4
OSS	4 049	92,5	4 049	92,5	4 049	92,5	4 049	92,5	4 049	92,5
OWP	200 941	98,5	83 981	96,5	197 577	98,7	80 937	96,4	223 117	98,6

Tabelle 54: Recyclingraten der Rückbauszenarien

	Rückbauszenarien	WEA-Gründungsstruktur	Kolkschutz	Seekabel	Recyclingrate in %
BS	Basisszenario	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	Entfernung	98,52
S1	Feederkonzept: WEA	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	Entfernung	98,52
S2	Feederkonzept: WEA-Gründungsstrukturen	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	Entfernung	98,52
S3	Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	Entfernung	98,52
S4	Entladung OSS mit SPMT	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	Entfernung	98,52
S5	Kolkschutz in situ Verbleib	Schnitt 1 m unter Meeresboden	In situ Verbleib	Entfernung	96,52
S6	Seekabel in situ Verbleib	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	In situ Verbleib	98,71
S7	WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über Meeresboden	Schnitt 3 m über Meeresboden	In situ Verbleib	Entfernung	96,43
S8	WEA-Gründungsstrukturen: Komplettentfernung	Komplett-entfernung	Entfernung	Entfernung	98,56
S9	Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	Entfernung	98,52

4.5.4 Biodiversität

Vom Menschen geschaffene Offshore-Strukturen ziehen Hartsubstrat-assoziierte Arten an und verändern so die Zusammensetzung der Lebensgemeinschaft in dem Gebiet. Die erhöhte Nahrungsverfügbarkeit zieht mobile Raubtiere an, wodurch die trophische Zusammensetzung und der Energiefluss, und somit das lokale Nahrungsnetz verändert wird (Dannheim et al. 2017; van Hal et al. 2017). Offshore-Strukturen können auch als stepping stones fungieren, wodurch die Vernetzung von Lebensräumen erhöht und die pelagische Ausbreitung und Bewegung mobiler mariner Arten gefördert wird (Dannheim et al. 2017; Hyder et al. 2017). Einige Arten profitieren vom Refugium-Effekt der Offshore-Strukturen, indem sie diese als Nahrungs-, Laich- und Aufzuchtgebiete nutzen (Krone et al. 2017; Stenberg et al. 2015; Reubens et al. 2013). Der Rückbau von OWP wirkt sich folglich direkt oder indirekt auf die zugehörigen benthischen Gemeinschaften aus.

Beim Rückbau von OWP werden in der Regel die Gründungsstrukturen und die Kolkschutzschichten entfernt wodurch der Hartsubstrat-Lebensraum verloren geht. Dies wird auch für das Basisszenario und sieben alternative Rückbauszenarien (S1-4, S6, S8-9) im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* angenommen. Bei zwei Szenarien handelt es sich jedoch um einen teilweisen Rückbau, bei denen der Hartsubstrat-Lebensraum nicht oder nicht vollständig entfernt wird: Szenario *S5 Kolkschutz in situ Verbleib* und *S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden* (Tabelle 55).

Tabelle 55: Rückbauszenarien in Bezug auf den Umfang des Rückbaus von WEA-Gründungsstrukturen und Kolkschutz

Rückbauszenarien		WEA-Gründungsstrukturen	Kolkschutz
BS	Basisszenario	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung
S1	Feederkonzept: WEA	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung
S2	Feederkonzept: WEA-Gründungsstrukturen	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung
S3	Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung
S4	Entladung OSS mit SPMT	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung
S5	Kolkschutz in situ Verbleib	Schnitt 1 m unter Meeresboden	In situ Verbleib
S6	Seekabel in situ Verbleib	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung
S7	WEA- Gründungsstrukturen: Schnitt über Meeresboden	Schnitt 3 m über Meeresboden	In situ Verbleib
S8	WEA-Gründungsstrukturen: Kompletzentfernung	Kompletzentfernung	Entfernung
S9	Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung

Um die Auswirkungen der Rückbauszenarien auf die biologische Vielfalt zu untersuchen, wird folgende Frage gestellt:

Wie viel des Artenreichtums kann erhalten bleiben, wenn die Gründungsstruktur 3 m über dem Meeresboden statt 1 m unter dem Meeresboden abgeschnitten wird und wenn der Kolkschutz an Ort und Stelle belassen wird, anstatt ihn zu entfernen?

Zur Beantwortung dieser Frage wird das Attribut *Anteil des erhaltenen Artenreichtums* verwendet. Dieses Attribut setzt den Artenreichtum, z.B. am Kolkschutz, ins Verhältnis zum Gesamtartenreichtum des Anlagenstandorts.

4.5.4.1 Datengrundlage

Um die Auswirkungen des Rückbaus auf die benthische Lebensgemeinschaft beurteilen zu können, sind Daten über die mit dem Hartsubstrat assoziierten Arten über die gesamte Gründungsstruktur und den Kolkschutz (falls zutreffend) während und am Ende der Betriebsphase erforderlich. Die deutsche Genehmigungsbehörde BSH verlangt jedoch kein verpflichtendes Umweltmonitoring unterhalb einer Wassertiefe von 10 m und nicht länger als über einen Zeitraum von 5 Jahren nach Inbetriebnahme. Es liegen also keine Daten der deutschen OWP vor, um die Auswirkungen verschiedener Rückbaumfänge auf die biologische Vielfalt zu analysieren. Daher wird für die Analyse eine Auswahl von OWP-bezogenen Daten der „CRITTERBASE (AWI Biodiversity information system)“ des Alfred-Wegener-Instituts (Dannheim et al. (in preparation); Teschke et al. (in review)) verwendet. CRITTERBASE enthält Daten über benthische Lebensgemeinschaften, die in sieben OWP, neun Öl- und Gasplattformen, zwei Forschungsplattformen und einem geogenen Riff in der südöstlichen Nordsee gesammelt wurden.

Die Daten für diese Analyse wurden nach den folgenden Kriterien ausgewählt

- Projekttyp: Die Daten müssen aus einem OWP stammen. Öl- und Gasprojekte wurden aufgrund des hohen Alters der Bauwerke (gebaut zwischen 1972 und 1999) und des entsprechend hohen Alters der Gemeinschaften ausgeschlossen.
- Probenart: Es werden nur Proben berücksichtigt, die auf der Gründungsstruktur oder der Kolksschutz entnommen wurden.
- Gründungsart: Es werden Jackets, Monopiles und Schwerkraftfundamente berücksichtigt.

Daher wurden Daten von vier Offshore-Projekten ausgewählt: die OWP *BelWind*, *C-Power* und *Princess Amalia*. Die Testplattform *Fino 1* wird als OWP behandelt, da das Fundament den OWP-Jacket-Fundamenten ähnlich ist (Tabelle 56).

Tabelle 56: Charakteristika der ausgewählten Offshore-Windparks

Projekt	Land	Jahr der Inbetriebnahme	Typ der Probe	Art der Gründungsstruktur	Anzahl der überwachten Stationen	Max. Tiefe der Probenahme
<i>BelWind</i>	Belgien	2009	Stiftung	Monopiles	2	15 m
			Kolksschutz	---	2	30 m
<i>C-Power</i>	Belgien	2008-2011	Stiftung	Schwerkraft-Fundament	2	30 m
			Kolksschutz	---	2	30 m
<i>Fino</i>	Deutschland	2003	Stiftung	Jacket	1	30 m
<i>Princess Amalia</i>	Niederlande	2006-2007	Stiftung	Monopiles	4	17 m
			Kolksschutz	---	4	24.5 m

Bei den vier Offshore-Projekten mit einer Wassertiefe von >20-25 m liegen Daten von 36 Proben vor, bei >25 m Daten von 32 Proben und für den Kolksschutz von 48 Proben (Tabelle 57).

Tabelle 57: Anzahl der Proben pro Beprobungstiefe für Kolkschutz, für jedes Gründungsstruktur und alle Gründungsstruktur zusammengenommen

Projekt	Anlagenstandort	Tiefenkategorien der Windenergie-Gründungsstruktur						Kolkschutz
		≤ 5 m	>5-10 m	>10-15 m	>15-20 m	>20-25 m	>25 m	
<i>BelWind</i>	BB B8	0	0	23	0	0	0	3
	BB C2	0	0	29	0	0	0	6
<i>C-Power</i>	D5	1	4	66	2	4	0	20
	D6	2	3	16	0	3	0	6
<i>Fino</i>		73	39	10	32	29	32	0
<i>Princess Amalia</i>	T1	11	4	0	4	0	0	3
	T20	12	4	0	4	0	0	3
	T45	12	4	0	4	0	0	4
	T60	12	4	0	4	0	0	3
		123	62	150	50	36	32	48

Für die Datenverarbeitung und -analyse wurden *R: A Language and Environment for Statistical Computing* Version 3.6.2 (R Core Team 2019) und *RStudio* Version 1.2.1335 (RStudio Team 2018) verwendet.

4.5.4.2 Berechnung des Anteils des erhaltenen Artenreichtums

Basisszenario und Szenarien S1-S4, S6, S8

Umfang der Demontage:

- WEA-Gründungsstruktur 1 m unterhalb des Meeresbodens oder vollständige Entfernung des Monopiles
- Entfernung des Kolkschutzes

Wenn die WEA-Gründungsstrukturen 1 m unter dem Meeresboden abgeschnitten oder vollständig entfernt und der Kolkschutz ebenfalls entfernt würde, ist davon auszugehen, dass die gesamte biologische Vielfalt verloren geht (0,00 erhaltener Artenvielfalt).

Szenario S5 Kolkschutz in situ Verbleib

Umfang der Demontage:

- WEA-Gründungsstruktur 1 m unterhalb des Meeresbodens oder vollständige Entfernung des Monopiles
- Kolkschutz in situ Verbleib

Zur Berechnung des *Anteils des erhaltenen Artenreichtums* für das Szenario S5: *Kolkschutz in situ Verbleib*, werden die Daten von *Fino* ausgeschlossen, da es keine Probennahmen an dem Kolkschutz gibt. Für die anderen drei OWP wird der Anteil des Artenreichtums am Kolkschutz ins Verhältnis zum gesamten Artenreichtum des Standorts gesetzt.

Der Artenreichtum und der *Anteil des erhaltenen Artenreichtums* wird für den Kolkschutz für jede WEA-Gründungsstruktur und für alle WEA-Gründungsstrukturen zusammen berechnet. Der *Anteil des erhaltenen Artenreichtums* schwankt zwischen 0,33 bei der WEA T22 des OWP *Princess Amalia* (25 Arten am Kolkschutz (n=3) der insgesamt 77 Arten (n=23)) und 0,63 bei der WEA D5 des OWP *C-Power* (92 Arten am Kolkschutz (n=20) der insgesamt 146 Arten (n=97)). Im Durchschnitt würden $0,49 \pm 0,10$ der Hartsubstrat-assoziierten Arten erhalten bleiben, wenn die WEA-Gründungsstruktur 1 m unter dem Meeresboden abgeschnitten und der Kolkschutz in situ belassen würde (Tabelle 58).

Tabelle 58: Artenreichtum und Anteil des erhaltenen Artenreichtums und Anzahl der Proben (n) für alle Proben und Kolkschutz für jede Windenergieanlagen(WEA)-Gründungsstruktur und alle Gründungsstrukturen zusammengenommen

Projekt	WEA-Gründungsstruktur	Alle Proben			Kolkschutz		
		Artenreichtum	Anteil des erhaltenen Artenreichtums	n	Artenreichtum	Anteil des erhaltenen Artenreichtums	n
<i>BelWind</i>	BB B8	92	1,00	26	39	0,42	3
	BB C2	103	1,00	35	55	0,53	6
<i>C-Power</i>	D5	146	1,00	97	92	0,63	20
	D6	85	1,00	30	50	0,59	6
<i>Princess Amalia</i>	T1	89	1,00	22	42	0,47	3
	T20	77	1,00	23	25	0,33	3
	T45	89	1,00	24	47	0,53	4
	T60	83	1,00	23	36	0,43	3
Mittelwert +/- Standardabweichung						0,49+ ± 0,10	

Szenario S7 Windenergieanlagen- Gründungsstruktur: Schnitt oberhalb des Meeresbodens

Umfang der Demontage:

- WTG- Gründungsstruktur Schnitt m 3 über dem Meeresboden
- Kolkschutz in situ belassen

Für die Analyse von Rückbauszenario *S7: WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt oberhalb des Meeresbodens*, bei dem ebenfalls der Kolkschutz in situ belassen wird, werden die Daten aller vier Projekte berücksichtigt. Die mittlere Wassertiefe der Referenz-OWP beträgt 25 m. Würde das Fundament 3 m über dem Meeresboden abgeschnitten, blieben Strukturen in Wassertiefen ≥ 22 m erhalten. Auch der Kolkschutz würde an Ort und Stelle verbleiben. Daher wurden die Daten der Proben der WEA-Gründungsstrukturen in einer Wassertiefe ≥ 22 m und des Kolkschutzes aggregiert und der Artenreichtum und der *Anteil des erhaltenen Artenreichtums* berechnet.

Tabelle 59: Artenreichtum, Anteil des erhaltenen Artenreichtums und Anzahl der Proben (n) für alle Proben und Windenergieanlagen (WEA)-Gründungsstrukturen ≥ 22 m und Kolksschutz aggregiert von jeder Gründungsstruktur und alle Gründungsstrukturen aggregiert

Projekt	WEA-Gründungsstruktur	Alle Proben			WEA-Gründungsstruktur ≥ 22 m und Kolksschutz		
		Artenreichtum	Anteil des erhaltenen Artenreichtums	n	Artenreichtum	Anteil des erhaltenen Artenreichtums	n
<i>BelWind</i>	BB B8	92	1,00	26	39	0,42	3
	BB C2	103	1,00	35	55	0,53	6
<i>Fino</i>		123	1,00	215	99	0,81	61
<i>C-Power</i>	D5	146	1,00	97	96	0,66	22
	D6	85	1,00	30	52	0,61	9
<i>Princess Amalia</i>	T1	89	1,00	22	42	0,47	3
	T20	77	1,00	23	25	0,33	3
	T45	89	1,00	24	47	0,53	4
	T60	83	1,00	23	36	0,43	3
Mittelwert +/- Standardabweichung						0,53 \pm 0,14	

Ein sehr hoher Werte für den *Anteil des erhaltenen Artenreichtums* wird in *Fino* erreicht (höchster Wert: 0,81 mit 99 Arten in Wassertiefen ≥ 22 m (n=61) von insgesamt 123 Arten (n=215)). Bei anderen Projekten, wie z. B. *C-Power*, erhöht das Rücklassen des Kolksschutz und eines Teils der WEA-Gründungsstrukturen den Anteil des erhaltenen Artenreichtums nur geringfügig (0,66 bei D5 und 0,61 bei D6) im Vergleich zu *S5 Kolksschutz in situ Verbleib* (0,63 bei D5 und 0,59 bei D6). Im Durchschnitt würden $0,53 \pm 0,14$ des Artenreichtums erhalten bleiben, wenn die WEA-Gründungsstrukturen 3 m über dem Meeresboden abgeschnitten und der Kolksschutz in situ belassen würde (Tabelle 59).

4.5.4.3 Bewertung der Rückbauszenarien

Eine Übersicht über den *Anteil des erhaltenen Artenreichtums* pro Rückbauszenario findet sich in Tabelle 60. Um den Einfluss der Rückbauszenarien auf den *Anteil des erhaltenen Artenreichtums* zu untersuchen, wird ein nicht-parametrischer Kruskal-Wallis Test durchgeführt (R Core Team 2019). Es zeigt sich, dass die Rückbauszenarien einen signifikanten Einfluss auf den *Anteil des erhaltenen Artenreichtums* haben (chi-squared = 17,871, df = 2, p-value < 0,05). Anschließend wurde ein post hoc Test (dunn test) durchgeführt, der die Unterschiede in den Rückbauszenarien aufzeigt. Die Ergebnisse zeigen, dass sich der *Anteil des erhaltenen Artenreichtums* für die beiden teilweisen Rückbauszenarien (S5 und S7) signifikant von der (vollständigen) Entfernung (BS, S1-S4, S6 und S8-S9) unterscheidet (p-value < 0,05), aber nicht voneinander (0,75) (Abbildung 80). Auch lassen sich Unterschiede für die unterschiedlichen Gründungsstrukturtypen erkennen; an den MP ist der *Anteil des erhaltenen*

Artenreichtums geringer als an den Schwerkraftfundamenten. Der Unterschied zwischen S5 Kolkschutz *in situ Verbleib* und S7 WEA- Gründungsstrukturen: Schnitt über Meeresboden wird durch die Jacket-Gründungsstruktur bedingt, deren Anteil des erhaltenen Artenreichtums deutlich höher ist als der anderen Gründungsstrukturtypen.

Tabelle 60: Anteil des erhaltenen Artenreichtums der Rückbauszenarien

Rückbauszenario		WEA-Gründungsstruktur	Kolkschutz	Anteil des erhaltenen Artenreichtums
BS	Basisszenario	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	0,00
S1	Feederkonzept: WEA	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	0,00
S2	Feederkonzept: WEA-Gründungsstrukturen	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	0,00
S3	Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	0,00
S4	Entladung OSS mit SPMT	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	0,00
S5	Kolkschutz <i>in situ Verbleib</i>	Schnitt 1 m unter Meeresboden	<i>In situ Verbleib</i>	0,49 ± 0,10
S6	Seekabel <i>in situ Verbleib</i>	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	0,00
S7	WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über Meeresboden	Schnitt 3 m über Meeresboden	<i>In situ Verbleib</i>	0,53 ± 0,14
S8	WEA-Gründungsstrukturen: Komplettentfernung	Komplettentfernung	Entfernung	0,00
S9	Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge	Schnitt 1 m unter Meeresboden	Entfernung	0,00

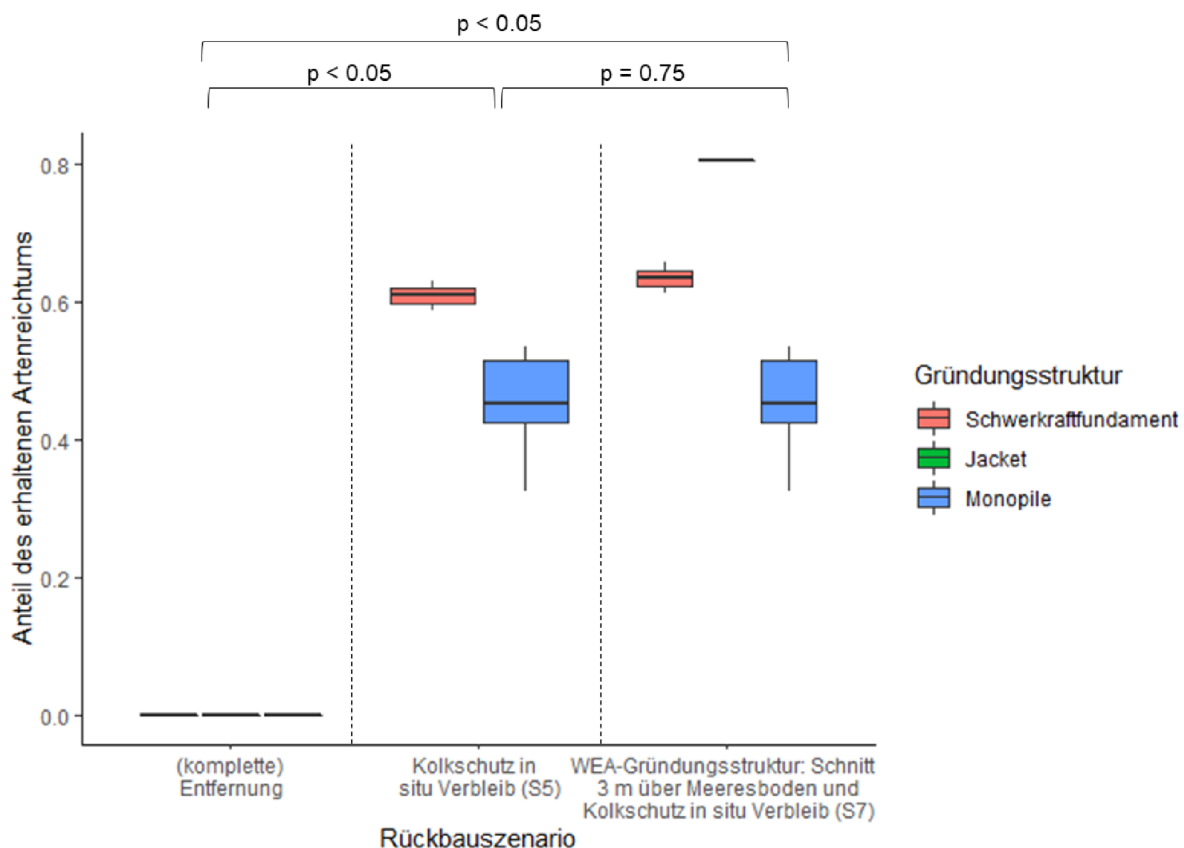


Abbildung 80: Anteil des erhaltenen Artenreichtums für die Rückbauszenarien: (komplette) Entfernung der Gründungsstrukturen und des Kolkschutzes, in situ Verbleib des Kolkschutzes und Schneiden der Gründungsstruktur 3 m über dem Meeresboden und in situ Verbleib des Kolkschutzes.

Unsere Analyse weist prinzipiell zwei Mängel auf: 1. Unterscheiden sich die OWP in ihren Lebensräumen und ihren dazugehörigen Lebensgemeinschaften und 2. Es fehlen systematische und langfristige Untersuchungen sowie vertiefte Kenntnisse über Ursache-Wirkungs-Beziehungen. Insbesondere mangelt es an Monitoringdaten über die gesamte WEA-Gründungsstrukturen sowie den Kolkschutz und über die gesamte Betriebszeit der deutschen OWP. Die OWP-bezogenen biologischen Daten der CRITTERBASE des Alfred-Wegener-Instituts sind die besten verfügbaren Daten, um die Auswirkungen der verschiedenen Rückbaumfänge auf die benthische Lebensgemeinschaft zu bewerten.

Es wird argumentiert, dass sich der Zustand vor dem Bau der OWP wiederherstellen ließe, wenn die WEA-Gründungsstruktur und der Kolkschutz entfernt würden. Unsere Analyse zeigt eindeutig, dass umso mehr Artenvielfalt erhalten bleibt, je mehr Hartsubstrat verbleibt. Das Belassen des Kolkschutz trägt am meisten zum Erhalt des Artenreichtums bei. Wenn die WEA-Gründungsstruktur 3 m über dem Meeresboden abgeschnitten würde (S7), ist der Anteil des erhaltenen Artenreichtums etwas höher ($0,53 \pm 0,14$) als wenn die WEA-Gründungsstruktur 1 m unter dem Meeresboden abgeschnitten würde (S5) ($0,49 \pm 0,10$), der Unterschied ist jedoch nicht signifikant (0,75). Es liegen jedoch nur wenig biologische Daten zu den WEA-Gründungsstrukturen in der Nähe des Meeresbodens oder auf dem Kolkschutz vor. Im Datensatz unserer Analyse wurden Proben an den Gründungsstrukturen jenseits einer Wassertiefe von 20 m nur bei zwei Projekten (FINO und C-Power) bzw. an drei Stationen genommen (Tabelle 57). Die geringe Probenzahl beeinträchtigt die Aussagekraft der Testergebnisse entsprechen. Studien zeigen jedoch, dass sich um diese Strukturen eine vielfältige Gemeinschaft entwickelt (Mesel et al. 2015; Krone

et al. 2017; Coolen et al. 2020b; Degraer et al. 2019). Coolen et al. (2020a) untersuchte die Biodiversität und Biomasse der Makrofauna im Hinblick auf Rückbauentscheidungen von niederländischen Öl- und Gasplattformen und stellte fest, dass die Makrofauna von einem teilweisen Rückbau profitieren würde. Mit der derzeitigen Datengrundlage der OWP bleiben die tatsächlichen Ursache-Wirkungs-Beziehungen jedoch ungewiss und fundierte Empfehlungen für den Rückbau sind schwer möglich (Degraer et al. 2019; Dannheim et al. 2020). Um die Entscheidung über den Rückbau der deutschen OWP zu unterstützen, sind weitere Untersuchungen über den unteren Teil der WEA-Gründungsstrukturen und den Kolksschutz erforderlich.

Um eine ausreichende Datengrundlage zu erhalten, wurden in dieser Analyse nicht nur MP, sondern auch Jackets und Schwerkraftfundamente berücksichtigt. Auch wenn diese Fundamente strukturell sehr unterschiedlich sind, stellten Coolen et al. (2020b) fest, dass die Substrattypen einen viel größeren Einfluss auf die Artenzusammensetzung als auf den Artenreichtum haben. Eine größere Datenverfügbarkeit, die auch Untersuchungen zu verschiedenen Fundamenttypen einschließt, würde jedoch eine differenziertere Analyse ermöglichen.

Obwohl es sich entsprechend der Definition von Jackson und Miller (2009, S. 4) nicht um ein künstliches Riff handelt (ein künstliches Riff "is a submerged structure placed on the seabed deliberately, to mimic some characteristics of a natural reef."), sind OWP für ihren künstlichen Riff-Effekt bekannt. Die Strukturen werden von Hartsubstratarten besiedelt, die die tropische Zusammensetzung der zugehörigen Weichboden- und Epifauna-Gemeinschaften verändern (Dannheim et al. 2017). Diese Lebensgemeinschaften, ihre Zusammensetzung, die Artenvielfalt und die Abundanz der Arten verändern sich jedoch im Laufe der Jahre (Dannheim et al. 2020; Mesel et al. 2015; Degraer et al. 2019). Daher spiegeln Untersuchungen kurz nach dem Bau von OWP oder nach nur wenigen Betriebsjahren höchstwahrscheinlich nicht die Situation am Ende der Betriebsphase wider. Um eine fundierte Aussage über die benthische Lebensgemeinschaft und mögliche Auswirkungen des Rückbaus treffen zu können, sind weitere Untersuchungen während und zum Ende der Betriebsphase erforderlich.

Obwohl es sich um vom Menschen geschaffene Strukturen handelt, können die Auswirkungen von OWP auf künstliche Riffe und die damit verbundene erhöhte Artenvielfalt als ökologisch vorteilhaft angesehen werden (Methratta und Dardick 2019; Reubens et al. 2013). Die erhöhte Abundanz und Vielfalt innerhalb der OWP führt zu einer erhöhten Verfügbarkeit von Nahrung für benthivore und piscivore Arten. Durch die Erhaltung einiger Hartsubstrat-Strukturen könnte nicht nur die benthische Gemeinschaft, sondern auch die damit verbundene Fischgemeinschaft profitieren. Die Veränderungen in den Hartsubstrat-assoziierten Gemeinschaften beeinflussen jedoch ebenfalls die umgebende Weichsedimentgemeinschaft (Degraer et al. 2019; Dannheim et al. 2020; Hutchison et al. 2020, S. 58–69). Die Auswirkungen auf die Fisch- und Weichbodengemeinschaften sollten somit ebenfalls Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

Das Fehlen fundierter Kenntnisse über die langfristigen Auswirkungen der OWP-Strukturen auf die Benthos- und Fischgemeinschaft erschwert die Beurteilung von OWP-Rückbauszenarien. Aussagen darüber, ob es vorteilhafter ist, den Kolksschutz oder einen Teil der WEA-Gründungsstruktur in situ zu belassen oder alle Strukturen zu entfernen, um den Ausgangszustand wiederherzustellen, sind vorläufig und hängen auch von der jeweiligen Gemeinschaft ab. Unsere Analyse zeigt, dass das Belassen des Kolksschutzes den Erhalt des Artenreichtums deutlich verbessert. Das Schneiden der WEA-

Gründungsstrukturen oberhalb des Meeresbodens erhöht den Anteil des Artenreichtums nur geringfügig. Um jedoch fundierte Aussagen über die tatsächlichen Auswirkungen eines teilweisen Rückbaus auf die Biodiversität treffen zu können, sind weitere systematische Untersuchungen notwendig. Dazu gehören Erhebungen während und am Ende der Betriebsphase über die gesamte WEA-Gründungsstruktur und am Kolkenschutz.

4.5.5 Arbeitssicherheit

Damit Menschen vor Unfällen und Gesundheitsschäden wirksam geschützt werden, müssen Gefahren frühzeitig erkannt werden. Aus diesem Grund fordert der Gesetzgeber die Durchführung einer Gefährdungsbeurteilung im Rahmen des Arbeitsschutzes (siehe §5 ArbSchG, sowie BetrSichV, GefStoffV). Das ArbSchG setzt dazu die europäische Arbeitsschutz-Rahmenrichtlinie 89/391/EWG in deutsches Recht um. Durch die Anwendung einer solchen prospektiven Methode können Gefährdungspotentiale bzw. das mögliche Zusammentreffen von Gefahr und Mensch frühzeitig erkannt, bewertet und durch Auswahl geeigneter Maßnahmen verhindert werden. Die Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse formuliert hierzu „Mit ihrem präventiven Ansatz bildet die Gefährdungsbeurteilung die Grundlage für einen wirksamen betrieblichen Arbeitsschutz zur Verhütung von Arbeitsunfällen“ (BG ETEM o.J.). Sie wird deshalb als geeignetes Instrument für eine Bewertung von Rückbauszenarien im Kontext der Arbeitssicherheit mit dem Hilfsmittel der Gefährdungsbeurteilung herangezogen.

Gefährdungsbeurteilungen sind spezifisch für die mit den Arbeiten verbundenen Gefährdungen nach § 5 ArbSchG Abs. 1 sowie je nach Art der Tätigkeit Abs. 2 d.h. der Prozesse zu erstellen. Da es sich beim Rückbau von OWP um eine Vielzahl von komplexen Tätigkeiten handelt, erfolgt im Rahmen der vorliegenden Untersuchung eine Eingrenzung der zu bewertenden Tätigkeiten. Die Global Offshore Wind Health and Safety Organisation (G+), der sich verschiedene Unternehmen der OWP-Branche im Rahmen eines freiwilligen Reportings angeschlossen haben, veröffentlicht jährlich einen Bericht zu den übermittelten Ereignisdaten. Darin wird deutlich, dass im Vergleich zu den Aktivitäten an Land die meisten Ereignisse auf See auftreten (z.B. 473 von insgesamt 677 in 2020) und diese Ereignisse mehrheitlich ein hohes Schadenspotential aufweisen (61-78 % in den Jahren 2017-2020, siehe Tabelle 61) (G+ Global Offshore Wind Health & Safety Organisation 2020, 2017, 2018, 2019, 2020). Definiert werden diese als Ereignisse oder Beinaheunfälle, die das Potential hatten, fatale Folgen oder bleibende Gesundheitsschäden zu verursachen. Die Gesamtzahl der Ereignisse dieses Typs ist über die vergangenen Jahre jedoch stetig gesunken. Eine ältere Studie zu medizinischen Ereignissen (Unfallverletzungen, Erkrankungen, Todesfälle) beim Bau und Betrieb von OWP in Deutschland für den Zeitraum 2008-2012 (Stuhr et al. 2015) fand heraus, dass in 100 von 190 Unfallereignissen (53 %) der Unfallort das Errichterschiff und in 44 Fällen die WEA waren (23 %). Danach folgten als Unfallorte in 28 Fällen weitere Schiffe (15 %) und in 16 Fällen OSS (8 %). Nach Einschätzung der BG ETEM sind Arbeiten auf See „umgebungsbedingt und tätigkeitsbedingt“ mit einem erhöhten Unfallrisiko verbunden (Lorenz 2015), beispielsweise aufgrund wechselnder Wetterverhältnisse und Personal mit unterschiedlicher Kenntnis der Umgebung See.

Tabelle 61: Ereignisse mit hohem Schadenpotential (G+ Global Offshore Wind Health & Safety Organisation 2020, 2019, 2018, 2017)

	2017	2018	2019	2020
Anzahl Ereignisse	294	256	252	198
Auf See gesamt	70 %	78 %	72 %	61 %
Turbine	35 %	32 %	34 %	30 %
Schiff	28 %	38 %	33 %	24 %
Sonstige	7 %	8 %	5 %	7 %
An Land	30 %	21 %	27 %	37 %

Aufgrund dieser allgemeinen Faktenlage wird die im Folgenden dargestellte Bewertung der Arbeitssicherheit ausschließlich für Rückbautätigkeiten auf See vorgenommen. Auch werden Überfahrten mit dem Schiff und vorbereitende Tätigkeiten, die vor Beginn der Demontage stattfinden, nicht betrachtet (wie z.B. Meeresbodenuntersuchungen, Außerbetriebnahme der WEA).

Es ist jedoch zu erwähnen, dass bei landseitigen Arbeiten ebenfalls eine Vielzahl von Arbeitssicherheitsrisiken in Verbindung mit Demontage- und Zerlege-, sowie Aufbereitungsprozessen zu erwarten sind. Als Beispiele sind das Brennschneiden der großen Mengen an Stahlrohrstrukturen in Verbindung mit (Rost-)Staubentwicklung, die Aufbereitung mit karbonfaserverstärktem Kunststoff sowie Kabelaufbereitung mit bleihaltigen Ummantelungen zu nennen. Das im Folgenden beschriebene Vorgehen kann auch auf diese Tätigkeiten angewendet werden.

4.5.5.1 Gefährdungsbeurteilung und Berechnung eines Gefährdungsmaß als Attribut

Im Rahmen des Projektes *SeeOff* wurden diverse Experteninterviews (Gimmerthal 2020), (Horstmann 2019), (Arens und Kuehne 2019) durchgeführt, die die Gefährdungsbeurteilung als geeignetes Instrument für die Bewertung der Arbeitssicherheit beim OWP-Rückbau bestätigen. Aufgrund der eingeschränkt zugänglichen Statistik von Unfällen in der Offshore-Windenergie, sind die methodischen Auswahlmöglichkeiten sowie die quantitativen Datengrundlagen zur Unfallursachenanalyse begrenzt, sodass zum jetzigen Zeitpunkt lediglich eine qualitative Analyse und Bewertung durchgeführt werden kann. Mit steigender Anzahl an Rückbauprojekten und wachsender Datengrundlage kommen in Zukunft sicherlich auch Methoden der Risikoanalyse in Betracht, die aufgrund von Ereignissen eine quantitative Bestimmung der Eintrittswahrscheinlichkeit erlauben.

Die Gefährdungsbeurteilung stellt eine systematische Analyse sowie Bewertung der Ursachen und Bedingungen, welche die Gesundheit und Sicherheit von Personen im Arbeitsbereich beeinflussen, dar. Die Art der Gefährdungsbeurteilung ist dabei vom Anwendungsfall und dem Untersuchungsobjekt abhängig und wird im methodischen Vorgehen nachfolgend beschrieben. Der Begriff „Gefährdung“ im Arbeitsschutz beschreibt dabei die Möglichkeit einer gesundheitlichen Beeinträchtigung oder eines Schadens, ohne Bedingung an Ausmaß oder Eintrittswahrscheinlichkeit (amtliche Begründung zum ArbSchG). (Lehder und Skiba 2005). Damit wird das Vorgehen von einer Risikoanalyse abgegrenzt, bei der Schadensausmaß und Eintrittswahrscheinlichkeiten, häufig anhand von retrospektiven Untersuchungen sowie vorliegenden Daten zu Unfällen und Ereignissen, bestimmt und dann zu einem Risikofaktor multipliziert werden.

Allgemein wird bei der Gefährdungsbeurteilung wie folgt vorgegangen (nach Lehder und Skiba 2005).

- 1) Festlegung des Untersuchungsgegenstandes/-bereiches und Art der Beurteilung
- 2) Analyse arbeitsbedingter Gefährdungen
- 3) Bewertung der arbeitsbedingten Gefährdungen
- 4) Ableitung von Schutzmaßnahmen, Durchführung und Prüfung der Wirksamkeit
- 5) Dokumentation der Ergebnisse

Darüber hinaus folgt ein anhaltendes Fortschreiben der Gefährdungsbeurteilung in der Praxis. In Abbildung 81 ist das generelle methodische Vorgehen im Rahmen des Projekts *SeeOff* dargestellt.

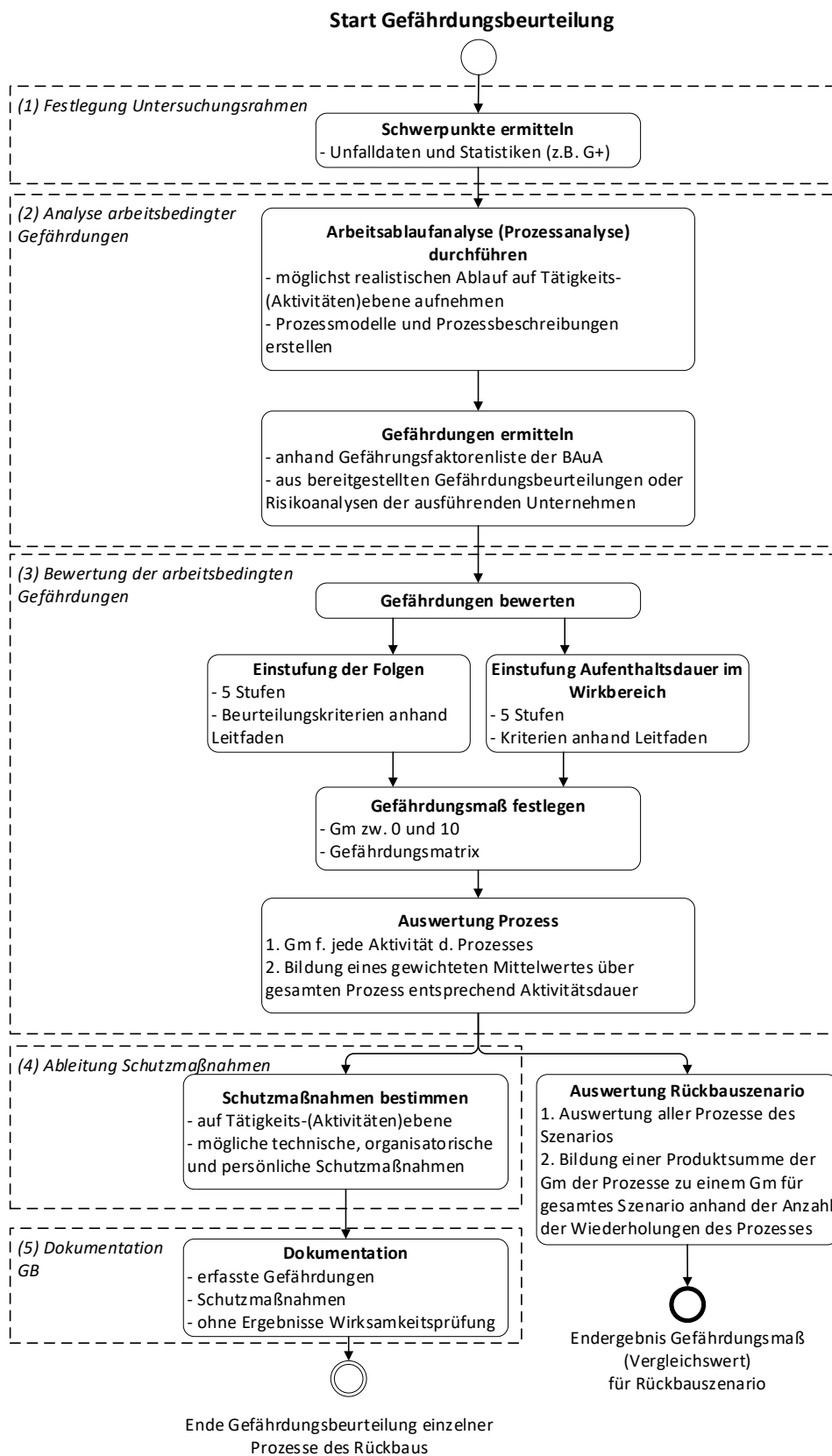


Abbildung 81: Ablaufschema Gefährdungsbeurteilung für die Bewertung im Forschungsprojekt SeeOff

Unter (1) wird der Untersuchungsbereich festgelegt. Berücksichtigt werden die Arbeiten der Demontage der WEA, inkl. Gründungsstrukturen und des Kolksschutz, der IAC sowie der OSS mit Exportkabel. Dabei liegt der Fokus ausschließlich auf den Rückbauaktivitäten im Baufeld. Transportvorgänge und unterstützende Prozesse, bspw. Planung und Überwachung oder vor- und nachbereitende Tätigkeiten wie Untersuchungen des Meeresbodens bleiben unberücksichtigt.

