

VDI

Zentrum
Ressourceneffizienz

VDI ZRE Publikationen: Kurzanalyse Nr. 9



Ressourceneffizienz von Windenergieanlagen

August 2014

Kurzanalyse Nr. 9: Ressourceneffizienz von Windenergieanlagen

Autoren:

Oliver S. Kaiser, VDI Technologiezentrum GmbH

Dr. Heike Seitz, VDI Technologiezentrum GmbH

Fachlicher Ansprechpartner:

Manuel Weber, VDI Zentrum Ressourceneffizienz GmbH

Wir bedanken uns bei Herrn Matthias Deicke, Leiter elektrische Systeme bei Winergy, und Herrn Prof. Dr.-Ing. Hermann-Josef Wagner, Leiter des Lehrstuhls Energiesysteme und Energiewirtschaft an der Ruhr-Universität Bochum sowie Vorsitzender der VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, für die fachliche Unterstützung bei der Entstehung dieser Kurzanalyse.

Redaktion:

VDI Zentrum Ressourceneffizienz GmbH (VDI ZRE)

Johannisstr. 5-6

10117 Berlin

Tel. +49 30-27 59 506-0

Fax +49 30-27 59 506-30

info@vdi-zre.de

www.ressource-deutschland.de

Satz und Gestaltung: Christian Maciejewski

Titelbild: © QN GmbH, www.qn-gmbh.de

Gedruckt auf umweltfreundlichem Recyclingpapier.

Ressourceneffizienz von Windenergieanlagen

Kurzanalyse Nr. 9
und Dokumentation des Fachgesprächs

Inhaltsverzeichnis

TEIL 1: KURZANALYSE	6
1. EINLEITUNG	7
2. PRODUKTLEBENSWEG	8
3. PLANUNG UND PROJEKTIERUNG EINES WINDPARKS	10
3.1 Flächenverbrauch und Biodiversität	11
4. LOGISTIK	14
5. HERSTELLUNG	18
5.1 Hauptbestandteile von Windenergieanlagen	18
5.2 Metalle	19
5.3 Kunststoffe	23
6. NUTZUNG UND WARTUNG	28
7. ENTSORGUNG	33
8. RECYCLING	34
8.1 Beton	35
8.2 Metalle	35
8.3 Rotorblätter	37
8.4 Repowering	41
9. BEWERTUNG DER RESSOURCENEFFIZIENZ VON WINDENERGIEANLAGEN	44
10. FAZIT	49
TEIL 2: FACHGESPRÄCH	50
11. PROGRAMM DES FACHGESPRÄCHS „RESSOURCENEFFIZIENZ IN DER WINDENERGIE“	51
12. DOKUMENTATION DES FACHGESPRÄCHS	52
12.1 Ökobilanzierung	53
12.2 Faktoren und Rahmenbedingungen	54
12.3 End-of-Life	57
13. ABBILDUNGSVERZEICHNIS	61

Teil 1

Kurzanalyse

1. EINLEITUNG

Nach dem Willen der Bundesregierung soll im Jahr 2025 der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 40 bis 45 Prozent steigen. 2035 soll er 65 Prozent und 2050 mindestens 80 Prozent betragen.¹ Es ist unstrittig, dass diese Ziele zum großen Teil nur mit dem Ausbau der Windenergieanlagen (WEA) an Land (onshore) und auf See (offshore) erreicht werden können.

In diesem Zusammenhang hat auch das Repowering in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen. Hierbei werden ältere oder kleine Anlagen gegen Anlagen mit einer höheren Leistung ausgetauscht. Dabei stellt sich die Frage, wie der Ausbau bzw. die Aufrüstung der WEA hinsichtlich des Materialeinsatzes sowie des Recyclings oder der Entsorgung so effizient wie möglich gestaltet werden kann. Hinzu kommen Aspekte wie Fläche und Biodiversität.

Am Beispiel von Planung, Bau, Betrieb, Repowering und Rückbau von WEA lassen sich viele Facetten der Ressourceneffizienz verdeutlichen. Die vorliegende Kurzanalyse skizziert die vorhandenen Ressourceneffizienz-Potenziale, zeigt Praxisbeispiele und gibt weiterführende Hinweise für eine Vertiefung des Themas. Bei der Darstellung der Chancen und Hemmnisse zur Steigerung der Ressourceneffizienz liegt das Hauptaugenmerk auf der Materialeffizienz.

Möglichkeiten, natürliche Ressourcen einzusparen, finden sich in nahezu allen Phasen des Produktlebensweges von WEA. Mit gezielten Maßnahmen können Prozesse und Produkte effizienter gestaltet und Kosten gesenkt werden. Neben der Optimierung des Materialeinsatzes besteht ein wesentlicher Punkt für die Steigerung der Ressourceneffizienz in der Verlängerung der Lebensdauer und zusätzlich in einer Steigerung des Energieertrags über die gesamte Lebensdauer von WEA.

¹ Daten zur Energiewende. Internetseite der Bundesregierung: http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Energieversorgung/ErneuerbareEnergien-Zeitalter/_node.html (aufgerufen am 16.05.2014)

Bei WEA handelt es sich im Normalfall nicht nur um ein einzelnes Produkt, das fertig ausgeliefert wird, sondern oft um einen kompletten Windpark an einem speziellen Standort mit entsprechender Anbindung an das Stromnetz.

Zu der Lebensphase der Herstellung zählen deshalb nicht nur einzelne Produkte bzw. Komponenten, sondern auch die standortspezifische Infrastruktur wie der Netzanschluss.

3. PLANUNG UND PROJEKTIERUNG EINES WINDPARKS

Die Planung eines Windparkprojektes umfasst prinzipiell die drei Phasen Vorklärung, Standortanalyse sowie die detaillierte Windparkplanung (vgl. Abbildung 2).

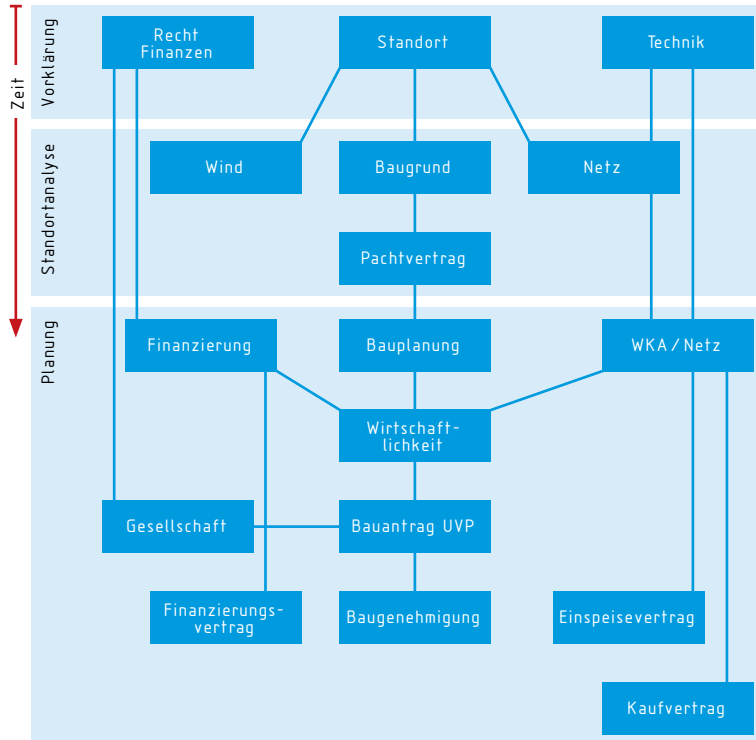


Abb. 2: Planungsablauf eines Windenergieprojekts³

Sämtliche Phasen des eigentlichen Planungsverfahrens sind rechtlichen Auflagen und wirtschaftlichen Fragestellungen unterworfen und lassen in Bezug auf die Ressourceneffizienz wenige Spielräume. Allerdings nehmen die Standortwahl und die in Abhängigkeit des Standortes gewählten technischen Spezifikationen in der Planungsphase einen entscheidenden Einfluss auf die zukünftige ressourceneffiziente Nutzung eines Windparkprojektes. So sollten

³ nach Gasch/Twele (Hrsg.): Windkraftanlagen – Grundlagen und Entwurf, Planung und Betrieb, Teubner-Verlag, 2005, wiedergegeben auf: Planung und Projektierung von Windparks – ein Überblick, ohne Datum, http://www.wwindea.org/technology/ch02/de/2_1.html (aufgerufen am 16.05.2014)

nicht nur die Art und Dimensionierung der Windenergieanlagen, sondern auch das komplette Windparkkonzept möglichst optimal an den jeweiligen Standort angepasst werden.