Informationen für die **Analyse arbeitsbedingter Gefährdungen (2)** werden über Literaturrecherchen, Befragungen von Expert:innen der Projektpartner, des *SeeOff*-Projektbeirats und der OWP-Branche zusammengetragen. Ebenfalls fließen wissenschaftliche Erkenntnisse aus Konferenzen, Workshops und Seminaren in die Analyse mit ein. Für die Ermittlung arbeitsbedingter Gefährdungen wird eine tätigkeitsspezifische bzw. prozessbezogene Analyse verfolgt, in der die Haupttätigkeiten (Prozesse) in Teilprozesse und Aktivitäten (= Einzeltätigkeiten) des Arbeitsablaufs aufgeschlüsselt werden. Für jede Aktivität werden dabei Arbeitsablauf, Arbeitsmittel, beteiligtes Personal, tätigkeitsbedingte und umgebungsbedingte Gefährdungen, Dauer, Schadensfolge und Schutzmaßnahmen miterfasst. Zur Erfassung der Gefährdungen wird der Gefährdungskatalog der BAuA verwendet (BAuA 2021a), siehe unter [Gefährdungskatalog der BAuA](#) oder verkürzt in Tabelle A1 im Anhang. Die Prozesse werden in Prozessmodellen abgebildet und mit den Interviewpartner:innen diskutiert. Des Weiteren wird für jede untersuchte Aktivität (Einschränkungen s.o.) der Ablauf genauer aufgenommen und der Prozess im Rahmen von Prozessbeschreibungen zusammengefasst (Kapitel 3.5).

Zur **Bewertung der arbeitsbedingten Gefährdungen (3)** muss systematisch beurteilt werden, ob die bereits getroffenen Maßnahmen ausreichen, die ermittelten Gefährdungen abzuwenden oder weitere Maßnahmen erforderlich sind. Dabei sind, sofern vorhanden, Beurteilungsmaßstäbe und Schutzmaßnahmen aus Technischen Regeln (z.B. Grenzwerte) und Arbeitsschutzverordnungen zu Grunde zu legen oder andernfalls branchenspezifische Handlungsempfehlungen wie z.B. Regeln der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung zu Rate zu ziehen. Laut der Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin kann für die Beurteilung der Gefährdungen ein Verfahren, wie z.B. die Risikomatrix nach Nohl, angewandt werden (BAuA 2021a), S.27. Hierbei wird, analog dem in der ISO 31000 Risikomanagement beschriebenen Vorgehen, auf Basis von Eintretenswahrscheinlichkeit und Schwere eines Schadens eingeschätzt, ob das vorhandene Risiko akzeptabel ist. Mit Hilfe einer Matrix wird für jede Gefährdung ein Gefährdungsmaß ermittelt, aus dem abgeleitet werden kann, ob weitere Maßnahmen zur Verminderung des Risikos erforderlich sind. Von diesem Vorgehen wird im Rahmen des Forschungsprojekts *SeeOff* abgewichen, da die Wahrscheinlichkeit des Eintritts eines Schadens nicht ausreichend bestimmt werden kann. Ebenso können die Folgen nur abgeschätzt werden. Um eine Maßzahl, d.h. den Indikator Gefährdungsmaß zu bestimmen, werden daher zwei von Nohl (Nohl 1989) vorgeschlagene Größen aus der Sicherheitsanalyse verwendet:

- (1) die Aufenthaltsdauer im Wirkungsbereich und
- (2) eine Abschätzung der möglichen Unfallschwere.

Ebenfalls wurden die Abstufungen für Dauer (1) und Unfallschwere (2) übernommen. Diese bilden die in Tabelle 62 dargestellte Bewertungsmatrix. Danach wird bestimmt, wie häufig/andauernd die Schnittpunkte zwischen Gefahr und Mensch bestehen könnten.

Tabelle 62: Bewertungsmatrix Gefährdungsmaß

Unfallschwere Dauer	keine Folgen (1)	Bagatellfolgen (2)	Verletzungs- /Erkrankungs- folgen (3)	leichter bleibender Gesundheits- schaden (4)	schwerer bleibender Gesundheits- schaden, Tod (5)
<5 min (1)	0	0	2	3	6
5-30 min (2)	0	1	3	4	6
30 min-2h (3)	0	1	4	6	8
>2 h (4)	0	2	5	7	9
über die gesamte Schicht, ständig (5)	0	3	6	8	10

Das Gefährdungsmaß wird für jede Aktivität vor der Ermittlung von Schutzmaßnahmen bestimmt und anschließend unter Berücksichtigung möglicher Schutzmaßnahmen nochmals bewertet. Die ermittelten Gefährdungsmaße (G_m) einer Aktivität (mit Schutzmaßnahmen) werden anschließend zu einem gewichteten Mittelwert aller Aktivitäten der Prozessoption zusammengeführt. Die Wichtung erfolgt dabei anhand der einzelnen Aktivitätsdauern (Gleichung 4). Das gewichtete Gefährdungsmaß $G_{m_{\text{Prozessoption, gew.}}}$ soll das Ausmaß für das verbleibende Gefährdungspotential einer Prozessoption beziffern.

$$G_{m_{\text{Prozessoption, gew.}}} = \left(\sum_{a=1}^n (t_a \cdot G_{m_a}) \right) \cdot \left(\sum_{a=1}^n t_a \right)^{-1} \quad [\text{Gleichung 4}]$$

Term	Erläuterung
t_a	Dauer (t) der Aktivität (a) in h
G_m	Gefährdungsmaß
n	Aktivität n

Für die Bestimmung des Indikatorwertes eines Rückbauszenarios werden die gewichteten Gefährdungsmaße der betreffenden Prozessoptionen mit der Anzahl der sich wiederholenden Prozesse für den gesamten OWP (z.B. 80 Wiederholungen des Rückbaus der WEA) multipliziert, über alle Prozesse aufsummiert und als $G_{m_{\text{Szenario}}}$ des jeweiligen Rückbauszenarios ausgegeben (Gleichung 5). Der ermittelte Indikator $G_{m_{\text{Szenario}}}$ ermöglicht somit den Vergleich der verschiedenen Rückbauszenarios untereinander.

$$Gm_{\text{Szenario}} = \sum_{p=1}^n (r_p \cdot Gm_{p,\text{Prozessoption,gew.}}) \quad \text{[Gleichung 5]}$$

Term	Explanation
r_p	Anzahl der Wiederholungen (r) des Prozesses (p) im OWP
Gm	Gefährdungsmaß
n	Prozessoption

Das ermittelte Gefährdungsmaß aus der Bewertungsmatrix dient weiterhin der Einordnung der Maßnahmendringlichkeit in der Praxis. Im Projekt wird die Maßgröße zur Einordnung der dokumentierten Schutzmaßnahmen hinsichtlich ihrer Wirksamkeit, das Gefährdungsmaß $Gm \leq 5$ zu halten, herangezogen. Es wird davon ausgegangen, dass keine Prozesse oberhalb eines Wertes von 6 ausgeführt werden dürfen, ohne dass weitere Maßnahmen zur Reduzierung implementiert sind (siehe Tabelle 63).

Tabelle 63: Einordnung der Maßnahmenklasse nach Gefährdungsmaß

Gefährdungsmaß	Maßnahmenklasse
0 to 1	keine
1 to 2	Kontrolle in Betracht ziehen um Risiko weiter zu senken, Indikator unter Grenzwert
2 to 5	Kontrolle in Betracht ziehen um Risiko weiter zu senken, Indikator nahe Grenzwert, aber überschreitet diesen nicht
6 to 8	Sofortige Maßnahme notwendig, Grenzwert überschritten
8 to 10	Beurteilungsgröße liegt über dem GW, Not-Aus

Die **Ableitung von Schutzmaßnahmen unter (4)** nach dem (S)TOP Prinzip (Substitution, Technisch, Organisatorisch, Persönlich) erfolgt durch Befragung der Expert:innen zu bereits vorhandenen technischen Sicherheitssystemen oder organisatorischen Maßnahmen. Die Maßnahmen können jedoch nur ohne Wirksamkeitsprüfung aufgenommen werden, da der Untersuchungszeitpunkt zu weit vor den in Zukunft auszuführenden Tätigkeiten liegt. Für neuartige Rückbaukonzepte (z.B. Feederkonzept), wird auf die benötigte Entwicklung von neuen technischen Sicherheitssystemen hingewiesen, wie beispielsweise Kompensationssystemen für die Aufnahme von Komponenten bei starkem Seegang.

Die **Dokumentation der Ergebnisse** geschieht in den einzelnen Gefährdungsbeurteilungen unter **(5)** für die Prozessoptionen der Szenarien und die untersuchten Tätigkeiten. Ein Beispiel einer solchen Gefährdungsbeurteilung findet sich im Anhang unter Abbildung A 17.

Für die Analyse wurden, über die o.g. genannten Einschränkungen hinaus, weitere notwendige Annahmen und Bedingungen festgelegt:

- Einsatz von geschultem Personal und zertifiziertem Equipment,

- Umsetzung aller internationalen und nationalen Richtlinien und Gesetze sowie branchenspezifischen Standards,
- Gegenwärtiger Stand der Technik als Basis der Analyse (mit Ausnahme des Feederkonzepts),
- die angenommenen Schutzmaßnahmen sind wirksam genug, die Folge auf das angenommene Gefährdungsmaß zu senken,
- mehrere auftretende Gefährdungen in einem Arbeitsablauf werden nicht aufaddiert; es wird die Gefährdung mit der schwerwiegendsten Folge zu Grunde gelegt,
- umgebungsbedingte Gefährdungen werden dokumentiert, jedoch nicht in der Berechnung berücksichtigt (z.B. Schlechtwetter).

4.5.5.2 Ergebnisse

Die durchgeführte Gefährdungsanalyse der verschiedenen Rückbauszenarien ergibt, bis auf zwei Ausnahmen, nur geringfügige Abweichungen der Gefährdungsmaße $G_{m_{\text{Szenario}}}$ (Abbildung 82). Ausgehend vom Basisszenario erhöhen sich die Vergleichswerte etwas für *S1 Feederkonzept: WEA* und *S2 Feederkonzept: WEA-Gründungsstrukturen* sowie nochmals in Kombination beider Feeder-Prozesse in *S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen*. Ursache ist hier das höher eingeschätzte Gefährdungsmaß, dass hauptsächlich aus den Lade- und Versatz Tätigkeiten in Verbindung mit einem Feeder-Schiff resultiert. Die Szenarien *S4 Entladung OSS mit SPMT* und *S5 Kolkschutz in situ Verbleib* weisen beinahe identische Werte zum Basisszenario auf. Dies ist einleuchtend, da im Szenario S4 lediglich ein anderes Entladungsverfahren der OSS mittels Roll-On/Roll-Off gewählt wurde, aber alle übrigen Aktivitäten als identisch angenommen wurden.

Das Ausbaggern des Kolkschutzes ist mit keinen Gefährdungen verbunden, die nicht durch Schutzmaßnahmen auf ein geringes Maß reduziert werden können. Aus diesem Grund ist im Szenario S5, bei dem der Kolkschutz verbleibt, auch keine Änderung des Gefährdungsmaßes $G_{m_{\text{Szenario}}}$ zu erkennen (beide haben ein G_m von 0).

Szenario *S6 Seekabel in situ Verbleib* hingegen unterscheidet sich wesentlich von den Werten der anderen Szenarien, da der Rückbau der Seekabel mit einem ähnlich hohen Gefährdungsmaß, wie auch die übrigen Aktivitäten aus See, bewertet wurde. Durch den Verbleib der Kabel bzw. des teilweisen Ausbaus der Kabelenden in den Gründungsstrukturen entfällt eine hohe Anzahl von Prozessaktivitäten mit langer Dauer.

Eine Trennung des MP 3 Meter über dem Meeresboden (Szenario 7) hat keine Auswirkungen auf das Gefährdungsmaß im Vergleich zum Basisszenario, da sich die Abläufe und das benötigte Equipment nicht ändern und lediglich der entnommene MP einige Meter kürzer ist.

Im Szenario *S8 WEA-Gründungsstrukturen: Komplettentfernung* wurden mehr Gefährdungen ermittelt, die potentiell zu Verletzungen führen könnten, hauptsächlich aufgrund des eingesetzten Equipments.

Das Gefährdungsmaß des Szenarios *S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge* liegt ca. 150 Punkte unterhalb des Wertes des $G_{m_{\text{Szenario}}}$ des Basisszenarios. Hintergrund sind hier die Einschätzungen zum Schnitt mittels Diamantseilsäge von außen sowie dem Wegfall der vorbereitenden Tätigkeiten innerhalb des TP, die mit einigen Gefährdungen einhergehen. Dadurch kommen insgesamt weniger Schnittpunkte zwischen Gefahr und Mensch zustande, der Arbeitsablauf kann weitestgehend maschinell gesteuert werden.

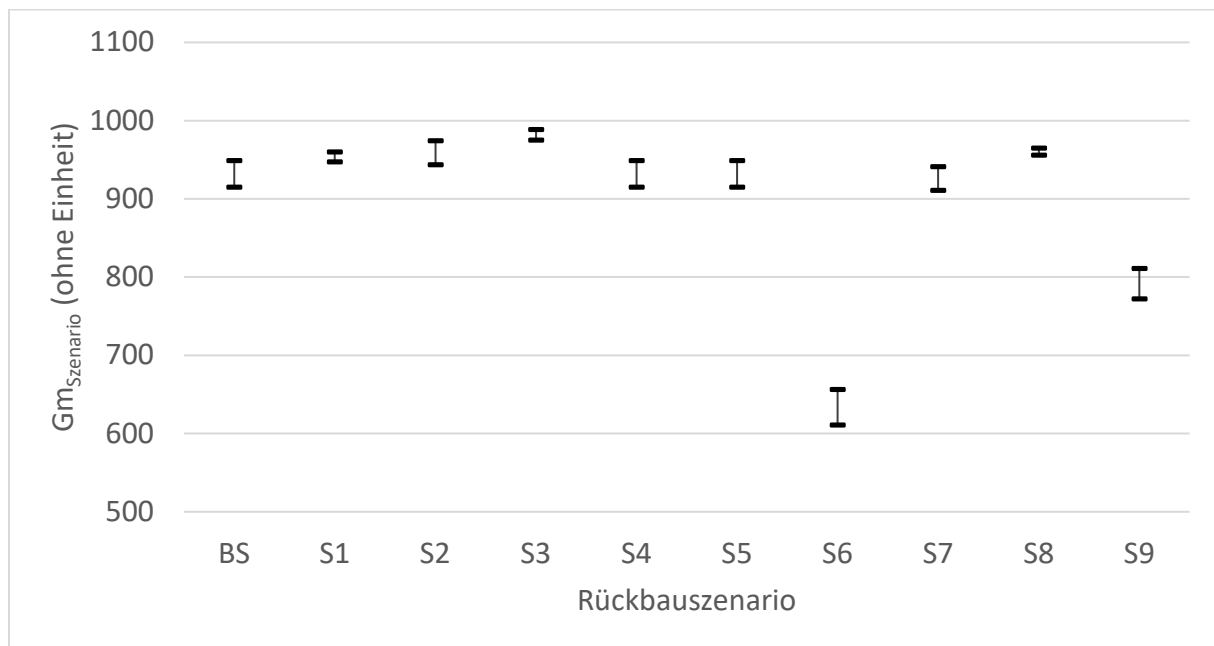


Abbildung 82: Produktsumme der Gefährdungsmaße der Rückbauszenarien mit Minimal- und Maximalwerten (BS Basisszenario, S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WTG-Gründungsstrukturen, S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen, S4 Entladung OSS mit SPMT, S5 Kolkenschutz in situ Verbleib, S6 Seekabel in situ Verbleib, S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden, S8 WEA-Gründungsstrukturen: Kompletentfernung, S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge)

Um die oben dargestellten Attributwerte der Rückbauszenarien besser einschätzen zu können, sind die gewichteten Mittelwerte für die verschiedenen Prozessoptionen $Gm_{\text{Prozessoptionen, gew.}}$, die in den Szenarien kombiniert werden, in Abbildung 82 aufgeschlüsselt. Diese geben einen Hinweis auf Prozesse mit höherem Gefährdungspotential. Erkennbar ist, dass die Prozessoptionen für das Feederkonzept, der Komplettausbau des MP mittels Vibrationsverfahren (sowie die Kabelrückbauarbeiten) mit einem höheren Maß an Gefährdungen verbunden sind.

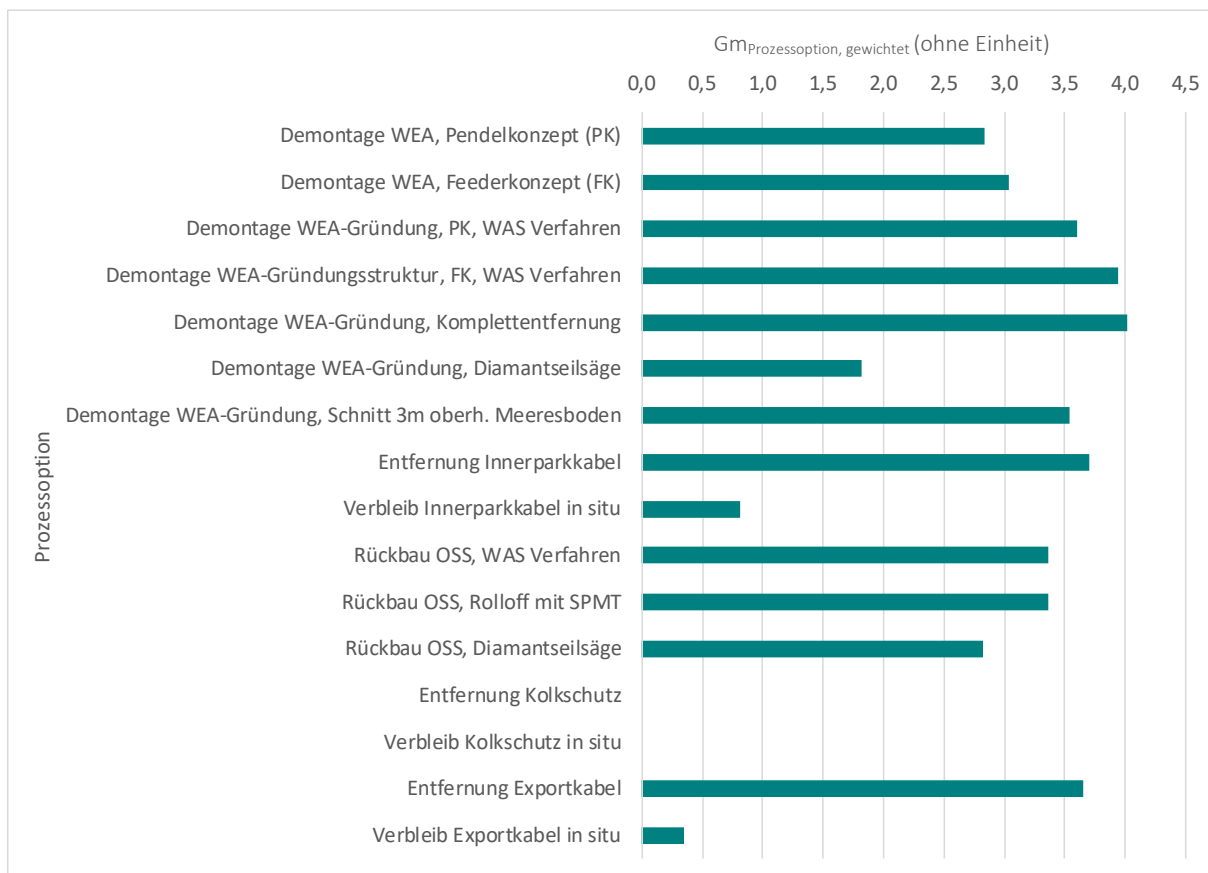


Abbildung 83: Gewichtetes Mittel der Gefährdungsmaße (Gm) der unterschiedlichen Prozessoptionen (WEA = Windenergieanlage, WAS = Wasserabrasivstrahl, OSS = Offshore Substation)

Der Vergleich der ermittelten $Gm_{\text{Prozessoptionen, gew.}}$ mit Tabelle 63 zeigt, dass in allen Prozessoptionen außer der Demontage der WEA-Gründung mit Diamantseilsäge, Verbleib der IAC, Verbleib der Exportkabel und dem Rückbau des Kolksschutzes weitere Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos sowie eine Kontrolle notwendig sind. Andererseits ist zu berücksichtigen, dass im Zuge der vorliegenden Untersuchung Gefährdungen ggf. nicht entdeckt oder zu gering eingeschätzt werden, so dass auch für die übrigen Prozessoptionen höhere Bewertungen resultieren könnten. Nicht dargestellt und untersucht wurden Gefährdungen, die

- aus der Anzahl von Wiederholungen von Aktivitäten und Prozessen resultieren können, beispielsweise durch Verschleiß von eingesetzten Arbeitsmitteln,
- durch häufige Wiederholung einer Tätigkeit Auswirkungen auf die Gesundheit haben können,
- aus ungeplanten Arbeitsabläufen resultieren und dadurch eine Neubewertung erforderlich machen.
- Ebenfalls wurden generelle Gesundheitsgefahren (Infektionen, etc.) und langfristige Auswirkungen auf die physische und psychische Gesundheit nicht betrachtet.

Eine detailliertere Betrachtung aller Aktivitäten in den Prozessoptionen zeigt (Abbildung 84), dass

- die überwiegende Anzahl von Aktivitäten mit kontrollierbaren Gefährdungsmaßen von 0 bis 1 einhergehen,
- dennoch Aktivitäten mit höheren Gefährdungsmaßen der Kategorien 4 und 5 vorliegen.

Bei den Aktivitäten mit den hohen Gefährdungsmaßen 4 und 5 handelt es sich überwiegend um Demontagetätigkeiten in Verbindung mit Kranarbeiten (Lifting, Downending, Verladung) oder vorbereitenden manuellen Tätigkeiten zur Demontage.

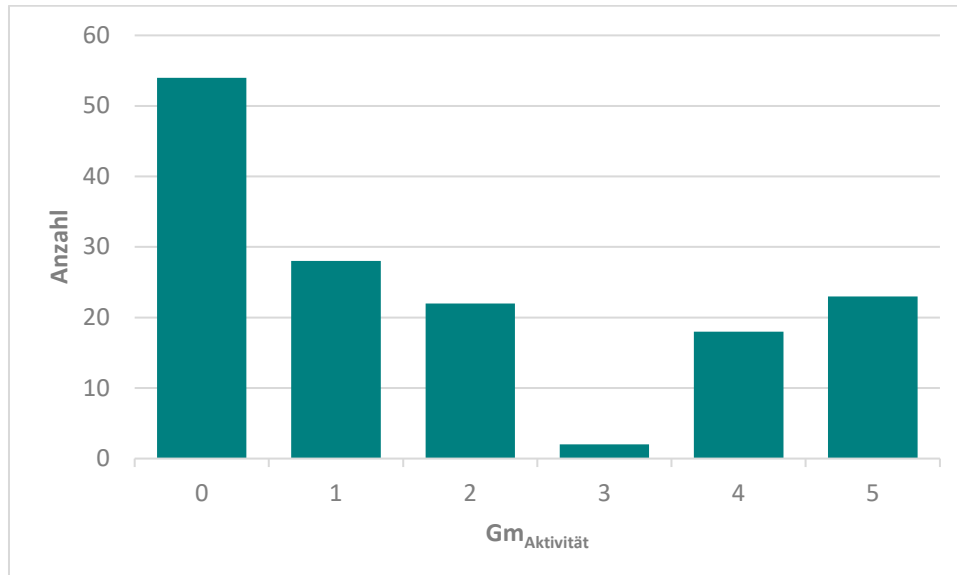


Abbildung 84: Histogramm des Gefährdungsmaßes (Gm) auf Aktivitätsebene

4.5.5.3 Einordnung der Ergebnisse

Die Ergebnisse geben aufgrund ihrer qualitativen Bewertung der Prozessoptionen lediglich Indizien für weitergehende Untersuchungen. Aufgrund der geringen Anzahl an Interviewpartnern können die Einschätzungen subjektiv sein. Als Datengrundlage dienten neben Expertengesprächen weiterhin Studien zum Rückbau von Strukturen, z.B. (Windiarigo et al. 2020) sowie Risikoanalysen der befragten Unternehmen. Diese Risikoanalysen folgen jedoch im Vorgehen sowie der Klassifizierung häufig unterschiedlichen Methoden oder Skalen in der Bewertungsmatrix.

Eine Gegenüberstellung der Ergebnisse mit Kriterien aus vergleichbaren industriellen Tätigkeiten ist leider nur begrenzt möglich, da kaum Studien verfügbar sind. Bei den jährlich veröffentlichten incident data reports der G+, sind von den dort aufgeführten 38 Arbeitsprozesskategorien, arbeitssicherheitsrelevante Ereignisse bei Hebevorgängen, manuellen Tätigkeiten und des Zugangs zu und von den Anlagen am häufigsten vertreten. Das sind gleichzeitig die Arbeitsprozesse, die beim Rückbau intensiv erfolgen werden. Im Forschungsprojekt *SeeOff* sind diese Aktivitäten häufig mit einem hohen Gefährdungsmaß belegt, wirken sich jedoch aufgrund unterschiedlicher Aktivitätsdauer unterschiedlich stark im Gefährdungsmaß des Gesamtprozesses bzw. Szenarios aus. Jedoch sollte insbesondere Aktivitäten mit hohem Gefährdungspotential wie z.B. Hebevorgängen oder Höhenarbeiten besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden und entsprechende Maßnahmen zur Risikoreduzierung frühzeitig in die Planung einbezogen werden.

Für die Bewertung wurde das Hilfsmittel der Gefährdungsbeurteilung verwendet und an das methodische Vorgehen angelehnt, erfüllt jedoch nicht alle Kriterien einer gesetzlich geforderten Gefährdungsbeurteilung. Sie sollte daher auch nicht als solche verstanden oder verwendet werden. Dies liegt an einer Reihe von Bedingungen, die für eine Gefährdungsbeurteilung erforderlich sind: zum einen muss diese durch eine zertifizierte Fachkraft für Arbeitssicherheit durchgeführt werden, sich an allen

Regeln und Gesetzen orientieren und gemäß dieser ggf. spezifisch durchgeführt werden; zum anderen sind wichtige Schritte zum Zeitpunkt des Projektes nicht durchführbar, wie die Begehung der Standorte und Arbeitsstätten sowie eine Ermittlung aller Gefährdungsfaktoren, Einhaltung von Arbeitsplatzgrenzwerten; Prüfung von Schutzmaßnahmen o.ä.

Abschließend kann dennoch festgehalten werden, dass die Methode zur ersten Einschätzung von Rückbauszenarien und Prozessoptionen und dem Aufdecken von Gefährdungsschwerpunkten helfen und Teil einer Bewertung oder Fortschreibung von Rückbaukonzepten sein kann. Dies gilt insbesondere, um frühzeitig technische Schutzmaßnahmen einleiten zu können, die einer langfristigen Planung bedürfen.

4.5.6 Ergebnisse der Entscheidungskriterien im Überblick

In Tabelle 64 sind die Berechnungsergebnisse der fünf gewählten Entscheidungskriterien im Überblick dargestellt. Detaillierte Ausführung zu Annahmen, den Berechnungen sowie Interpretation der Ergebnisse sind den jeweiligen Kapiteln zu entnehmen.

Die Ergebnisübersicht zeigt, dass die im Projekt *SeeOff* betrachteten zehn Rückbauszenarien die Entscheidungskriterien in unterschiedlichem Maße bedienen und eine Auswahl des nachhaltigsten Rückbauszenarios auf dieser Basis nicht möglich ist. Deutlich wird das Dilemma der Mehrzielproblematik, dass über die multikriterielle Entscheidungsanalyse gelöst werden kann (Kapitel 4.6).

Tabelle 64: Mittelwerte und ± SD oder Minimal- (Min) und Maximalwerte (Max) der Entscheidungskriterien je Rückbauszenario (BS Basisszenario, S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WTG-Gründungsstrukturen, S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen, S4 Entladung OSS mit SPMT, S5 Kolkschutz in situ Verbleib, S6 Seekabel in situ Verbleib, S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden, S8 WEA-Gründungsstrukturen: Kompletentfernung, S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge) Rot markiert sind die schlechtesten und grün die in dem jeweiligen Entscheidungskriterium besten Ergebnisse.

		Entscheidungskriterium												
		€/MW			t CO ₂ -Äquivalente			Recycling-rate	Anteil des erhaltenen Artenreichtums			Gefährdungsmaß		
		- SD	Mittelwert	+ SD	Min	Mittelwert	Max		- SD	Mittelwert	+ SD	Min	Mittelwert	Max
Rückbauszenario	BS	268 987	329 756	390 524	33 775	43 860	54 485	98,52	0,00	0,00	0,00	914,95	930,99	948,99
	S1	312 637	381 240	449 842	33 762	44 599	57 816	98,52	0,00	0,00	0,00	947,32	951,46	960,07
	S2	396 649	488 310	579 971	38 728	52 164	67 618	98,52	0,00	0,00	0,00	943,58	959,01	974,30
	S3	439 707	543 393	647 080	38 715	52 903	70 949	98,52	0,00	0,00	0,00	975,33	976,77	988,70
	S4	268 690	329 395	390 100	33 765	43 847	54 470	98,52	0,00	0,00	0,00	914,95	930,99	948,99
	S5	215 793	272 233	328 674	30 833	40 556	50 817	96,52	0,39	0,49	0,59	914,95	930,99	948,99
	S6	275 780	332 331	388 882	34 564	44 661	55 297	98,71	0,00	0,00	0,00	611,18	631,42	656,54
	S7	188 158	241 505	294 851	31 378	41 194	51 945	96,43	0,41	0,58	0,75	911,02	926,65	941,37
	S8	287 478	373 054	458 629	29 571	40 712	52 100	98,56	0,00	0,00	0,00	956,07	964,64	964,99
	S9	268 987	329 756	390 524	33 775	43 860	54 485	98,52	0,00	0,00	0,00	772,27	788,56	811,13

4.6 Multikriterielle Entscheidungsanalyse

Die Multikriterielle Entscheidungsanalyse (MCDA) ist ein Instrument, das die Entscheidungsfindung unter Berücksichtigung mehrerer Ziele unterstützt. Im Folgenden zeigen wir auf, welche Methode zur Bewertung der Nachhaltigkeit der im Projekt *SeeOff* betrachteten zehn Rückbauszenarien angewendet werden kann.

Es gibt eine große Vielfalt an MCDA-Methoden, z.B. listet (Wątróbski et al. 2019) 56 multikriterielle Methoden und deren Kombinationen auf. Es gibt verschiedene Ansätze, wie MCDA-Methoden strukturiert werden können. Einer davon ist die Strukturierung in Multi-Objective Decision Making und Multi-Attribute Decision Making. Bei der Multi-Objective Decision Making wird davon ausgegangen, dass es eine kontinuierliche Menge von Alternativen gibt und es wird versucht, die optimale Lösung für das Entscheidungsproblem zu finden. Bei Multi-Attribut Decision Making hingegen gibt es eine diskrete Anzahl von Alternativen, aus denen die beste Alternative für das Entscheidungsproblem gefunden werden soll. Die Methoden des Multi-Attribut Decision Making lassen sich in die "europäische Schule", bei der davon ausgegangen wird, dass die Entscheidungsträger:innen ihre eigenen Präferenzen nicht genau kennen und die "amerikanische Schule", bei der davon ausgegangen wird, dass die Entscheidungsträger:innen ihre Präferenzen kennen, unterteilen (Geldermann und Lerche 2014).

Die Nutzwertanalyse gehört zur letzteren Schule und wird angewandt, um die Nachhaltigkeit der Rückbauszenarien zu bewerten. Bei der Nutzwertanalyse werden die folgenden Schritte befolgt (nach (Bundesministerium des Inneren/Bundesverwaltungsamt 2018):

1. Festlegung und Gewichtung der Entscheidungskriterien
2. Bewertung der Rückbauszenarien
3. Berechnung und Interpretation von Gesamtnutzwerten

4.6.1 Festlegung und Gewichtung der Entscheidungskriterien

Die Entscheidungskriterien für ökonomische, umweltbezogene und soziale Aspekte wurden in Kapitel 4.1 definiert. Für die Bewertung der Kriteriengewichte wird eine Prioritätenanalyse durchgeführt. Die Methode basiert auf dem paarweisen Vergleich zweier Kriterien und der Vergabe von Punkten entsprechend Tabelle 65 (Bundesministerium des Inneren/Bundesverwaltungsamt 2018).

Tabelle 65: Punktevergabe für die Prioritätsanalyse zur Kriteriengewichtung (nach Bundesministerium des Inneren / Bundesverwaltungsamt 2018)

	Kriterium A	Kriterium B
Kriterium A ist genauso wichtig wie Kriterium B	1	1
Kriterium A ist wichtiger als Kriterium B	2	0
Kriterium B ist wichtiger als Kriterium A	0	2

Für die Ermittlung der Kriteriengewichtung wird eine Umfrage mit den am OWP-Rückbau beteiligten oder interessierten Stakeholdern durchgeführt. Die Umfrage wurde eine Woche lang mit dem Tool Aulis (powered by ILIAS v6.12 2021-10-20) durchgeführt. Die Teilnehmer:innen der Umfrage werden zunächst gebeten, sich vordefinierten Stakeholder-Gruppen zuzuordnen (Tabelle 4 in Kapitel 1.3). Anschließend bewerten sie die Kriterien hinsichtlich ihrer Wichtigkeit durch paarweisen Vergleich nach

Die Entscheidungskriterien für ökonomische, umweltbezogene und soziale Aspekte wurden in Kapitel 4.1 definiert. Für die Bewertung der Kriteriengewichte wird eine Prioritätenanalyse durchgeführt. Die Methode basiert auf dem paarweisen Vergleich zweier Kriterien und der Vergabe von Punkten entsprechend Tabelle 65. Die Entscheidungskriterien für ökonomische, umweltbezogene und soziale Aspekte wurden in Kapitel 4.1 definiert. Für die Bewertung der Kriteriengewichte wird eine Prioritätenanalyse durchgeführt. Die Methode basiert auf dem paarweisen Vergleich zweier Kriterien und der Vergabe von Punkten entsprechend Tabelle 65 (Bundesministerium des Inneren/Bundesverwaltungsamt 2018). Da mehrere Stakeholder die Kriterien gewichten, werden die Mittelwerte der Punkte pro Kriterium berechnet und aufsummiert.

76 Umfrageergebnisse können für die weitere Analyse verwendet. Ein Drittel der Umfrageteilnehmer:innen ordnet sich der Stakeholder-Hauptgruppe *Forschungsinstitut/Universität* zu, die meisten davon mit einer Expertise im Bereich Umwelt oder Offshore-Windenergie. Weitere häufige gewählte Stakeholdergruppen sind *Offshore-Windparkbetreiber* (16 %), *Planungs- und Dienstleistungsunternehmen* (12 %), *Beratungsunternehmen*, meist Ingenieurbüros, (11 %) und *Ministerien/Behörden* (11 %) (Tabelle 66).

Tabelle 66: Teilnehmer:innen an der Umfrage nach Stakeholder-Hauptgruppe

Stakeholder-Hauptgruppe	Teilnehmer:innen an der Umfrage	
	Anzahl	Prozentsatz
Forschungsinstitut/Universität	25	33 %
Betreiber:innen	12	16 %
Planungs- und Dienstleistungsunternehmen	9	12 %
Beratungsunternehmen	8	11 %
Ministerien/Behörden	8	11 %
Logistische Unternehmen	4	5 %
andere	3	4 %
Demontage/Repowering Unternehmen	2	3 %
Verbände/Vertreter:innen	2	3 %
Abfallwirtschaft	1	1 %
Zertifizierungs-/Inspektionsstellen	1	1 %
Zuliefer:innen	1	1 %
	76	100 %

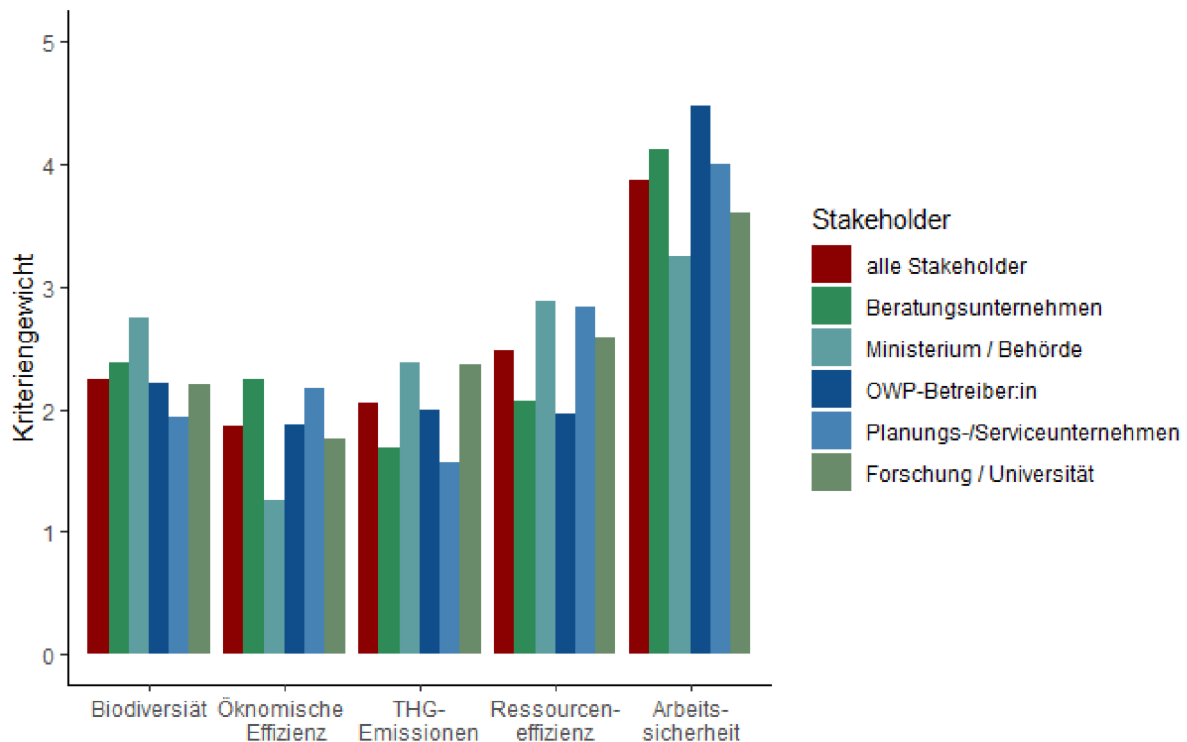


Abbildung 85: Gewichtung für Biodiversität, Wirtschaftlichkeit, Treibhausgasemissionen, Ressourceneffizienz und Arbeitssicherheit für alle Stakeholder, Beratungsunternehmen, Ministerium/Behörde, Offshore-Windparkbetreiber:in, Planungs-/Dienstleistungsunternehmen und Forschungsinstitut/Universität.

Die Kriteriengewichte werden auf zwei Arten berechnet und analysiert (Abbildung 85):

1. Die Gewichtungen werden über alle Stakeholdergruppen gemittelt.
2. Die Analysen werden für jede der oben genannten fünf Stakeholdergruppen separat durchgeführt.

Dabei stellt sich heraus, dass die *Arbeitssicherheit* für alle Stakeholder das wichtigste Kriterium ist (Gewichtung: 3,86). Die *Ökonomische Effizienz* ist laut Umfrage das am wenigsten wichtige Kriterium für alle Stakeholder (Gewichtung: 1,86). Für *Planungs-/Dienstleistungs-* und *Beratungsunternehmen* ist das Kriterium *THG-Emissionen* weniger wichtig als die anderen Kriterien.

Bei den anderen Kriterien ist die Tendenz der Präferenz weniger eindeutig und variiert zwischen den Interessengruppen. Für alle Stakeholdergruppen ist die *Ressourceneffizienz* (Gewichtung: 2,48) das zweitwichtigste Kriterium, die *Biodiversität* (Gewichtung: 2,25) das drittwichtigste und die *Treibhausgasemissionen* (2,05) das viertwichtigste.

4.6.2 Bewertung der Rückbauszenarien

Im nächsten Schritt soll untersucht werden, inwieweit die einzelnen Rückbauszenarien die Ziele der Nachhaltigkeit erfüllen. Dazu werden den Rückbauszenarien für die Erfüllung jedes Kriteriums Punkte auf einer Skala von 0 bis 10 zugewiesen (CF = Punkte für die Kriterienerfüllung), wobei 0 Punkte (= Kriterien nicht erfüllt) für die schlechteste Leistung, 10 Punkte (= sehr gute Kriterienerfüllung) für die beste Leistung vergeben werden und die übrigen Punkte proportional verteilt werden. Tabelle 67 zeigt

die Punktevergabe für die Erfüllung der Entscheidungskriterien (nach Bundesministerium des Inneren/Bundesverwaltungsamt 2018).

Tabelle 67: Punkte für die Erfüllung der Entscheidungskriterien

Punkte	Erfüllung der Kriterien	Zuordnung der Werte der Entscheidungskriterien									
		Mittelwert €/MW (Mittelwert)		t CO ₂ -Äquivalente (Mittelwerte)		Recyclingrate in %		Anteil des erhaltenen Artenreichtum		Gefährdungsmaß (Mittelwerte)	
0	nicht erfüllt	>	543 393	>	52 903	<	96,43		0,00	>	976,77
1	gerade ausreichend	543 392	509 849	52 902	51 530	96,42	96,67	0,01	0,05	975,77	937,39
2	ausreichend	509 848	476 306	51 529	50 158	96,66	96,93	0,06	0,12	936,39	899,02
3	ausreichend - zufriedenstellend	476 305	442 763	50 157	48 786	96,92	97,18	0,13	0,18	898,02	860,65
4	zufriedenstellend	442 762	409 220	48 785	47 414	97,17	97,43	0,19	0,25	859,65	822,28
5	befriedigend - gut	409 219	375 676	47 413	46 043	97,42	97,69	0,26	0,31	821,28	783,91
6	gut	375 675	342 133	46 042	44 671	97,68	97,94	0,32	0,38	782,91	745,53
7	gut - sehr gut	342 132	308 590	44 670	43 299	97,93	98,19	0,39	0,44	744,53	707,16
8	sehr gut	308 589	275 047	43 298	41 927	98,18	98,45	0,45	0,51	706,16	668,79
9	sehr gut - ausgezeichnet	275 046	241 504	41 926	40 555	98,44	98,70	0,52	0,57	667,79	630,42
10	ausgezeichnet	<	241 505	<	40 556	>	98,71	>	0,58	<	631,42

Tabelle 68 zeigt die vergebenen Punkte für die Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien für jedes Rückbauszenario.

Tabelle 68: Punkte für die Erfüllung (CF_{ij}) der Entscheidungskriterien für jedes Rückbauszenario (BS Basisszenario, S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WTG-Gründungsstrukturen, S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen, S4 Entladung OSS mit SPMT, S5 Kolkschutz in situ Verbleib, S6 Seekabel in situ Verbleib, S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden, S8 WEA-Gründungsstrukturen: Kompletentfernung, S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge)

		Entscheidungskriterien				
		Kosten/ zurückgebaute MW	CO ₂ - Äquivalente	Recyclingrate	Anteil des erhaltenen Arten- reichtums	Gefährdungs- maß
Rückbauszenario	BS	7	7	9	0	2
	S1	5	7	9	0	1
	S2	2	1	9	0	1
	S3	0	0	9	0	0
	S4	7	7	9	0	2
	S5	8	10	9	8	2
	S6	7	7	10	0	10
	S7	10	9	0	10	2
	S8	6	9	9	0	1
	S9	3	7	9	0	5

4.6.3 Berechnung und Interpretation der Gesamtnutzwerte

Für die Berechnung der Gesamtnutzwerte wird eine Entscheidungsmatrix bestehend aus n Rückbauszenarien (DS_1, \dots, DS_n) und m Entscheidungskriterien (SC_1, \dots, SC_m) erstellt. Die Punkte für die Kriterienerfüllung CF_{ij} ($i = 1, \dots, n$ und $j = 1, \dots, m$) werden mit den Kriteriengewichten (CW_j) multipliziert und pro Szenario aufsummiert (Tabelle 69) (nach Bundesministerium des Inneren/Bundesverwaltungsamt 2018). Die folgende Gleichung zeigt die Berechnung der Gesamtnutzwerte DS_i für jedes Szenario i .

$$DS_i = \sum_{j=1}^m CF_{ij} * CW_j \quad \text{[Gleichung 6]}$$

Auf der Grundlage der Gesamtnutzwerte werden den Szenarien Ränge von 1 bis n zugewiesen, wobei 1 das Szenario mit dem höchsten Gesamtnutzwert ist und daher von den Entscheidungsträger:innen bevorzugt wird.

Tabelle 69: Entscheidungsmatrix

	SC ₁	SC ₂	...	SC _m	Gesamtnutzwert
	CW ₁	CW ₂	...	CW _m	
DS ₁	CW ₁ *CF ₁₁	CW ₂ *CF ₁₂	...	CW _m *CF _{1m}	$\sum_{j=1}^m CF_{1j} * CW_j$
DS ₂	CW ₁ *CF ₂₁	CW ₂ *CF ₂₂	...	CW _m *CF _{2m}	$\sum_{j=1}^m CF_{2j} * CW_j$
...
DS _n	CW ₁ *CF _{n1}	CW ₂ *CF _{n2}	...	CW _m *CF _{nm}	$\sum_{j=1}^m CF_{ij} * CW_j$

Gesamtnutzwerte der unterschiedlichen Rückbauszenarien

Für die Rückbauszenarien werden die Entscheidungsmatrix (Tabelle 70), die Gesamtnutzwerte der Nachhaltigkeit (Abbildung 86) und die Performanz der verschiedenen Rückbauszenarien je Entscheidungskriterium (Abbildung 87 bis Abbildung 96) dargestellt.

Es zeigt sich, dass das Szenario S6, bei dem die Seekabel in situ verbleiben, den höchsten Gesamtnutzwert (90,8) aufweist, und somit das nachhaltigste OWP-Rückbauszenario unserer Analyse ist. Dies ist auf den hohen Nachhaltigkeitsbeitrag der bedeutendsten Entscheidungskriterien zurückzuführen: Arbeitssicherheit, d.h. dem geringsten Gefährdungsmaß, und der Ressourceneffizienz, d.h. der höchsten Recyclingrate.

Szenario S5 *Kolkenschutz in situ Verbleib* ist das Szenario mit dem zweithöchsten Gesamtnutzwert (83,4). Dieses Szenario weist von allen Szenarien die geringsten THG-Emissionen auf und erzielt auch bei den anderen Entscheidungskriterien hohe Nachhaltigkeitsbeiträge.

Tabelle 70: Entscheidungsmatrix, gewichtete Kriterienwerte und Ränge (1 = Szenario mit der höchsten Entscheidungspunktzahl bis 9 = Szenario mit der niedrigsten Entscheidungspunktzahl) für die Rückbauszenarien (BS Basisszenario, S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WTG-Gründungsstrukturen, S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen, S4 Entladung OSS mit SPMT, S5 Kolkenschutz in situ Verbleib, S6 Seekabel in situ Verbleib, S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden, S8 WEA-Gründungsstrukturen: Kompletentfernung, S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge)

		Kosten/ zurückgebaute MW	CO ₂ -Äquivalente	Recyclingrate	Anteil des erhaltenen Artenreichtums	Gefährdungsmaß	Gesamtnutz- werte	Ränge
		1,86	2,05	2,48	2,25	3,86		
Rückbauszenario	BS	13,02	14,35	22,32	0,00	7,72	57,4	6
	S1	9,30	14,35	22,32	0,00	3,86	49,8	7
	S2	3,72	2,05	22,32	0,00	3,86	32,0	8
	S3	0,00	0,00	22,32	0,00	0,00	22,3	9
	S4	13,02	14,35	22,32	0,00	7,72	57,4	6
	S5	14,88	20,50	22,32	18,00	7,72	83,4	2
	S6	13,02	14,35	24,80	0,00	38,60	90,8	1
	S7	18,60	18,45	0,00	22,50	7,72	67,3	3
	S8	11,16	18,45	22,32	0,00	3,86	55,8	5
	S9	5,58	14,35	22,32	0,00	19,30	61,6	4

Szenario *S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen* hat die niedrigsten Gesamtnutzwerte (22,3) und ist damit in unserer Analyse die ungünstigste Option für einen nachhaltigen OWP-Rückbau. Es weist, dicht gefolgt von *S2 Feederkonzept: WEA-Gründungsstrukturen* (32,0), die niedrigsten Nutzwerte für Wirtschaftlichkeit, THG-Emissionen, Biodiversität und Arbeitssicherheit auf. Ursächlich ist, dass das Feederkonzept für den Rückbau der WEA-Gründungsstrukturen mehrere große Schiffe erfordert, d.h. ein Errichterschiff und zwei Deck Carrier und die Gesamtrückbauzeit (45 Wochen) nicht merklich kürzer als beim Basisszenario (46 Wochen) ist (Kapitel 4.4.1). Folglich führt eine annähernd gleiche Betriebsdauer mit einer höheren Anzahl großer Schiffe zu höheren Kosten und THG-Emissionen. Das hohe Gefährdungsmaß ist hauptsächlich auf die Lade- und Versatz Tätigkeiten auf See zurückzuführen.

Für alle anderen Szenarien ergeben sich Gesamtnutzwerte zwischen 49,8 (*S1 Feederkonzept: WEA-Gründungsstrukturen*) und 61,6 (*S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge*). Das Basisszenario liegt mit einem Gesamtnutzwert von 57,4 im mittleren Ergebnisbereich.

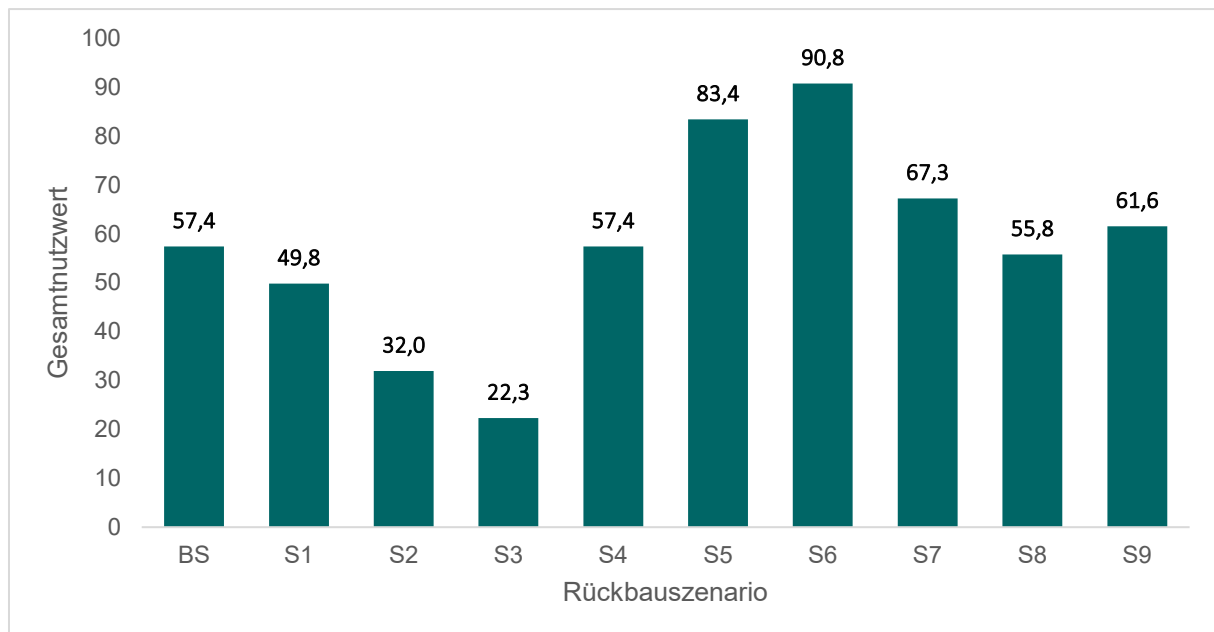


Abbildung 86: Gesamtnutzwerte der Nachhaltigkeit für die untersuchten Rückbauszenarien (BS Basisszenario, S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WTG-Gründungsstrukturen, S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen, S4 Entladung OSS mit SPMT, S5 Kolkchutz in situ Verbleib, S6 Seekabel in situ Verbleib, S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden, S8 WEA-Gründungsstrukturen: Kompletentfernung, S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge)

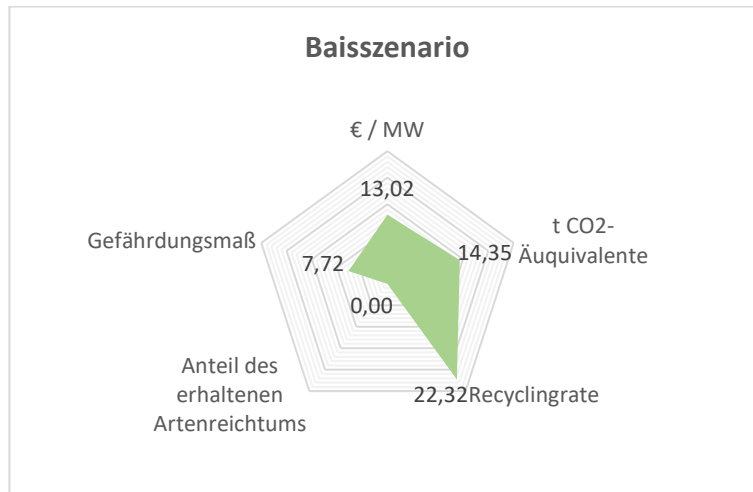


Abbildung 87: Performanz des Basisszenarios je Entscheidungskriterium

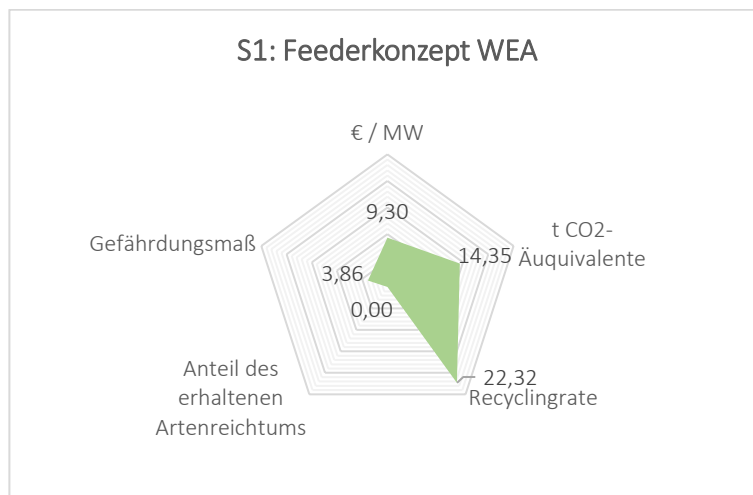


Abbildung 88: Performanz des Rückbauszenarios *S1: Feederkonzept WEA* je Entscheidungskriterium

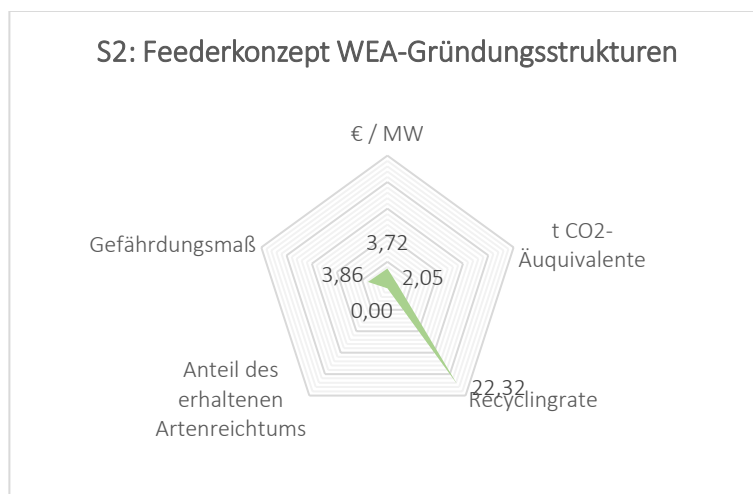


Abbildung 89: Performanz des Rückbauszenarios *S2: Feederkonzept WEA-Gründungsstrukturen* je Entscheidungskriterium

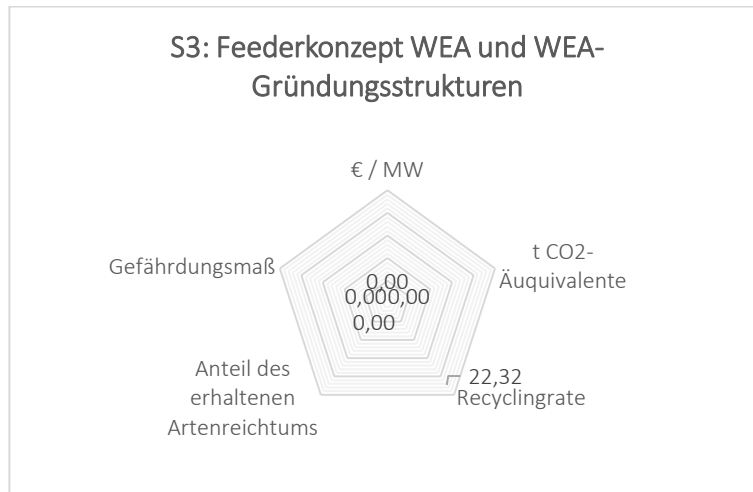


Abbildung 90: Performanz des Rückbauszenarios *S3: Feederkonzept WEA und WEA-Gründungsstrukturen* je Entscheidungskriterium

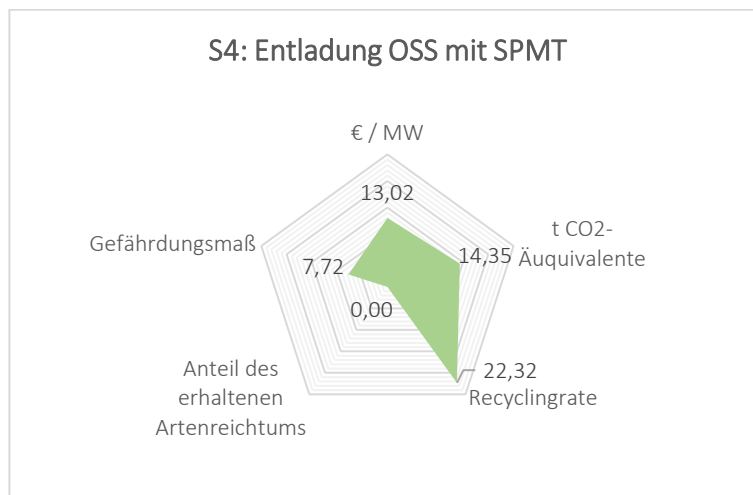


Abbildung 91 Performanz des Rückbauszenarios *S4: Entladung OSS mit SPMT* je Entscheidungskriterium

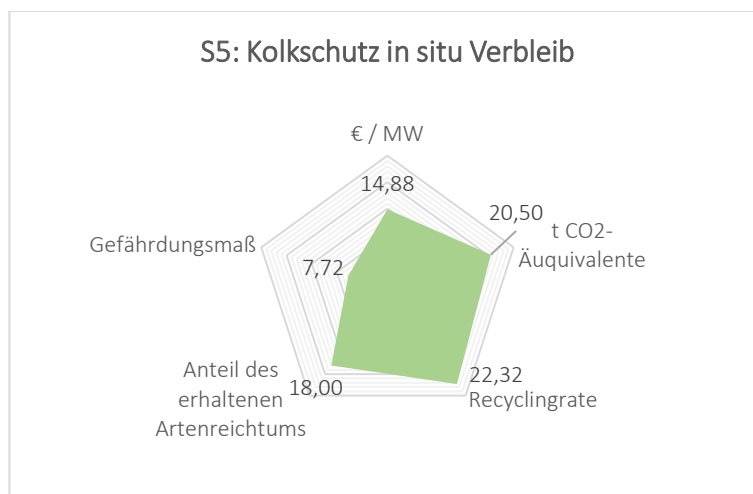


Abbildung 92: Performanz des Rückbauszenarios *S5: Kolkenschutz in situ Verbleib* je Entscheidungskriterium

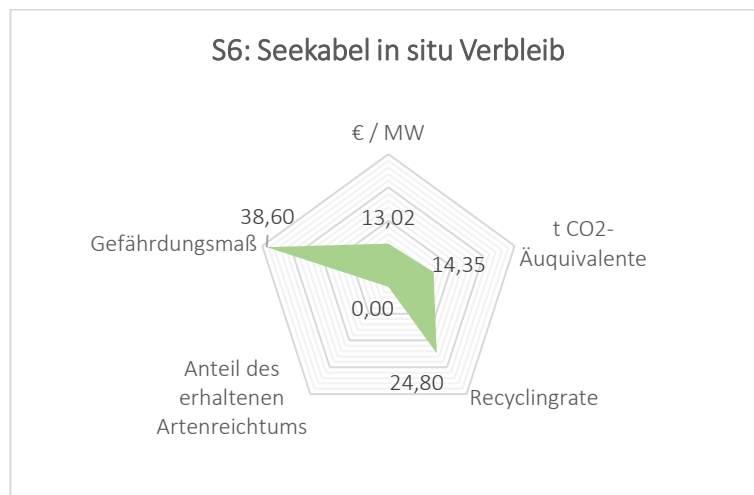


Abbildung 93: Performanz des Rückbauszenarios *S6: Seekabel in situ Verbleib* je Entscheidungskriterium

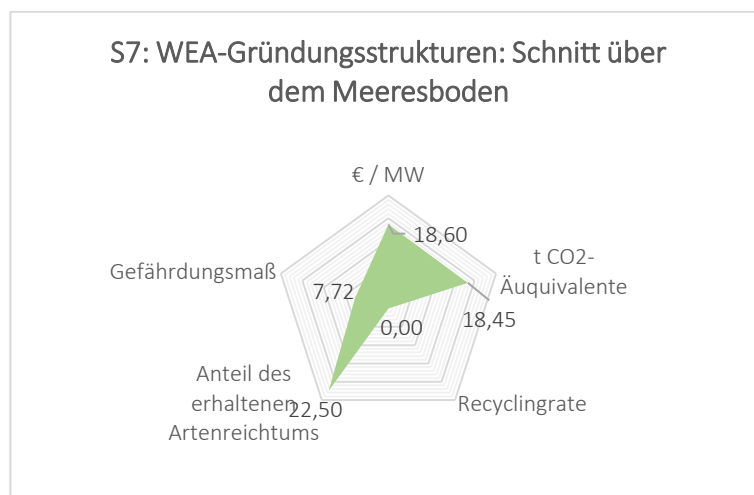


Abbildung 94: Performanz des Rückbauszenarios *S7: WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden* je Entscheidungskriterium

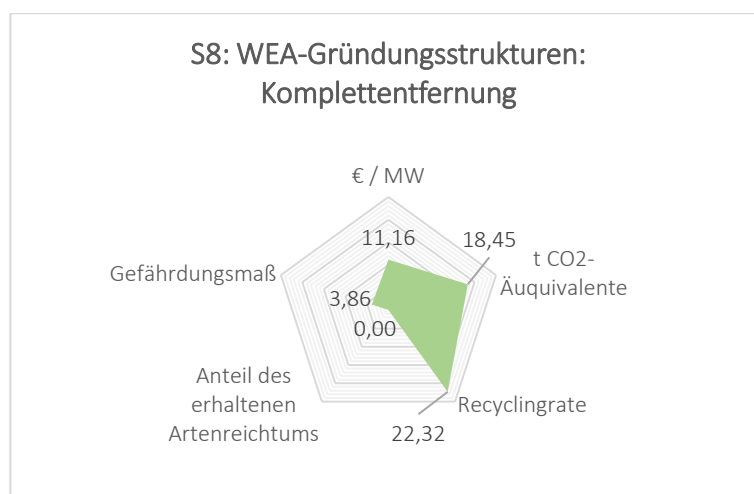


Abbildung 95: Performanz des Rückbauszenarios *S8: WEA-Gründungsstrukturen: Komplettentfernung* je Entscheidungskriterium

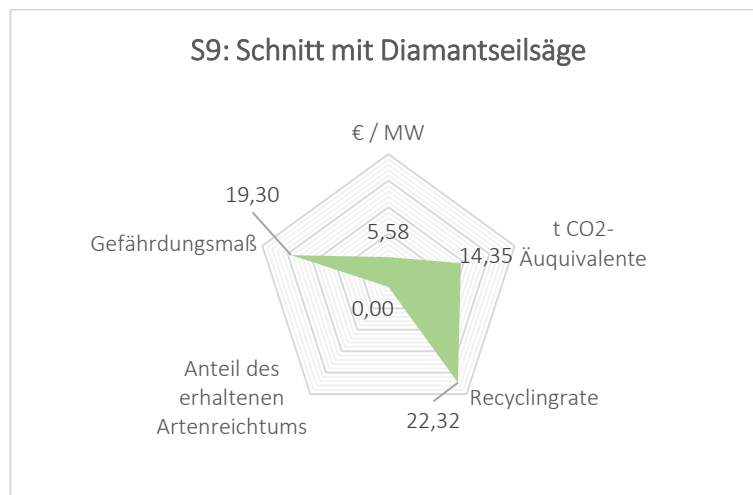


Abbildung 96: Performanz des Rückbauszenarios *S9: Schnitt mit Diamantseilsäge* je Entscheidungskriterium

Sensitivitätsanalyse

Die durchgeführte Sensitivitätsanalyse dient der Untersuchung, wie stark die Kriteriengewichtung das Ergebnis beeinflusst, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Analyse mit Kriteriengewichtung der verschiedenen Stakeholder

Es soll überprüft werden, ob die ermittelten Kriteriengewichte von unterschiedlichen Stakeholdern Einfluss auf die Ergebnisse der Nutzwerteanalyse haben. Hierfür werden die Ergebnisse der Prioritätenanalyse für verschiedene Stakeholdergruppen (*Forschungsinstitut/Universität, Betreiber:in, Planungs-/Dienstleistungsunternehmen, Beratungsunternehmen* und *Behörde/Ministerium*) herangezogen (Abbildung 85 in Kapitel 4.6.1). Diese Kriteriengewichte werden nun für die Berechnung der Gesamtnutzwerte verwendet. Abbildung 97 zeigt, dass die Gesamtnutzwerte variieren, aber die Gesamtwertung der Rückbauszenarien durch die Kriteriengewichtung der verschiedenen Stakeholder nicht verändert wird. *S6 Seekabel in situ Verbleib* ist weiterhin das Szenario mit der höchsten Punktzahl und *S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen* das Szenario mit der niedrigsten Punktzahl.

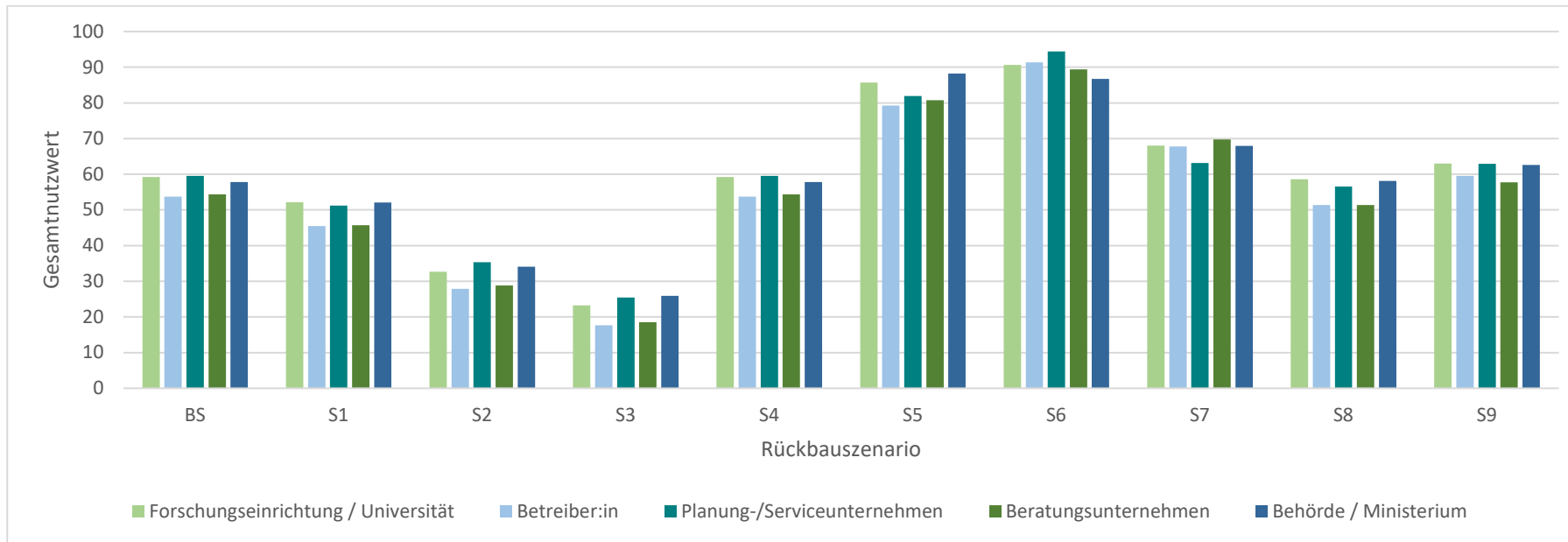


Abbildung 97: Gesamtnutzwerte je Stakeholdergruppe und Rückbauszenario (BS Basisszenario, S1 Feederkonzept: WEA, S2 Feederkonzept: WTG-Gründungsstrukturen, S3 Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen, S4 Entladung OSS mit SPMT, S5 Kolktschutz in situ Verbleib, S6 Seekabel in situ Verbleib, S7 WEA-Gründungsstrukturen: Schnitt über dem Meeresboden, S8 WEA-Gründungsstrukturen: Komplettentfernung, S9 Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge)

Analyse im Hinblick auf verschiedene Perspektiven der Nachhaltigkeit

Die zweite Sensitivitätsanalyse befasst sich mit der Frage, ob und wie stark eine deutliche Änderung der Perspektive der Stakeholder auf die Gewichtung der Entscheidungskriterien die Rangfolge der Rückbauszenarien beeinflussen könnte. Dieser Aspekt wird untersucht, indem einem Kriterium eine sehr hohe Gewichtung (0,8) gegenüber den anderen Kriterien (0,5) beigemessen wurde (Tabelle 71).

Tabelle 71: Kriteriengewichte für die Sensitivitätsanalyse

Fokus	Entscheidungskriterien				
	€/MW	t CO ₂ -Äquivalente	Recycling-rate	Anteil des erhaltenen Artenreichtums	Gefährdungsmaß
Fokus Ökonomie	0.8	0.05	0.05	0.05	0.05
Fokus THG	0.05	0.8	0.05	0.05	0.05
Fokus Ressourceneffizienz	0.05	0.05	0.8	0.05	0.05
Fokus Biodiversität	0.05	0.05	0.05	0.8	0.05
Fokus Arbeitssicherheit	0.05	0.05	0.05	0.05	0.8

Die Ergebnisse zeigen (Tabelle 72), dass die Szenarien *S5 Kolkschutz in situ Verbleib* und *S6 Seekabel in situ Verbleib* trotz variierender Kriteriengewichte je Perspektive konstante Werte aufweisen; die Szenarien erreichen in vier der fünf Entscheidungskriterien weiterhin sehr hohe Entscheidungswerte. Für die THG-Emissionen wurden die höchsten Gesamtnutzwerte in *S5 Kolkschutz in situ Verbleib*, für Ressourceneffizienz und Arbeitssicherheit in *S6 Seekabel in situ Verbleib* und für Wirtschaftlichkeit und Biodiversität in *S7 WEA- Gründungsstrukturen: Schnitt über Meeresboden* erreicht. Unsere Ergebnisse zeigen, dass Szenarien mit teilweisem Rückbau die höchsten Gesamtnutzwerte liefern.

Tabelle 72: Rangfolge (1 = Szenario mit dem höchsten Gesamtnutzwert bis 9 = Szenario mit dem niedrigsten Gesamtnutzwert) für die Rückbauszenarien je Fokus (WEA = Windenergieanlagen, OSS = Offshore-Substation, THG = Treibhausgase)

Rückbauszenario		Fokus				
		Fokus Ökonomie	Fokus THG	Fokus Ressourceneffizienz	Fokus Biodiversität	Fokus Arbeitssicherheit
BS	Basisszenario	4	5	4	5	6
S1	Feederkonzept: WEA	5	6	5	6	7
S2	Feederkonzept: WEA-Gründungsstrukturen	7	7	6	7	8
S3	Feederkonzept: WEA und WEA-Gründungsstrukturen	8	8	7	8	9
S4	Entladung OSS mit SPMT	4	5	4	5	6
S5	Kolkschutz in situ Verbleib	2	1	2	2	3
S6	Seekabel in situ Verbleib	3	4	1	3	1
S7	WEA- Gründungsstrukturen: Schnitt über Meeresboden	1	2	8	1	4
S8	WEA-Gründungsstrukturen: Komplettentfernung	5	3	3	4	5
S9	Gründungsstrukturen: Schnitt mit Diamantseilsäge	6	5	4	5	2

5 Kritische Auseinandersetzung, Übertragbarkeit und Verbesserungspotentiale

5.1 Kritische Auseinandersetzung mit den Forschungsergebnissen

5.1.1 Kritische Auseinandersetzung mit den angewandten Methoden und der Qualität der Forschungsergebnisse

Für die Bewertung der Nachhaltigkeit von Rückbauszenarien wurde ein prozessbasiertes Vorgehen angewandt (siehe Kapitel 4.2). Es hat sich als zielführend erwiesen, sich dem weitgehend unbekanntem Feld des Rückbaus von Offshore Windparks (OWP) über die Untersuchung und Bewertung von Rückbauprozessen zu nähern. Die Prozesse wurden schriftlich und in Modellen dokumentiert. Die für die Berechnung von Entscheidungskriterien relevanten Informationen (z.B. Kosten, Prozesslaufzeiten oder Treibstoffverbräuche) wurden in einem großen Datensatz gesammelt. Auf diese Weise wurde eine umfassende Wissens- und Datenbasis aufgebaut und Unklarheiten konnten kontinuierlich aufgedeckt und beseitigt werden.

Die in dieser Studie verglichenen Rückbauszenarien erweisen sich auch in Art und Anzahl als geeignet, da sie in ihrer Vielfalt unterschiedliche Rückbautechnologien und Schiffskonzepte sowie unterschiedliche Rückbaumfänge berücksichtigen.

Die Berechnung der Entscheidungskriterien kann nur so gut sein, wie es die bereitgestellten Informationen und Daten erlauben. Wie in Kapitel 4.2 dargelegt, war die Sammlung dieser Informationen und Daten eine große Herausforderung, führte aber zu einer umfangreichen Wissens- und Datenbasis. Noch detailliertere Untersuchungen und insbesondere mehr Erfahrungen bei dem Rückbau von OWP würden diese Sammlung erweitern und verbessern.

Die Monte-Carlo-Simulation, wie sie hier durchgeführt wurde, ist eine geeignete Methode, um die erwarteten Kosten von Rückbauszenarien zu vergleichen. Unsere Kostensimulationen weisen jedoch mehrere Einschränkungen auf. Erstens suggerieren die Ergebnisse, also die erwarteten Nettokosten, ein gewisses Maß an Sicherheit, da sie in absoluten Zahlen angegeben sind. Dennoch sollte die Leser:in bedenken, dass es sich bei den erwarteten Nettokosten dennoch um Schätzungen handelt, die auf Annahmen und nicht auf exakten Kostenberechnungen beruhen. Zweitens zeigen die Ergebnisse nicht die vollständigen Kosten, da wir alle Kosten, die in allen Szenarien identisch anfallen, z.B. für Crew-Transfer-Vessels und Verkehrssicherungsschiffe, nicht berücksichtigt haben. Drittens spiegeln die für unsere Kostensimulation berücksichtigten Ressourcen den Stand der Technik beim Rückbau wider und wurden hauptsächlich auf der Grundlage der Installationserfahrungen der befragten Expert:innen ausgewählt. Es gibt jedoch auch Ressourcen, z.B. Schiffe und Werkzeuge, die sich in der technischen Entwicklung befinden. Die Kostensätze für solche in der Entwicklung befindlichen Ressourcen sind bisher nicht bekannt und sind nicht Teil unserer Kostensimulationen. Viertens gibt es erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der Einsatzdauern der Ressourcen. Sowohl die Spanne der Einsatzdauern als auch die Kosten könnten sich im Laufe der Zeit verringern, wenn mehr Erfahrungen mit dem Rückbau von OWP gesammelt werden. Fünftens haben wir die Simulationen auf der Grundlage der aktuellen Kostensätze durchgeführt. Was die künftige Entwicklung der Schiffskosten angeht, so äußerten unsere Gesprächspartner:innen unterschiedliche Erwartungen: Einige gehen davon aus, dass viele der benötigten Schiffe zu Installationszwecken nach Südostasien verlegt werden und die Schiffskostensätze folglich deutlich steigen werden. Andere Befragte gehen davon aus, dass die Schiffe, die bisher für

Installationen verwendet wurden, aufgrund der zunehmenden Größe der WEA für zukünftige Installationen unbrauchbar werden. Folglich erwarten die letztgenannten Befragten eine Schwemme von Schiffen und sinkende Preise. Darüber hinaus könnte es je nach politischer Entwicklung oder Preisänderungen bei Materialien, die dem Weiterverkauf unterliegen, wie z.B. Aluminium und Kupfer, zu erheblichen Lohn- sowie allgemeinen Preissteigerungen kommen. Solche Preisveränderungen würden sich erheblich auf die Ergebnisse auswirken.

Den größten Einfluss auf die Treibhausgasemissionen hat der Treibstoffverbrauch der Schiffe (siehe Kapitel 4.5.2). Informationen zum Treibstoffverbrauch der untersuchten Schiffe sind jedoch nicht zu erhalten, da die Treibstoffverbräuche der Schiffe streng vertraulich behandelt werden. Im Forschungsprojekt *SeeOff* werden die Treibstoffverbräuche auf der Basis der Schiffsantriebsleistung abgeschätzt. Dies ist ein gängiges Verfahren, das eine standardisierte Berechnung des Treibstoffverbrauchs ermöglicht. Die Angabe des tatsächlichen Treibstoffverbrauchs der Schiffe könnte die Treibhausgasemissionen entsprechend verändern.

Die Recyclingrate ist ein gängiges Instrument zur Bewertung der Ressourceneffizienz. Sie berücksichtigt jedoch nur die Komponenten oder Materialströme, die als Abfall im Hafen anfallen und recycelt werden. Die Ergebnisse des Forschungsprojekts *SeeOff* zeigen, dass alle Rückbauszenarien hohe Recyclingraten aufweisen. Beim Vergleich von Rückbauszenarien mit unterschiedlichen Rückbaumfängen kann dieses Attribut jedoch zu falschen Schlussfolgerungen führen. Beispielsweise ist die Recyclingrate höher, wenn die Seekabel an Ort und Stelle belassen werden (S6), als wenn sie entfernt werden. Auf den ersten Blick mag dies kontraintuitiv erscheinen, lässt sich aber darauf zurückführen, dass Seekabel eine geringere Verwertungsquote als andere Materialströme aufweisen. Hier könnten andere Attribute aussagekräftiger sein, die z.B. die Menge der entfernten, und damit stofflich verwerteten Materialien in Relation zur Gesamtmenge der verwertbaren Materialien setzen.