3.1 Flächenverbrauch und Biodiversität

Im Vergleich zum Anbau von Biomasse oder zur Errichtung von Photovoltaikanlagen auf dem Boden benötigen Windenergieanlagen verhältnismäßig wenig Fläche. Für moderne Anlagen wird ein dauerhafter Flächenverbrauch von ca. 100 bis 500 m² berechnet, je nachdem, ob das Fundament mit berücksichtigt wird.⁴ Der berechnete Flächenbedarf von 5 ha je Megawatt Anlagenleistung bezieht sich auf die Notwendigkeit, mehrere Anlagen in entsprechender Entfernung zu errichten, damit die entstehenden Turbulenzen wenig Einfluss auf die Windausbeute nehmen, und hat damit keinen direkten Einfluss auf die Flächeninanspruchnahme.⁵ Dennoch verursacht die Schaffung der Zufahrt, der Bau- und der Aufstellfläche einen dauerhaften Verlust der natürlichen Bodenfunktionen.⁶ Zudem muss die Standortauswahl naturverträglich erfolgen. Bei der Planung von Windenergieanlagen in bewaldeten Höhenlagen sollte der Eingriff in die Natur minimiert werden. Vorgeschädigte Flächen sind für den Bau von WEA im Hinblick auf die Ressourcenschonung zu bevorzugen.⁷

Auch der Betrieb von Windenergieanlagen kann einen negativen Einfluss auf natürliche Ressourcen bzw. Schutzgüter wie die Biodiversität ausüben. Ernstzunehmende Gefahren bestehen für Fledermäuse und Vögel, die durch Rotorschlag getötet werden können. Aber auch der Verlust von Brut- und Nahrungsarealen und die Scheuchwirkung beispielsweise auf Greifvögel müssen bei Planung, Bau und Betrieb berücksichtigt werden. Das Risiko ist stark abhängig von der

⁴ Grundsatzpapier Naturschutz und Windkraft des Landwirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, November 2012, https://mlr.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mlr/intern/Windkraft-Naturschutz_Grundsatzpapier.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

⁵ Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Mittelhessen. Energieportal Mittelhessen, ohne Datum, <http://www.energieportal-mittelhessen.de/energieuhr-mittelhessen/mittelhessen.html> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁶ Zausig, J.: Bau und Betrieb von WEA – Auswirkungen auf Boden und Grundwasser, Vortrag, 10.10.2012, <http://www.lfu.bayern.de/boden/bodenschutztag/doc/15.pdf> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁷ Windenergie im Wald. juwi Wind GmbH, September 2012, http://www.juwi.de/fileadmin/user_upload/general/Corporate_Publishing/GERMAN/juwi_wind_de_Windenergie_im_Wald.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

Standortwahl und muss im Rahmen der Planfeststellung bewertet werden. Insbesondere in Gebieten mit geschützten Arten und in Naturschutzgebieten ist es geboten, die Einflüsse auf die Ressource Biodiversität intensiv zu prüfen und negative Auswirkungen zu verhindern.⁸ Zur Vermeidung von Vogel- und Fledermausschlag an Windenergieanlagen können entsprechende Abschaltzeiten festgelegt werden. Dies gilt für Zeiten, in denen beispielsweise Zugvögel passieren, und in den Abendstunden mit der höchsten Aktivität der Fledermäuse.⁹

Ein weiterer – wenn auch als relativ gering einzuschätzender – Einfluss auf die Ressourceneffizienz von Windenergieanlagen ist eine zum Teil hohe Anzahl an erschlagenen Insekten. Die Menge kann je nach Standort erheblich sein und möglicherweise Auswirkungen auf die Populationsdichte nach sich ziehen. Allerdings ist der Nachweis sehr schwierig. Ein Leistungsabfall und somit ein Einfluss auf die Energieeffizienz von Anlagen kann dann auftreten, wenn die Rotorblätter durch sehr viele tote Insekten stark verschmutzt sind (insect fouling).¹⁰

Bei der Errichtung von Offshore-Windparks sind zum Schutz der Biodiversität vor allem negative Einflüsse auf Meereslebewesen und Vögel zu vermeiden. Zu diesem Zweck sind gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen worden, die dafür sorgen, dass Schutzgebiete weitgehend frei gehalten und Windparks nicht in den Routen der Zugvögel gebaut werden.¹¹

Meeressäuger wie Schweinswale können beim Bau von Windenergieanlagen durch Hydroschall verscheucht oder sogar geschädigt werden. Der Grenzwert für den Schallschutz liegt bei 160 dB (Einzelereignis-Schallleistungspegel) und bei 190 dB (Spitzenschalldruckpegel) in 750 m

⁸ Windkraft über Wald. Positionspapier des Bundesamtes für Naturschutz, Juli 2011, http://www.bfn.de/fileadmin/MDb/documents/themen/erneuerbareenergien/bfn_position_wa_ueber_wald.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

⁹ von Lindeiner, A. et al.: Windenergie und Biodiversität – Für eine Zukunft voller Leben. Thesenpapier zur DNR-Kampagne „Windkraft im Visier“, August 2011, http://www.dnr.de/downloads/thesenpapier_fuer-eine-zukunft-voller-leben_fi.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

¹⁰ Ebd.

¹¹ Windenergienutzung Offshore. Bundesamt für Naturschutz, ohne Datum, http://www.bfn.de/0319_windenergienutzung_offshore.html (aufgerufen am 16.05.2014)

Entfernung. Dieser kann aber bislang noch nicht immer eingehalten werden. Um einen ausreichenden Schutz zu gewährleisten, wird derzeit an verschiedenen technischen Verfahren gearbeitet (z. B. Blasenschleiern, Hydroschall-dämpfern, alternativen Gründungsvarianten oder schwimmenden Fundamenten), um wirtschaftlich vertretbare Schallminderungspotenziale zu erreichen.¹²

Untersuchungen an den Windparks Egmond aan Zee an der niederländischen Nordseeküste und alpha ventus in der Nähe von Borkum haben ergeben, dass die Artenvielfalt auf dem Meeresgrund zunimmt. Insofern können Offshore-Windparks sogar günstig für die Ressource Biodiversität sein. Der Meeresboden in der Nordsee ist üblicherweise geprägt von lockeren Sedimenten. Die Fundamente und Gründungsstrukturen bieten Halt für Algen, Seepocken, Anemonen und Muscheln. So entstehen langsam kleine Riffe, die Taschenkrebse und Fische Lebensraum, Laichgründe und Nahrung bieten. Die Zonen um Windparks sind für den Schiffsverkehr und Fischfang gesperrt und bilden so auch Rückzugsgebiete für viele Meeresbewohner. Auch wenn sich auf diese Weise Ökosysteme entwickeln, die es vorher in der Nordsee so nicht gegeben hat, ist die Zunahme der Artenvielfalt eher positiv zu werten, insbesondere, da das Meeresgebiet durch intensiven Schiffsverkehr, Fischfang, Ölbohrungen ohnehin bereits stark unter einem negativen anthropogenen Einfluss steht.^{13, 14}

¹² Koschinski, S.; Lüdemann, K.: Entwicklung schallmindernder Maßnahmen beim Bau von Offshore-Windenergieanlagen. Bundesamt für Naturschutz, Februar 2013, <http://www.bfn.de/fileadmin/MDb/documents/themen/meeresundkuestenschutz/downloads/Berichte-und-Positionspapiere/Entwicklung-schallmindernder-Massnahmen-beim-Bau-von-Offshore-Windenergieanlagen-2013.pdf> (aufgerufen am 16.05.2014)

¹³ Lindenboom, H. J. et al. (2011): Short-term ecological effects of an offshore wind farm in the Dutch coastal zone; a compilation. Environmental Research Letters online. DOI: 10.1088/1748-9326/6/3/03510.