Die spärliche Datenbasis bezüglich der Monitoringdaten am Boden der Gründungsstrukturen und des Kolksschutzes stellt eine große Herausforderung für die Bewertung der Auswirkungen auf die lokale marine Biodiversität dar. Die Ergebnisse des Forschungsprojekts *SeeOff* zeigen wenig überraschend, dass das Belassen des Kolksschutzes in situ einen großen Einfluss auf den Artenreichtum hat, der erhalten bleiben würde. Um jedoch weitere Aussagen über den Einfluss des Rückbaus von OWP auf die lokale Meeresumwelt machen zu können, sind weitere Untersuchungen erforderlich.

Gefährdungsbeurteilungen sind vor allen Arbeiten gesetzlich vorgeschrieben, ebenso wie die Erstellung einer Risikoanalysen im Rahmen der Ausführungsplanung der Rückbauarbeiten (BSH 2021). Die vorgeschlagene Ableitung eines Gefährdungsmaß-Attributes zum Vergleich verschiedener Rückbauszenarien kann bei der Erstbewertung und bei der Identifizierung von Prozessen und Szenarien mit höherem Gefährdungspotenzial unterstützen. Der Parameter der Aktivitätsdauer leistet einen wesentlichen Beitrag zu den Ergebnissen. Darüber hinaus könnte die Methode bereits in den frühen Projektphasen eines OWP eingesetzt werden, um technische Sicherheitsbarrieren zu berücksichtigen und zu konstruieren oder technische Maßnahmen zu implementieren, die die Gefahren später in der Rückbauphase wirksam reduzieren. Die Methode für jeden Prozess innerhalb des *SeeOff*-Projekts anzuwenden, ist jedoch zu umfangreich und war daher nicht für alle Prozesse innerhalb der Systemgrenze machbar.

Die Multikriterielle Entscheidungsanalyse (MCDA) ist ein geeignetes Instrument zur Unterstützung von Entscheidungsfindungsprozessen bei Berücksichtigung mehrerer Ziele. Im Forschungsprojekt *SeeOff* werden die Kriterien durch eine Prioritätsanalyse gewichtet und eine Nutzwertanalyse wird zur Untersuchung der Rückbauszenarien angewendet (siehe Kapitel 4.6).

Der paarweise Vergleich scheint ein geeignetes Vorgehen zur Gewichtung der Entscheidungs-kriterien zu sein. Die Beurteilung, ob ein Kriterium genauso wichtig oder wichtiger ist als ein anderes, ist leicht verständlich und eignet sich daher sehr gut für eine Umfrage. Die Skala, auf der die Kriterien bewertet werden, könnte jedoch differenzierter sein. Die Wahl einer anderen Skala, z.B. die Vergabe eines Punktes bei der Gleichwertigkeit von zwei Kriterien und bis zu neun Punkten, wenn ein Kriterium extrem wichtiger als das andere ist (wie im analytischen Hierarchieprozess (Montis et al. 2005, S. 99–133)), würde zu einer differenzierteren Gewichtung führen.

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden zwei Umfragen zur Bedeutung der Entscheidungskriterien durchgeführt. Zum einen wurden Stakeholder, die direkt oder indirekt am OWP-Rückbau beteiligt sind, befragt (Prioritätenanalyse und Abbildung 85 in Kapitel 4.6). Zum anderen wurde eine Akzeptanz-Umfrage mit der breiten Öffentlichkeit durchgeführt (Tabelle 22 in Kapitel 1.4). Die Ergebnisse zeigen, dass die befragten Gruppen den Kriterien unterschiedliche Relevanz beimessen. Die breite Öffentlichkeit misst den umweltfreundlichsten Technologien die weitaus größte Bedeutung bei. Bei den Stakeholdern, die am Rückbau beteiligt sind, wird der Aspekt der Arbeitssicherheit am wichtigsten eingestuft. Dies kann darin begründet werden, dass Sicherheitsaspekte umso bedeutender sind, je enger der tatsächliche Bezug zum Rückbau gegeben ist. Auch ist es möglich, dass die breite Öffentlichkeit die Bedeutung der Arbeitssicherheit beim Rückbau aufgrund mangelnder Kenntnisse nicht einschätzen kann.

Die Nutzwertanalyse ist ein weithin bekanntes und einfach anzuwendendes MCDA-Verfahren. Im Forschungsprojekt *SeeOff* wird beschlossen, dass die Szenarien mit der schlechtesten Leistung 0 Punkte erhalten, das Szenario mit der besten Leistung 10 Punkte und die übrigen Punkte proportional verteilt werden (siehe Kapitel 4.6). Dieses Verfahren ist einfach und kann auf alle Entscheidungskriterien einheitlich angewendet werden. Bei einigen Entscheidungskriterien führt dies zu einer irreführenden Verteilung der Punkte. So erhält z.B. für die Recyclingrate ein einziges Szenario 0 Punkte und alle anderen Szenarien 9 oder 10 Punkte (siehe Tabelle 68). Dies impliziert, dass die Leistung des einen Szenarios viel schlechter als die der anderen ist. Tatsächlich weisen alle Szenarien im Allgemeinen eine sehr hohe Recyclingrate auf. Bei dem Szenario mit der "schlechtesten" Leistung werden die Gründungsstrukturen oberhalb des Meeresbodens abgeschnitten, was dazu führt, dass weniger Stahl der Abfallentsorgung zugeführt wird und folglich eine geringere Recyclingrate vorliegt. Es sollte jedoch bedacht werden, dass beim Schneiden oberhalb des Meeresbodens 33 Meter MP im Meeresboden verbleiben, beim Schneiden unterhalb des Meeresbodens 29 Meter. Andere Methoden zur Bestimmung der Leistung der Rückbauszenarien, z.B. wenn ein:e Entscheidungsträger:in die Erfüllung der Entscheidungskriterien subjektiv bewertet, anstatt wie oben dargestellt Punkte zu vergeben, könnten zu anderen Ergebnissen führen.

5.1.2 Kritische Auseinandersetzung mit Szenarien zum teilweisen Rückbau

Die Ergebnisse der MCDA zeigen, dass unter Berücksichtigung der in *SeeOff* gewählten fünf Entscheidungskriterien Rückbauszenarien mit teilweisem Rückbau als nachhaltiger bewertet werden als andere Szenarien. Unsere Auswertungen zeigen, dass der teilweise Rückbau in Bezug auf die wirtschaftliche Effizienz, die Treibhausgasemissionen, die lokale marine Biodiversität und die Sicherheit und Gesundheit am Arbeitsplatz hohe Nutzwerte erzielt. Sollte ein teilweiser Rückbau von OWP in Betracht gezogen werden, ist die Betrachtung weiterer Aspekte ratsam.

So wurde der Aspekt der Nachnutzung in unsere Untersuchungen nicht einbezogen. Aufgrund der hohen Ausbauziele (Kapitel 1) ist jedoch davon auszugehen, dass Flächen rückgebauter OWP wieder zur Energieerzeugung genutzt werden. Das Belassen von Seekabeln würde daher wahrscheinlich zu Problemen bei der Installation neuer Innerparkverkabelungen (IAC) führen. Der Verbleib des Kolkschutzes sollte jedoch der Installation neuer WEA oder IAC nicht entgegenstehen. Ob neue WEA an genau derselben Stelle wie die zurückgebauten Strukturen installiert werden könnten, selbst wenn sie z. B. durch Vibrationstechnik vollständig entfernt würden, bedarf weiterer Untersuchungen. Ein neues OWP-Layout würde sich aufgrund der größeren Turbinengröße wahrscheinlich ohnehin von dem des rückgebauten OWP unterscheiden.

Inwieweit bzw. in welcher Weise das Belassen von Seekabeln, Kolkschutz oder Teilen der Gründungsstrukturen die Sicherheit und Leistungsfähigkeit des Verkehrs beeinträchtigen würde, bedarf ebenfalls weiterer Untersuchungen.

Die Ergebnisse unserer Analyse deuten darauf hin, dass das Belassen von Kolkschutz und/oder Teilen der Gründungsstrukturen in situ eher dazu beiträgt, die lokale Artenvielfalt der mit Hartsubstrat verbundenen benthischen Gemeinschaft zu erhalten und keine Gefahr für die Meeresumwelt darstellt. Für eine ganzheitliche Analyse der Auswirkungen auf die Meeresumwelt sind weitere Untersuchungen am Boden der Gründungsstrukturen und des Kolkschutzes sowie der Weichsubstrat- und Fischgemeinschaft erforderlich.

Auch sollte geprüft werden, ob und inwieweit ein teilweiser Rückbau dem SDG 14 "Ozeane, Meere und Meeresressourcen im Sinne nachhaltiger Entwicklung erhalten und nachhaltig nutzen" widerspricht (UN, S. 15). Danach sollen Meeresverschmutzungen vermieden und reduziert werden, aber auch negative Auswirkungen auf marine Ökosysteme sollen verhindert werden. So sollten z.B. bei der Beseitigung des Kolkschutzes die Vorteile der Vermeidung einer potenziellen "Verschmutzung" oder zumindest von Abfällen gegen die Auswirkungen auf die Meeresumwelt durch großflächiges Ausbaggern des Meeresbodens abgewogen werden.

Andererseits muss berücksichtigt werden, dass Materialien, die im/am Meeresboden verbleiben (z.B. Stahlkonstruktionen), nicht als Sekundärrohstoffe in die Kreislaufwirtschaft eingespeist werden können. Geschlossene Stoffkreisläufe tragen dazu bei, den Wert unserer Ressourcen zu erhöhen und die Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

5.2 Übertragbarkeit auf andere Offshore-Windparks und Offshore-Windpark-Komponenten

5.2.1 Übertragbarkeit der Demontageverfahren, Logistik und Rückbauprozesse

Die Übertragbarkeit bzw. Anwendbarkeit der in diesem Bericht dargestellten Demontageverfahren, Logistikkonzepte sowie der Ablauf der Rückbauprozesse hängt im Wesentlichen von drei Faktoren ab: der Lage des Windparks im geographischen und geologischen Sinne, den verwendeten Systemkomponenten sowie der Anbindungsart des OWP im Vergleich zum Referenz-OWP (s. Kap. 1.1.2.6 und 3.1.1). Das im Forschungsprojekt *SeeOff* untersuchte Referenzsystem ist repräsentativ für viele OWP mit Inbetriebnahme bis zum Jahr 2015, und demnach für die ersten zurückzubauenden OWP in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der deutschen Nordsee. Dennoch gab es, insbesondere in den ersten Jahren der Offshore-Windenergie-Nutzung, unterschiedliche Ansätze in den Gründungsstrukturtypen, Anbindungssystemen oder verwendeten Anlagentechnologien. Dies gilt sowohl für die Windenergieanlagen, als auch für Offshore-Substation (OSS) und Konverter.

Aufgrund der Variabilität der OWP bzgl. Lage und Anlagentechnik können keine allgemeingültigen Aussagen zum Rückbau von OWP getroffen werden. Das gilt sowohl für die Demontageverfahren, die einzusetzenden Schiffe sowie den Ablauf des Rückbaus. Rückbau- und Logistikkonzepte hängen in hohem Maße vom Standort des OWP ab, einschließlich hydrologischer Aspekte wie Wassertiefe und Morphologie des Meeresbodens sowie der Entfernung und Art der Häfen. Es ist wahrscheinlich, dass nicht nur ein einziger Hafen, sondern verschiedene Häfen, die auf bestimmte OWP-Komponenten spezialisiert sind, am Rückbau beteiligt sein werden. Auch die Wiederverwendung von OWP-Komponenten ist eine Option, die wahrscheinlich bei anderen Projekten in Betracht gezogen wird.

Betrachtet man die Demontageverfahren, so werden in diesem Handbuch einige Verfahren (siehe 3.3.1) beschrieben, die universell für unterschiedliche Gründungsstrukturtypen einsetzbar sind, wie z.B. das Wasserabrasivstrahl (WAS)-Verfahren oder das Diamantseilsägeverfahren. Aber auch diese stehen, analog der Schiffslogistik, der Herausforderung der Zunahme der Anlagendimensionen gegenüber und bedürfen einer steten Weiterentwicklung.

Die Übertragbarkeit von seeseitigen Demontageverfahren und Logistikkonzepten von der Referenz- OSS auf Konverterplattformen, z.B. der *SylWin alpha*, ist nur im begrenzten Maß möglich. Die Installationen sind in ihren Grundzügen strukturell ähnlich; beide bestehen aus einer Topside mit mehreren Decks und einer Jacket-Gründungsstruktur. Allerdings unterscheiden sie sich erheblich in ihren Dimensionen (Referenz-OSS: 42 x 36 x 30 m, *SylWin alpha*: 83 x 56 x 50 m) und Gewicht (Referenz-OSS: Topside 3 000 t und Jacket 1 100 t, *SylWin alpha*: Topside 15 000 t und Jacket 10 000 t). Bei der Deinstallation der Referenz-OSS wird angenommen, dass das Jacket unterhalb der Topside mittels Autogenbrennschneiden und die Rammpfähle mittels WAS getrennt werden. Es kann im Einzelfall davon ausgegangen werden, dass die Durchmesser und Wandstärken des Konverters im Anwendungsbereich der Schneidtechniken, die bei der Referenz-OSS eingesetzt werden, liegen. Für das WAS-Verfahren von innen sollte jedoch der Zugang zu den Pfählen und ggf. vorhandene Grout-Verbindungen geklärt werden. Ist ein Schneiden von innen nicht möglich, kann das Schneiden von außen in Betracht gezogen werden. Die Topside und das Jacket der Referenz-OSS werden jeweils von einem Kranschiff angehoben und auf eine Barge abgestellt, d.h. es wird eine ähnliche Logistik wie in der Installationsphase benötigt. Aufgrund der Dimensionen der Konvertertopside sowie Jacketstruktur und der zu berücksichtigenden

Umgebungsbedingungen (z.B. Wassertiefe) ist jedoch die Erarbeitung eines spezifischen Rückbau- und Logistikkonzeptes notwendig, da es hier weltweit nur sehr wenige Schiffe mit entsprechender Krankapazität gibt. Ebenfalls wurde der Konverter mittels Ballastierungsverfahren für die Jacketstruktur und anschließendem Float-over Verfahren für die Topside installiert. Die Entwicklung alternativer, innovativer Demontageverfahren und Logistikkonzepte scheint also auch für die Deinstallation des Konverters notwendig.

Für die Rückbauplanung und insbesondere die Demontage auf See ist immer ein spezielles Engineering erforderlich. Zu berücksichtigen ist dabei auch eine mögliche Materialermüdung und Korrosion einzelner Komponenten und Verbindungen aufgrund der Belastungen während der Betriebsphase. Bisher sind bis auf den Rückbau der Windenergieanlage (im optimalen Fall) keine Komponenten zerstörungsfrei demontierbar. Einzelne Ansätze gibt es für die OSS, die über selbsterrichtende Plattformen, wie z.B. Baltic 2 (Alstom 28.10.2015) bzw. Systeme zum Absenken der Topside verfügen (Arup o.J.).

Die Demontageprozesse an Land sind im Gegensatz zur Demontage auf See eher auf andere OWP oder Systemkomponenten wie den Konverter übertragbar. Eine interne Analyse der Demontage und der Recyclingverfahren für den Konverter hat viele Schnittmengen ergeben. Die Gegebenheiten vor Ort im Hafen müssen jedoch den Dimensionen und Verarbeitung der Materialmengen gerecht werden, z.B. dem Platzbedarf, den anstehenden Flächenlasten, der benötigten Logistik an Land, einer ausreichend guten Hinterlandanbindung usw. Eine weitere Herausforderung besteht nicht nur in dem wachsenden Durchmesser und dem Gewicht der Systemkomponenten von OWP, sondern auch in den veränderten Materialzusammensetzungen. So sind in den Komponenten der WEA im Referenz-OWP weder Kohlefaser-Verbundwerkstoffe noch Permanentmagneten verbaut.

Bei WEA größerer Leistungsklassen und Rotordurchmesser finden hingegen Kohlefaser-Verbundwerkstoffe zur Gewichtsreduzierung und erhöhten Stabilität der Rotorblätter Verwendung. Mit den neuen Werkstoffen, müssen entsprechend Entsorgungs- bzw. Recyclingverfahren entwickelt und ggf. Zerlegeprozesse angepasst werden. Dies gilt auch für die Aufbereitung von Permanentmagneten zur Wiedergewinnung kritischer Metalle (u.a. Neodym, Dysprosium).

Die Demontage- und Zerlegungsverfahren an Land sind mit Ausnahme der o.g. Materialänderungen bei leistungsstärkeren WEA größtenteils übertragbar, da OWP bezogen auf die Gewichtsanteile hauptsächlich aus Stahl und Kolkschutzmaterial bestehen. Die Optimierungspotenziale liegen hier in der Schnittgeschwindigkeit beim Brennschneiden für Stahl (siehe Kapitel 3.5.2). Unterschiedlich ist je nach Systemkomponente (WEA, OSS, Kabel oder auch Konverter) der Bedarf und die Größe der Ressourcen (Kräne etc.) und Baumaschinen an Land. Für Baugruppen, die der Vorbereitung zur Wiederverwendung zugeführt werden sollen, bedarf es entsprechend einer Piece-Large bzw. zerstörungsfreien Vordemontage oder Entkernen an Land. Weitere Einflussfaktoren, unter welchen Bedingungen die Demontage und Zerlegung an Land durchgeführt werden kann, sind (genehmigungs-)rechtliche Anforderungen und Auflagen aus Sicht des Immissions-, Umwelt- und Gesundheitsschutzes.

5.2.2 Übertragbarkeit des Bewertungsansatzes

Der in Kapitel 4 vorgestellte Ansatz zur Ermittlung nachhaltiger Rückbaustrategien kann auf andere OWP und andere OWP-Komponenten übertragen werden. Die Systemgrenzen können erweitert werden, um z. B. auch den Konverter und das Exportkabel für den Netzanschluss einzubeziehen.

Die Ziele für einen nachhaltigen Rückbau von OWP sollten für jedes Projekt neu definiert werden. Da die meisten OWP einzigartig sind, sind auch die Ziele einzigartig. Es sollte jedoch mindestens ein Kriterium pro wirtschaftlicher, umweltbezogener und sozialer Kategorie definiert werden. Im Forschungsprojekt *SeeOff* wurde die Umweltkategorie mit drei Aspekten dargestellt; bei anderen Projekten könnte der Schwerpunkt nur auf den Treibhausgasemissionen liegen. Innerhalb der sozialen Kategorie könnten die Aspekte Offshore-Rettung (Zeiten) (Jürgens und Weinrich 2015), Arbeitsorganisation (Mette et al. 2019) oder unbemannte Operationen von Bedeutung sein. Für die wirtschaftliche Kategorie sind andere Ziele jedoch nicht sinnvoll. Das zentrale ökonomische Ziel ist die Senkung der Rückbaukosten und alle anderen, z.B. die Risikominimierung, wären hier nur Zwischenziele zur Kostenminimierung.

In Abhängigkeit von den projektspezifischen Kriterien und Rückbauszenarien werden die Entscheidungskriterien berechnet. Die im Forschungsprojekt *SeeOff* definierte Methode zur Berechnung und Interpretation der Entscheidungskriterien ist auf andere OWP und OWP-Komponenten übertragbar. Hinsichtlich der Ergebnisse ist zu erwarten, dass die größten THG-Emissionen unabhängig von den OWP-Ausprägungen von den Schiffen ausgehen. Allerdings könnte das logistische Konzept für den Rückbau einen großen Einfluss auf die THG-Emissionen haben und es ist zu erwarten, dass dies für jeden OWP einzigartig ist. Auch die Auswirkungen auf die lokale biologische Vielfalt im Meer werden von OWP zu OWP unterschiedlich sein. Wie jedoch in Kapitel 4.5.4 beschrieben, ist die Datenverfügbarkeit für die Bewertung des Artenreichtums an der Unterseite der Gründungsstruktur und der Kolksschutzschicht gering, so dass dieses Kriterium für die meisten OWP mit der verfügbaren Datenlage schwer zu beurteilen ist. Das als Indikator für die Arbeitssicherheit von Prozessen verwendete Gefährdungsmaß ist auch auf andere OWP übertragbar. Es erfordert jedoch eine genaue Kenntnis der Arbeitsprozesse und der damit verbundenen Gefährdungen in einem hohen Detaillierungsgrad, der von OWP zu OWP unterschiedlich sein kann. Die Kostensimulationsmethode ist auf weitere Komponenten, z.B. den Konverter und das Exportkabel für den Netzanschluss, erweiterbar und auf andere OWP übertragbar. Hierfür müssen die Inputdaten angepasst werden. Insbesondere die Ressourcen mit ihren Einsatzdauern und den damit verbundenen Kostensätzen werden sich unterscheiden. Darüber hinaus müssen die Risiken für jeden OWP individuell abgeschätzt werden, insbesondere aufgrund von witterungsbedingten und technischen Unwägbarkeiten. Auch die steuerliche Situation muss für jeden OWP bewertet werden. Hier kann es je nach Standort Unterschiede geben, z.B. wenn die OWP innerhalb der Zwölfmeilenzone und nicht in der AWZ liegen.

Die MCDA kann auf jedes OWP-Projekt angewendet werden. Welche Methoden zur Bewertung nachhaltiger OWP-Rückbaustrategien gewählt werden, hängt von der/den Person/en ab, die die Methode anwendet/anwenden und den Entscheidungsträger:innen. Die im Forschungsprojekt *SeeOff* angewandten Methoden sind jedoch vergleichsweise einfach zu verstehen und leicht anzuwenden, so dass sie auch für andere OWP-Rückbauprojekte vorgeschlagen werden.

5.3 Verbesserungspotenziale für einen nachhaltigeren Rückbau von OWP

Im Zuge des Forschungsprojektes *SeeOff* konnten Verbesserungspotenziale für einen nachhaltigeren Rückbau von OWP identifiziert werden. In den folgenden Abschnitten unterscheiden wir in allgemeine Verbesserungspotenziale und solche, die sich auf die Lebensphasen des OWP beziehen.

5.3.1 Allgemeine Verbesserungspotenziale

5.3.1.1 Bestimmungen und Einordnung rechtlicher Anforderungen

Durch den Gesetzgeber wurden bereits einige „Leitplanken“ zum Rückbau formuliert (Kapitel 2). Dennoch bleiben Fragen offen, die im Zuge der Genehmigungs- und Vergabeverfahren zu klären wären, wie z.B.:

In welchem Umfang muss der OWP zurückgebaut werden? Was ist im Einzelfall zulässig und welche Prüfungen oder Nachweise müssen dafür erbracht werden?

Aus den beim Rückbau zu berücksichtigenden Belangen wird in der Literatur abgeleitet, dass eine vollständige Beseitigung der Anlage nicht in jedem Fall erfolgen muss, insbesondere dann nicht, wenn Anlagen oder Anlagenteile keine Gefahr für die Schutzgüter der SeeAnIV (und damit auch des WindSeeG) darstellen. Ein Unterlassen des Rückbaus einzelner Anlagenteile könnte angezeigt sein, wenn dies für die Meeresumwelt weniger schädlich ist. Für diese Auffassung spricht jedenfalls der Wortlaut des § 13 Abs. 1 SeeAnIV und § 58 Abs. 1 WindSeeG. Die Anlagen oder Einrichtungen sind „in dem Umfang zu beseitigen, wie dies die (...) genannten Belange erfordern“. Der Verordnungs- bzw. Gesetzgeber geht mithin nur von einem auf die Erforderlichkeit begrenzten Rückbau aus. Inwieweit diese Auffassung der Verpflichtung eines vollständigen Rückbaus erfolgreich entgegengehalten werden kann, lässt sich nicht rechtssicher feststellen. Rechtsprechung zu diesem Thema gibt es bislang nicht.

5.3.1.2 Berechnung der Rückstellungen und Sicherheitsleistungen

Um die Vergleichbarkeit der Berechnungen von Sicherheitsleistungen und den Beitrag zu ihrem eigentlichen Zweck, der Sicherung der Rückbaukosten, zu erhöhen, wird ein Leitfaden vorgeschlagen, der auf einem "Apply-or-Explain"-Ansatz basiert. Demnach sollen sich die Betreiber:innen bei der Berechnung der Rückbaukosten entweder an die folgenden Vorschläge halten oder, wenn diese im Fall des konkreten OWP nicht zielführend sind, die Gründe für die Wahl eines anderen Verfahrens erläutern. Die Vorschläge lauten wie folgt:

- Definition der Systemgrenzen: Der Rückbau aller erforderlichen Komponenten (derzeit einschließlich Kolkschutz), Hafenaktivitäten und Entsorgungskosten für nicht verkaufsfähige Materialien sollte berücksichtigt werden. Diese Kosten sollten nicht mit den Einnahmen aus dem Materialverkauf verrechnet werden.
- Erfordernis eines Mindestmaßes an Detailliertheit und Konsistenz: Dauer pro Komponente, Ressourcen pro Komponente und Kosten pro Ressource sollten nachvollziehbar dargestellt werden.
- Kostenschätzungen auf der Grundlage aktueller Preise: Zukünftige Preisentwicklungen sollten Teil der regelmäßigen Aktualisierungen sein. Plausibilitätsprüfung der Schiffspreise sollten anhand geeigneter Unterlagen, z.B. Installations-Charterverträge, erfolgen.
- Risikoanalyse nach aktuellem Stand der Forschung, statt einfacher prozentualer Zuschläge auf Kosten oder Laufzeiten: Risikoanalysen dienen als Instrument zur Identifizierung und Analyse

möglicher Effekte, die sich negativ auf die Zielgröße, also die Rückbaukosten, auswirken können. Sie berücksichtigen die Unsicherheit, unter der die Berechnungen durchgeführt werden. Da diese Unsicherheit aufgrund des Mangels an Erfahrung und des langen Zeitraums zwischen Berechnung und tatsächlichem Rückbau vergleichsweise hoch ist, schlagen wir vor, die Kosten auf der Grundlage von Erwartungswerten zu berechnen und die Unsicherheit zusätzlich durch Simulationen zu bewerten.

Bei den Berechnungen von Sicherheitsleistungen und Rückstellungen gibt es umfangreiche Überschneidungen. Dennoch werden nach unseren Erkenntnissen und Erfahrungen mit den Prozessen bei den Betreibern die Berechnungen oft getrennt durchgeführt und bieten daher ungenutzte Synergien. Folglich können die Berechnungen der Sicherheitsleistungen und der Rückstellungen aus Prozesssicht miteinander verzahnt werden. Um diese Überschneidungen aufzuzeigen, verwenden wir unseren Apply-or-Explain-Ansatz:

- a) Bei der Berechnung der Sicherheitsleistungen und der Rückstellungen sind die Rückbaukosten aller benötigten Komponenten, die Hafenaktivitäten und die Entsorgungskosten für nicht verkaufsfähige Materialien zu berücksichtigen, unabhängig davon, ob die Bilanz nach IFRS, HGB oder EStG erstellt wird. Hier besteht also vollständige Konformität. Gibt der Betreiber jedoch im Rückbaukonzept an, dass er z.B. den Kolkschutz oder die IAC tatsächlich nicht zu entfernen beabsichtigt, sind die damit verbundenen Kosten als Eventualverbindlichkeit einzustufen und dürfen nach IFRS nicht Teil der Rückstellung sein (vgl. IAS 37.27). Sowohl die Sicherheitsleistungen als auch die Rückstellungen können nach IFRS, HGB und EStG nicht mit den Einnahmen aus Materialverkäufen verrechnet werden (vgl. IAS 1.32, § 246 Abs. 2 HGB, § 5 Abs. 1a S. 1 EStG).
- b) Erfordernis eines Mindestmaßes an Detailliertheit: Dauern pro Komponente, Ressourcen pro Komponente und Kosten pro Ressource sollen nachvollziehbar dargestellt werden. Diese Vorgehensweise gilt sowohl für Sicherheitsleistungen als auch für Rückstellungen.
- c) Kostenschätzungen auf der Grundlage aktueller Preise: Künftige Preisentwicklungen sollten für Zwecke der Sicherheitsleistung und der Rückstellungen nach EStG regelmäßig in die Fortschreibung einbezogen werden (§ 6 Abs. 1 Nr. 3a lit. f EStG). Bei Rückstellungen nach IFRS und HGB sind zukünftige Preissteigerungen zu berücksichtigen (IAS 37.48, § 253 Abs. 1 S. 2 HGB).
- d) Plausibilitätsprüfung der Schiffspreise anhand geeigneter Unterlagen, z.B. Installations-Charterverträge: Hier besteht eine vollständige Übereinstimmung von Sicherheitsleistung und Rückstellungen.
- e) Risikoanalyse nach dem aktuellen Stand der Forschung und angemessene Berücksichtigung des Downside-Risikos in der Höhe der Sicherheitsleistung. Dies ist auch für Rückstellungen ein wichtiger Aspekt, da diese "bestmöglich geschätzt" (IAS 37.36) bzw. "nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung" (§ 253 Abs. 1 S. 2 HGB, § 5 Abs. 1 EStG) ermittelt werden sollten.

Aufgrund dieser weitreichenden Gemeinsamkeiten empfehlen wir, ein gemeinsames Tool sowohl für die Berechnung der Sicherheitsleistung als auch der Rückstellungen zu implementieren.

5.3.1.3 Berücksichtigung der gesellschaftlichen Akzeptanz

Die durchgeführte Umfrage zur Akzeptanz (Kapitel 1.4) hat gezeigt, dass die Belange des Umweltschutzes der Bevölkerung wichtig sind und die gesellschaftliche Akzeptanz eines Vorhabens erheblich beeinflussen können. Eine engagierte Öffentlichkeitsarbeit der Naturschutzverbände und die mediale Berichterstattung zum Thema Umweltschutz hat in großen Teilen der Bevölkerung zu einer Sensibilisierung bezüglich umweltrelevanter Themen geführt. Somit ist davon auszugehen, dass sich ein Großteil der Bevölkerung für einen umweltschonenden Rückbau ausspricht. Dieser Trend wird schon seit mehreren Jahren auch bei anderen großen energiewirtschaftlichen Projekten beobachtet. Eine fehlende Akzeptanz gegenüber energiewirtschaftlichen Großprojekten kann im schlimmsten Fall langjährig geplante und projektierte Unternehmungen verzögern oder ganz verhindern. Aus Sicht der Befragten soll vor allem der Lebensraum und Artenreichtum der deutschen Nord- und Ostsee durch den Rückbau möglichst wenig beeinflusst werden. Es wird empfohlen, das Thema Umweltschutz schon in den frühen Phasen des Rückbauprojekts mitzudenken. Das Ergreifen von Umweltschutzmaßnahmen ist unabdingbar. Hierbei ist aus Sicht der Bevölkerung auch auf eine möglichst hohe Ressourceneffizienz und Recyclingrate zu achten. Es wird zu einer proaktiven Kommunikation mit den örtlich operierenden Umweltschutzverbänden geraten.

WEA gelten aktuell im Rahmen der angestrebten Dekarbonisierung als klimafreundliche Alternative zur Energieerzeugung mit fossilen Brennstoffen. So ist es wenig überraschend, dass die beim Rückbau entstehenden CO₂-Emissionen von einem Großteil der Befragten kritisch betrachtet werden. Ein Augenmerk liegt hierbei auf der Logistik, die ein großes Rückbauvorhaben mit sich bringt. Der CO₂-Ausstoß der Logistik kann beispielsweise durch den Einsatz von modernen und energieeffizienten Schiffsflotten verringert werden. Energie für die nötigen Demontearbeiten stammt im Idealfall aus erneuerbaren Energiequellen. Auch hier spielt die Kommunikation eine wichtige Rolle. Ein transparenter Umgang mit den entstehenden Emissionen kann in Verbindung mit öffentlichkeitswirksamen Kompensationsmaßnahmen einer sinkenden Akzeptanz entgegenwirken.

Ökonomische Aspekte können die Einstellung der Bevölkerung gegenüber Rückbauvorhaben ebenfalls beeinträchtigen. Die Akzeptanzbefragung zeigt, dass sich über die Hälfte der Befragten einen kosteneffizienten Rückbau wünscht. Die Begriff Ökonomie hat im allgemeinen einen hohen Stellenwert unter den Umfrageteilnehmenden. Bei zukünftigen Rückbauvorhaben sollte auf einen angemessenen Anteil an regionalem Bezug geachtet werden. Über zwei Drittel der Befragten sprechen sich klar dafür aus, dass deutsche Unternehmen von der Energiewende profitieren sollen. Das Schaffen und Erhalten von Arbeitsplätzen in den für die OWP-Branche wichtigen Regionen kann die Akzeptanz der Bevölkerung zumindest regional steigern. So wird empfohlen, nach Möglichkeit ortsansässige Unternehmen in die Rückbauvorhaben mit einzubinden, um sich durch regionale Wertschöpfung positiv in der Bevölkerung zu positionieren.

5.3.2 Verbesserungspotentiale in den Projektphasen eines Offshore-Windparks

5.3.2.1 Entwicklungsphase

In der OWP-Planung und Entwicklung fallen die wohl grundlegendsten Entscheidungen bezüglich des OWP-Designs. In dieser Phase werden damit auch Entscheidungen für den späteren Rückbau getroffen. Das Ziel lautet daher, den Rückbau bereits so früh wie möglich mitzudenken. Einige Beispiele sind das

OWP-Design im Rahmen der detaillierten Projektbeschreibung (z.B. Gründungskonzept, zu erwartende Einbindetiefe in den Meeresgrund) (BSH 2020a, S. 33).

5.3.2.2 Konstruktionsphase

Konstruktiv-strukturelle Aspekte des Rückbaus sollten bereits in dieser Phase berücksichtigt werden (z.B. technische Parameter wie Tragfähigkeit beim Rückbau (Zugfestigkeit) oder Materialanforderungen, wie Anteil recycelter Materialien).

Dies gilt nicht nur für den OWP, sondern auch für die Netzanbindung (OSS und Konverterstation). Die entsprechenden Übergaben und Dokumentationen sollten lückenlos erfolgen, denn Informationsverluste bringen ebenfalls Kosten und Kommunikationsverluste mit sich. Erfolgreich am Markt etabliert haben sich Konzepte wie die digitale Lebenslaufakte oder der digitale Zwilling. Weitere Beispiele seien nachfolgend genannt:

- Berechnungen und Anbau von Lift- und Haltepunkten (für den Rückbau unter veränderten Gegebenheiten), zum gemeinsamen Rückbau von TP und MP sowie beispielsweise Vorhandensein von Anschlagpunkten für Hebetools.
- Entwicklung von flexibleren Hebezeugen für unterschiedliche Maße und Gewichte der Strukturen und Vermeidung von Einzelanfertigungen.
- Supportstrukturen für Komplettrückbau wie z.B. Spüllanzen zur Unterstützung der Bodenverflüssigung (Hinzmann et al. 2018b).
- Berücksichtigung von Rückbautechnik im Design von Strukturen, z.B. interne Zugangsmöglichkeit von Schneidwerkzeugen in Gründungsstrukturen.
- Berücksichtigung der Materialbelastung neuer Rückbauverfahren, z.B. Überdruckverfahren, bei Materialauswahl und Wandstärke
- Verwendung von Kolkenschutzmaterialien, die einfach rückzubauen sind oder verbleiben dürfen (z.B. Naturstein).
- Erhöhung des Einsatzes von recyclingfähigen Materialien sowie Rezyklaten und Reduzierung des Einsatzes von kritischen Materialien z.B. Seltenen Erden.
- Weiterhin wäre eine stärkere Standardisierung der Netzanschlüsse für den vorgesehenen Ausbau der Windenergie auf See und den Weiterbetrieb von Infrastrukturen mit wesentlich längerer Betriebsdauer, wie den OSS oder Konverterstationen, notwendig.
- Planung und Berücksichtigung des Einsatzes umweltfreundlicher Logistikkonzepte (mit geringeren THG-Emissionen) im Rahmen der Erstellung des Rückbaukonzepts.
- Berücksichtigung von technischen Sicherheitssystemen für die Rückbauphase, z.B. Arbeitsgerüsten oder Arbeitsplattformen für das Trennen von Topside von Jacketstruktur bei OSS oder Wohnplattformen.

5.3.2.3 Ausführungsphase

Auch in der Ausführungsphase mit Fertigung, Transport, und Errichtung gibt es potentielle Möglichkeiten, im Hinblick auf den Rückbau Prozesse zu optimieren:

- Eine umfassende Dokumentation der Produktionsabläufe und Testergebnisse sowie die Bereitstellung dieser Dokumentation an die am Rückbau beteiligten Unternehmen. Dies ist sowohl für die Planung des Rückbaus auf See und auf Land von großer Bedeutung als auch für das Recycling und die Beseitigung der Komponenten und Materialien (z.B. Zusammensetzung von Rotorblättern oder bleihaltige Ummantelungen in Seekabeln).

- Messungen und Tests von Materialeigenschaften und Verbindungen mit Relevanz für den Rückbau, z.B. Zugfestigkeit und Streckgrenzen. Auch wenn die Grout-Verbindung immer weniger zum Einsatz kommt, stellt sich für die bestehenden oder noch einzusetzenden Verbindungen die Frage, welcher axialer Beanspruchung sie nach mehr als 20 Betriebsjahren noch standhalten und in wie fern TP und MP gemeinsam ausgebaut werden könnten.
- Rückhalten von Produktionsresten oder Anfertigung von Teststücken für die Optimierung der Demontage auf See oder an Land, z.B. Ermittlung von Schneiddauern beim Autogenbrennschneiden, Diamantseilsägen oder WAS-Verfahren

In der Bauphase ist gemäß den rechtlichen Anforderungen unter anderem ein Bautagebuch zu führen. Darüber hinaus sollten Informationen, die rückbaurelevante Aspekte betreffen, ebenfalls dokumentiert werden, z.B. abweichende Vorgänge, Installationsdauern, HSE Bericht. Eine As-Built-Dokumentation ist selbstverständlich.

5.3.2.4 Betriebsphase

Die Dokumentation der Betriebs- und Instandhaltungsdaten in digitalen Lebenslaufakten sowie die Bereitstellung dieser Dokumentation kann für den Rückbau von entscheidendem Vorteil sein.

Die aktuelle Fassung des StUK sieht standardmäßig Monitoring bis einschließlich des fünften Betriebsjahrs vor. Untersuchungen zum Ende der Betriebsdauer sind nicht vorgesehen. Auch wird der Aufwuchs der Gründungsstrukturen nur bis zu einer Wassertiefe von 10 m beprobt, der Kolkschutz gar nicht. Sollen beim bzw. vor dem Rückbau mögliche Auswirkungen auf die benthische Gemeinschaft berücksichtigt werden, ist ein entsprechend angepasstes Umweltmonitoring erforderlich.

5.3.2.5 Rückbauphase

Für den Rückbau von Gründungsstrukturen ist Speziallogistik und -equipment erforderlich. Dies betrifft nicht nur die immer größer werdenden MP, sondern auch andere Gründungstypen wie Jackets oder Schwerkraftfundamente. Die Kostenanalyse (Kapitel 4.5.1) zeigt den immensen Anteil der Schiffslogistik an den Rückbaukosten auf. Fraglich ist, ob die Wiederverwendung der häufig speziell angefertigten Hebe- und Werkzeuge (z.B. Hebeteknik wie Traversen, Ladungssicherung) aus der Installationsphase für den Rückbau genutzt und damit Kosten eingespart werden können.