¹⁴ Grüling, B.: Nützen Windräder der Unterwasserwelt? ZEIT online, 19.03.2013, <http://www.zeit.de/wissen/umwelt/2013-03/offshore-windparks-lebensraum/komplettansicht> (aufgerufen am 16.05.2014)

4. LOGISTIK

Der Transport und die Errichtung von WEA bedeuten einen enormen logistischen Aufwand, sowohl an Land als auch vor allem offshore. Um diesen deutlich zu reduzieren, gehen die Bestrebungen dahin, immer leistungsstärkere Windenergieanlagen zu errichten. Auf diese Weise werden Stromertrag und Gewinn je Anlage deutlich erhöht und die Logistikkette vereinfacht. Soweit möglich werden deshalb eher wenige, aber dafür sehr große Anlagen errichtet.

Die Potenziale für große WEA an Land sind derzeit beinahe erschöpft, da die windreichen Standorte bereits belegt sind. Auch wenn die Tendenz hin zu immer höheren Türmen geht, um eine bessere Windausbeute zu erzielen, ist die Nabenhöhe letztendlich begrenzt. Nach dem Baugesetzbuch sind Mindestabstände zur Wohnbebauung vom Zehnfachen der WEA-Höhe vorgeschrieben. Durch eine Länderöffnungsklausel aus dem Jahr 2013 sind einzelne Bundesländer bestrebt, diesen Abstand weiter zu erhöhen, was die für WEA nutzbare Fläche für Schwachwindanlagen nochmals reduziert.¹⁵ An Starkwindstandorten kann die Leistung zukünftig je nach Entwicklung im Bereich von 3 bis 5 MW liegen.¹⁶

Die größte derzeit auf dem Markt erhältliche Onshore-Anlage ist das Modell E-126 des Herstellers Enercon. Die Anlage erbringt eine Leistung von 7,580 MW bei einem Rotordurchmesser von 127 m und einer Nabenhöhe von 135 m.¹⁷ Da es nur wenige Kräne gibt, mit denen Anlagen dieser Größe errichtet werden können, bestehen hier weitere Potenziale, die Logistikkette zu verbessern. Dazu gehört das Konzept teilbarer Rotorblätter, wie etwa im Enercon-Modell E-115, bei dem Außen- und Innenblatt erst an der Baustelle verschraubt werden, um die Transportlänge und somit den

¹⁵ Bundesverband WindEnergie (Hrsg.): Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Wohnnutzungen. 19.03.2014, <http://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/planung/bwe-stellungnahme-referentenentwurf-baugb-ss249.pdf> (aufgerufen am 16.05.2014)

¹⁶ Anteil der WEA-Leistungsklassen am Gesamtbestand in Deutschland. Diagramm, Fraunhofer IWES Windmonitor, http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=48&lang=de (aufgerufen am 16.05.2014)

¹⁷ Technische Daten Enercon E-126. Enercon, ohne Datum, <http://www.enercon.de/de-de/66.htm> (aufgerufen am 16.05.2014)

Aufwand bei der Anlieferung zu reduzieren.¹⁸

Insbesondere der Transport an Land durch enge Kurven oder unter Brücken hindurch limitiert die Errichtung noch größer dimensionierter Anlagen. Das betrifft auch Vorprodukte, wie die in den Blattschalen verwendeten Sandwichkonstruktionen mit den Kernwerkstoffen Balsaholz oder Hartschaum. Letzterer wird vom Materialhersteller gefertigt und mit großem Transportvolumen an den Blatthersteller geliefert. Im Verbundprojekt BladeMaker (vgl. Kapitel 5.3) wird untersucht, ob dieser Fertigungsschritt direkt beim Blatthersteller stattfinden kann, um den logistischen Aufwand zu reduzieren.¹⁹

Die Anlagengröße stellt für Offshore-WEA keinen derartig limitierenden Faktor wie an Land dar. Dafür wurden im EU-Forschungsprojekt UpWind die Potenziale für ein mögliches Up-Scaling abgeschätzt. Als Ergebnis wird damit gerechnet, dass Offshore-WEA mit einem Rotordurchmesser von mehr als 160 Metern und einer Leistung von 20 MW gebaut werden können.²⁰ Die größte derzeit gebaute Anlage, die sich auf dem Markt befindet, ist das Modell V164-8.0 MW von Vestas. Die Anlage erbringt eine Leistung von 8 MW bei einem Rotordurchmesser von 164 m.²¹

Sowohl für Onshore- als auch für Offshore-WEA gibt es noch keine einheitlichen Logistikkonzepte. Nahezu jedes Bauunternehmen und jeder Betreiber, die Windparks errichten, nutzen ein anderes Konzept für Bau, Betrieb und Wartung.²² Dabei liegen nennenswerte Potenziale im Rahmen von 5,4 bis 7,8 % zur Steigerung der Kosten- und Ressourceneffizienz in der Verbesserung der Betriebs- und Wartungslogistik. Es spielen sowohl der Einsatz schnellerer und größerer Schiffe als auch eine verbesserte Infrastruktur, z. B. durch den Einsatz von Wohnschiffen zur Wartung, eine entschei-

¹⁸ Sascha Rentzing: Gigantisch beflügelt, in: neue energie (Februar 2014), S. 22 – 40

¹⁹ Ebd.

²⁰ WP1B4 Upscaling. UpWind, EU-Forschungsprojekt im 6. FRP von 2006-2011 http://www.upwind.eu/~media/UpWind/Documents/Publications/080311_WP1B4%20final.ashx (aufgerufen am 16.05.2014)

²¹ Windenergie Report Deutschland 2013. Fraunhofer IWES (Hrsg.), Fraunhofer Verlag 2014. ISBN 978-3-8396-0706-0. http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/bilder/upload/Windreport_2011_de.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

²² Sietz, H.: Alles nur eine Frage der Logistik. FAZ.net, 31.07.2012, <http://www.faz.net/-gy9-71p06> (aufgerufen am 16.05.2014)

dende Rolle. Größere Schiffe verringern die Transportfrequenzen und lassen so günstige Wetterlagen besser ausnutzen. Wohnschiffe oder Wohnplattformen ermöglichen eine effiziente Wartung mehrerer benachbarter Windparks. Um den Betrieb und die Wartung von Windparks effektiv gestalten zu können, bedarf es betreiberübergreifender Wartungskonzepte.²³

Bereits heute gibt es verschiedene Ansätze, Logistikkonzepte zu erstellen, deren Einsatz hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit zu überprüfen ist, um in Forschungs- und Entwicklungsprojekten neue und verbesserte Konzepte zu entwickeln. So bietet das Institut für Seeverkehr und Logistik (ISL) gemeinsam mit dem Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung (IFF) und der Logistik Service Agentur eine Offshore-Logistik-Diagnose an. In dieser Diagnose werden viele Einflussfaktoren wie Störgrößen, verspätete oder ausfallende Transporte, Wetterbedingungen, Lernprozesse, Ressourcen sowie Transportmittel berücksichtigt. Durch eine Simulation, in der alle Prozesse betrachtet werden, kann ein übergreifendes logistisches Konzept für Offshore-WEA bereits in die Planung einbezogen werden.²⁴