Logistikplanung für die spätere Demontage an Land: potentiell ist nicht nur die Logistikplanung im Binnenland für die Installation, sondern auch für den Rückbau ein wichtiger Faktor. Bisher gibt es wenig für den Rückbau geeignete oder nutzbare Infrastruktur in der Nordseeregion und speziell in Deutschland, wie z.B. Schrottplätze mit Genehmigung nach BImSchG am Hafen; Gleisanbindung; Roll-On/Roll-Off-Kais für den Umschlag von OWP Plattformen oder Aufbereitungsunternehmen in Küstennähe. Benötigt werden weiterhin (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2022; Wagner et al. 2013, 2013):

- Schwerlastfähige Kaiflächen
- Kailänge: 200-300 m (je nach Konzept)
- Zulässiger Tiefgang im Hafenbecken: min. 9,5 m
- Zulässige Flächenlast im Hafenbecken: min. 600 t/m² (notwendig für das Aufjacken der Errichterschiffe)
- Lagerungs- und Montageflächen (ca. 5 ha - 15 ha je Windpark)

- schwerlastfähige Hinterlandanbindungen, wenn Zerlegung nicht direkt am Hafen stattfindet
- Geringe Transportdistanzen zu Aufbereitungs- und Verwertungsstätten
- Potentielle Abnehmer der Sekundärroh oder -brennstoffe

Ein weiterer Handlungsbedarf besteht in der Erforschung und Weiterentwicklung von **Rückbauverfahren, -techniken und -ressourcen**. Als Beispiel seien aktuelle Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zum Rückbau von Gründungsstrukturen mittels Überdruckverfahren oder der Verwendung von Spüllanzen oder Auftriebskörpern genannt (Hinzmann et al. 2021; Beuckelaers et al. 2021; Lehn et al. 2020). Hierbei müssen zum einen das Equipment und zum anderen das Verständnis der Verfahren sowie der geowissenschaftlichen Zusammenhänge weiterentwickelt werden.

Aber auch lang bestehende Techniken müssen im Hinblick auf den Rückbau neu untersucht und optimiert werden. Ein Beispiel ist hier die Zerlegung der großen Mengen an Stahl mit teilweise Materialstärken >100 mm. Verfahren und automatisierte Anlagen zur Zerlegung könnten die Prozesse an Land beschleunigen und sicherer machen. Ebenfalls bedarf es einer Konstruktion und Weiterentwicklung von angepassten Spezialwerk- und Hebezeugen für den Rückbau zum Greifen, Stabilisieren, Anheben und Ablegen. Die Tendenz geht dabei deutlich hin zu kombinierten Hebe- und Schneidwerkzeugen.

Grob fahrlässig könnte man unterlassene oder fehlende Dokumentation in Bezug auf den Rückbau und die Entsorgung bezeichnen. Diese kann nicht nur zu immensen wirtschaftlichen Schäden, sondern auch potentiell zum Sicherheitsverlust führen, wenn bspw. der Schwerpunkt der Anlage unbekannt oder sich durch Änderungen verlagert hat.

Informationen zu Werkstoffen und Zusammensetzungen bestimmen die Wahl eines geeigneten Aufbereitungs- und Entsorgungsverfahrens und stellen bei Unvollständigkeit ein Problem dar. Insbesondere für Verbundwerkstoffe fehlen neben dem Co-Processing in der Zementindustrie wirtschaftlich tragfähige Recyclingverfahren eines hohen Technologiereifegrades (UBA 2022). Aktuell beschäftigen sich Projekte wie ZEBRA (Zero waste Blade ReseArch), (Nantes Universität 22.09.2020), DEcomBlades (Siemens Gamesa 25.01.2021) oder Recyclable Blade von Siemens mit der Entwicklung neuer Recyclingverfahren oder besser rezyklierbaren Verbundsystemen. Recyclable Blade setzt auf eine recyclinggerechtere Konstruktion mit auflösbarem Harz zur Trennung der Einzelmaterialien (Siemens Gamesa 07.09.2021). Viele Beteiligte, seien es Betreiber oder Hersteller, formulieren konkrete Zielangaben für die Erhöhung der Recyclingrate von Rotorblättern oder andere eingesetzte Verbundwerkstoffe (Schmid 2021).

5.3.3 Handlungsempfehlungen

Zusammenfassend lassen sich einige Handlungsempfehlungen ableiten, die je nach OWP-Design und Errichtungsdatum unterschiedlich stark zutreffen werden. Übergreifend lässt sich jedoch folgendes festhalten:

- 1) Es bedarf der Klärung rechtlichen Anforderungen, insbesondere bezüglich der Notwendigkeit des Kabel- und Kolkzurückbaus.
- 2) Es werden kosteneffiziente und umweltfreundlichere Logistikkonzepte benötigt, die z.B. mit geringeren THG-Emissionen einhergehen. Zu klären ist, ob ggf. Spezialschiffe für den Rückbau zielführend sein könnten.

- 3) Die Entwicklung und Erprobung neuer Rückbauverfahren sollte intensiver vorangetrieben werden. Gezielte Förderaufrufe und Integration in das geplante Nationale Testfeld Offshore-Windenergie könnten hier hilfreich sein.
- 4) Die Infrastruktur an Land für die großmaßstäbliche Demontage und Aufbereitung ist aufzubauen. In diesem Zusammenhang wird der Automatisierung und Weiterentwicklung von Trennverfahren eine hohe Bedeutung zukommen, die z.B. im Rahmen von anwendungsorientierter Forschung gefördert werden sollte.
- 5) Besonders hervorzuheben ist die Notwendigkeit der lückenlosen Dokumentation aller Systeme und Komponenten von der Herstellung über die Betriebsphase bis zum Rückbau in einer digitalen Lebenslaufakte (Digitaler Zwilling). Für einen effizienten Rückbau ist die genaue Kenntnis von Abmessungen, Gewichten sowie Materialzusammensetzungen eine absolute Grundlage.
- 6) Sollen beim bzw. vor dem Rückbau mögliche Auswirkungen auf die Meeresumwelt berücksichtigt werden, ist ein entsprechendes Umweltmonitoring erforderlich.
- 7) Als Handlungsempfehlung für die Kostenermittlung werden u.a. standardisierte Berechnungsverfahren mit erweiterter Risikoanalyse sowie eine optimierte unternehmensinterne Organisation für Sicherheitsleistung und Rückstellungen genannt.

6 Fazit

Künftig ist mit einer deutlichen Zunahme des Offshore-Windpark-(OWP)-Rückbaus zu rechnen. In den nächsten Jahren wird die OWP-Industrie somit mit einer Reihe von Herausforderungen konfrontiert sein, die es zu bewältigen gilt, z.B. in Bezug auf Unsicherheiten im Rechtsrahmen, die Weiterentwicklung von Rückbautechnologien auf See und die damit verbundene Offshore-Logistik oder bei der Bewertung von Kosten, Umweltauswirkungen und Sicherheitsaspekten von Rückbauprozessen.

Dieses Handbuch fasst den aktuellen Kenntnisstand zum Rückbau von OWP zusammen und leistet somit einen wesentlichen Beitrag zur Weiterentwicklung von nachhaltigen OWP-Rückbaustrategien. Am Rückbau beteiligte Unternehmen erhalten erstmals einen Überblick über die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen und weiteren Anforderungen, die bei dem OWP-Rückbau zu berücksichtigen sind. Die dargestellten Demontagetechniken und Rückbaulogistiken auf See und an Land verhelfen zu einem Überblick über relevante Verfahren und benötigte Ressourcen. Die beschriebenen Rückbauprozesse geben einen vertieften Einblick in die Abläufe auf See und an Land, weisen auf Chancen hin und decken Herausforderungen auf. Hierauf basierend können Rückbauplanungen aufgebaut werden und in detailliertem Engineering vertieft werden. Auch wird ein Vorgehen zur Nachhaltigkeitsbewertung vom OWP-Rückbauszenarien vorgestellt. Es verdeutlicht, wie Ziele für einen nachhaltigen Rückbau definiert und deren Erreichung messbar gemacht werden kann. Die beschriebenen Rückbauszenarien und die damit verbundenen Kosten, Treibhausgasemissionen, Recyclingraten und Auswirkungen auf die marine Biodiversität sowie Arbeitssicherheit weisen Chancen aber auch Herausforderungen der unterschiedlichen Rückbauoptionen auf. Auch verdeutlichen die Untersuchungen, dass es von Bedeutung ist nicht nur die Rückbaukosten zu berücksichtigen, sondern die Arbeitssicherheit und Umweltaspekte ebenfalls bei der Rückbauplanung einzubeziehen.

Das Forschungsprojekt *SeeOff* stellt in diesem Handbuch Informationen und Erkenntnisse zum OWP-Rückbau zur Verfügung; die OWP-Branche steht nun vor der Aufgabe den OWP-Rückbau zu planen und zu realisieren. Hierfür ist die Klärung offener Fragen zum rechtlichen Rahmen sicher eine der ersten großen Herausforderungen. Des Weiteren ist die Weiterentwicklung bestehender, aber auch die Entwicklung neuer und innovativer Rückbautechnologien von zentraler Bedeutung. Darauf aufbauend lassen sich Demontage- und Logistikkonzepte entwerfen, die darauf ausgelegt sind nicht nur kosteneffizient, sondern auch umweltverträglich und sicher zu sein.

7 Literatur

- 2011 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC) (2011). Drives Conference (IEMDC). Niagara Falls, Ontario, Canada, 15.05.2011 - 18.05.2011: IEEE.
- 4C OFFSHORE Ltd. (o.J.): Offshore Wind farms in Germany. 4C OFFSHORE Ltd. <https://www.4coffshore.com/windfarms/germany/> [Zugriff: 03.12.2021].
- 4C OFFSHORE Ltd. (2017): Offshore Wind Farms. 4C OFFSHORE Ltd. <http://www.4coffshore.com/windfarms/> [Zugriff: 08/11/2017].
- Ackermann, T.; Söder, L. (2005): Wind Power in Power Systems: An Introduction. In: Ackermann, T. (Hg.): Wind power in power systems. [Elektronische Ressource]. S.l., Chichester: Wiley-Interscience Online-Anbieter; Wiley (Wiley-Interscience online books), S. 25–51.
- Allekotte, M.; Biemann, K.; Heidt, C.; Colson, M.; Knörr, W. (2020): Aktualisierung der Modelle TREMOD/TREMOD-MM für die Emissionsberichterstattung 2020 (Berichtsperiode 1990-2018). Berichtsteil "TREMOD". Hg. v. Umweltbundesamt (UBA) (116/2020).
- alpha ventus (Hg.) (2020): Fact-Sheet alpha ventus. Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co.KG. https://www.alpha-ventus.de/fileadmin/Dateien/publikationen/av_Factsheet_de_2020.pdf [Zugriff: 11.02.2022].
- Alstom (28.10.2015): Alstom schließt Inbetriebnahme des Offshore-Umspannwerks im Windpark EnBW Baltic 2 ab. <https://www.alstom.com/de/press-releases-news/2015/10/alstom-schliebt-inbetriebnahme-des-offshore-umspannwerks-im-windpark-enbw-baltic-2-ab> [Zugriff: 04.02.2022].
- Andersen, B. R.; Xu, L. (2004): Hybrid HVDC for power transmission to island networks. In: *IEEE Transactions on Power Delivery networks* 4, S. 1884–1890.
- Arens, U.; Kuehne, U. (2019): Austausch zum Thema Arbeitssicherheitsbewertung für den Rückbau von OWP. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Ebojie, M. Bremerhaven 22.10.2019.
- Arentegui, R. L. (2014): 2013 JRC wind status report.]. Technology, market and economic aspects of wind energy in Europe. Hg. v. European Commission Joint Research Centre Institute for Energy and Transport. European Commission Joint Research Centre Institute for Energy and Transport. Luxemburg. https://setis.ec.europa.eu/system/files/JRC_wind_status_report_0.pdf [Zugriff: 10.05.2019].
- Arnold Jäger Holding GmbH (Hg.) (o.J.): Basalt statt Plastik. Kolkschutz: Basaltbags. <https://www.jaegergroup.com/de/produkte/green-products/meerestechnik/kolkschutz/> [Zugriff: 25.01.2022].
- Arup (Hg.) (o.J.): Offshore wind substation platforms. <https://www.arup.com/perspectives/publications/promotional-materials/section/offshore-wind-substation-platform> [Zugriff: 04.02.2022].
- Becker, H.; Braun, M.; Degner, T.; Heckmann, W.; Kämpf, E.; Löwer, L.; Mende, D.; Strauß, P.; Stock, S. (2017): Technologiebericht 3.1 Stromtransport und -verteilung innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/7001656E5D5

- 1791AE0539A695E862F15/current/document/3.1_Stromtransport_und_Verteilung.pdf [Zugriff: 16.12.2017].
- BeckRS (2013): OLG Celle: Baustellenverordnung, Mehrere Arbeitgeber. Beschluss vom 18.09.2013 - 322 SsRs 203/13 (18896).
- Beuckelaers, W. J.; Vandenboer, K.; Verbraecken, J.; François, S. (2021): One-dimensional finite element limit analysis for hydraulic pile extraction. In: *Computers and Geotechnics* 133, S. 104042. DOI: 10.1016/j.compgeo.2021.104042.
- BG ETEM (o.J.): Gefährdungsbeurteilung. Gefährdungen und Belastungen am Arbeitsplatz - Handlungshilfe zur Gefährdungsbeurteilung. Hg. v. BG ETEM. BG ETEM.
<https://www.bgetem.de/arbeitsicherheit-gesundheitsschutz/themen-von-a-z-1/organisation-von-arbeitsicherheit-und-gesundheitsschutz/gefaehrdungsbeurteilung> [Zugriff: 11.10.2021].
- Bonou, A.; Laurent, A.; Olsen, S. I. (2016): Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy- from theory to application. In: *Applied Energy* 180, S. 327–337. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.07.058.
- Boskalis (2016): Offshore wind farm monopile installation, Veja Mate, offshore.energy@boskalis.com. 10.02.2022. <https://boskalis.com/about-us/projects/detail/offshore-wind-farm-monopile-installation-veja-mate.html>.
- Brinkmann, S.; Schmachtenberg, E.; Baur, E.; Osswald, T. A.; Rudolph, N. (2013): Saechtling Kunststoff Taschenbuch. 31. Aufl. München: Carl Hanser.
- BSH (2005): Genehmigungsbescheid DanTysk II. Hamburg.
https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/_Anlagen/Downloads/Genehmigungsbescheid/Windparks/Genehmigungsbescheid_DanTysk.pdf [Zugriff: 20.12.2019].
- BSH (2013): Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt. Standard. StUK4. Hamburg, Rostock.
https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards-DE/Standard-Auswirkungen-Offshore-Windenergieanlagen-Meeresumwelt.html [Zugriff: 27.05.2019].
- BSH (2015): Standard Konstruktion Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). 1. Fortschreibung. Hamburg, Rostock. https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards-DE/Standard-Konstruktion.pdf;jsessionid=3E4D5C06FD1F1D4336B60116283A29BD.live21301?__blob=publicationFile&v=12 [Zugriff: 09.07.2019].
- BSH (2016): Plangenehmigung Albatros. Az: 5111/Albatros/PfV/M5307. Hamburg.
https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/_Anlagen/Downloads/Genehmigungsbescheid/Windparks/Plangenehmigung_Albatros.pdf [Zugriff: 20.12.2019].
- BSH (2019a): Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee. BSH-Nummer 7608. Hamburg.
https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/FEP/Flaechenentwicklung_splan_2019.html;jsessionid=5EA5AE6C69512063240B2DA7D96CEF04.live21304?nn=1653366 [Zugriff: 18.09.2019].

BSH (2019b): Flächenentwicklungsplan_Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee. Hamburg und Rostock.

BSH (2020a): Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee. Hamburg und Rostock.

https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/FEP_2020_Flaechenentwicklungsplan_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=6?__blob=publicationFile&v=3 [Zugriff: 23.11.2021].

BSH (Hg.) (2020b): GeoSeaPortal. Bathymetrie: Datenlizenz Deutschland – Namensnennung – Version 2.0, (www.govdata.de/dl-de/by-2-0), Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie; CONTIS Facilities (OWP): Quelle: © BSH 2020 (<https://www.geoseaportal.de/mapapps/?lang=de> <<https://www.geoseaportal.de/mapapps/?lang=de>>).
<https://www.geoseaportal.de/mapapps/resources/apps/meeresnutzung/index.html?lang=de&stateId=43bc5daf-3a37-4027-bc5d-af3a37402763> [Zugriff: 15.12.2021].

BSH (2021): Standard Konstruktion Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). 1. Fortschreibung, Aktualisierung vom 01.06.2021. Hg. v. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). Hamburg, Rostock.

https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards/Standard-Konstruktive-Ausfuehrung-von-Offshore-Windenergieanlagen-Aktualisierung-01-06-21.pdf;jsessionid=814CB15D2400636B51E1D1E37C875600.live21324?__blob=publicationFile&v=9 [Zugriff: 01.02.2021].

Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (2020): Wie gehe ich vor? Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin. https://www.baua.de/DE/Themen/Arbeitsgestaltung-im-Betrieb/Gefaehrdungsbeurteilung/Grundlagenwissen/Sieben-Schritte-zur-Gefaehrdungsbeurteilung/Schritt_2/Wie-gehe-ich-vor.html [Zugriff: 05/05/2020].

Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA) (2010): Arbeitsschutz bei Abbrucharbeiten. 6. überarbeitete Auflage. Dortmund.

https://www.baua.de/DE/Angebote/Publikationen/Praxis/A22.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [Zugriff: 20.12.2019].

Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA) (2021a): Handbuch Gefährdungsbeurteilung. 1. Aufl. Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA). Dortmund.

<https://www.baua.de/DE/Angebote/Publikationen/Fachbuecher/Gefaehrdungsbeurteilung.html> [Zugriff: 19.10.2021].

Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA) (2021b): Handbuch Gefährdungsfaktoren. Hg. v. Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA).

<https://www.baua.de/DE/Themen/Arbeitsgestaltung-im-Betrieb/Gefaehrdungsbeurteilung/Expertenwissen/Expertenwissen.html?view=pdfViewExt> [Zugriff: 28.03.2022].

Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (09.07.2021): Verordnung zur Einführung einer Ersatzbaustoffverordnung, zur Neufassung der Bundes-Bodenschutz und Altlastenverordnung

- und zur Änderung der Deponieverordnung und der Gewerbeabfallverordnung. BGBl. Teil I Nr. 43, S. 2598 [Zugriff: 27.02.22].
- Bundesministerium des Inneren/Bundesverwaltungsamt (Hg.) (2018): Handbuch für Organisationsuntersuchungen und Personalbedarfsermittlung. PDF-Arbeitsversion. Berlin.
- Bundesministerium für Arbeit und Soziales (BmAS) (2019): Gemeinsame Deutsche Arbeitsschutzstrategie.
<https://www.bmas.de/DE/Themen/Arbeitsschutz/Arbeitsschutzstrategie/gemeinsame-deutsche-arbeitsschutzstrategie.html> [Zugriff: 20.12.2019].
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2013): Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastungen bei der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (Schallschutzkonzept).
https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/schallschutzkonzept_BMU.pdf [Zugriff: 12.03.2019].
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2015): Deutsches Ressourceneffizienzprogramm (ProgRes). Programm zur nachhaltigen Nutzung und zum Schutz der natürlichen Ressourcen. Beschluss des Bundeskabinetts vom 29. Februar 2012. 2. Auflage. Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019): Fundamente und Gründungsstrukturen. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.
<https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Technik/Fundamente/fundamente.html> [Zugriff: 04.04.2019].
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020): Sicherheit von Schiff- und Luftverkehr, Arbeitsschutz und Notfallrettung. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Technik/Sicherheit/sicherheit.html#doc158028bodyText2> [Zugriff: 02.04.2020].
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hg.) (2022): Häfen. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Wirtschaftliche_Aspekte/Haefen/haefen.html [Zugriff: 18.01.2022].
- Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore (BWO) e.V. (Hg.) (2020): Offshore Stromerzeugung. Wie funktioniert ein Offshore Windpark? <https://bwo-offshorewind.de/aufbau-und-betrieb-eines-offshore-windparks/> [Zugriff: 25.02.2022].
- Bundesverwaltungsgericht (BVerwG), 4 A 7001/11, 4 A 7002/11, 4 A 7003/11 vom 31.07.2012. In: *NVwZ 2013*, 297 f.
- Bundesverwaltungsgericht (BVerwG), 3 A 8/15 vom 19.12.2017. In: *NVwZ 2018*, S. 501.
- Cao, L.; Meng, Q.; Wang, L.; Tong, W. (2006): Research on Underwater Diamond Wire Saw. In: 2006 International Conference on Mechatronics and Automation. 2006 International Conference on Mechatronics and Automation. Luoyang, 25.06.2006: IEEE, S. 1695–1700.
- Cassing, W.; Seitz, D.; Kuntze, K.; Ross, G. (2018): Dauermagnete. Mess- und Magnetisieretechnik. 3. Auflage. Renningen: expert verlag GmbH (Kontakt & Studium, 672).

- C-job (o.J.): Offshore wind vessel design reveal by Ampelmann and C-Job Naval Architects. <https://c-job.com/press/offshore-wind-vessel-design-reveal-by-ampelmann-and-c-job-naval-architects/> [Zugriff: 30.11.21].
- 2011/753/EU: Commission Decision of 18 November 2011 establishing rules and calculation methods for verifying compliance with the targets set in Article 11(2) of Directive 2008/98/EC of the European Parliament and of the Council (notified under document C(2011) 8165).
- Coolen, J. W.; Bittner, O.; Driessen, F. M.; van Dongen, U.; Siahaya, M. S.; Groot, W. de; Mavraki, N.; Bolam, S. G.; van der Weide, B. (2020a): Ecological implications of removing a concrete gas platform in the North Sea. In: *Journal of Sea Research* 166, S. 101968. DOI: 10.1016/j.seares.2020.101968.
- Coolen, J. W. P. (2017): North Sea Reefs. Benthic biodiversity of artificial and rocky reefs in the southern North Sea. Dissertation. Unter Mitarbeit von H. J. Lindeboom und S. Degraer. Wageningen: Wageningen University.
- Coolen, J. W. P.; van der Weide, B.; Cuperus, J.; Blomberg, M.; van Moorsel, G. W. N. M.; Faasse, M. A.; Bos, O. G.; Degraer, S.; Lindeboom, H. J. (2020b): Benthic biodiversity on old platforms, young wind farms, and rocky reefs. In: *ICES Journal of Marine Science* 77 (3), S. 1250–1265. DOI: 10.1093/icesjms/fsy092.
- CUT UK Ltd (2019a): Castellated & Step Cut. <https://www.cut-group.com/special-dwcms/castellated-step-cut/> [Zugriff: 20.08.2020].
- CUT UK Ltd (Hg.) (2019b): Cutting Underwater Technologies Group. <https://onedecom.com/wp-content/uploads/2019/03/cut.pdf> [Zugriff: 27.07.2020].
- Dallyn, P.; El-Hamalawi, A.; Palmeri, A.; Knight, R. (2017): Prediction of Wear in Grouted Connections for Offshore Wind Turbine Generators. licensed under Attribution 4.0 International (CC BY 4.0). In: *Structures* 10, S. 117–129. DOI: 10.1016/j.istruc.2017.02.001.
- Dan Tysk Offshore Wind GmbH (2014): Presseinformation. Offshore-Windpark DanTysk speist ersten Strom ein. Unter Mitarbeit von Vattenfall Europe Windkraft GmbH, Stadtwerke München GmbH. Hg. v. Dan Tysk Offshore Wind GmbH. Hamburg. <https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/Dateien/> [Zugriff: 16.06.2021].
- Dannheim, J.; Beermann, J.; Lacroix, G.; Mesel, I. de; Kerckhof, F.; Schön, I.; Dagrae, S.; Birchenough, S.; Garci, C.; Coolen, J. W. P.; Lindeboom, H. J. (2017): Understanding the influence of man-made structures on the ecosystem functions of the North Sea (UNDINE). Final Report.
- Dannheim, J.; Bergström, L.; Birchenough, S. N. R.; Brzana, R.; Boon, A. R.; Coolen, J. W. P.; Dauvin, J.-C.; Mesel, I. de; Derweduwen, J.; Gill, A. B.; Hutchison, Z. L.; Jackson, A. C.; Janas, U.; Martin, G.; Raoux, A.; Reubens, J.; Rostin, L.; Vanaverbeke, J.; Wilding, T. A.; Wilhelmsson, D.; Degraer, S. (2020): Benthic effects of offshore renewables: identification of knowledge gaps and urgently needed research. In: *ICES Journal of Marine Science* 107, S. 1–17. DOI: 10.1093/icesjms/fsz018.
- Dannheim, J.; Coolen, J. W. P.; Vanaverbeke, J.; Mavraki, N.; Zupan, M.; Spielmann, V.; Degraer, S.; Hutchison, Z.; Carey, D.; Rasser, M.; Sheehan, E.; Birchenough, S.; Buyse, J.; Gill, A. B.; Janas, U.; Teschke, K.; Causon, P.; Krone, R.; van der Weide, B.; Bittner, O.; Faasse, M. A.; Kloss, P. ((in

- preparation)): Benthic biological information system related to artificial hard substrates such as offshore renewables devices, oil & gas rigs and platforms.
- DB Cargo (Hg.) (2021): Eanos-x 056. <https://gueterwagenkatalog.dbcargo.com/katalog/nachgattung/e-offene-wagen/Eanos-x-056-5831764> [Zugriff: 14.12.2021].
- DECO Subsea NV (2020): Internal AWJ cutting tool. Unveröffentlichtes Foto. CLT 4.jpg. Hg. v. DECO Subsea NV.
- Degraer, S.; Brabant, R.; Rumes, B.; Vigin, L. (Hg.) (2019): Environmental impacts of offshore wind farms in the belgian part of the North Sea. Making a decade of monitoring, research and innovation. Royal Belgian Institute of Natural Sciences, OD Natural Environment, Marine Ecology and Management. Brussels.
- Der-Wir-Ing (2016): Verfahrensprinzip des Brennschneidens. Brennschneiden.png. Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0. <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Brennschneiden.png> [Zugriff: 01.04.2022].
- Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V. (DGUV) (2001): DGUV Vorschrift 36. Hafenarbeiten. Berlin. <https://publikationen.dguv.de/widgets/pdf/download/article/1086> [Zugriff: 20.12.2019].
- Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V. (DGUV) (2016): Erste Hilfe in Offshore-Windparks. https://www.dguv.de/medien/fb-ersthilfe/de/documents/info_offshore.pdf [Zugriff: 12.07.2019].
- Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V. (DGUV) (2019): DGUV Regel 108-602. Branche Schrotthandel. Berlin. <https://publikationen.dguv.de/widgets/pdf/download/article/3518> [Zugriff: 20.12.2019].
- Deutscher Bundestag (2020): Bericht nach §7 des Transparenzgesetzes - Rückbau von Kernkraftwerken für das Berichtsjahr 2019. Drucksache 19/24770. Hg. v. 19. Wahlperiode Deutscher Bundestag. <https://dserver.bundestag.de/btd/19/247/1924770.pdf> [Zugriff: 14.12.2021].
- Dieseko Group (2019): Decommissioning Lely offshore wind farm. <https://www.diesekogroup.com/descommissioning-lely-offshore-wind-farm/> [Zugriff: 10.07.2020].
- Dilthey, U. (1994): Thermisches Trennen. In: Dilthey, U. (Hg.): Schweißtechnische Fertigungsverfahren: Schweiß- und Schneidtechnologien. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, S. 203–230.
- Dong, W.; Moan, T.; Gao, Z. (2011): Long-term fatigue analysis of multi-planar tubular joints for jacket-type offshore wind turbine in time domain. In: *Engineering Structures* 33 (6), S. 2002–2014. DOI: 10.1016/j.engstruct.2011.02.037.
- Durstewitz, M.; Lange, B. (2016): Meer – Wind – Strom. Die ausschließliche Offshore-Windenergieanlage. Weiterentwicklung und Test der Adwen M5000-Technologie unter erschwerten Bedingungen auf See. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- DVS (Hg.) (2021): DVS Merkblatt 2101. Umgang mit Sauerstoff-Kernlanzen. <https://www.dvs-regelwerk.de/inhalt/1020/2101> [Zugriff: [29.11.2021]].
- Ehlers, E. (2013): Meeresfreiheit und aquitoriale Ordnung – Zur Entwicklung des Seerechts.

- Elkadi, A. (2019): Hydraulic Pile Extraction – Scale Tests (HyPE-ST). Deltares. <https://grow-offshorewind.nl/grow-side-event-2019>.
- EnBW AG (2020): Integrierter Geschäftsbericht 2020. Ohne Anhang und ohne Erklärungen zur Unternehmensführung. EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Karlsruhe. <https://www.enbw.com/media/bericht/bericht-2020/downloads/integrierter-geschaeftsbericht-2020.pdf> [Zugriff: 21/01/2022].
- Erbguth; Stollmann (2001): Vgl. zur allgemeinen Zustandsverantwortlichkeit. In: *Deutsches Verwaltungsblatt (DVBl)* 601 (607).
- Esteban, M.; López-Gutiérrez, J.-S.; Negro, V. (2019a): Gravity-Based Foundations in the Offshore Wind Sector. In: *Journal of Marine Science and Engineering* 7 (3), S. 64. DOI: 10.3390/jmse7030064.
- Esteban, M.; López-Gutiérrez, J.-S.; Negro, V.; Sanz, L. (2019b): Riprap Scour Protection for Monopiles in Offshore Wind Farms. In: *Journal of Marine Science and Engineering* 7 (12), S. 440. DOI: 10.3390/jmse7120440.
- European Commission (Hg.) (o.J.): Energie und Grüner Deal. Energiewende. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_de [Zugriff: 02.12.2021].
- European Commission (2011): Roadmap to a Resource Efficient Europe. In: COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS.
- European Commission (2020a): A new Circular Economy Action Plan For a cleaner and more competitive Europe, COM(2020) 98 final. In: COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS.
- European Commission (2020b): EU Biodiversity Strategy for 2030 Bringing nature back into our lives, COM(2020) 380 final. In: COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS.
- European Commission (19.11.2020): Boosting Offshore Renewable Energy for a Climate Neutral Europe. Brussels. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_20_2096 [Zugriff: 21.02.2022].
- Fach- und Interessenverband für seilunterstützte Arbeitstechniken e.V (FISAT) (2015): Sicherheits- und Arbeitsrichtlinie für Seilzugangs- und Positionierungstechniken. Version 15.1. https://www.fisat.de/fileadmin/fisat/user_upload/FISAT_Dokumente/FSR_SZP_Version_15.1_dt.pdf [Zugriff: 20.12.2019].
- Fahrenwaldt, H. J.; Schuler, V.; Twrdek, J. (Hg.) (2014): Praxiswissen Schweißtechnik. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Fraunhofer IWES: Offshore Karte Europa. Windmonitor. http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/4_Offshore/7_karten/ [Zugriff: 14.12.2021].

- G+ Global Offshore Wind Health & Safety Organisation (2017): 2017 Incident Data Report. Hg. v. G+ Global Offshore Wind Health & Safety Organisation.
https://www.gplusoffshorewind.com/__data/assets/pdf_file/0003/633567/gplus-2017-incident-report.pdf [Zugriff: 11.10.2021].
- G+ Global Offshore Wind Health & Safety Organisation (2018): 2018 Incident Data Report. Hg. v. G+ Global Offshore Wind Health & Safety Organisation.
https://www.gplusoffshorewind.com/__data/assets/pdf_file/0005/638861/PDF-G-2018-incident-report.pdf [Zugriff: 11.10.2021].
- G+ Global Offshore Wind Health & Safety Organisation (2019): 2019 Incident Data Report. Hg. v. G+ Global Offshore Wind Health & Safety Organisation.
https://www.gplusoffshorewind.com/__data/assets/pdf_file/0004/752863/PDF-G-2019-incident-report.pdf [Zugriff: 11.10.2021].
- G+ Global Offshore Wind Health & Safety Organisation (2020): 2020 Incident Data Report. Hg. v. G+ Global Offshore Wind Health & Safety Organisation.
https://www.gplusoffshorewind.com/__data/assets/pdf_file/0010/853246/G-Plus-Global-Offshors-Wind-Health-and-Safety-Organisationjk.pdf [Zugriff: 11.10.2021].
- Geerlings, C. (2020): Removal of scour protection. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Vajhøj, J.; Spielmann, V.; Ebojie, M.; Köhler, B. mit Rohde Nielsen A/S. Bremen, Kopenhagen 14.05.2020.
- Geldermann, J.; Lerche, N. (2014): Leitfaden zur Anwendung von Methoden der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung. Methode: PROMETHEE. Göttingen.
- Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt (2019): WSV-Rahmenvorgaben Kennzeichnung Offshore-Anlagen. Version 3.0. Bonn.
https://www.gdws.wsv.bund.de/DE/schifffahrt/01_seeschifffahrt/windparks/Rahmenvorgaben.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [Zugriff: 31.01.2020].
- Gimmerthal, M. (2020): Arbeitssicherheit Offshore. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Ebojie, M. mit Fragebogen. Bremen/Bremerhaven 14.01.2020.
- Greiner, S.; Appel, S.; Joschko, P.; Renz, T.; Albers, H. (2015): GOWOG (German Offshore Wind Operation Guide). Leitfaden für die technische Betriebsführung. https://www.hs-bremen.de/internet/forschung/projekte/detail/systop_gowog_20150630_webseite.pdf [Zugriff: 01/08/2021].
- Groß, S. (2022): Kennzahlen zum GfK Recycling. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Rausch, S. mit neocomp GmbH 2022.
- Hanafizadeh, P.; Ghorbani, B. (2012): REVIEW STUDY ON AIRLIFT PUMPING SYSTEMS. In: *Multiphase Science and Technology* 24 (4), S. 323–362. DOI: 10.1615/MultScienTechn.v24.i4.30.
- Hau, E. (2014): Windkraftanlagen. 5., neu bearbeitete Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer.
- Hau, E. (2016): Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 6. Auflage. Berlin: Springer Vieweg.

- Hautmann, D. (2020): Die Windkraft schwimmt sich frei. Hg. v. Orsted.
<https://energiwinde.orsted.de/trends-technik/floating-wind-schwimmt-sich-frei-aus-schwimmenden-85-mw-turbinen-wurde-vollstaendig-in-betrieb-genommen/151325> [Zugriff: 15.12.2021].
- Hegemann, K. R.; Guder, R. (2020): Stahlerzeugung. Wiesbaden: Springer-Vieweg.
- Hengstler, J.; Russ, M.; Stoffregen, A.; Hendrich, A.; Held, M.; Briem, A.-K. (2021): Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen. Abschlussbericht. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau (CLIMATE CHANGE 35/2021, ISSN 1862-4359).
<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>.
- Hillewaert, H. (2009): The Svanen is a self propelled heavy lift catamaran from Ballast Nedam Offshore. It is here helping in the construction of a windmill park on the Bligh Bank, off the Belgian coast. Ballast Nedam Svanen.jpg. Lizenziert unter CC BY-SA 4.0.
<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=8017971>.
- Hinzmann, N.; Gattermann, J.; Lehn, P. (2020): Rückbau von Offshore Wind Gründungsstrukturen. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Ebojie, M.; Vajhøj, J.; Köhler, B. mit TU Braunschweig. Braunschweig, Bremen 13.07.2020.
- Hinzmann, N.; Lehn, P.; Gattermann, J. (2021): Large-Scale Model Investigation for Monopile Decommissioning of Offshore Wind Turbines: Overpressure and Vibratory Pile. In: The American Society of Mechanical Engineers (ASME) (Hg.): Proceedings of the ASME 2021 3rd International Offshore Wind Technical Conference, IOWTC. ASME 2021 3rd International Offshore Wind Technical Conference, February 16–17, 2021: American Society of Mechanical Engineers Digital Collection.
- Hinzmann, N.; Stein, P.; Gattermann, J. (2018a): Decommissioning of Offshore Monopiles, Occuring Problems and Alternative Solutions. In: Proceedings of the ASME 37th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering 2018. June 17-22, 2018, Madrid, Spain. ASME 2018 37th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Madrid, Spain, 17.06.2018 - 22.06.2018. New York, N.Y.: American Society of Mechanical Engineers.
- Hinzmann, N.; Stein, P.; Gattermann, J. (2018b): Offshore monopile decommissioning on a scaled basis. Wind R&D Konferenz 2018. Bremerhaven.
- Hinzmann, N.; Stein, P.; Gattermann, J.; Bachmann, J.; Duff, G. (2017): Measurements of hydro sound emissions during internal jet cutting during monopile decommissioning. In: TUHH (Hg.): Proceedings of the Conference on Maritime Energy 2017. Decommissioning of Offshore Geotechnical Structures. Unter Mitarbeit von Jürgen Grabe. Hamburg, 28.-29.3.2017, S. 139–161.
- Hinzmann, N.; Stein, P.; Gattermann, J.; Stahlmann, J. (2019a): Großmaßstäbliche Untersuchung technischer Lösungen zum Rückbau von Gründungspfählen von Offshore Windenergieanlagen (DeCoMP). Technische Universität Braunschweig, Braunschweig.
https://www.researchgate.net/publication/336847575_DeCoMP_Grossmasstabliche_Untersuchungen_technischer_Losungen_zum_Ruckbau_von_Grundungspfahlen_von_Offshore-Windenergieanlagen [Zugriff: 20.06.2021].

- Hinzmann, N.; Stein Philipp; Gattermann, J.; Stahlmann, J. (Hg.) (2019b): DeCoMP - Großmaßstäbliche Modellversuche technischer Lösungen zum Rückbau von Gründungspfählen von Offshore-Windenergieanlagen. Pfahl-Symposium 2019. Technische Universität Braunschweig, 21.-22.06.2019.
- Hopewell, P. D.; Castro-Sayas, F.; Bailey, D. I. (2006): Optimising the Design of Offshore Wind Farm Collection Networks. In: Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference. 41st International Universities Power Engineering Conference. Newcastle-upon-Tyne, 06.09.2006 - 08.09.2006: IEEE, S. 84–88.
- Horstmann, B. (2019): Arbeitssicherheitsanforderungen und Bewertung. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Ebojje, M. mit Fragebogen. Bremen 11.11.2019.
- Hübner, G.; Pohl, Johannes; Schöbel-Rutschmann, Sören; Kern, S.; Gawlikowska, A.; Marini, M. (2018): Akzeptanz Erneuerbarer Energien: Beteiligung, Visualisierung und Evaluation am Beispiel küstennaher Offshore-Windparks in Mecklenburg-Vorpommern. Entwicklung eines neuartigen Instrumentariums zur optimierten Planungsbeteiligung und Akzeptanzanalyse bei der Umsetzung großer Infrastrukturmaßnahmen im Zuge der Umsetzung der Energiewende. Abschlussbericht. Halle (Saale).
https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKewjurJ3pt972AhXHQ_EDHeahD5AQFnoECAMQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.dbu.de%2FOPAC%2Fab%2FDBU-Abschlussbericht-AZ-32668-01.pdf&usg=AOvVaw1RrUEtgtLJVStkPiORa7u [Zugriff: 24.03.2022].
- Hutchison, Z. L.; Bartley, B. L.; Degraer, S.; English, P.; Khan, A.; Livemore, J.; Rumes, B.; King, J. W. (2020): Offshore wind energy and benthic habitat changes. Lessons from Block Island Wind Farm. Special issue on understanding the effects of offshore wind energy on fisheries 33 (4), S. 58–69.
- Hyder, K.; van der Molen, J.; Garcia, L.; Callaway, A.; Posen, P.; Wright, S.; Taylor, N.; Tidbury, H.; Lincoln, S.; Kirby, M. (2017): Assessing the ecological connectivity between man-made structures in the North Sea (EcoConnet). Final Report for: INSITE. Hg. v. Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science (CEFAS). Suffolk (C6498).
- IHC (o.J.): IHC Mining. Technical Specifications and Descriptions. Hg. v. IHC South Africa.
- International Labour Organization (ILO) (1979): Übereinkommen 152. Übereinkommen über den Arbeitsschutz bei der Hafendarbeit.. Occupational Safety and Health (Dock Work) Convention. Geneva.
https://www.ilo.org/dyn/normlex/en/f?p=NORMLEXPUB:12100:0::NO::P12100_ILO_CODE:C152 [Zugriff: 20.12.2019].
- International Maritime Organization (IMO) (1973): International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL).
- International Maritime Organization (IMO) (1989): Resolution A.672(16) adopted on 19 October 1989. Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone.
http://www.imo.org/blast/mainframe.asp?topic_id=1026 [Zugriff: 19.12.2019].

- Jackson, L. F.; Miller, J. L. B. (2009): Assessment of construction or placement of artificial reefs. Hg. v. OSPAR Commission (Biodiversity Series). <https://www.ospar.org/documents?v=7143> [Zugriff: 04.02.2022].
- Jansen, H. (1949): Brennschneiden in Verschrottungsbetrieben. In: *Schweißen und Schneiden*, S. 193 – 196.
- Jiang, Z. (2021): Installation of offshore wind turbines: A technical review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 139, S. 110576. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110576.
- Joeyuna (2010): SPMT transportation - Own work. Lizenziert unter CC BY-SA 4.0. <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=37662920> [Zugriff: 22.03.2022].
- Judge, F.; McAuliffe, F. D.; Sperstad, I. B.; Chester, R.; Flannery, B.; Lynch, K.; Murphy, J. (2019): A lifecycle financial analysis model for offshore wind farms. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 103, S. 370–383. DOI: 10.1016/j.rser.2018.12.045.
- Juhrich, K. (2021): Spezifische Emissionsfaktoren für den deutschen Strommix. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/emissionen-von-luftschadstoffen/spezifische-emissionsfaktoren-fuer-den-deutschen> [Zugriff: 26/8/2021].
- Jürgens, C.; Weinrich, N. (2015): Erarbeitung eines Rettungskettenkonzepts für Unfallverletzte in Offshore-Windenergieanlagen. Kurztitel: Rettungskette Offshore Wind. Hg. v. Berufsgenossenschaftliches Unfallkrankenhaus Hamburg. Hamburg. <https://www.bgetem.de/arbeitsicherheit-gesundheitsschutz/brancheninformationen1/energieversorgung/windenergie/medien> [Zugriff: 02.02.2022].
- Kaiser, M. J.; Snyder, B. (2012a): Modeling the decommissioning cost of offshore wind development on the U.S. Outer Continental Shelf. In: *Marine Policy* 36 (1), S. 153–164. DOI: 10.1016/j.marpol.2011.04.008.
- Kaiser, M. J.; Snyder, B. F. (2012b): Offshore wind energy cost modeling. Installation and decommissioning. London: Springer (Green Energy and Technology).
- Kellner, T. (2018): Blade Runners: A Look Inside A Factory For Giant Wind Turbine Blades. Hg. v. GE Renewable Energy. <https://www.ge.com/news/reports/towering-achievement-look-inside-factory-giant-wind-turbine-blades> [Zugriff: 28.01.2022].
- KIS-ORCA (Hg.) (2022): Kingfisher Wind farms chart. Thanet offshore wind farm. <https://kis-orca.org/wp-content/uploads/2022/03/Chart-24-Thanet.pdf> [Zugriff: 18.03.2022].
- Knecht, D. (2015): Untersuchungen zum Seilsägeprozess an Stählen ausgewählter Geometrien im umschlingenden Verfahren. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe. DOI: 10.5445/IR/1000045407.
- Koepp, M.; Krampe, L.; Wendring, P.; Eckstein, J.; Richter, M.; Schäfer-Frey, J.; Umana-Packebusch, M.; Wiemann, J.; Macherey, U.; Svoboda, P.; Wilms, J. (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II: Windenergie auf See. Zwischenbericht. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. ... Hg. v. Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG und BET Büro für Energiewirtschaft und

- technische Planung GmbH. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-7-wind-auf-see.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [Zugriff: 17.12.2021].
- König, W.; Klocke, F. (2007): Fertigungsverfahren 3. Abtragen, Generieren, Lasermaterialbearbeitung. [Online-ausg.]. Berlin [u.a.]: Springer (VDI-Buch, 3).
- Kreimer, F.; Brinkmeyer, M.; Bülter, O. (2020): Onshore Demontage. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Spielmann, J.; Vajhøj, J.; Ebojie, M. mit Hagedorn Abbruchservice GmbH. Bremen, Gütersloh 30.04.2020.
- Krone, K. (2000): Aluminium Recycling. Düsseldorf: Aluminium-Verlag.
- Krone, R.; Dederer, G.; Kanstinger, P.; Krämer, P.; Schneider, C.; Schmalenbach, I. (2017): Mobile demersal megafauna at common offshore wind turbine foundations in the German Bight (North Sea) two years after deployment - increased production rate of *Cancer pagurus*. In: *Marine environmental research* 123, S. 53–61. DOI: 10.1016/j.marenvres.2016.11.011.
- Kuhbier, J. (2014): Offshore-Wind: Wer hilft im Notfall? In: *Neue Energie* (1), S. 46–51.
- Lange, M. (2020): Erfahrungsaustausch Onshore Demontage/Vorbereitung zur Entsorgung. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Vajhøj, J. mit Neowa GmbH. Bremen 04.10.2020.
- Lau, C. (2013): Steigende Bedeutung und Rolle der Logistik und des Projektmanagements in Offshore-Windprojekten. In: Lau, C.; Dechange, A.; Flegel, T. (Hg.): *Projektmanagement im Energiebereich*. Wiesbaden: Springer, S. 239–251.
- Lefort (Hg.): Produktdatenblatt TRAX 1000.
- Lefort Deutschland GmbH (ohne Jahr): Mobile Schrottschere. D935B41C-E48F-42F2-91E1-4B426B972C48. Unveröffentlichtes Foto. Hg. v. Lefort Deutschland GmbH.
- Lehder, G.; Skiba, R. (2005): Taschenbuch Arbeitssicherheit. 11. Aufl. Berlin: Erich Schmidt Verlag GmbH & Co.
- Lehn, P.; Hinzmann, N.; Gattermann, J. (2020): New Approach for Offshore Pile Decommissioning With Hydraulic Presses and Floating Panels. In: *Proceedings of the ASME 39th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering - 2020*. Presented at ASME 2020 39th International Conference on Ocean, Offshore, and Arctic Engineering, August 3-7, 2020, online. ASME 2020 39th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Virtual, Online, 8/3/2020 - 8/7/2020. American Society of Mechanical Engineers. New York, N.Y.: The American Society of Mechanical Engineers.
- Lehouck, C. (2021): Process Durations Cutting Operations. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Ebojie, M.; Köhler, B. mit Deco Subsea N.V. 01.07.2021.
- Leicht; Brunstamp; Büllsfeld; Schaub (2020): BeckOK EEG 2017. 11. Aufl., 16.11.2020 (EEG 2017 § 47 Rn. 63).
- Lohre, D.; Pfennig, R.; Poerschke, V.; Gotthardt, R. (2015): Nachhaltigkeitsmanagement für Logistikdienstleister. Ein Praxisleitfaden. Wiesbaden: Springer Fachmedien.

- Lorenz, T. (2015): Arbeitssicherheit und Unfälle in der Windenergie. VDRI, 20.08.2015 [Zugriff: 13.10.2021].
- Marine Scotland (2018): Marine Scotland Review of Approaches and Costs of Decommissioning Offshore Wind Installations. Public Report. https://consult.gov.scot/marine-scotland/offshore-renewables-decommissioning-guidance/supporting_documents/MSLOT%20Decommissioning%20OWF%20Report%20Final%20for%20client.pdf [Zugriff: 16.12.2021].
- Maritime Environment Protection Committee (MEPC) (2011): 2011 Guidelines for the Control and Management of Ships' Biofouling to Minimize the Transfer of Invasive Aquatic Species. Annex 26 Resolution MEPC.207(62) adopted on 15 July 2011. Hg. v. International Maritime Organization (IMO). <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Biofouling/Documents/RESOLUTION%20MEPC.207%5b62%5d.pdf> [Zugriff: 20.12.2019].
- Maritime Environment Protection Committee (MEPC) (2018): Initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships. Annex 11 Resolution MEPC.304(72). Hg. v. International Maritime Organization (IMO). <http://www.imo.org/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/Marine-Environment-Protection-Committee-%28MEPC%29/Documents/MEPC.304%2872%29.pdf> [Zugriff: 20.12.2019].
- Matteuci, F. (2010): Schneiderverfahren für Bauelemente wie Stützfüße, Streben, I-Träger oder dergleichen zum Tragen von Strukturen aus Stahl, Beton, Stahl und Beton, Gesteinsmaterialien oder dergleichen am 03.08.2010. Anmeldenr: EP10739622A-2010-08-03. Veröffentlichungsnr: EP2464482A1-2012-06-20. B23D57/00.
- Maurer, M. (2012): Windenergie und Gewerbesteuer.
- Meier, D.; Rietz, S. (2019): Projektmanagement in der Windenergie. Strategien und Handlungsempfehlungen für die Praxis : mit detaillierter Auflistung möglicher und typischen Stakeholder : mit terminierten Vorgangsfolgen aus realen Projekten : inkl. der notwendigen Schritte für Zulassung und Abnahme : mit qualifizierter Ausweisung aller direkten und indirekten Projektkosten : mit bebildeter Chronologie aller Errichtungsschritte und Templates zur Steuerung und Überwachung der Baustelle. Wiesbaden, Heidelberg: Springer Gabler.
- Mesel, I. de; Kerckhof, F.; Norro, A.; Rumes, B.; Degraer, S. (2015): Succession and seasonal dynamics of the epifauna community on offshore wind farm foundations and their role as stepping stones for non-indigenous species. In: *Hydrobiologia* 756 (1), S. 37–50. DOI: 10.1007/s10750-014-2157-1.
- Messer Cutting Systems GmbH (o.J.): Datenblätter zu den Düsen GRICUT 8281-PMY und GRICUT 5281-PMY.
- Methratta, E. T.; Dardick, W. R. (2019): Meta-Analysis of Finfish Abundance at Offshore Wind Farms. In: *Reviews in Fisheries Science & Aquaculture* 27 (2), S. 242–260. DOI: 10.1080/23308249.2019.1584601.
- Mette, J.; Velasco-Garrido, M.; Mache, S.; Harth, V.; Preisser, A. (Hg.) (2019): Gesundheit Offshore. Handbuch zur Gesundheitsförderung in der Offshore-Windindustrie. Zentralinstitut für

- Arbeitsmedizin und Maritime Medizin. 1. Auflage. Hamburg: Zentralinstitut für Arbeitsmedizin und Maritime Medizin (ZfAM).
- Meyer, L. O. (2011): Untersuchungen zur Pyrolyse. Eine Methode zur Rückgewinnung von Kohlenstofffasern aus CFK-Fertigungsabfällen. Zugl.: Hamburg-Harburg, Techn. Univ., Institut für Kunststoffe und Verbundwerkstoffe, Diss., 2011. 1. Aufl. Hamburg: TuTech Verl. (Technisch wissenschaftliche Schriftenreihe / TUHH Polymer Composites, TUHH Technische Universität Hamburg-Harburg, Band 14).
- Montis, A. de; Toro, P. de; Droste-Franke, B.; Omann, I.; Stagl, S. (2005): Assessing the quality of different MCDA methods. In: Getzner, M.; Spash, C.; Stagl, S. (Hg.): Alternatives for Environmental Evaluation, Bd. 1. Abingdon, New York: Routledge, S. 99–133.
- Muck, L.; Poppinga, H. (2020): Rückbau von Offshore-Kabel. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Vajhøj, J.; Ebojie, M. mit Seaway Offshore Cables. Bremen, Leer 15.05.2020.
- Naaijken, B. (n.d.): Dantysk Jacket. <http://www.bennaaijkensprojectmanagement.nl/jacket.html> [Zugriff: 14.02.2022].
- Nantes Université (22.09.2020): IRT Jules Verne launches 'ZEBRA project' to develop 100% recyclable composite wind turbine blades with industrial partners. Nantes. <https://www.irt-jules-verne.fr/en/follow-our-news/irt-jules-verne-launches-zebra-project-to-develop-100-recyclable-composite-wind-turbine-blades-with-industrial-partners/> [Zugriff: 07.02.2022].
- Nationale Arbeitsschutzkonferenz (Hg.) (2014): Aktivitäten und Ergebnisse der GDA-Arbeitsprogramme 2008 – 2012. https://www.gda-portal.de/DE/Downloads/pdf/Ergebnisse-AP-2008-2012.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [Zugriff: 01.02.2022].
- Naue GmbH & Co. KG (Hg.) (o.J.): Geotextile Sandcontainer: Secutex Soft Rock. <https://www.naue.com/de/produkte/sandcontainer/geotextile-sand-container-secutex-soft-rock/> [Zugriff: 25.01.2021].
- Nexans (2008): Submarine Power Cables ((0508.010.08) - (844 12 002)). https://www.nexans.com/Germany/group/doc/en/NEX_Submarine_neu.pdf [Zugriff: 10/06/2021].
- Nohl, J. (1989): Verfahren zur Sicherheitsanalyse. Eine propektive Methode zur Analyse und Bewertung von Gefährdungen. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag.
- Noordeloos, N. (2020): ROV-Technik beim Rückbau. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Vajhøj, J.; Ebojie, M.; Köhler, B. mit Deutsche Windtechnik B.V. Bremen, IJmuiden 26.05.2020.
- OffshoreWIND (30.11.2021): EDF buys entire output of 1.4 GW Sofia Offshore Wind Farm. <https://www.offshorewind.biz/2021/11/30/edf-buys-entire-output-of-1-4-gw-sofia-offshore-wind-farm> [Zugriff: 14.12.2021].
- Ohlsson, L. (1995): The Theory and Practice of Abrasive Water Jet Cutting. Dissertation. Tekniska Högskolan i Luleå, Luleå. <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:999205/FULLTEXT01.pdf> [Zugriff: 08.07.2020].
- OSPAR Commission (1992): Convention for the protection of the marine environment of the North-East Atlantic. Paris.

- https://www.ospar.org/site/assets/files/1290/ospar_convention_e_updated_text_in_2007_no_revisions.pdf [Zugriff: 20.12.2019].
- OSPAR Commission (1998): OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations. Sintra. <https://www.ospar.org/documents?d=32703> [Zugriff: 20.12.2019].
- OSPAR Commission (2008): OSPAR Guidance on Environmental Considerations for Offshore Wind Farm Development. Agreement 2008-03. Brest. <https://www.ospar.org/documents?d=32631> [Zugriff: 20.12.2019].
- Pakenham, B.; Ermakova, A.; Mehmanparast, A. (2021): A Review of Life Extension Strategies for Offshore Wind Farms Using Techno-Economic Assessments. In: *Energies* 14 (7), S. 1936. DOI: 10.3390/en14071936.
- Poppinga, H. (2021): Rückbau von Offshore Kabeln - Verbleib der Innerparkverkabelung. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Ebojie, M.; Spielmann, V. Bremen, Leer 30.03.2021.
- Price, A. (2005): Jack Up Ship Note the fishing boat - itself some 20 metres in length - seen under the stern. Since this was taken there are now 32 turbines on the site. Jack Up Ship - [geograph.org.uk - 275028.jpg](http://geograph.org.uk/-/275028.jpg). Lizenziert unter CC BY-SA 2.0. <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=12296158>.
- Prysmian Group: 66kV Submarine Cable Systems. Hg. v. Prysmian Group. https://www.prysmiangroup.com/sites/default/files/business_markets/markets/downloads/datasheets/leaflet_submarine_epr_66%20Kv_%20final.pdf [Zugriff: 16.12.2021].
- Quicker, P.; Stockschläder, J. (2021): Möglichkeiten und Grenzen der Entsorgung carbonfaserverstärkter Kunststoffabfälle in thermischen Prozessen. Abschlussbericht. Hg. v. Umweltbundesamt (Texte 131/2021). https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_131-2021_moeglichkeiten_und_grenzen_der_entsorgung_carbonfaserverstaerakter_kunststoffabfaelle_in_thermischen_prozessen.pdf [Zugriff: 15.02.2022].
- R Core Team (2019): R: A Language and Environment for Statistical Computing. Version. Vienna, Austria: R Foundation for Statistical Computing. <https://www.R-project.org/>.
- Rausch, S. (2020): Seilsäge zur Rotorblattzerkleinerung. Hg. v. Nehlsen AG.
- Rausch, S. (2021): Rotorblattzerkleinerung mit einer Bagger-Beton-Kreissäge mit Nebeldüse. Hg. v. Nehlsen AG.
- VDI-Richtlinie 2243, 2002: Recyclingorientierte Produktentwicklung.
- Redaktion Schiff&Hafen (2013): Transport der Umspannplattform für "DanTysk". In: *Schiff&Hafen*, 25.07.2013. <https://www.schiffundhafen.de/nachrichten/offshore/detail/transport-der-umspannplattform-fuer-dantysk.html> [Zugriff: 14.02.2022].
- Reubens, J. T.; Pasotti, F.; Degraer, S.; Vincx, M. (2013): Residency, site fidelity and habitat use of Atlantic cod (*Gadus morhua*) at an offshore wind farm using acoustic telemetry. In: *Marine environmental research* 90, S. 128–135. DOI: 10.1016/j.marenvres.2013.07.001.

- Richter, B. (06.06.2014): Off-Shore Windkraft und Konverterplattformen ganz nah. <https://www.konstruktionspraxis.vogel.de/off-shore-windkraft-und-konverterplattformen-ganz-nah-a-448667/> [Zugriff: 10.02.2022].
- Royal IHC (Hg.): OLEG STRASHNOV Heavy lift vessel. https://www.royalihc.com/-/media/royalihc/image-carousel/products/product-images/offshore/heavy-lift-and-wind-farm-installation/heavy-lift-vessel/leaflet_royal_ihc_heavy_lift_vessel_oleg_strashnov.pdf [Zugriff: 21.10.2021].
- RStudio Team (2018): RStudio: Integrated Development Environment for R. Version. Boston, MA: RStudio, Inc. <http://www.rstudio.com/>.
- Säcker, F. J. (2017): Berliner Kommentar zum Energierecht. 4. Auflage. Frankfurt am Main: Fachmedien Recht und Wirtschaft dfv Mediengruppe (Beck-online Bücher). <https://beck-online.beck.de/?vpath=bibdata/komm/SaeckerKoEnR/cont/SaeckerKoEnR.htm>.
- Scheuerle Firmenprospekt (Hg.) (2021): SPMT Selbstangetriebene modulare Transporter.
- Schmid, M. (2021): The European wind industry's commitment to The European wind industry's commitment to circularity of wind turbines. Bundesverband Windenergie e.V., 25.10.2021.
- Schneider, K.-J.; Wormuth, R. (2016): Baulexikon. Erläuterung wichtiger Begriffe des Bauwesens. 3., aktualisierte und erweiterte Auflage. Berlin, Wien, Zürich: Beuth Verlag GmbH (Bauwerk).
- Schols, M. (2020a): Offshore Wind decommissioning - complete removal of monopiles. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Ebojie, M.; Vajhøj, J.; Köhler, B. mit Dieseko Group B.V. Bremen, Sliedrecht 09.06.2020.
- Schols, M. (2020b): Offshore Wind decommissioning - complete removal of monopiles. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Ebojie, M.; Vajhøj, J.; Köhler, B. mit Dieseko Group B.V. Bremen, Sliedrecht 30.06.2020.
- Schols, M. (2021): Full Monopile Removal by means of Vibratory Technology. Case study of the Netherlands decommissioning. Hg. v. Hochschule Bremen. Dieseko B.V. <https://www.seeoff.de/data/events-20210628-1-E6ySgELy.pdf>.
- Schöne, H.; Richter, g. (2010): Umspannplattform des Offshore-Windparks Baltic 1 in der Ostsee. This file is licensed under the Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 Unported license. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:20100810_Baltic1_Umspannwerk.jpg [Zugriff: 22.03.2022].
- Schröder, M.; Pocha, A. (2015): Abbrucharbeiten, Grundlagen, Planung, Durchführung. Köln: Verlagsgesellschaft Rudolf Müller GmbH & Co. KG.
- Schubert, G. (1984): Aufbereitung metallischer Sekundärrohstoffe. Aufkommen Charakterisierung Zerkleinerung. Leipzig: VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie.
- Schwab, J.; Weber, A.; Winkelmüller, M. (2021): BeckOK Arbeitsschutzrecht. ArbSchG § 1 Rn. 52. 8. Aufl., 01.12.2021. https://beck-online.beck.de/?vpath=bibdata%2fkomm%2fBeckOKArbSch_8%2fcont%2fBECKOKARBSCH%2ehtm [Zugriff: 11.04.2022].

- Schwegmann, D.; Kossel, T.; Göhlmann, J.; Lochte-Holtgreven, S. (2014): Planung, Genehmigung und Ausführung des Offshore-Windparks Amrumbank West. In: *Stahlbau* 83 (8), S. 529–534. DOI: 10.1002/stab.201410186.
- Seabed Scour Control Systems Ltd (SSCS) (Hg.) (o.J.): Scour Control. <https://sscsystems.com/scour> [Zugriff: 25.01.2022].
- Siemens AG (2011): Thoroughly tested, utterly reliable. Siemens Wind Turbine SWT-3.6-120. Erlangen.
- Siemens AG (2015): Wind Turbine SWT-3.6-120. Technical Specifications. Hamburg.
- Siemens AG (2016): Wind Turbine SWT-4.0-130. Technical Specifications. Hamburg.
- Siemens Gamesa (25.01.2021): DecomBlades consortium awarded funding for a large, cross-sector wind turbine blade recycling project. Tom Christiansen, tom1c@orsted.dk. <https://www.siemensgamesa.com/newsroom/2021/01/210125-siemens-gamsa-press-release-decomblades-launched> [Zugriff: 07.02.2022].
- Siemens Gamesa (07.09.2021): Siemens Gamesa pioneers wind circularity: launch of world's first recyclable wind turbine blade for commercial use offshore. Marta Menéndez, marta.menendez@siemensgamesa.com. <https://www.siemensgamesa.com/-/media/siemensgamesa/downloads/en/newsroom/2021/09/siemens-gamesa-produces-first-recyclable-blade-en.pdf> [Zugriff: 24.11.2021].
- Sinclair, B. (2021): Cutting Underwater Technologies Ltd. Aberdeen Science and Energy Parc. Hochschule Bremen. Bremen. <https://www.seeoff.de/data/events-20210621-1-EJsTCHGu.pdf> [Zugriff: 27.07.2020].
- SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen der SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP. <https://www.spd.de/koalitionsvertrag2021/> [Zugriff: 02.12.2021].
- Spielmann, V.; Brey, T.; Dannheim, J.; Vajhøj, J.; Ebojie, M.; Klein, J.; Eckardt, S. (2021): Integration of sustainability, stakeholder and process approaches for sustainable offshore wind farm decommissioning. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 147, S. 111222. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111222.
- Spyroudi, A. (2021): End-of-Life planning in offshore wind. Catapult Offshore Renewable Energy. https://ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2021/04/End-of-Life-decision-planning-in-offshore-wind_FINAL_AS-1.pdf.
- Statistisches Bundesamt (2018): Abfallwirtschaft. Kurzübersicht Abfallbilanz -Zeitreihe. Abfallbilanz 2018. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Abfallwirtschaft/Tabellen/liste-abfallbilanz-kurzuebersicht.html;jsessionid=49FA4D59409C2366F8BC884F65F1F189.live742> [Zugriff: 14.02.2022].
- Steffen, C. (2016): Schneidarbeiten Stützkreuz. DSCI1589. Hg. v. Aquatec On/Offshore Service GmbH. www.aquatec-group.com.
- Steffen, C. (2020): Offshore Wasserabrasivstrahlschneiden. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Ebojie, M.; Vajhøj, J. mit Aquatec. Bremen 06.07.2020.

- Stein, P.; Gattermann, J.; Tzschach, U. (2017): ZyKLaMP - Modellversuche zum Tragverhalten zyklisch belasteter Monopfähle zum optimierten Einsatz des Vibrationsrammverfahrens. Technische Universität Braunschweig, Braunschweig.
https://www.researchgate.net/publication/324030364_ZyKLaMP_-_Modellversuche_zum_Trugverhalten_zyklisch_belasteter_Monopfahle_zum_optimierten_Einsatz_des_Vibrationsrammverfahrens.
- Stenberg, C.; Støttrup, J. G.; van Deurs, M.; Berg, C. W.; Dinesen, G. E.; Mosegaard, H.; Grome, T. M.; Leonhard, S. B. (2015): Long-term effects of an offshore wind farm in the North Sea on fish communities. In: *Marine Ecology Progress Series* 528, S. 257–265. DOI: 10.3354/meps11261.
- Stiesdal, H.; Madsen, P. H. (2005): Design for Reliability. Siemens Wind Power A/S. Brande.
<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.630.4401&rep=rep1&type=pdf> [Zugriff: 18.08.2020].
- Stuhr, M.; Dethleff, D.; Weinrich, N.; Nielsen, M. V.; Hory, D.; Seide, K.; Jürgens, C. (2015): Vorläufige Auswertung: Medizinische Ereignisse in Offshore-Windparks – Erste Informationen zu Unfallverletzungen und Erkrankungen. In: *Flugmedizin · Tropenmedizin · Reisemedizin - FTR* 22 (01), S. 14–19.
- Täglicher Hafenbericht (21.10.2021): Grünes Licht für "Borkum Riffgrund 3". Benjamin Klare.
<https://www.thb.info/rubriken/offshore-windenergie/detail/news/gruenes-licht-fuer-borkum-riffgrund-3.html> [Zugriff: 16.12.2021].
- TenneT (13.06.2016): Tragkonstruktion für Offshore-Konverterplattform DolWin gamma ausgeschrieben. Wismar. Cornelia Junge, presse@tennet.eu.
https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Junge/2016/20160516_P_M_DolWin3_Sailout_Jacket_GE_NY_T_final.pdf [Zugriff: 10.02.2022].
- TenneT (Hg.) (2022): Schema Netzanbindung Offshore.
<https://www.tennet.eu/de/events/mediadownloads/> [Zugriff: 11.01.2022].
- TenneT Holding B.V. (2019): Integrated Annual Report. Arnhem, The Netherlands.
<https://annualreport.tennet.eu/2018/annualreport> [Zugriff: 20.12.2019].
- Teschke, K.; Kraan, C.; Kloss, P.; Andresen, H.; Beermann, J.; Fiorentino, D.; Gusky, M.; Hansen, D.; Konijnenberg, R.; Koppe, R.; Pehlke, H.; Piepenburg, D.; Sabbagh, T.; Wrede, A.; Brey, T.; Dannheim, J. ((in review)): CRITTERBASE, a science-driven data warehouse for marine biota. *Scientific Data*.
- Teschner, R.; Richter, K.; Richter, Hans- Peter, Dr. (2008): Thermischbeständige Glasfasern. Angemeldet durch S.D.R. Biotec Verfahrenstechnik GmbH 04509 Neukyhna/OT Pohritzsch am 29.07.2008. Anmeldenr: 08013592.4. Veröffentlichungsnr: EP 2 028 166 A1. Prioritätsdaten: 03.08.2007 DE 102007036774.
- Theobald, C.; Kühling, J.; Ahnis, E. (2021): Energierecht. Energiewirtschaftsgesetz mit Verordnungen, EU-Richtlinien, Gesetzesmaterialien, Gesetze und Verordnungen zu Energieeinsparung und Umweltschutz sowie andere energiewirtschaftlich relevante Rechtsregelungen : Kommentar. Stand: Juni 2021 (112. Ergänzungslieferung). München: C.H. Beck (Beck-online Bücher).
<https://beck->

- online.beck.de/?vpath=bibdata/komm/DannerTheobaldKoEnR_112/cont/DannerTheobaldKoEnR.htm.
- Thommen, J.-P.; Achleitner, A.-K. (2012): Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. Umfassende Einführung aus managementorientierter Sicht. 7., vollständig überarbeitete Auflage. Wiesbaden: Springer Gabler.
- Thomsen, K. E. (2014): Offshore wind. A comprehensive guide to successful offshore wind farm installation. 2nd ed. London, UK: Academic Press.
- ThyssenKrupp Tiefbautechnik GmbH (Hg.) (2013): MÜLLER Vibrationstechnik. Maschinentechnik // Lieferprogramm. https://www.gebr-egli.ch/files/prospekte/MUELLER_Vibrationstechnik_2013-10_01.pdf [Zugriff: 10.07.2020].
- TMS (Hg.) (2022): Jetting Airlift Tool delivered. TMS. <https://tms.nl/jetting-airlift-tool-delivered> [Zugriff: 07.01.2022].
- Topham, E.; Gonzalez, E.; McMillan, D.; João, E. (2019a): Challenges of decommissioning offshore wind farms: Overview of the European experience. In: *Journal of Physics: Conference Series*. DOI: 10.1088/1742-6596/1222/1/012035.
- Topham, E.; McMillan, D. (2017): Sustainable decommissioning of an offshore wind farm. In: *Renewable Energy* 102, S. 470–480. DOI: 10.1016/j.renene.2016.10.066.
- Topham, E.; McMillan, D.; Bradley, S.; Hart, E. (2019b): Recycling offshore wind farms at decommissioning stage. In: *Energy Policy* 129, S. 698–709. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.01.072.
- Torn, K. (2015): Beerkanaal 27-6-2015. Crane ship Oleg Strashnov (IMO 9452701) - Beerkanaal - Port of Rotterdam - 27 June 2015.jpg. Lizenziert unter CC BY-SA 2.0. <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=41377805>.
- Torn, K. (2019): Waalhaven Rotterdam 29-12-2019. NDURANCE & NDEAVOR (49293711526).jpg. Lizenziert unter CC BY-SA 2.0. <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=89961807>.
- Tota-Maharaj, K.; McMahon, A. (2020): Resource and waste quantification scenarios for wind turbine decommissioning in the United Kingdom. In: *Waste Disposal & Sustainable Energy*. DOI: 10.1007/s42768-020-00057-6.
- Tremer, P. J. (2022): Erfassung der gegebenen allgemeinen Akzeptanz der Bevölkerung gegenüber Offshore-Windparkrückbauvorhaben. und deren Teilaspekte. Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE. Varel. <https://www.seeoff.de/data/publications-20220324-1-rAd9Lqgr.pdf> [Zugriff: 24.03.2022].
- UK Government Department for Business, Energy & Industrial Strategy (Hg.) (2019): UK Government GHG Conversion Factors for Company Reporting. conversion factors 2019. full set (for advanced users). <https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2019>.
- Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2021): German GHG inventory 1990 - 2019. Common Reporting Format (CRF) Table 1.A(a)s3. Germany (DEU_2021_2019_14012021_224203_started). https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envx7gqa/index_html?&page=2 [Zugriff: 26/08/2021].

- Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2022): Entwicklung von Rückbau- und Recyclingstandards für Rotorblätter. ReFoPlan-Vorhaben des Umweltbundesamtes: FKZ 3720313010//AZ 32113/3. Abschlussfachgespräch. Videokonferenz, 27.01.2022: Umweltbundesamt.
- United Nations (UN) (Hg.): TRANSFORMING OUR WORLD. THE 2020 AGENDA FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT (A/Res/70/1). sustainabledevelopment.un.org [Zugriff: 08.02.2022].
- United Nations (UN) (1982): Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen und Übereinkommen zur Durchführung des Teils XI des Seerechtsübereinkommen vom 10. Oktober 1982. In: *Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften* L 179 vom 23.06.1998, S. 3–134.
- United Nations (UN) (1992): Convention on biological diversity. Internationales Übereinkommen über die biologische Vielfalt. <https://www.cbd.int/doc/legal/cbd-en.pdf> [Zugriff: 20.12.2019].
- United Nations (UN) (2010): Decision adopted by the conference of the parties to the convention on biological diversity at its tenth meeting. X/2. The Strategic Plan for Biodiversity 2011-2020 and the Aichi Biodiversity Targets. Nagoya (UNEP/CBP/COP/DEC/X/2). <https://www.cbd.int/doc/decisions/cop-10/cop-10-dec-02-en.pdf> [Zugriff: 20.12.2019].
- United Nations (UN) (2015a): Resolution adopted by the General Assembly on 25 September 2015. Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development. A/RES/70/1. https://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/70/1&Lang=E [Zugriff: 20.12.2019].
- United Nations (UN) (2015b): Übereinkommen von Paris vom 12. Dezember 2015. Paris Agreement. Paris. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf [Zugriff: 20.12.2019].
- United Nations (UN) (Hg.) (2020): UPDATE OF THE ZERO DRAFT OF THE POST-2020 GLOBAL BIODIVERSITY FRAMEWORK. Convention on the Biological Diversity. Note by the Co-Chairs (Preparations for the Post-2020 Biodiversity Framework, CBD/POST2020/ÜREP/2/1).
- Vahland, R.; Maybaum, G.; Meyer, N.; Oltmanns, W. (Hg.) (2006): Verfahrenstechniken in der Geotechnik. 1. Aufl. Wiesbaden: Teubner.
- van de Brug, E. (2021): Decommissioning options and vessels. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Ebojje, M.; Spielmann, V.; Bösche, J.; Klein, J. mit Van Oord 15.03.2021.
- van Hal, R.; Griffioen, A. B.; van Keeken, O. A. (2017): Changes in fish communities on a small spatial scale, an effect of increased habitat complexity by an offshore wind farm. In: *Marine environmental research* 126, S. 26–36. DOI: 10.1016/j.marenvres.2017.01.009.
- Vattenfall (2020): Annual and Sustainability Report 2020. Climate progress. It's happening. Vattenfall. Stockholm. <https://group.vattenfall.com/de/siteassets/de/unternehmen/investoren/berichte/geschäfts--und-nachhaltigekeitsberichte/vattenfall-geschäfts-und-nachhaltigkeitsbericht-2020-englisch> [Zugriff: 21/01/2022].
- Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW (VDN); Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK); Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI); SOLVAY Flour GmbH (2005): SF6 als Isolier- und Löschgas. Selbstverpflichtung der SF6-

- Produzenten, Hersteller und Betreiber von elektrischen Betriebsmitteln > 1kV zur elektrischen Energieübertragung und -verteilung in der Bundesrepublik Deutschland.
https://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/sv_sf6_bf.pdf
 [Zugriff: 12.04.2019].
- Vercrujssse, P.; Bugdayci, H. (2007): NEW PUMP TYPES FURTHER OPTIMISING A DREDGER'S PROFITABILITY. Hg. v. Western Dredging Association.
https://westerndredging.org/images/proceedings/2007/87-Vercrujssse_7A-3%20rev.pdf.
- Volker, T.; Mehler, C.; Raffel, H.; Orlik, B. (2008): New HVDC-Concept for power transmission from offshore wind farms. In: Wind Power to the Grid - EPE Wind Energy Chapter 1st Seminar. Wind Power to the Grid - EPE Wind Energy Chapter - 1st Seminar (EPE-WECS). Delft, Netherlands, 27.03.2008 - 28.03.2008: IEEE, S. 1–6.
- WAB e.V. (2020): WAB OWPPoster_AO_07-2020.indd. OFFSHORE WIND FARMS IN THE GERMAN NORTH SEA /BALTIC SEA. Unter Mitarbeit von Deutsche WindGuard GmbH, Mike Müller.
https://www.wab.net/fileadmin/media/Downloads/Karten/WAB-Offshorekarte_-_Nord-_und_Ostsee_2020.pdf.
- Wadenpohl, F. (2010): Stakeholder Management bei grossen Verkehrsinfrastrukturprojekten. Dissertation. ETH Zürich, Zürich. [Unveröffentlicht].
- Wagner, A.; Zehfuß, M.; Wallasch, A.-K.; Rehfeldt, K.; Thiele, J. (2013): Herausarbeitung von Chancen und Herausforderungen für die Hafen- und Werftwirtschaft im Zuge der Offshore Windenergieentwicklung (Offmaster). Hg. v. Stiftung Offshore Windenergie. https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/pictures/SOW_Download_StudieChancenfrHafen-undWerftwirtschaftdurchAusbauOffshore-Windenergie.pdf [Zugriff: 18.02.2022].
- Wagner, H.-J.; Baack, C.; Eickelkamp, T.; Epe, A.; Kloske, K.; Lohmann, J.; Troy, S. (2012): Die Ökobilanz des Offshore-Windparks alpha ventus. 2. Aufl. 3 Bände. Münster: LIT VERLAG Dr. W. Hopf Berlin (Energie und Nachhaltigkeit).
- Wagner, H.-J.; Baack, C.; Eickelkamp, T.; Epe, A.; Lohmann, J.; Troy, S. (2011): Life cycle assessment of the offshore wind farm alpha ventus. In: *Energy* 36 (5), S. 2459–2464. DOI: 10.1016/j.energy.2011.01.036.
- Wang, S.; Wang, S.; Liu, J. (2019): Life-cycle green-house gas emissions of onshore and offshore turbines (210), S. 804–810.
- Wątróbski, J.; Jankowski, J.; Ziemia, P.; Karczmarczyk, A.; Ziolo, M. (2019): Generalised framework for multi-criteria method selection. In: *Omega* 86, S. 107–124. DOI: 10.1016/j.omega.2018.07.004.
- Weise, F. (2015): Das Signal geht an alle Hersteller. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Bundesverband Windenergie e.V. Berlin 2015.
- Westkämper, E.; Warnecke, H.-J. (2010): Einführung in die Fertigungstechnik. Unter Mitarbeit von Max Dinkelmann und Holger Haag. 8. Auflage. Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag.
- WindEurope (2021a): European Offshore Wind Farms Map Public. Hg. v. WindEurope.
<https://windeurope.org/intelligence-platform/product/european-offshore-wind-farms-map-public/>
 [Zugriff: 08.12.2021].

- WindEurope (2021b): Offshore Wind in Europe. Key trends and statistics 2020. Hg. v. WindEurope. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/offshore-wind-in-europe-key-trends-and-statistics-2020/> [Zugriff: 08.12.2021].
- Windiargo, A.; Rosyid, D. M.; Murdjito (2020): Risk Analysis of Decommissioning Process: Case Studies of Lima-Compressor Platform. In: *International Journal of Offshore and Coastal Engineering* (Vol. 4), S. 27–34.
- wind-turbine.com (Hg.) (2021): Marktstammdatenregister Visualisierung. <https://wind-turbine.com/tools/wkamax> [Zugriff: 20.12.2021].
- Witt, K. J. (2018): Grundbau-Taschenbuch, Teil 2. Geotechnische Verfahren. 8. Auflage. Berlin: Wilhelm Ernst & Sohn.
- Wittek, B. (2021): Feeder concept. Befragung im Rahmen des SeeOff-Projekts durch Ebojie, M.; Spielmann, V.; Bösche, J.; Klein, J. 15.02.2021.
- Wöhe, G.; Döring, U.; Brösel, G. (2016): Einführung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre. 26., überarbeitete und aktualisierte Auflage. München: Verlag Franz Vahlen (Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften).
- World Forum Offshore Wind (Hg.) (2021): Global Offshore Wind Report. 1st half 2021. https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2021/08/WFO_Global-Offshore-Wind-Report-HY1_2021-1.pdf.
- Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI) (2018): Hinweise zu Verwendung, Transport und Entsorgung von SF6 und SF6-befüllten Betriebsmitteln aus der elektrischen Energieversorgung. Leitfaden. Fachverband Energietechnik. Berlin. https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2018/Okttober/SF6_Anwenderleitfaden/ZVEI-Anwenderleitfaden-final.pdf [Zugriff: 20.12.2019].
- Zeppelin (Hg.) (2021): Firmenprospekt.
- Zotz, F.; Kling, M.; Langner, F.; Hohrath, P.; Born, H.; Feil, A. (2019): Entwicklung eines Konzepts und Maßnahmen für einen ressourcensichernden Rückbau von Windenergieanlagen. Abschlussbericht. Texte 117/2019. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019_10_09_texte_117-2019_uba_weacycle_mit_summary_and_abstract_170719_final_v4_pdfua_0.pdf [Zugriff: 20.12.2019].

EU-Richtlinien und -Verordnungen

- International Accounting Standard 16 Sachanlagen (IAS 16): Verordnung (EG) Nr. 1126/2008 der Kommission vom 3.11.2008 zur Übernahme bestimmter internationaler Rechnungslegungsstandards gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1606/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 320 vom 03.11.2008, S. 1–481, zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2017/1986 vom 31.10.2017. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 291 vom 9.11.2017, S. 1–62.