Das ISL hat im Zeitraum von 2008 bis 2010 ein Forschungsprojekt durchgeführt, das die Logistik als Wettbewerbsfaktor in der Offshore-Windenergie untersuchte. Ziel war es, die Transparenz der Logistikkosten, die in anderen Branchen üblich ist, als Wettbewerbsfaktor in der Offshore-Windenergie zu erhöhen. Dazu wurden Logistikkonzepte anderer Industriebranchen auf eine Übertragbarkeit in der Windenergiebranche untersucht sowie der Einfluss von Kostensenkungspotenzialen auf die Wirtschaftlichkeit der geplanten Offshore-Windenergieparks und auf die Stromgestehungskosten bewertet. Neuartige logistische Fragestellungen ergeben sich aus den spezifischen Einflussparametern auf die Steuerung logistischer Ketten, wie kurzfristige

²³ Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE (Hrsg.): Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. Fichtner GmbH & Co. KG und Prognos AG, 2013, http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/130822_Prognos_Fichtner_Studie_Offshore-Wind_Lang_de.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

²⁴ Offshore Windenergie Logistik. Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik, ohne Datum, <http://www.isl.org/de/beratung-und-transferleistungen/offshore-windenergie-logistik> (aufgerufen am 16.05.2014)

Terminänderungen durch meteorologische Einflüsse und Engpässe bei knappen und kostenintensiven Ressourcen. Wetterbedingt können nur an ca. 120 Tagen im Jahr Offshore-Anlagen installiert oder gewartet werden. Deshalb muss das vorhandene Zeitfenster optimal genutzt werden. Fehlt im entscheidenden Moment eine notwendige Komponente, kann dies zu einer längeren Verzögerung ganzer Prozesse führen.

Auch die Dimensionierung verfügbarer schwerlastfähiger Lagerflächen in Hafennähe spielt eine wesentliche Rolle. Trotz einer wetterbedingten Verzögerung werden meist Komponenten der vorgelagerten Prozesskette nach wie vor hergestellt und angeliefert. Im Projekt des ISL wurden Untersuchungen der Standortkonzepte durchgeführt und in Beispielszenarien die Konzepte des Hersteller- und Lieferanteparks sowie des Produktionsverbundsystems simuliert und verglichen.²⁵ Die Ergebnisse dieses Forschungsprojekts und des Projekts „Verbesserung der Planungsgrundlagen für kampagnengeprägte Supply Chains am Beispiel von Offshore-Windenergieanlagen (OWEA)“ (Projektlaufzeit 2009 - 2010) sind in die Entwicklung des Diagnose-Tools für Offshore-Logistikkonzepte eingeflossen.²⁶

²⁵ Untersuchung der Logistik als Wettbewerbsfaktor in der Offshore-Windenergie. Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik, ohne Datum, <http://www.isl.org/de/projects/untersuchung-der-logistik-als-wettbewerbsfaktor-der-offshore-windenergie> (aufgerufen am 16.05.2014)

²⁶ Verbesserung der Planungsgrundlagen für kampagnengeprägte Supply Chains am Beispiel von Offshore-Windenergieanlagen (OWEA). Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik, ohne Datum, <https://www.isl.org/de/projects/verbesserung-der-planungsgrundlagen-fuer-kampagnengepraegte-supply-chains> (aufgerufen am 16.05.2014)

5. HERSTELLUNG

5.1 Hauptbestandteile von Windenergieanlagen

In diesem Kapitel wird betrachtet, aus welchen Materialien eine WEA besteht. In Abbildung 3 werden schematisch die wichtigen Bauteile bzw. Bauteilgruppen, aus denen sich eine Anlage zusammensetzt, dargestellt. Werden diese zu Materialkategorien zusammengefasst, so lassen sich übergeordnet mineralische Materialien (Beton), Metalle und Kunststoffe unterscheiden.

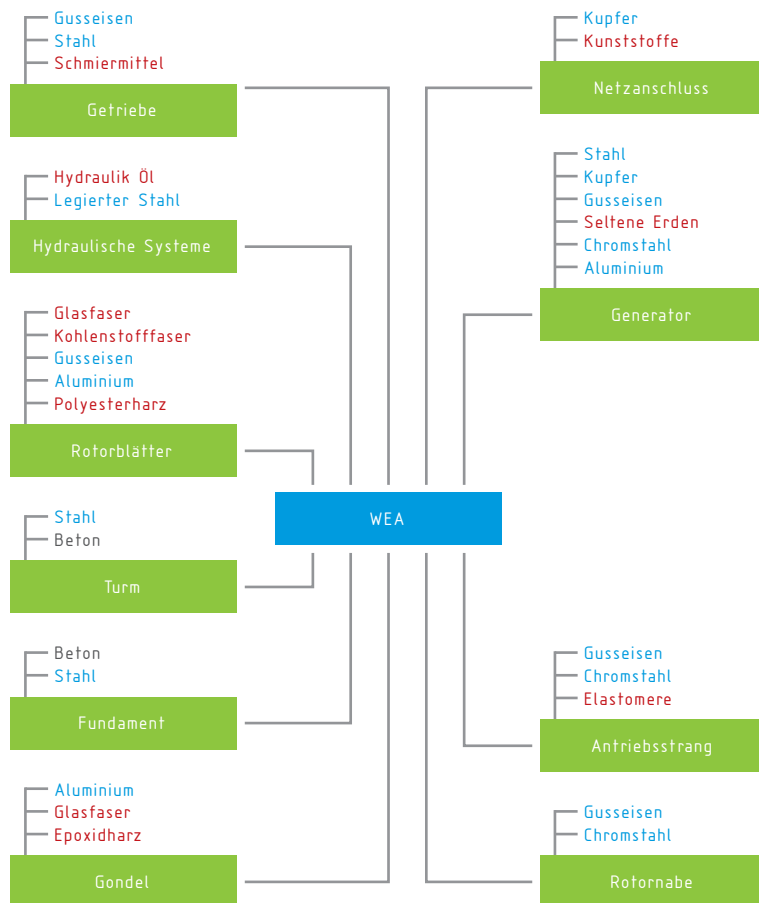


Abb. 3: Verwendete Materialien für Hauptkomponenten einer Windenergieanlage²⁷

²⁷ nach Zimmermann, T.; Rehberger, M.; Gößling-Reisemann, S. (2013): Material Flows Resulting from Large Scale Deployment of Wind Energy in Germany. Resources 2013, 2, 303 – 334

Metalle und Kunststoffe werden in diesem Rahmen als Hauptbestandteile von WEA betrachtet. Aussagen zu Beton, wie er in den Fundamenten und Türmen von WEA verbaut ist, sind in der Kurzanalyse des VDI Zentrums Ressourceneffizienz „Potenziale eines hochwertigen Recyclings im Baubereich“ in Kapitel 3.1 zu finden.²⁸

5.2 Metalle

Metalle sind die wichtigsten Bestandteile von Windenergieanlagen. „Eine Offshore-Windenergieanlage mit Gründung, Turm, Gondel, Getriebe und Generator besteht durchschnittlich zu 82 % aus dem Rohstoff Stahl.“²⁹ Wird der Metallanteil im Kabel zur Netzanbindung berücksichtigt, werden für eine einzelne 5-MW-Offshore-Windenergieanlage rund 30 Tonnen Kupfer benötigt³⁰, für die elektrischen Maschinen einer Onshore-WEA wird von acht Tonnen Kupfer ausgegangen – 10 % des deutschen Kupferverbrauchs werden inzwischen von den WEA-Herstellern benötigt.³¹ Bei den Onshore-Anlagen fällt der Gewichtsanteil der Metalle generell geringer aus, insbesondere dann, wenn der Turm aus Stahl- oder Spannbeton besteht.³² Für 20.023 Onshore-Windenergieanlagen, die sich Ende 2008 in Betrieb befanden, berechnete das Wuppertal Institut eine Gesamtmasse von 14,5 Mio. Tonnen, wobei 28,5 % auf Metalle entfielen. Im Schnitt entspricht dies über 200 Tonnen Metalle pro WEA.³³

Weitere Zahlen werden in einem Beitrag der WirtschaftsWoche, basierend auf einer Studie der französischen Wissenschaftler Olivier Vidal, Nicholas Arndt und Bruno Goffé von den Universitäten Grenoble und Aix-Marseille, genannt: Für ein Megawatt installierte Windenergie-Leistung wird

²⁸ Krauß, O.; Werner, T.: Potenziale eines hochwertigen Recyclings im Baubereich. VDI Zentrum Ressourceneffizienz GmbH, 2014, <http://www.ressource-deutschland.de/publikationen/kurzanalysen/> (aufgerufen am 30.06.2014)

²⁹ Faktencheck Ressourceneffizienz. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (Hrsg.), September 2012, http://www.bdi.eu/download_content/Marketing/Faktencheck_Rohstoffenfzeinz.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

³⁰ Engemann, M.: Die Energiewende gelingt nur mit den energieintensiven Industrien. BMWi, 2013, <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/Monatsbericht/Auszuge/09-2013-energieintensive.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (aufgerufen am 16.05.2014)

³¹ Seidler, C.: Warum kommt die Windenergie nicht voran?, in: Technology Review Special, Leitfaden Energiewende, 2013, S. 37

³² Bundesverband WindEnergie: Turm und Mast. Ohne Datum, <http://www.wind-energie.de/infocenter/technik/konstruktiver-aufbau/turm-und-mast> (aufgerufen am 16.05.2014)

³³ Thomas, T.: Windkraftanlagen sind Materialfresser, in: VDI nachrichten, 20. Juli 2012, S. 14

hier ein Materialeinsatz von 1,15 Tonnen Kupfer, drei Tonnen Aluminium und 130 Tonnen Eisenmetalle beschrieben. Diese Werte sind allerdings nicht nach den unterschiedlichen Bauarten von WEA aufgeschlüsselt.³⁴

Der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) geht davon aus, dass bei einer Installation von 10 GW Offshore- und 1,8 GW Onshore-Windenergieanlagen bis 2020 etwa 4,5 Millionen Tonnen Stahl verbaut werden³⁵, wobei die Stahlproduktion Emissionen von ca. neun Millionen Tonnen CO₂ bedingt. Werden diese Emissionen auf eine zwanzigjährige Entwurfslebensdauer umgelegt, nimmt eine im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Stahl erstellte Studie der Boston Consulting Group ein Verhältnis zwischen CO₂-Einsparungen im Jahr 2020 und dem umgelegten Aufwand für Stahl von 32 : 1 an.³⁶

Die Herstellung eines Offshore-WEA-Fundaments aus Stahl ist energieintensiver als die Herstellung der Windenergieanlage selbst.³⁷ Ein konventioneller Tripod aus etwa 770 Tonnen Stahl wurde im Rahmen einer Forschungs Kooperation als eine bionisch optimierte Gründungsstruktur aus nur ca. 400 Tonnen Stahl konstruiert. Auch wenn sich durch diese Optimierung Einsparpotenziale von 370 Tonnen Stahl pro WEA ergeben, so ist die bionische Leichtbaustruktur aus Standard-Rohren aufgebaut. Sie beruht auf dem Evolutionary Light Structure Engineering-Verfahren (ELiSE), das am Alfred-Wegener-Institut, Helmholtz-Zentrum für Polar- und Meeresforschung (AWI) und Institut für Marine Ressourcen GmbH (IMARE) entwickelt wurde.³⁸

Rotorblätter werden hauptsächlich aus Faserverbundwerkstoffen hergestellt. Hierbei wird meist glasfaserverstärkter

³⁴ Bräutigam, T.: Wann bauen wir das letzte Windrad? WirtschaftsWoche online, 08.11.2013, <http://green.wiwo.de/knappe-rohstoffe-wann-bauen-wir-das-letzte-windrad/> (aufgerufen am 16.05.2014)

³⁵ Faktencheck Ressourceneffizienz. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (Hrsg.), September 2012, http://www.bdi.eu/download_content/Marketing/Faktencheck_Rohstoff_effizienz.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

³⁶ CO₂-Bilanz Stahl. The Boston Consulting Group im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2010, S. 21. http://www.salzgitter-ag.de/fileadmin/mediadb/szag/corporate_responsibility/umwelt_und_energie/studie_co2_bilanz_stahl.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

³⁷ Weiler, J.: Grüner Strom von hoher See. Ruhr-Universität Bochum, Presseinformation, 20.11.2013, <http://aktuell.ruhr-uni-bochum.de/pm2013/pm00308.html.de> (aufgerufen am 16.05.2014)

³⁸ Offshore Gründungsstruktur. ELiSE 3D, Produktblatt, April 2012, http://www.elise3d.com/documents/ProductSheet_Offshore_web_DE.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

Kunststoff (GFK), teils auch kohlenstofffaserverstärkter Kunststoff (CFK) verwendet. Das hat dazu geführt, dass die Windkraftindustrie heute der größte Abnehmer für Harzsysteme und Faserverstärkungen ist. Materialien wie Holz, PVC-Hartschaum sowie Aluminium- und Stahllegierungen werden nur für kleine Anlagen und daher in geringerem Ausmaß eingesetzt.³⁹ Doch für Offshore-Anlagen gerät Stahl wieder ins Visier. „Inzwischen wird daran geforscht, die riesigen Rotorflügel aus 25 Millimeter dickem Stahlblech zu walzen. Die Stahlkonstruktionen sind witterungsbeständiger als solche aus anderen Materialien. Sie sind kostengünstiger herzustellen und einfacher zu recyceln. Zudem lassen sie eine deutlich höhere Lebensdauer erwarten. Die Ingenieure sind sich einig, dass solche Anlagen aufgrund der höheren Masse der Rotoren weniger empfindlich gegen Windböen sind, wodurch Lager und Getriebe geschont werden.“⁴⁰

Eine klassische Frage in der Metallbranche stellen die breit diskutierten Seltenerdmetalle dar, die für Permanentmagneten in Elektromotoren und Generatoren eine wichtige Rolle spielen. Diese Permanentmagneten bestehen meist aus Neodym-Eisen-Bor-Materialien, die häufig mit den schweren Seltenerdmetallen Terbium und Dysprosium ergänzt werden. Die Kosten für die Seltenerdmetalle Neodym, Terbium und Dysprosium sind in den Jahren 2009 bis 2011 stark gestiegen. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, werden derzeit zwei Lösungsansätze verfolgt: die Reduzierung der benötigten absoluten Mengen dieser Metalle und eine Substitution durch andere Materialien, etwa die klassische Alternative hartmagnetischer Ferrite auf Eisenbasis.⁴¹

Während die mit Kupferspulen ausgerüsteten, elektrisch erregten Maschinen geringere Mengen kritischer Rohstoffe enthalten, ist das bei permanenterregten Synchrongenera-