- International Accounting Standard 37 Rückstellungen, Eventualverbindlichkeiten und Eventualforderungen (IAS 37): Verordnung (EG) Nr. 1126/2008 der Kommission vom 3.11.2008 zur Übernahme bestimmter internationaler Rechnungslegungsstandards gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1606/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 320 vom 03.11.2008, S. 1-481, zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2019/2104 vom 29.11.2019. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 318 vom 10.12.2019, S. 74–78.
- Richtlinie 94/55/EG des Rates vom 21. November 1994 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten für den Gefahrguttransport auf der Straße. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 319 vom 12.12.1994, S. 7, zuletzt geändert durch Richtlinie 2006/89/EG der Kommission vom 3. November 2006. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 305 vom 04.11.2006, S.4
- Richtlinie 2008/56/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie). In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 164 vom 25.06.2008, S. 19-40, zuletzt geändert durch Richtlinie (EU) 2017/845 vom 17.05.2017. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 125 vom 18.05.2017, S. 27-33.
- Richtlinie 2008/98/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 312 vom 22.11.2008, S. 3-30, zuletzt geändert durch Richtlinie (EU) 2018/851 vom 30.05.2018. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 150 vom 14.06.2018, S. 109-140.
- Richtlinie 2018/851 des europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Änderung der Richtlinie 2008/98/EG über Abfälle. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L150 vom 14.06.2018, S. 109-140.
- Unionszollkodex (UZK): Verordnung (EU) Nr. 952/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 09.10.2013 zur Festlegung des Zollkodex der Union. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 269 vom 10.10.2013, S. 1-101, zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2019/632. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 111 vom 25.04.2019, S. 54-58.
- Unionszollkodex-Delegating Act (UZK-DA): Delegierte Verordnung (EU) 2015/2446 der Kommission vom 28.07.2015 zur Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 952/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates mit Einzelheiten zur Präzisierung von Bestimmungen des Zollkodex der Union. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 343 vom 29.12.2015, S. 1-557, zuletzt geändert durch Delegierte Verordnung (EU) 2018/1118 vom 07.06.2018. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 204 vom 13.08.2019, S. 11-12.
- Unionszollkodex-Implementing Act (UZK-IA): Durchführungsverordnung (EU) 2015/2447 der Kommission vom 24.11.2015 mit Einzelheiten zur Umsetzung von Bestimmungen der Verordnung (EU) Nr. 952/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festlegung des Zollkodex der Union. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 343 vom 29.12.2015, S. 558-893, zuletzt geändert durch Durchführungsverordnung (EU) 2018/604 vom 18.04.2018. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 101 vom 20.04.2019, S. 22-32.

Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Juni 2006 über die Verbringung von Abfällen. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 190 vom 17.07.2006, S. 1-98, zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2015/2002 vom 10.11.2015. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 294 vom 11.11.2015, S. 1-31.

Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen, zur Änderung und Aufhebung der Richtlinien 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 353 vom 31.12.2008, S. 1-1355, zuletzt geändert durch Delegierte Verordnung (EU) 2020/217 vom 04.10.2019. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 44 vom 18.02.2020, S. 1-14.

Verordnung (EG) Nr. 725/2004 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 zur Erhöhung der Gefahrenabwehr auf Schiffen und in Hafenanlagen. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 129 vom 29.04.2004, S. 6-91, zuletzt geändert durch Verordnung (EG) 219/2009 vom 11.03.2009. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 87 vom 31.03.2009, S. 109-154.

Verordnung (EU) Nr. 517/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über fluorierte Treibhausgase und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 842/2006. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 150 vom 20.05.2014, S. 195-230.

Deutsche Gesetze

Abfallverbringungsgesetz (AbfVerbrG) in der Fassung vom 19.07.2007 (BGBl. I S. 1462), zuletzt geändert durch Artikel 33 des Gesetzes vom 20.11.2019 (BGBl. I S. 1626).

Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG) in der Fassung vom 07.08.1996 (BGBl. I S. 1246), zuletzt geändert durch Artikel 113 des Gesetzes vom 20.11.2019 (BGBl. I S. 1626) geändert worden ist.

Bundes-Bodenschutzgesetz (BBodSchG) in der Fassung vom 17.03.1998 (BGBl. I S. 502), zuletzt geändert durch Artikel 3 Absatz 3 der Verordnung vom 27.09.2017 (BGBl. I S. 3465).

Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) in der Fassung vom 17.05.2013 (BGBl. I S. 1274), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 08.04.2019 (BGBl. I S. 432).

Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 12.12.2019, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18.08.2021 (BGBl. I S. 3905)

Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) in der Fassung vom 29.07.2009 (BGBl. I S. 2542), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15.09.2017 (BGBl. I S. 3434).

Einkommensteuergesetz (EStG) in der Fassung vom 8.10.2009 (BGBl. I S. 3366, 3862), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21.12.2019 (BGBl. I S. 2886).

Entwässerungsortsgesetz (EOG) in der Fassung vom 01.03.2012 (Brem.GBl. S. 103), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Ortsgesetzes vom 01.12.2015 (Brem.GBl. S. 520).

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) in der Fassung vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20.11.2019 (BGBl. I S. 1719).

Gesetz zu dem Europäischen Übereinkommen vom 30. September 1957 über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR) (ADRG) in der Fassung vom 18.08.1969 (BGBl. 1969 II S. 1489), zuletzt geändert durch Artikel 486 der Verordnung vom 31.08.2015 (BGBl. I S. 1474).

Gewerbesteuergesetz (GewStG) in der Fassung vom 15.10.2002 (BGBl. I S. 4167), zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2451).

Grundgesetz (GG) für die Bundesrepublik Deutschland in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15.11.2019 (BGBl. I S. 1546).

Handelsgesetzbuch (HGB) in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 4100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2637).

Hohe-See-Einbringungsgesetz (HoheSeeEinbrG) in der Fassung vom 25.08.1998 (BGBl. I S. 2455), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 4.12.2018 (BGBl. I S. 2254).

Körperschaftsteuergesetz (KStG) in der Fassung vom 15.10.2002 (BGBl. I S. 4144), zuletzt geändert durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21.12.2019 (BGBl. I S. 2875).

Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) in der Fassung vom 24.02.2012 (BGBl. I S. 212), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 9 des Gesetzes vom 20.07.2017 (BGBl. I S. 2808).

Seeanlagengesetz (SeeAnlG) in der Fassung vom 13.10.2016 (BGBl. I S. 2258, 2348) zuletzt geändert durch Artikel 12 des Gesetzes vom 17.12.2018 (BGBl. I S. 2549).

Seeaufgabengesetz (SeeAufG) in der Fassung vom 17.06.2016 (BGBl. I S. 1489), zuletzt geändert durch Artikel 147 des Gesetzes vom 20.11.2019 (BGBl. I S. 1626).

Umsatzsteuergesetz (UStG) in der Fassung vom 21.02.2005 (BGBl. I S. 386), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 21.12.2019 (BGBl. I S. 2886).

Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG) in der Fassung vom 24.02.2010 (BGBl. I S. 94), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2513).

Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) in der Fassung vom 13.10.2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), zuletzt geändert durch Artikel 21 des Gesetzes vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706).

Deutsche Bundesverordnungen

Abfallverzeichnis-Verordnung (AVV) in der Fassung vom 10.12.2001 (BGBl. I S. 3379), zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 17.07.2017 (BGBl. I S. 2644).

Abgabenordnung (AO) in der Fassung vom 01.10.2002 (BGBl. I S. 3866; 2003 I S. 61), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21.12.2019 (BGBl. I S. 2875).

Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Straßenverkehrs-Ordnung (VwV-StVO) Vom 26. Januar 2001* in der Fassung vom 8. November 2021 (BANz AT 15.11.2021 B1).

Baustellenverordnung (BaustellV) in der Fassung vom 10.06.1998 (BGBl. I S. 1283), zuletzt geändert durch Artikel 27 des Gesetzes vom 27.06.2017 (BGBl. I S. 1966).

Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) in der Fassung vom 03.02.2015 (BGBl. I S. 49), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 30.04.2019 (BGBl. I S. 554).

Gefahrgutverordnung See (GGVSee) in der Fassung vom 21.10.2019 (BGBl. I S. 1475), zuletzt geändert durch Artikel 16 des Gesetzes vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2510).

Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt (GGVSEB) in der Fassung vom 11.03.2019 (BGBl. I S. 258), zuletzt geändert durch Artikel 14 des Gesetzes vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2510).

Gefahrenstoffverordnung (GefStoffV) in der Fassung vom 26.11.2010 (BGBl. I S. 1643, 1644), zuletzt geändert durch Artikel 148 des Gesetzes vom 29.03.2017 (BGBl. I S. 626).

Lärm- und Vibrations-Arbeitsschutzverordnung (LärmVibrationsArbSchV) in der Fassung vom 06.03.2007 (BGBl. I S. 261), zuletzt geändert durch Artikel 5 Absatz 5 der Verordnung vom 18.10.2017 (BGBl. I S. 3584).

Nachweisverordnung (NachwV) in der Fassung vom 20.10.2006 (BGBl. I S. 2298), zuletzt geändert durch Artikel 11 Absatz 11 des Gesetzes vom 18.07.2017 (BGBl. I S. 2745).

Richtlinie Offshore Anlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs.
Stand: 01.07.2021.

Seeanlagenverordnung (SeeAnIV) in der Fassung vom 23.01.1997 (BGBl. I S. 57), zuletzt geändert durch Artikel 55 der Verordnung vom 02.06.2016 (BGBl. I S. 1257), außer Kraft getreten am 01.01.2017 (BGBl. I S. 2258, 2357).

Verordnung über Anlagen zum Umgang mit Wassergefährdenden Stoffen (AwSV) in der Fassung vom 18.04.2017 (BGBl. I S. 905).

Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) in der Fassung vom 31.05.2017 (BGBl. I S. 1440).

Verordnung über das Genehmigungsverfahren (9. BImSchV) in der Fassung vom 29.05.1992 (BGBl. I S. 1001), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 08.12.2017 (BGBl. I S. 3882).

Normen

DIN 4150-3:2016-12: Erschütterungen im Bauwesen - Teil 3: Einwirkungen auf bauliche Anlagen (4150-3:2016). Deutsche Fassung. Berlin: Beuth.

DIN 31051:2019-06: Grundlagen der Instandhaltung (31051:2019). Deutsche Fassung. Berlin: Beuth.

DIN 8589-0:2003-09: Fertigungsverfahren Spanen - Teil 0: Allgemeines; Einordnung, Unterteilung, Begriffe (8589:2003). Deutsche Fassung. Berlin: Beuth.

Sonstige

Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Straßenverkehrs-Ordnung (VwV-StVO) vom 26.01.2001 in der Fassung vom 22.05.2017 (BAnz AT 29.05.2017 B8).

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) (2015). CTU Code. Bekanntmachung der Verfahrensregeln der Internationalen Seeschiffahrts-Organisation (IMO), der Internationalen Arbeitsorganisation (ILO) und der Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa (UNECE) für das Packen von Güterbeförderungseinheiten (CTUs) (CTU-Code). Verkehrsblatt - Dokument Nr. B 8087 - Vers. 05/15: Dortmund: Verkehrsblatt Verlag.

Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) vom 24.07.2002.

Mitteilung der Bund/Länder- Arbeitsgemeinschaft (LAGA) 25 (2017). Vollzugshilfe zur Abfallverbringung. Unter: https://www.laga-online.de/documents/m_2_1503992744.pdf. [Zugriff: 21.04.2022]

Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter (RID) (Anlage C zum Übereinkommen über den internationalen Eisenbahnverkehr (COTIF)) vom 09.05.1980 (BGBl. 1985 II S. 296).

RAB 31 Sicherheits- und Gesundheitsschutzplan - SiGePlan. Regel zum Arbeitsschutz auf Baustellen. Stand: 12.11.2003. In: *Bundesarbeitsblatt*, 3/2004, S. 59 ff.

Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm) vom 26.01.1998 (GMBI Nr. 26/1998 S. 503), geändert durch Verwaltungsvorschrift vom 01.06.2017 (BAnz AT 08.06.2017 B5).

TRBS 1111 Gefährdungsbeurteilung. Technische Regel für Betriebssicherheit. In: *Gemeinsames Ministerialblatt*, Nr. 22, 3/2018, S. 401.

TRGS 510 Lagerung von Gefahrstoffen in ortsbeweglichen Behältern. Technische Regel für Gefahrstoffe. In: *Gemeinsames Ministerialblatt*, Nr. 22, 1/2013, S. 446-475.

Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (2017). Planung, Errichtung und Betrieb von Schrottplätzen: Anlagen und Einrichtungen zum Umschlagen, Lagern und Behandeln von Schrotten und anderen Materialien. Richtlinie VDI 4085. In: VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (Hg.): VDI-Handbuch Ressourcenmanagement in der Umwelttechnik.

VDI-Richtlinie 2243, 2002: Recyclingorientierte Produktentwicklung.

Anhang

Anhangsverzeichnis

Tabelle A 1: Gefährdungskatalog für die Beurteilung	xviii
Abbildung A 1: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der WEA, Basisszenario	iii
Abbildung A 2: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der WEA mit Feederkonzept	iv
Abbildung A 3: Unterprozess für den Rückbau der WEA mit Feederkonzept	v
Abbildung A 4: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der Innerparkverkabelung	vi
Abbildung A 5: Vereinfachtes Prozessmodell für den Verbleib der Innerparkkabel	vii
Abbildung A 6: Vereinfachtes Prozessmodell des Rückbaus der WEA Gründungsstruktur, Basisszenario	viii
Abbildung A 7: Vereinfachtes Prozessmodell des Rückbaus der WEA Gründungsstruktur mit Feederkonzept	ix
Abbildung A 8: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der WEA Gründungsstruktur mit DWCM Verfahren	x
Abbildung A 9: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der WEA Gründungsstruktur mit Vibrationsextraktion	xi
Abbildung A 10: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der WEA Gründungsstruktur mit Schnitt 3 m über Meeresboden	xii
Abbildung A 11: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau des Kolkschutzes	xiii
Abbildung A 12: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der OSS, Basisszenario	xiv
Abbildung A 13: Unterprozess für den Rückbau der OSS Topside	xv
Abbildung A 14: Unterprozess für den Rückbau des OSS Jackets, Basisszenario	xv
Abbildung A 15: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der OSS Gründungsstruktur mit DWCM Verfahren	xvi
Abbildung A 16: Unterprozess der Demontage des OSS Jackets mit DWCM	xvii
Abbildung A 17: Beispiel einer Gefährdungsbeurteilung für den Prozess Entfernung der Innerparkverkabelung (SeeOff; Poppinga 2021)	xxi

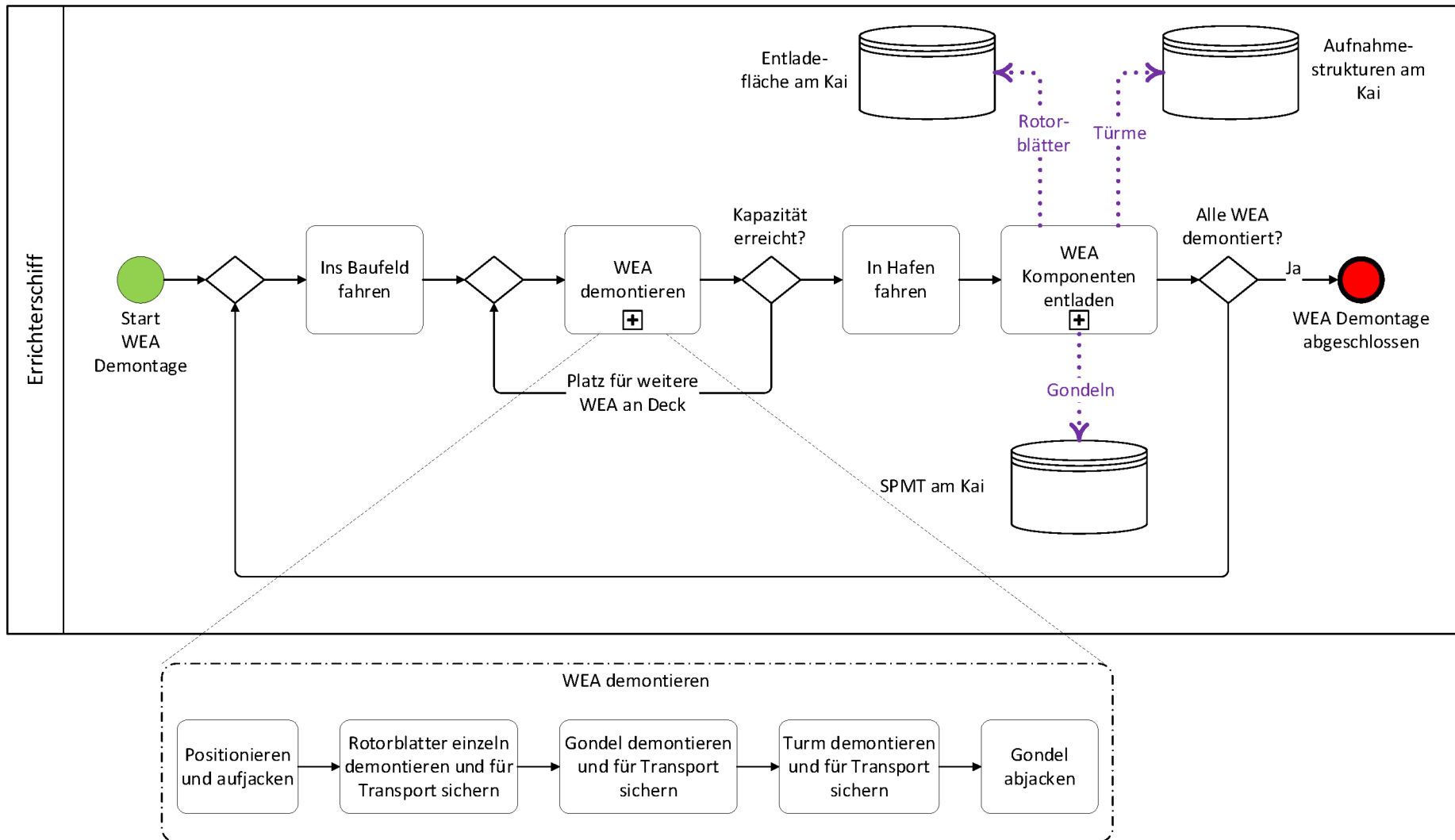


Abbildung A 1: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der WEA, Basisszenario (Projekt SeeOff)

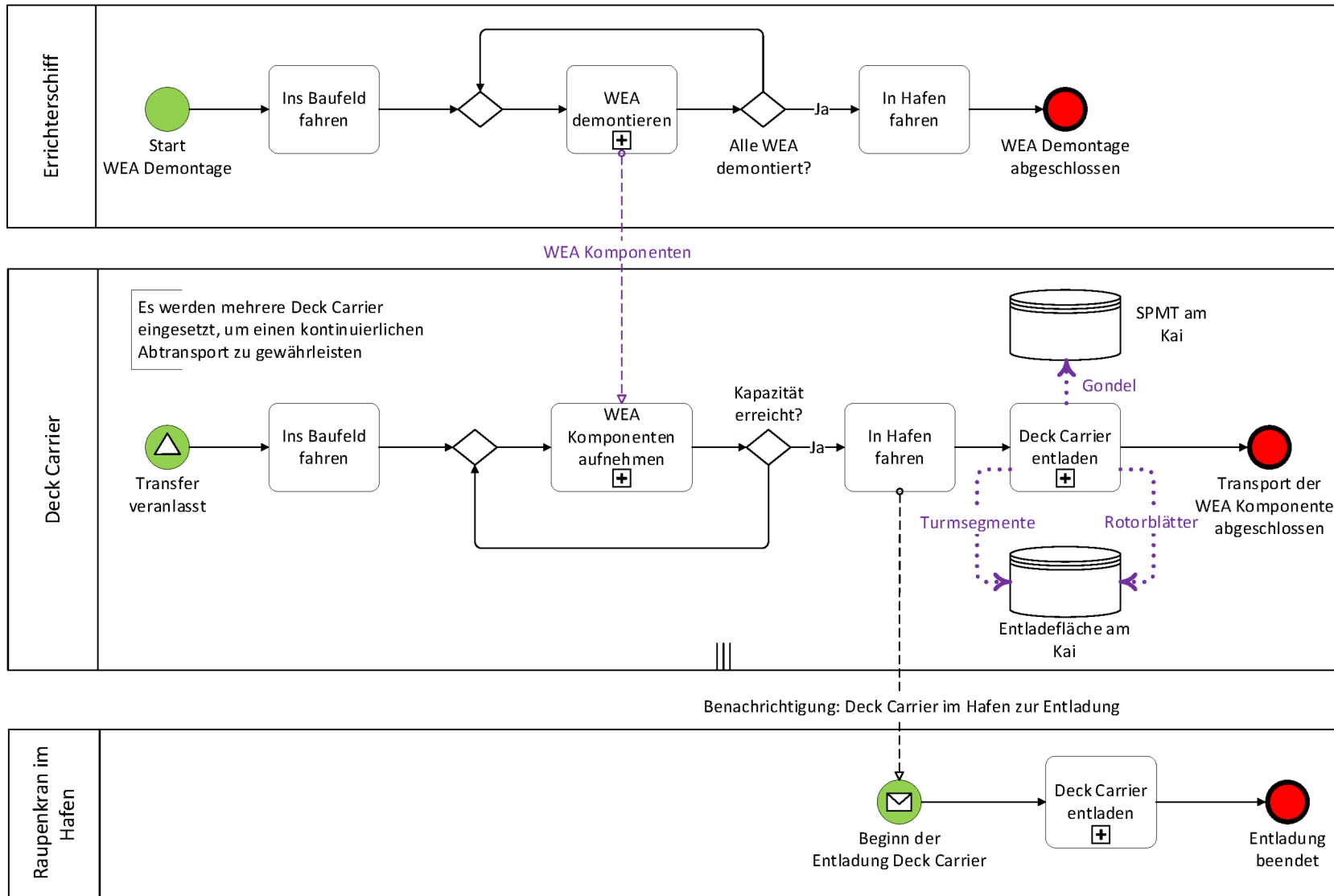


Abbildung A 2: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der WEA mit Feederkonzept (Projekt SeeOff)

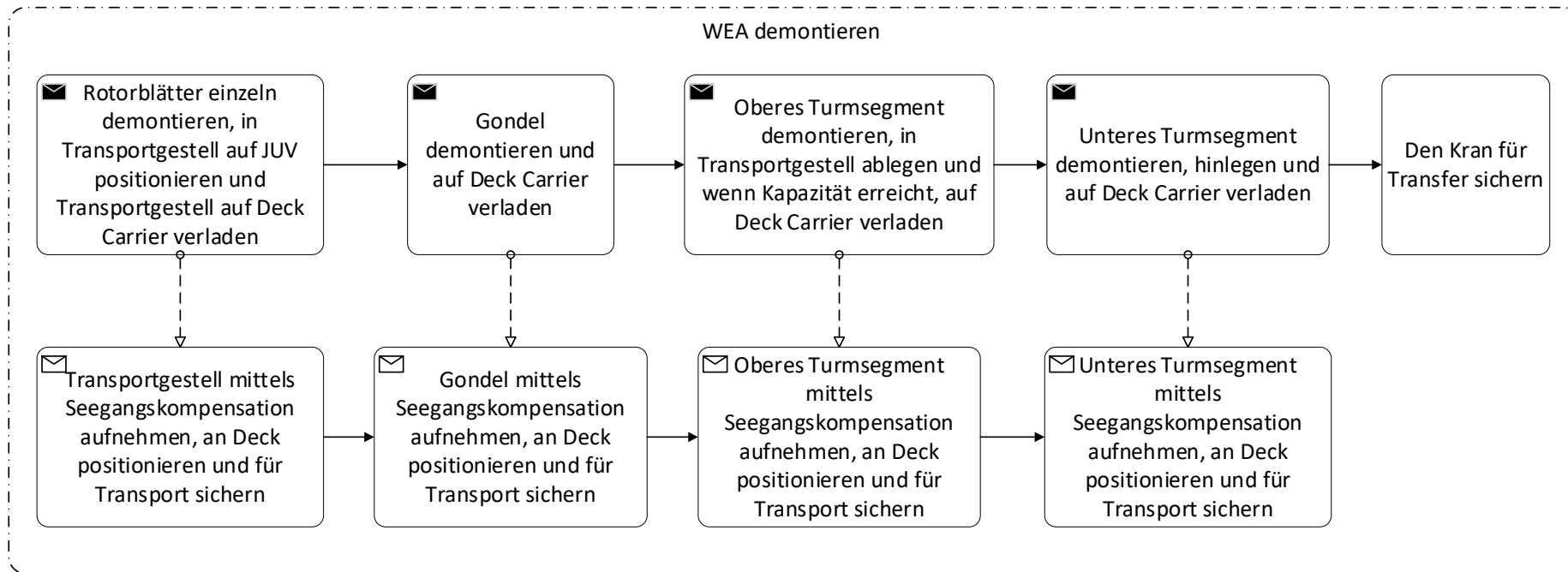


Abbildung A 3: Unterprozess für den Rückbau der WEA mit Feederkonzept (Projekt *SeeOff*)

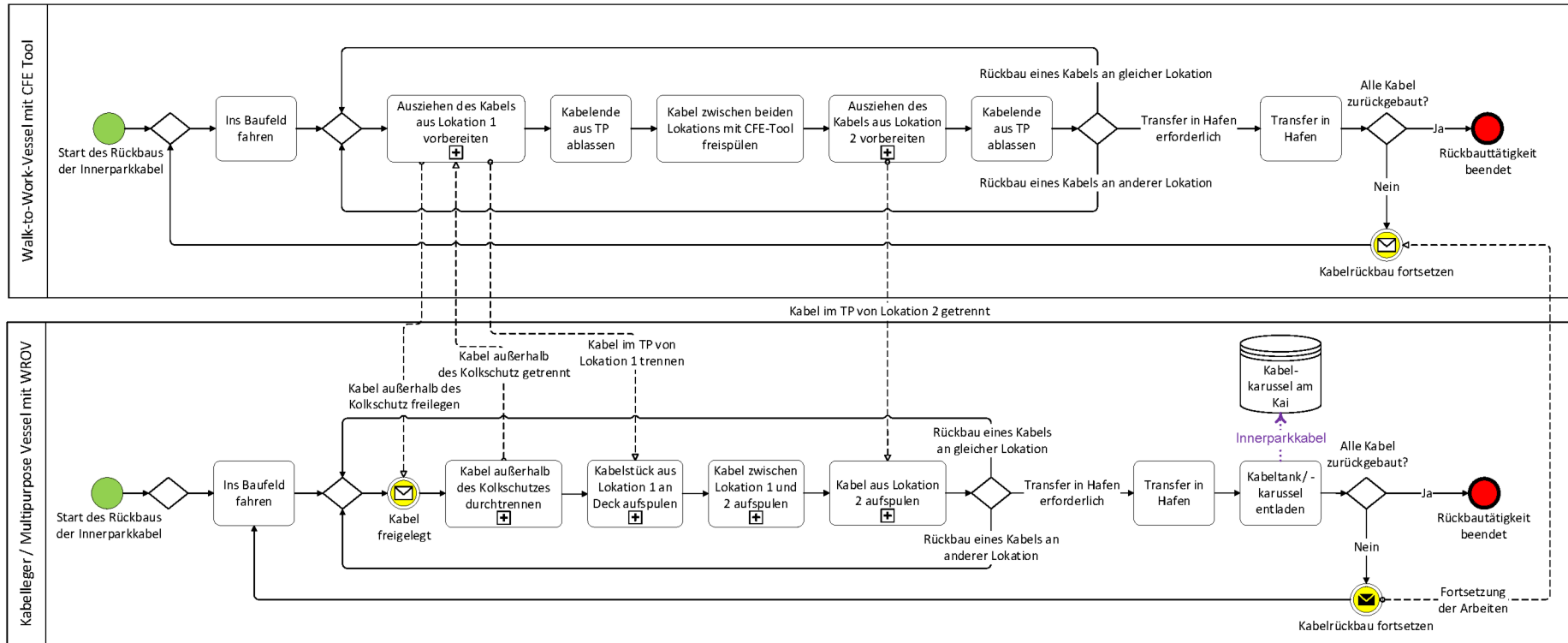


Abbildung A 4: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der Innerparkverkabelung (Projekt SeeOff)

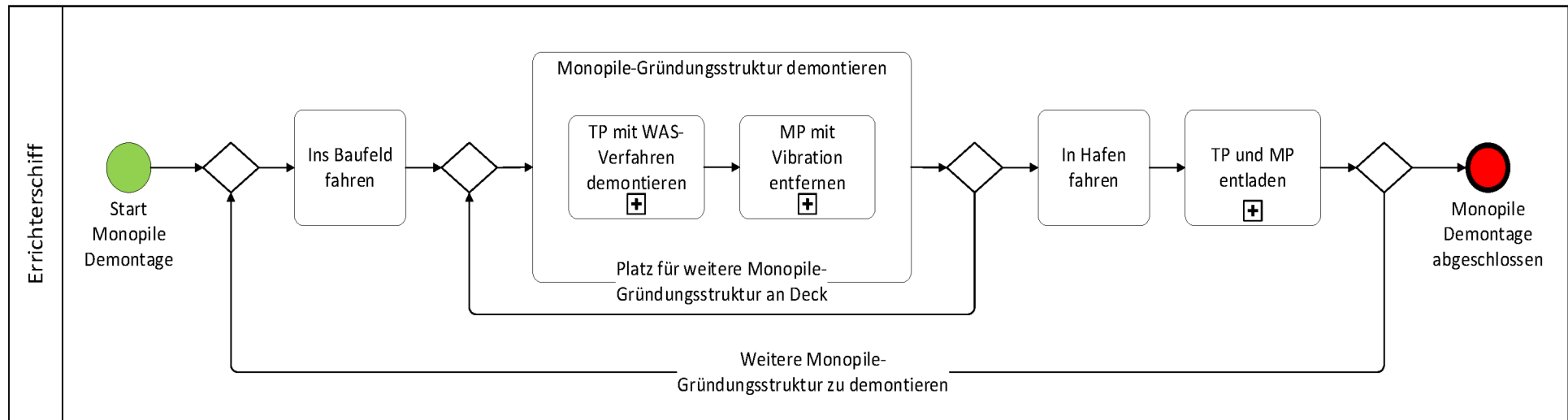


Abbildung A 5: Vereinfachtes Prozessmodell für den Verbleib der Innerparkkabel (Projekt *SeeOff*)

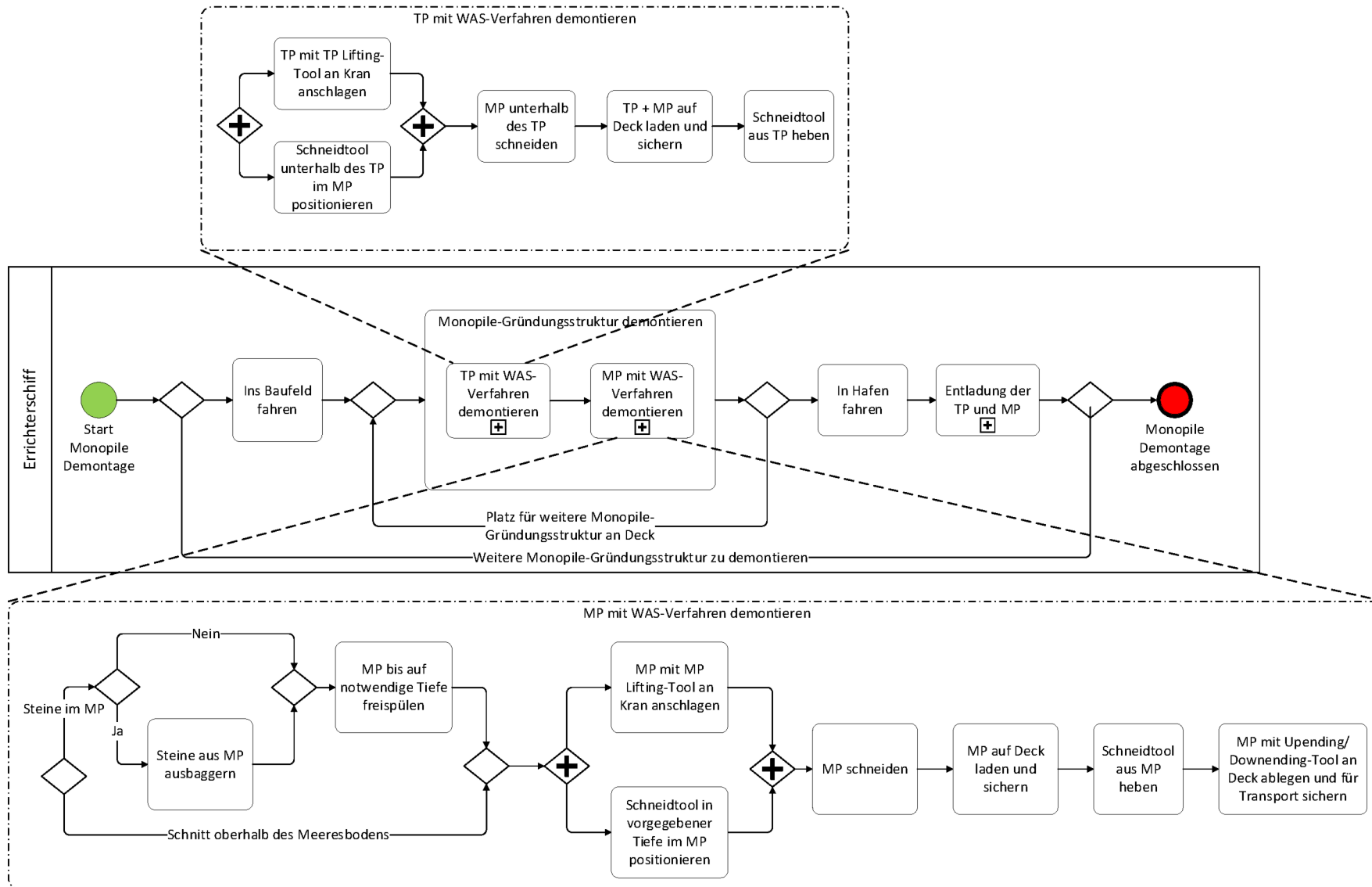


Abbildung A 6: Vereinfachtes Prozessmodell des Rückbaus der WEA Gründungsstruktur, Basisszenario (Projekt SeeOff)

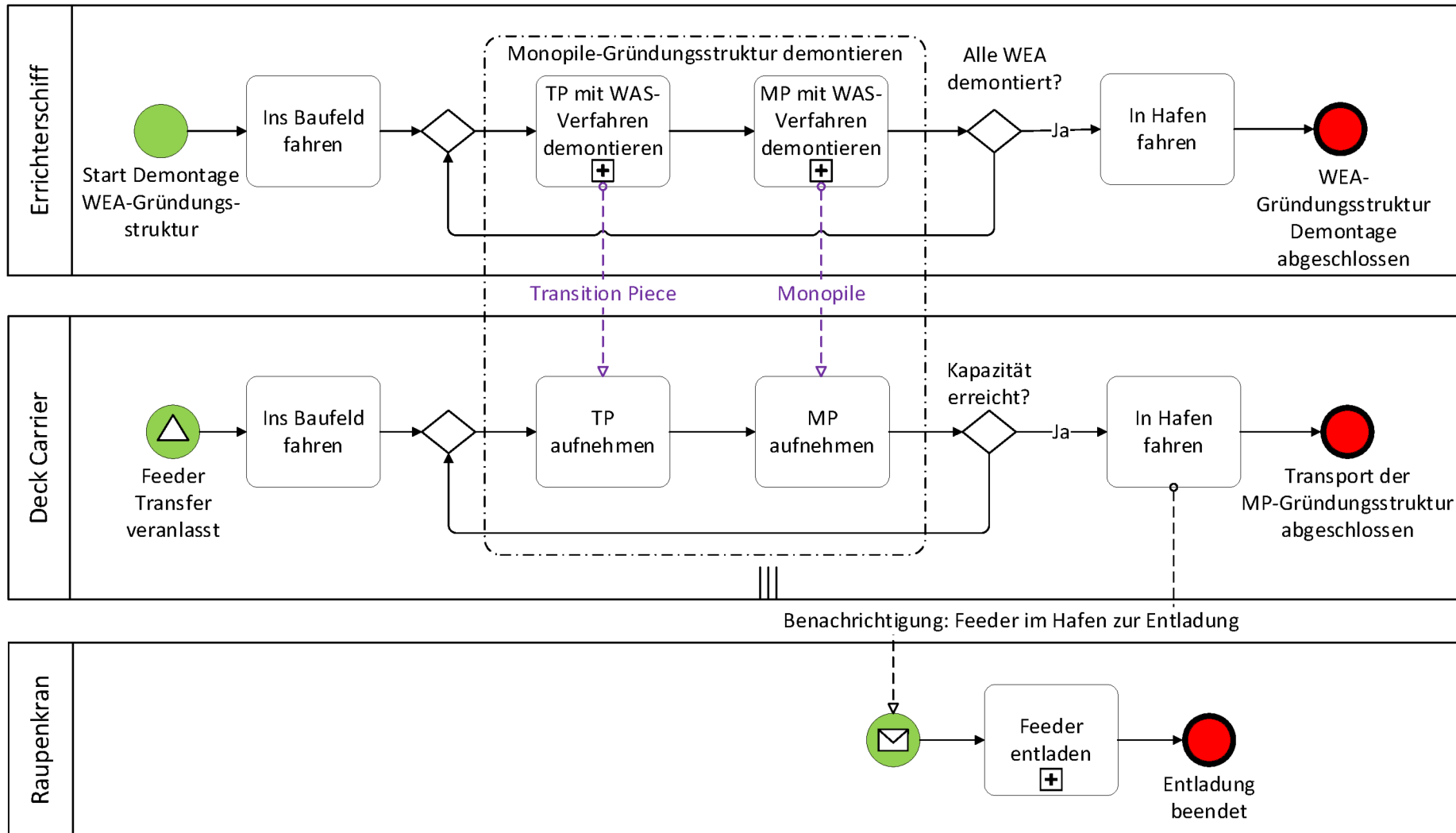


Abbildung A 7: Vereinfachtes Prozessmodell des Rückbaus der WEA Gründungsstruktur mit Feederkonzept (Projekt SeeOff)