³⁹ Voith, S.: Schlüsselkomponente Rotorblätter: länger, effizienter, robuster. Springer, 28.01.2013, <http://www.springerprofessional.de/schluesselkomponente-rotorblaetter-laenger-effizienter-robuster/3793936.html> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁴⁰ Quitter, D.: Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen bauen auf Stahl. Windkraftkonstruktion.de, 04.05.2011, <http://www.windkraftkonstruktion.vogel.de/werkstoffe/articles/314202/> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁴¹ Klingler-Deiseroth, C.: Motorenhersteller meiden Seltene Erden, in: VDI nachrichten, 22.11.2013, S. 11. <https://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Wirtschaft/Motorenhersteller-meiden-Seltene-Erden> (aufgerufen am 16.05.2014)

toren mit ihren Seltenerdmetallen anders. Der Anteil der mit permanenterregten Synchrongeneratoren ausgerüsteten WEA steigt in Deutschland seit 2011 an; eine Marktübersicht liefert der Abschlussbericht des durch die Bundesregierung geförderten Projekts „Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems“ (KRESSE) in Kapitel 6.2.1.1.⁴² Die Permanentmagnete brauchen sowohl Neodym für eine hochmagnetische Wirkung als auch Dysprosium und Terbium für die Temperaturstabilität bis oberhalb von 80 °C. Der Anteil der Seltenen Erden an den Magnetwerkstoffen dieser Maschinen weist je nach Generatortyp und Getriebe große Unterschiede auf.

Durch die Beimischung von Terbium und Dysprosium wird neben einer verbesserten Temperaturstabilität auch die Koerzitivfeldstärke erhöht – die Magnetisierung widersetzt sich dadurch gut einem Gegenmagnetfeld. Ohne diese Legierungen mit Seltenen Erden müsste die Maschinentopologie geändert werden, was unter Zuhilfenahme von Flusskonzentratoren und hartmagnetischen Ferriten durchaus möglich wäre. Hartmagnetische Ferrite kommen in ihrer magnetischen Leistungsfähigkeit inzwischen an Neodym-Eisen-Bor-(NeFeB)-Legierungen heran.⁴³ Eine Substitution der Seltenen Erden in den Pitch-Antrieben für die Rotorblattverstellung wird im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Projekts PitchER untersucht. Sogenannte elektrische Transversalflussreluktanzmaschinen sollen magnetlose Stellantriebe ermöglichen.⁴⁴

Der Massenanteil von Dysprosium in Hochleistungsmagneten macht nur wenige Prozent aus, der Materialkostenanteil liegt jedoch bei etwa zwei Dritteln der Gesamtkosten

⁴² Wuppertal Institut (2014): KRESSE – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter Mitarbeit von Karin Arnold, Jonas Friege, Christine Krüger, Arjuna Nebel, Michael Ritthoff, Sascha Samadi, Ole Soukup, Jens Teubler, Peter Viebahn, Klaus Wiesen. <http://wupperinst.org/de/projekte/details/wi/p/s/pd/38/> (aufgerufen am 16.06.2014)

⁴³ Klingler-Deiseroth, C.: Motorenhersteller meiden Seltene Erden, in: VDI nachrichten, 22.11.2013, S. 11. <https://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Wirtschaft/Motorenhersteller-meiden-Seltene-Erden> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁴⁴ PitchER – Magnetloser Pitch-Antrieb in Windenergieanlagen durch Einsatz elektrischer Transversalfluss-Reluktanzmaschinen. BMBF, 27.02.2013, <http://www.r3-innovation.de/de/16094> (aufgerufen am 16.05.2014)

der Hochleistungsmagnete. Umgekehrt verhält es sich bei Eisen: Dem 60 % Gewichtsanteil stehen weniger als 1 % der Kosten gegenüber. Für den weiteren Bestandteil Neodym galt im Jahr 2013 die Faustregel, dass für 1 MW Leistung der WEA 200 kg Neodym zu Kosten von etwa 20.000 Euro benötigt werden.⁴⁵

Angebot und Nachfrage innerhalb der Seltenerdmetalle – wie sie für die Automatisierungstechnik notwendig sind – unterscheiden sich. Neodym tritt in den Vorkommen relativ häufig auf, Dysprosium nur in geringen Anteilen. Dudley Kingsnorth von der Firma Quest TechnoMarketing erwartet in einer Prognose für das Jahr 2016 für Neodym eine leichte Überdeckung (Angebot zu Nachfrage 118 %) und für Dysprosium eine Unterdeckung (Angebot zu Nachfrage 88 %).⁴⁶

Permanent erregte Synchronmaschinen sparen den Kupferanteil für die elektrische Erregung ein, dessen Substitution durch die Permanentmagneten schafft jedoch die bekannten neuen Probleme mit Seltenerdmetallen. Eine Lösung könnte die Substitution der Permanentmagneten durch supraleitende Elektromagnete sein. General Electric entwickelt im Rahmen seiner 15 MW-WEA Elektromagnete mit Tieftemperaturkühlung und geht davon aus, bei gleicher Generatormasse eine dreifach höhere Leistung erzielen zu können.⁴⁷

5.3 Kunststoffe

In der Windenergiebranche spielen bei den Rotoren Kunststoffe die größte Rolle, die vornehmlich aus Faserverbundwerkstoffen bestehen. Die meisten Rotorblätter werden aus GFK gefertigt. Da die Rotordurchmesser bei steigender Leistung stetig größer werden, findet hier eine Substitution oder Verstärkung an hoch belasteten Abschnitten durch CFK statt. Für die CFK-Hersteller ergeben WEA mit einem Anteil von 23 % derzeit den größten Absatz- sowie einen Wachstumsmarkt. Für das Jahr 2015 wird ein Jahresbedarf an Carbonfasern von rund 22.700 Tonnen, für 2020 von

⁴⁵ Müller, B.: Weniger bringt mehr, in: neue energie (März 2014), S. 39

⁴⁶ Quest, T.: Seltene Erden und Automatisierungstechnik. elektroniknet.de, 27.11.2012, <http://www.elektroniknet.de/automation/sonstiges/artikel/93220/> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁴⁷ Hautmann, D.: Sind noch größere Windräder möglich?, in: Technology Review Special, Leitfaden Energiewende, 2013, S. 42

etwa 54.270 Tonnen geschätzt.⁴⁸

Einen Einblick in die Steigerung der Rotor-Durchmesser liefern die Abbildungen 4 und 5. Es werden die weitgehend stetige Entwicklung der durchschnittlichen Größen von Rotordurchmesser und Nabenhöhe der neuinstallierten Anlagen sowie deren durchschnittliche Nennleistung dargestellt. Der Rückgang der durchschnittlichen Nennleistung bei Offshore-Anlagen zwischen 2005 und 2010 lässt sich durch eine vermehrte Installation küstennaher Anlagen in China mit geringeren Nennleistungen erklären.⁴⁹ In Offshore-Anwendungen werden bei neuentwickelten Rotorblättern inzwischen Blattlängen von über 80 Metern erreicht. Auch für die windschwachen Binnenstandorte werden häufig größere Rotoren eingesetzt, um Stromgestehungskosten zu senken.⁵⁰

⁴⁸ Wachstumsmarkt: Kohlefaserverstärkte Kunststoffe für die Windkraftindustrie. COMPOSITES EUROPE (Hrsg.), 29.07.2013, <http://www.windkraft-journal.de/2013/07/29/wachstumsmarkt-kohlefaserverstaerkte-kunststoffe-fuer-die-windkraftindustrie/> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁴⁹ Fraunhofer IWES: Windmonitor, windmonitor.iwes.fraunhofer.de (aufgerufen am 16.05.2014)

⁵⁰ Rentzing, S.: Gigantisch beflügelt, in: *neue energie* (Februar 2014), S. 22 – 40