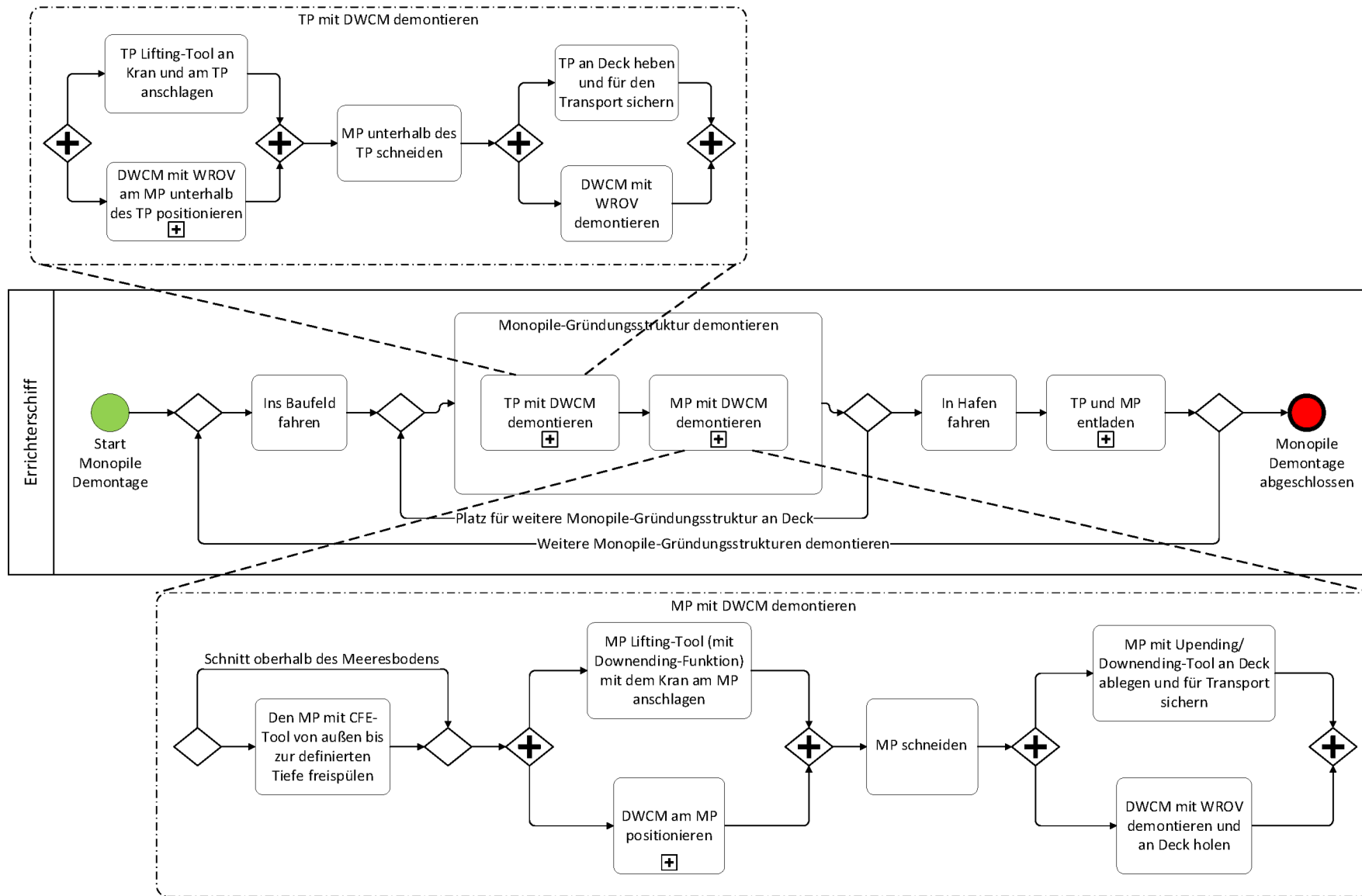


Abbildung A 8: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der WEA Gründungsstruktur mit DWCM Verfahren (Projekt SeeOff)

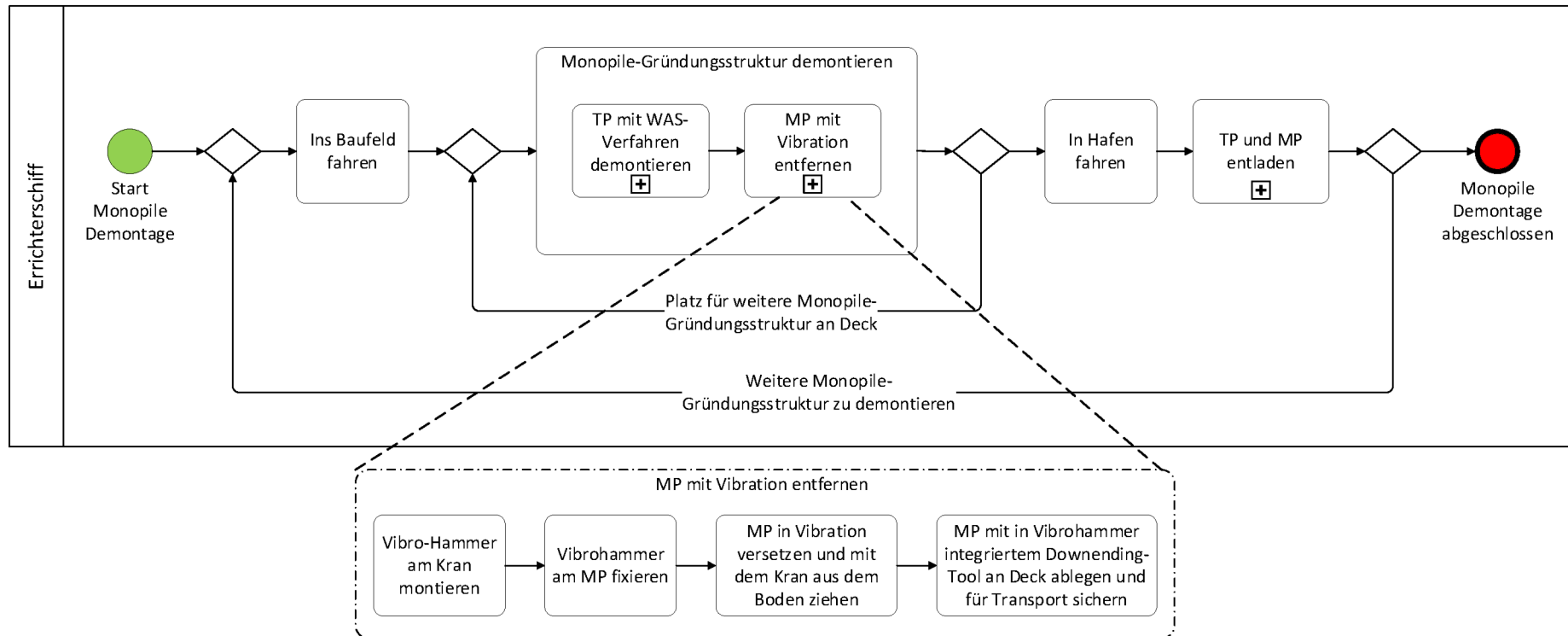


Abbildung A 9: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der WEA Gründungsstruktur mit Vibrationsextraktion (Projekt SeeOff)

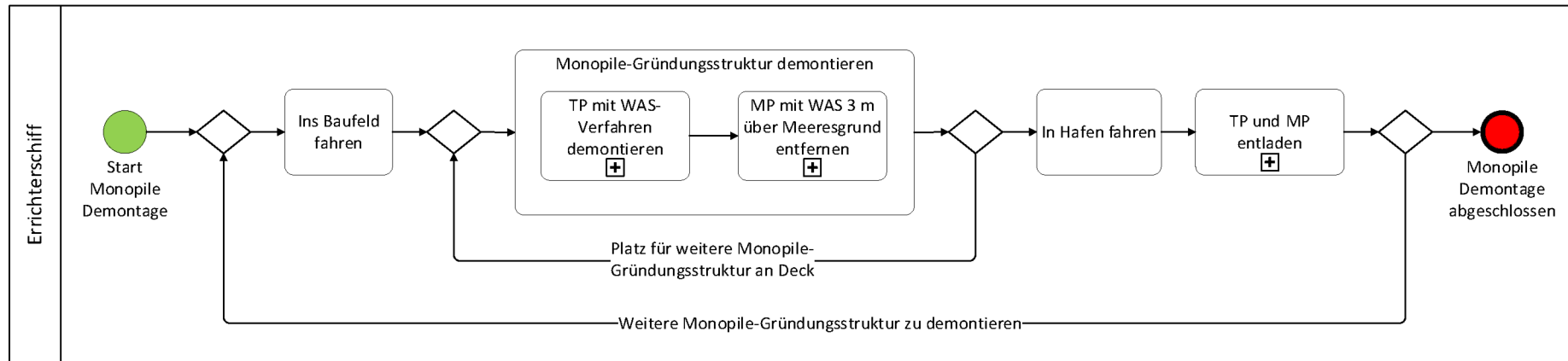


Abbildung A 10: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der WEA Gründungsstruktur mit Schnitt 3 m über Meeresboden (Projekt SeeOff)

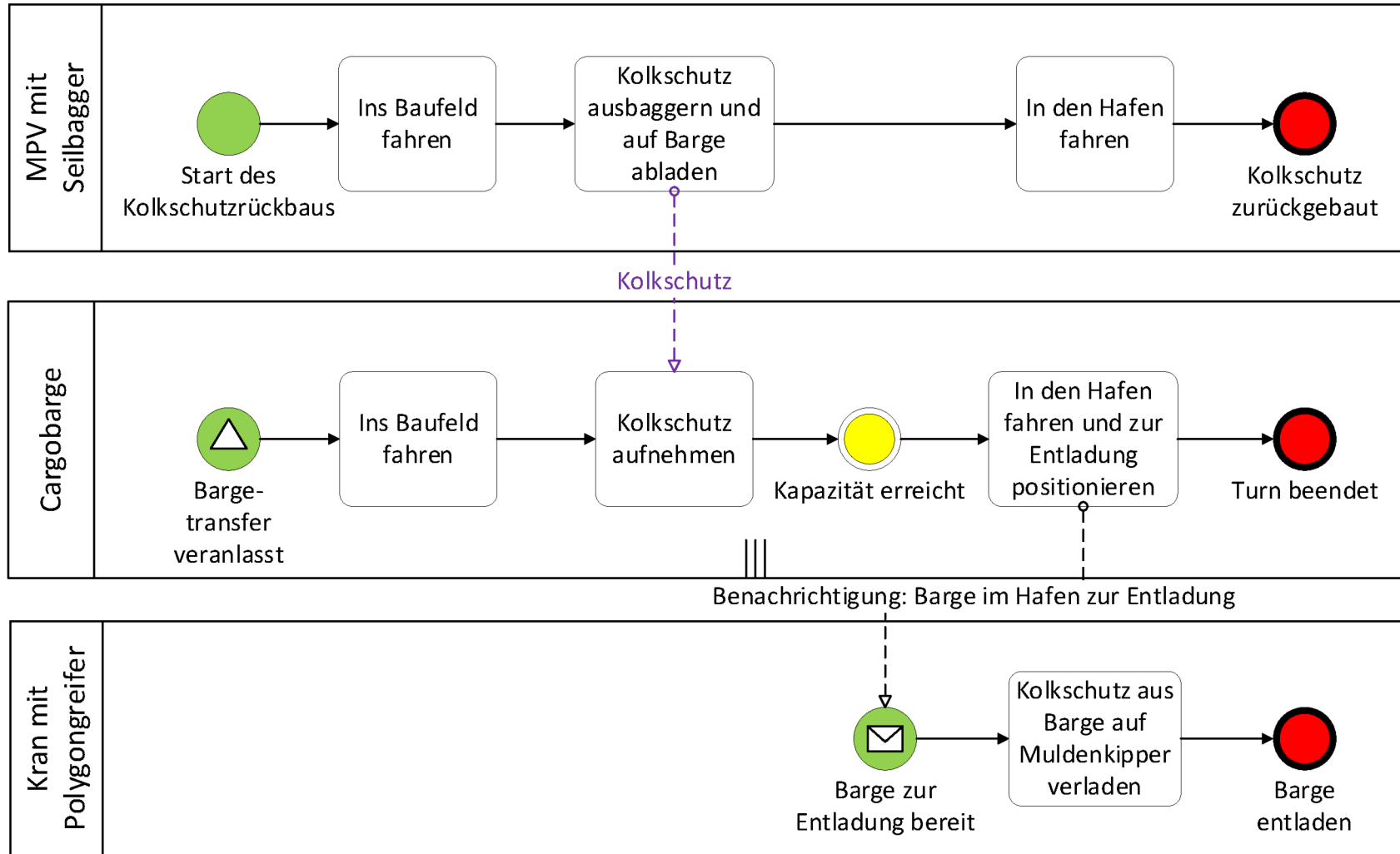


Abbildung A 11: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau des Kolkzurückbaus (Projekt SeeOff)

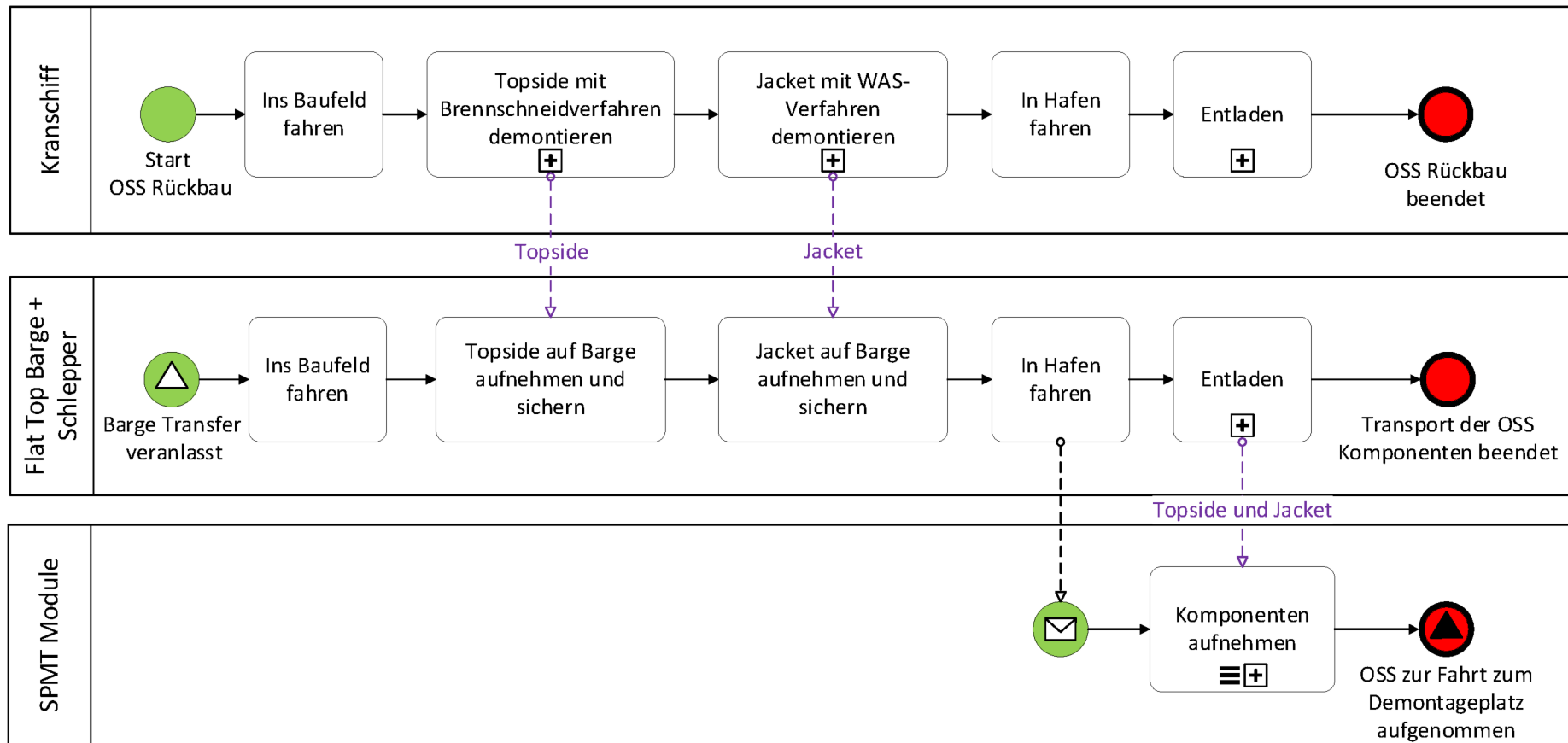


Abbildung A 12: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der OSS, Basisszenario (Projekt SeeOff)

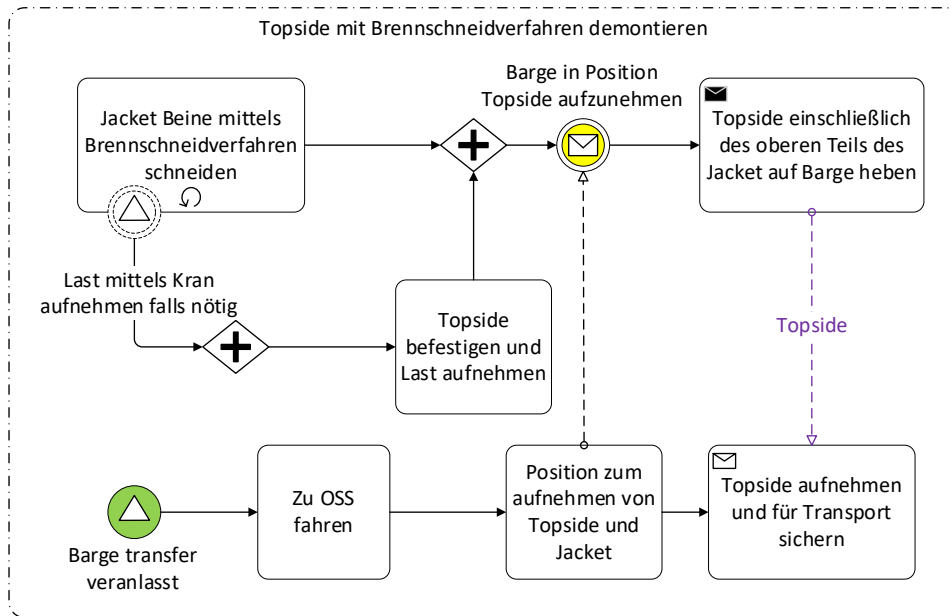


Abbildung A 13: Unterprozess für den Rückbau der OSS Topside (Projekt SeeOff)

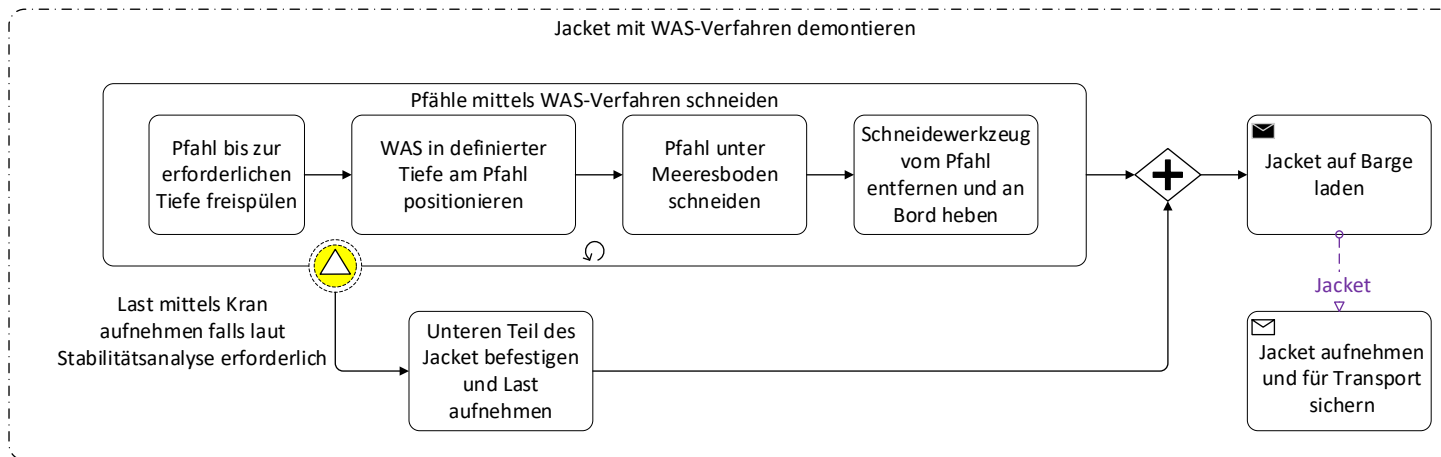


Abbildung A 14: Unterprozess für den Rückbau des OSS Jackets, Basisszenario (Projekt SeeOff)

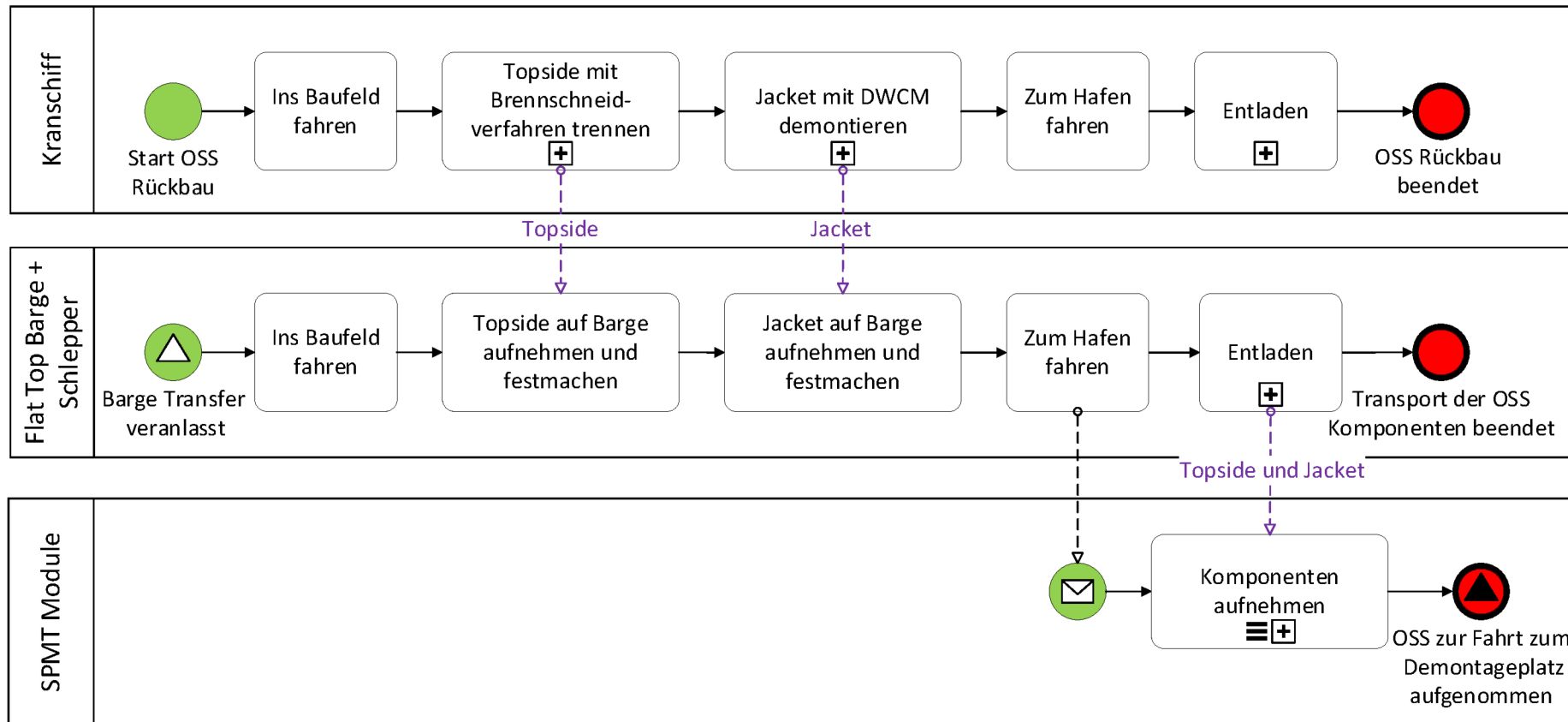


Abbildung A 15: Vereinfachtes Prozessmodell für den Rückbau der OSS Gründungsstruktur mit DWCM Verfahren (Projekt *SeeOff*)

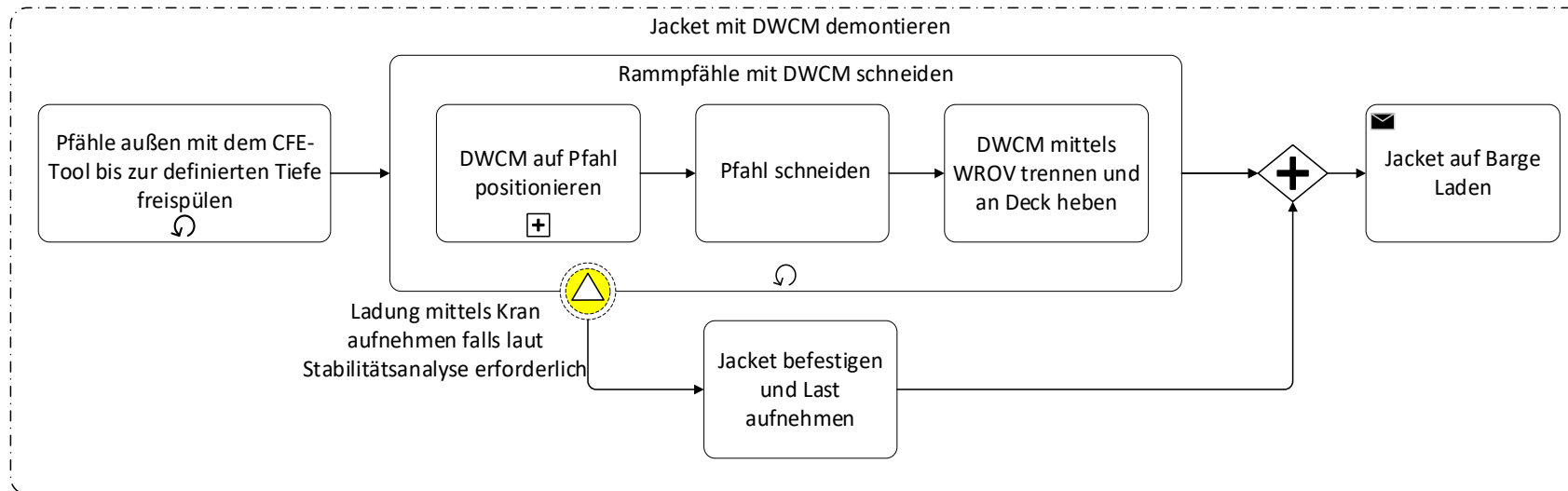
Abbildung A 16: Unterprozess der Demontage des OSS Jackets mit DWCM (Projekt *SeeOff*)

Tabelle A 1: Gefährdungskatalog für die Beurteilung (BAuA 2021b)

Gefährdungskatalog

1. Mechanische Gefährdungen

- 1.1. Ungeschützt (bewegte) Maschinenteile
- 1.2. Teile mit gefährlichen Oberflächen
- 1.3. Bewegte Transportmittel, bewegte Arbeitsmittel
- 1.4. Unkontrolliert bewegte Teile
- 1.5. Sturz Ausrutschen, Stolpern, Umknicken
- 1.6. Absturz

2. Elektrische Gefährdungen

- 2.1. Elektrischer Schlag und Störlichtbogen
- 2.2. Statische Elektrizität
- 2.3. Elektrostatische Aufladungen

3. Gefahrstoffe

- 3.1. Mangelnde Hygiene beim Umgang mit Gefahrstoffen
- 3.2. Einatmen von Gefahrstoffen
- 3.3. Hautkontakt mit Gefahrstoffen

4. Biologische Arbeitsstoffe

- 4.1. Infektionsgefährdung durch pathogene Mikroorganismen (Bakterien, Viren)
- 4.2. Sensibilisierende und toxische Wirkungen von Mikroorganismen

5. Brand- und Explosionsgefährdungen

- 5.1. Brennbare Feststoffe, Flüssigkeiten, Gase
- 5.2. Explosionsfähige Atmosphäre
- 5.3. Explosivstoffe und pyrotechnische Gegenstände

6. Thermische Gefährdungen

- 6.1. Heiße Medien/Oberflächen
- 6.2. Kalte Medien/Oberflächen

7. Gefährdungen durch spezielle physikalische Einwirkungen

- 7.1. Lärm
- 7.2. Ganzkörpervibrationen
- 7.3. Hand-Arm-Vibrationen
- 7.4. Optische Strahlung
- 7.5. Elektromagnetische Felder (niederfrequente Wechselfelder bis 50Hz)
- 7.6. Unter- oder Überdruck

8. Gefährdungen durch Arbeitsumgebungsbedingungen

- 8.1. Klima und Wetter
- 8.2. Beleuchtung, Licht
- 8.3. Ersticken, Ertrinken
- 8.4. Unzureichende Fluchtwege
- 8.5. Unzureichende Bewegungsfläche am Arbeitsplatz
- 8.6. Arbeiten mit erhöhter Gefährdung durch exponierte Lage

9. Physische Belastung /Arbeitsschwere

- 9.1. Heben, Halten, Tragen (Lastgewichte > 3 kg) Transport von Lasten
- 9.2. Ziehen, Schieben (Aktionskräfte > 30 N) Transport von Lasten
- 9.3. Manuelle Arbeit (mit geringen Körperkräften)
- 9.4. Zwangshaltungen (erzwungene Körperhaltungen)

- 9.5. Steigen, Klettern
- 9.6. Arbeiten mit erhöhten Kraftanstrengungen und/oder Kräfteinwirkungen
- 10. Psychische Faktoren**
- 10.1. Arbeitszeit
- 10.2. Arbeitsablauf – Arbeitsintensität
- 10.3. Arbeitsablauf – Störungen/Unterbrechungen
- 10.4. Kommunikation – Kooperation
- 10.5. Termindruck
- 11. Sonstige Gefährdungen**
- 11.1. Improvisation
- 11.2. Durch Pflanzen
- 11.3. Gefährdung bei Personentransfer und Überstieg (Offshore)

Gefährdungsbeurteilung

Unternehmen:	HSB in Zusammenarbeit mit Offshore Kabelinstallationsunternehmen
Prozess:	Rückbau der Innerparkverkabelung
Datum:	24.09.2020

Regelwerke/VO: International Safety Management (ISM) Code 2002; International Convention on the Safety of Life at Sea (SOLAS); ISO 29400 Ships and marine technology (Offshore wind enery - port and marine operations) SchiffsicherheitsVO; DNV-OS-H101 Marine Operations; IMCA SEL 025 / M 202 – Guidance on the transfer of personnel to and from offshore structures; ArbSchG; BetrSichV; BauStellV; Regeln zum Arbeitsschutz auf Baustellen (RAB); Technische Regeln Betriebssicherheit (TRBS, insbesondere 1111); Berufsgenossenschaftliche Regeln und Regeln der Unfallversicherungsträger; DGUV Regel 58 Winden, Hub und Zugeräte; DGUV Regel 112-190 Benutzung von Atemschutzgeräten; DGUV Vorschrift 84 SeeSchifffahrt; DGUV Vorschrift 52- Krane; 62 Maschinenanlagen auf Wasserfahrzeugen etc.; DGUV Regel 113-004 „Behälter, Silos und enge Räume“

Allgemeiner Teil

Unterprozess/ Aktivität	Arbeitsablauf	Anzahl Personen und Berufsgruppe	Arbeits- und Betriebsmittel	tätigkeitsabhängige Gefährdungen	tätigkeitsunabhängige Gefährdungen/ Einflüsse u. erschwerende Bed.	Dauer in h*	Folge	Schutzmaßnahmen	Folge nach Schutz- maßnahmen	Gefährdungs- maß Gm
Kabel außerhalb des Kolksschutz mit CFE-Tool freilegen und trennen	CFE Tool absenken auf Arbeitstiefe, W2WV bis Bereich Kolksschutz fahren und Kabel freispülen sowie in control cabin überwachen; CLV lässt WROV ab; WROV geht auf Trennposition, nimmt Kabel mit Klemme auf und trennt Kabel	W2W Vesselcrew, Bedienpersonal CFE Tool und Kran; WROV Bedienpersonal auf CLV, Vesselcrew	Hydraulik-schläuche, Hydraulic pressure Unit, CFE Tool, WROV, Krane, Drahtseile	1.1 Kollision mit Anlage bei Ausfall DP System; 1.2 Einzustellen (Winde, ROV), 1.3 Kranarbeiten und bewegte Arbeitsmittel (z.B.Hydraulik)	8.1 Wetter und Seegang, 8.4 unzureichende Fluchtwege	0,5	4	<u>Technisch:</u> Schutzabdeckung auf Windenequipment; Prüfen der DP-Systeme vor Beginn der Tätigkeiten; <u>Organisatorisch:</u> geschultes Personal, Abstand zu Spillköpfen, Schläuchen, Winden etc.; Limits für Windgeschwindigkeit und Seegang beachten; <u>Persönlich:</u> PSA für Arbeiten an Deck	2	1
<i>Optional: Kabel im Bereich des Kolksschutz mit CFE-Tool freispülen</i>	W2W Vessel im Bereich des Kolksschutz der Anlage nähern und Kabel freispülen mit CFE Tool bis Kabel frei; CFE Tool an Deck heben;	W2W Vesselcrew, Bedienpersonal CFE Tool;	Hydraulik-schläuche, HPUs, CFE Tool, Kran,	1.1 Kollision mit Anlage bei Ausfall DP System; 1.2 Einzustellen (Winde, ROV), 1.3 Kranarbeiten und bewegte Arbeitsmittel (z.B.Hydraulik)	8.1 Wetter und Seegang, 8.4 unzureichende Fluchtwege	0,5	4	<u>Technisch:</u> Schutzabdeckung auf Windenequipment; Prüfen der DP-Systeme vor Beginn der Tätigkeiten; <u>Organisatorisch:</u> geschultes Personal, Abstand zu Spillköpfen, Schläuchen, Winden etc.; Limits für Windgeschwindigkeit und Seegang beachten; <u>Persönlich:</u> PSA für Arbeiten an Deck	2	1
Kabelenden abklemmen und Adern zur Schaltanlage zurückschneiden	Schiff in Position bringen zum Überstieg und Walkway ausfahren und sichern, Mitarbeiter steigen auf TP über, evtl. Werkzeug mit Kran auf TP übersetzen; im TP Kabelenden abklemmen; Adern zur Schaltanlage zurückschneiden.	min.3 MA auf TP; Vesselcrew auf W2WV	Walkway; Kabelschere	11.3 Gefährdung bei Personentransfer und Überstieg; 1.5 SRS, 1.3 Kranarbeiten, Kollision mit Anlage bei Ausfall DP System, 2.1 elektrischer Schlag, 2.2. statische Elektrizität; 4.2 sensibilisierende und toxische Wirkungen von Mikroorganismen	8.1 Wetter und Seegang, 8.4 unzureichende Fluchtwege	0,75	5	<u>Technisch:</u> Sichere Überstiegsmöglichkeit durch Gangway; <u>Organisatorisch:</u> Vor dem Betreten luftaustauscharmer Bereiche ist der Sauerstoffgehalt durch Messungen festzustellen und ggf. auf Mikroorganismen zu prüfen; Freimessen der Anlagen und Sicherstellen, dass keine statische Elektrizität mehr vorhanden ist; Prüfung und Sicherstellung einwandfreie Kommunikation W2WV/TP Crew; Gangway nur nach Sicherung betreten, Beachtung der Witterungseinflüsse, da das TP nach oben offen evtl. Nässe; offene Luken gegen Hineinstürzen sichern oder Luken geschlossen halten. Werkzeug mit gefährlichen Kanten vor unbeabsichtigten Hineingreifen/-treten sichern. <u>Persönlich:</u> PSA für Überstieg/Transfer und Kabelarbeiten; ggf. Mitführen Sauerstoffseltretter	2	1

(Fortsetzung nächste Seite)

Kabel im TP hochziehen	Kabel im TP mit Winde ein Stück hochziehen und sichern	min. 3 MA auf TP; Vesselcrew auf W2WV	Winde, Kabelsicherungs-equipment	1.2 Quetsch/Fang/ Einzugstellen, 1.5 SRS	8.5 unzureichende Bewegungsfläche am Arbeitsplatz	0,25	4	<u>Organisatorisch</u> : Beachtung der Witterungseinflüsse; offene Luken gegen Hineinstürzen sichern oder Luken geschlossen halten <u>Persönlich</u> : PSA, Abstand, gute Kommunikation	2	1
Kabel unter dem Hang-off trennen und Kabelziehstrumpf auf dem Kabelende montieren	Kabel unterhalb Hang-offs mit Hydraulikzange trennen; Kabelziehstrumpf auf Kabelende montieren;	min. 3 MA auf TP;	hydraulischer Akku-Kabelschneider, Handwerkzeug	1.2 Schneidstellen, 1.5 SRS, 1.3 Windenarbeiten	8.5 unzureichende Bewegungsfläche am Arbeitsplatz	1	4	<u>Technisch</u> : Sicherung Hydraulikzange; <u>Organisatorisch</u> : offene Luken gegen Hineinstürzen sichern oder Luken geschlossen halten; keine losen Teile oder Abfall liegen lassen; Werkzeug mit gefährlichen Kanten vor unbeabsichtigten Hineingreifen/-treten sichern <u>Persönlich</u> : PSA	2	1
Mit WROV Klemme am freigelegten Kabel montieren	Steuerung des WROV	WROV Bedienpersonal	WROV, Greiferklemmer	1.5 SRS; 1.2 bewegte Arbeitsmittel (Aufspultrommel; Führungsseile; Winde mit Einzugstellen)	8.1 Wetter und Seegang	0,25	3	<u>Organisatorisch</u> : Sicherheitsabstand zu bewegten Teilen und Leitungen; Steuerung des WROV aus Kabine	1	0
Kabel aus Meeresboden herausziehen und durchtrennen	geklemmtes Kabel aufnehmen und mit CLV an Bord ziehen	CLV Vesselcrew	Greiferklemmer vom WROV	1.2 bewegte Arbeitsmittel (Aufspultrommel; Führungsseile; Winde mit Einzugstellen)	8.1 Wetter und Seegang	0,25	3	<u>Organisatorisch</u> : Sicherheitsabstand zu bewegten Teilen und Leitungen; Steuerung des WROV aus Kabine	1	0
Kabel mit Hilfe einer Seilwinde kontrolliert ablassen und Kabelstück aus TP an Bord des CLV ziehen	Seilwinde in Kommunikation mit CLV Vesselcrew ablassen, von Kabel lösen und wieder aufspulen; Kabel auf CLV Kabelkarussell/Kabeltank aufspulen; Cable Protection System abmontieren; TP Personal steigt über auf W2WV;	Team auf TP, CLV Vesselcrew	Winde, WROV, Walkway	1.2 bewegte Arbeitsmittel (Aufspultrommel; Führungsseile; Winde mit Einzugstellen), 1.4 unkontrolliert bewegte Teile bei Herablassen des Kabels	8.1 Wetter und Seegang; 8.6 Arbeiten mit erhöhter Gefährdung durch exponierte Lage oder unzureichende Fluchtwege	0,5	4	<u>Technisch</u> : Geschwindigkeitsbegrenzung Aufspulen; <u>Organisatorisch</u> : Prüfung und Sicherstellung einwandfreie Kommunikation CLV/W2WV/TP Crew; Abstand zur Winde und Drahtseil halten; <u>Persönlich</u> : PSA	3	4
Kabel zwischen beiden Lokationen mit CFE-Tool freispülen (W2WV) und Kabel zwischen zwei Lokationen mit hydraulischer Greiferklemme aufnehmen und bis zur zweiten Lokation aufspulen (CLV)	W2W Vessel fährt vor und spült Kabel frei mit CFE Tool; CLV nimmt mittels WROV und hydraulischer Greiferklemme das geschnittene Kabelende vom Meeresboden auf und beginnt Fahrt in Richtung nächster Lokation mit anheben WROV an Bord, Aufziehen Kabel und Aufspulen sowie verbinden an Bord mit erstem Kabelstück über Muffe	W2W Vesselcrew; CFE Bedienpersonal; CLV Vesselcrew	Hydraulik-schläuche, HPU, CFE Tool, WROV, Kran, Handwerkzeug	1.2 bewegte Arbeitsmittel (Aufspultrommel; Führungsseile; Winde mit Einzugstellen) und bewegte Transportmittel; 1.5 SRS	8.1 Wetter und Seegang, 8.6 Arbeiten mit erhöhter Gefährdung durch exponierte Lage oder unzureichende Fluchtwege	7,5	3	<u>Technisch</u> : Schutzabdeckung auf Windenequipment; Einhalten technischer Limits für Seekabel sowie Aufspulequipment; <u>Organisatorisch</u> : geschultes Personal, Abstand zu Spillköpfen, Schläuchen, Winden etc.; Limits für Windgeschwindigkeit und Seegang beachten; <u>Persönlich</u> : PSA für Arbeiten an Deck	3	5
									MW	2
									gewichteter Mittelwert	3,7

*Die Dauern der Aktivitäten 1.3.A.3-1.3.A.10 sind geschätzt; Gesamtdauer ca. 3h

Abbildung A 17: Beispiel einer Gefährdungsbeurteilung für den Prozess Entfernung der Innerparkverkabelung (SeeOff; Poppinga 2021)