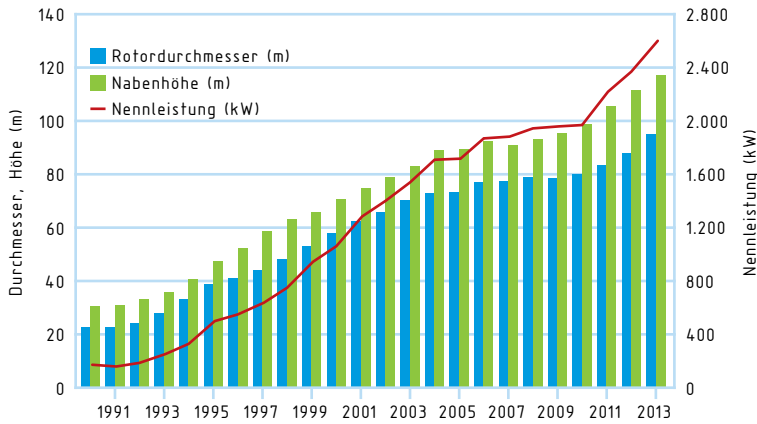


Abb. 4: Entwicklung der Windenergieanlagengröße an Land⁵¹

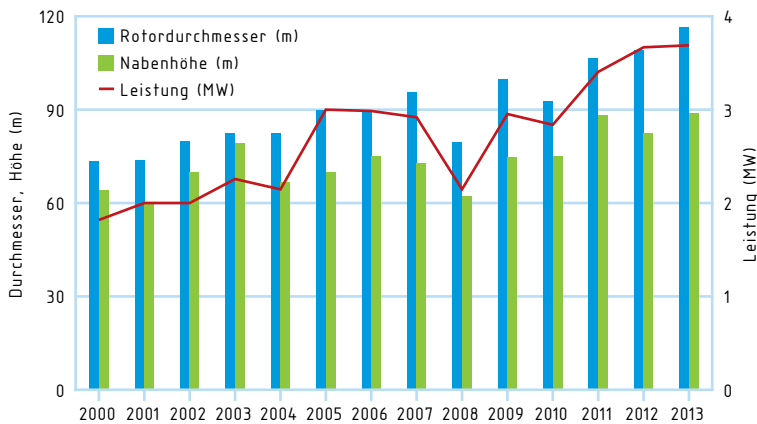


Abb. 5: Entwicklung der Offshore-Windenergieanlagengröße⁵²

⁵¹ Windenergie Report Deutschland 2013. Fraunhofer IWES (Hrsg.), Fraunhofer Verlag 2014. ISBN 978-3-8396-0706-0. http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/bilder/upload/Windreport_2013.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

⁵² Windenergie Report Deutschland 2013. Fraunhofer IWES (Hrsg.), Fraunhofer Verlag 2014. ISBN 978-3-8396-0706-0. http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/bilder/upload/Windreport_2013.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

Für die Fertigung von Rotorblättern aus Faserverbundwerkstoffen gibt es Vorhaben, die die gängigen offenen Verfahren wie Handlaminieren und Faserspritzen in Handarbeit durch automatisierte Prozesse ersetzen sollen. Diese Prozesse können die Ressourceneffizienz durch eine beschleunigte Produktion, bessere Qualität und somit einen geringeren Ausschuss steigern. Dazu gehört das vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) koordinierte Verbundprojekt „BladeMaker“, das bis Ende 2017 laufen und von der Bundesregierung im Rahmen des Energieforschungsprogramms gefördert wird. Die sechzehn Verbundpartner werden dazu ein „BladeMaker-Rotorblatt“ entwickeln, das für die automatisierte Fertigung optimiert ist. Im Fokus stehen nicht allein die Fertigungsverfahren, sondern auch das Rotorblattdesign und die verwendeten Werkstoffe.⁵³

Das von der Bundesregierung geförderte und 2014 abgeschlossene Forschungsprojekt mapretec (Verfahren zur preform-Herstellung durch ebene Ablage für ein räumliches Bauteil als Basis einer automatisierten Prozesskette zur Rotorblattfertigung) bearbeitete ebenfalls ein neues Fertigungssystem. Bisher werden großflächige Glas- und Kohlefaserlagen mit einer Fläche von bis zu 130 Quadratmetern faltenfrei aufeinandergeschichtet, in eine Form gebracht und danach mit Kunstharz verbunden. Dieses Drapieren der Gelege geschieht manuell. Die Projektpartner, das Institut für integrierte Produktentwicklung (BIK) im Fachbereich Produktionstechnik der Universität Bremen und die Unternehmen SAERTEX und AREVA Blades, entwickelten eine Kombination von automatisiertem Zuschnitt, automatisierter Ablage der Materialien und dem Preforming in einer speziellen, neu entwickelten Vorrichtung.⁵⁴ Dafür wurde ihnen 2014 der JEC Innovation Award der Global-Composite-Gemeinschaft JEC, der weltweit größten Organisation der

⁵³ BladeMaker – Industrieproduktion statt Rotorblatt-Manufaktur. Fraunhofer IWES, ohne Datum, http://www.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/BladeMaker_deutsch.html (aufgerufen am 16.05.2014)

⁵⁴ Ein Verfahren zur Preform-Herstellung durch ebene Ablage für ein räumliches Bauteil als Basis einer automatisierten Prozesskette zur Rotorblattfertigung. Projektbeschreibung, 2011, http://www.bik.uni-bremen.de/BIK_Daten/BIK_Flyer/mapretec.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

Verbundwerkstoff-Branche, verliehen.⁵⁵

Bei sehr großen Rotoren schwankt die Windstärke lokal über deren Fläche. Das übliche Verstellen eines gesamten Rotorblattes, das Pitchen, kann diese Unterschiede nicht ausgleichen. Neben generellen Leistungsschwankungen führt dies zu Belastungen, die die Schadensanfälligkeit erhöhen und die Lebensdauer dieser Komponenten verringern.

In dem Projekt „Smart Blades“ entwickeln Forscher vom Fraunhofer IWES und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt Rotorblätter, die sich an den Punkten verwinden, an denen erhöhte Last entsteht. Auch bewegliche Vorflügel und Hinterkanten, die die lokale Strömung rasch beeinflussen können, spielen eine Rolle für eine längere Lebensdauer.⁵⁶

Von der Europäischen Union wird das Konsortium WALiD (Wind Blade Using Cost-Effective Advanced Composite Light-Weight Design) gefördert, bei dem bis Anfang 2017 elf Partner den Einsatz von Faserverbundkunststoffen in Offshore-Windkraftanlagen weiterentwickeln wollen. Auch hier liegt der Ansatz auf kosteneffizienteren Designs und Materialien, unter Betrachtung von Werkstoffsubstitution, Beschichtungen und aerodynamischen Aspekten.⁵⁷

⁵⁵ Internationaler Preis für System zur Produktion von Rotorblättern für Windenergieanlagen. Pressemitteilung der Universität Bremen, 25.02.2014, <http://www.uni-bremen.de/de/universitaet/preservice/pressemitteilungen/einzelanzeige/news/detail/News/internationaler-preis-fuer-system-zur-produktion-von-rotorblaettern-fuer-windenergieanlagen.html?cHash=225deea02bf0b16a3dbf513b247faa27> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁵⁶ Rentzing, S.: Gigantisch beflügelt, in: neue energie (Februar 2014), S. 22 – 40

⁵⁷ WALiD – Wind Blade Using Cost-Effective Advanced Lightweight Design. Projekt-Website, <http://www.eu-walid.com> (aufgerufen am 16.05.2014)

6. NUTZUNG UND WARTUNG

Neben der Effizienzsteigerung in der Produktion kann auch ein gesteigerter Energieertrag wesentlich zur Ressourceneffizienz beitragen. Ein Ansatz dazu ist das aerodynamische Design der Rotorblätter. Das Unternehmen Spitzner Engineers GmbH hat festgestellt, dass Luftströmungen im Wurzelbereich das Rotorblatt „bremsen“. Mit einigen Modifikationen können Rotorblätter nachgerüstet und aerodynamisch optimiert werden. Dazu gehört unter anderem ein innenliegender Kanal, in dem durch Fliehkraft aus der Rotation ein Unterdruck entsteht und die Strömungen aus dem Wurzelbereich auf Luftauslässe an den Flügelspitzen leitet. Eine weitere Maßnahme ist ein Winglet, das in ähnlicher Form auch im Flugzeugbau eingesetzt wird. Für Standorte mit geringer bis mittlerer Windgeschwindigkeit wurden 8 bis 12 % mehr Stromertrag gegenüber Referenzanlagen ohne Anbauteile prognostiziert. Eine Testanlage zeigte nach anderthalbjährigem Betrieb eine 15-prozentige Effizienzsteigerung.⁵⁸ Dafür wurde 2013 der „German Renewables Award“ in der Kategorie „Projekt des Jahres“ vergeben.⁵⁹

Die Verbesserung der Rotorblatt-Aerodynamik durch passive Strömungsbeeinflussung liegt auch im Interesse des Unternehmens Smart Blade GmbH, das mit der TU Berlin und dem Technologiekonzern 3M eine Entwicklungspartnerschaft führt. Die ersten Produkte sind Wirbelstromgeneratoren, die auf das Rotorblatt geklebt werden und bei gleichem Wind bis zu 5 % mehr Stromausbeute erzielen. Bei diesen Generatoren handelt es sich um etwa zehn Zentimeter große Spritzgießteile, die bei 3M hergestellt werden.⁶⁰

In mehreren Forschungsprojekten werden Maßnahmen zur passiven Anpassung von Rotorblättern an lokal und zeitlich schwankende Windstärken untersucht. Neben einer Steige-

⁵⁸ go-Inno Praxisbeispiel 11: Effiziente Windkraftanlagen. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.), 2014, http://www.innovation-beratung-foerderung.de/INNO/Redaktion/DE/Downloads/Praxisbeispiele-go-innovativ/praxisbeispiel-011.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (aufgerufen am 16.05.2014)

⁵⁹ German Renewables 2013: Veranstaltungsprofil. Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH, 2013, <https://www.german-renewables.eehh.de/> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁶⁰ 3M: Windkraft-Forschung mit Smart Blade und TU Berlin. KunststoffWeb, 05.09.2013, http://www.kunststoffweb.de/ki_ticker/3M_Windkraft-Forschung_mit_Smart_Blade_und_TU_Berlin_t226241 (aufgerufen am 16.05.2014)

rung der Energieausbeute steht dabei auch die Verlängerung der Lebensdauer dieser stark belasteten Komponenten im Vordergrund, um die Ressourceneffizienz zu erhöhen. Für den Betrieb könnten in der nächsten Entwicklungsstufe aktiv steuerbare, „intelligente“ Rotorblätter von Bedeutung sein. Durch Sensoren wie das laseroptische Lidar könnten die Windverhältnisse vor den Blättern gemessen werden, um diese so zu verstellen, dass die Rotordrehzahl auch bei schwankender Windstärke konstant bleibt und gleichzeitig die Belastungen der Blätter gering ausfallen. Ein erster experimenteller Ansatz dazu findet sich in einer Anlage des Offshore-Windparks alpha ventus, bei der das Institut für Flugzeugbau der Universität Stuttgart ein Lidar-Gerät mit entsprechenden Kommunikationslösungen installiert hat.⁶¹

Windenergieanlagen werden inzwischen mehrheitlich von Großbetreibern wie Stadtwerken geführt, immer weniger von Einzelpersonen und Genossenschaften. Das hat zur Folge, dass in der Betriebsphase nach der Garantiezeit eine Tendenz weg vom herstellerunabhängigen Service hin zu Vollwartungsverträgen mit den Herstellern besteht. Das kann auch zur Effizienzsteigerung beitragen, wenn etwa GE seit 2013 die Analyse bestehender Anlagen anbietet, um mit gezielten Hardware- und Softwareveränderungen nachträglich die Leistung zu steigern. Bis zu 4 % Mehrertrag sind möglich, wobei Analyse und Maßnahmen nur bei realem Mehrertrag berechnet werden.⁶²

Der Ertrag in der Betriebsphase kann auch durch regelungstechnische Maßnahmen gesteigert werden. Ein Beispiel dafür ist das Herunterfahren von WEA bei Starkwinden, das die Netze stark belastet, wenn es bei kompletten Windparks erfolgt. Siemens hat für einige WEA-Modelle die Regelungstechnik High Wind Ride Through (HWRT)⁶³ entwickelt, bei der die für das Herunterfahren festgelegten, starren Grenzwerte durch eine intelligente und lastabhängige Reduktion der Ausgangsleistung bei bestimmten Windgeschwindig-

⁶¹ Rentzing, S.: Gigantisch beflügelt, in: neue energie (Februar 2014), S. 22 – 40

⁶² Rentzing, S.: Leistung bestätigt, in: neue energie (März 2014), S. 20 – 29

⁶³ High Wind Ride Through – Providing more predictable power output. Siemens-Broschüre, Juli 2012, <http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/Flyer-WindPower.pdf> (aufgerufen am 16.05.2014)

keiten ersetzt werden. Dadurch steigt der Ertrag und die Netzbelastung wird reduziert.⁶⁴

Insbesondere bei Offshore-WEA ist die regelmäßige Wartung aufwendig und kostspielig. Hinzu kommt, dass bei stürmischer See Wartungen nicht vorgenommen und daher häufig auch nicht gezielt terminiert werden können. Aus diesem Grund wird auf der einen Seite versucht, den Aufwand durch wartungsärmere Komponenten zu reduzieren und gleichzeitig WEA und Windparks einer konstanten Überwachung zu unterziehen, um jederzeit Aussagen über den Zustand der WEA und der Komponenten treffen zu können.

Einen Beitrag zu effizienten Reparatur- und Wartungsmaßnahmen leisten neue Condition-Monitoring-Systeme (CMS). Mit ihrer Hilfe können WEA in Echtzeit aus der Ferne überwacht werden. Mit diesen Systemen können sämtliche wesentlichen Parameter mittels einer Vielzahl an Sensoren überwacht werden, die ihre Messdaten über das Internet übermitteln. Diese kontinuierlichen Analysen erlauben es, die Wartungsintervalle effizient zu planen, so dass die Komponenten wenn nötig ausgetauscht werden können, bevor das Windrad wegen eines Defekts stillsteht. Optische Sensoren können gefährliche Lastspitzen identifizieren und helfen, diese zu vermeiden, indem die Anlage vor dem Auftreffen von Starkwind den Anstellwinkel der Rotorblätter ändert.⁶⁵ CMS sollten zudem aktiv in die Steuerung von Getriebe, Generator, Kühlflüssigkeiten und Ölen eingreifen und damit Komponenten vor größeren Schäden bewahren. Um kleine Risse in Rotorblättern, aus denen schnell Brüche werden, sofort zu erkennen, sollten auch Rotoren fortlaufend überwacht werden. Das Gleiche gilt für die Türme, die Fundamente und die Komponenten in den Schaltschränken. Diese Komponenten sind häufig für Anlagenstillstände verantwortlich.

Zukünftig sollen CMS in großen Windparks untereinander kommunizieren. Dort könnten einige wenige Referenzanla-

⁶⁴ High Wind Ride Through. Vortrag, Twenties Workshop, EWEA, 17. April 2012, <http://www.twenties-project.eu/system/files/TWENTIES%20EWEA%20SESSION%202%20SIEMENS.pdf> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁶⁵ Hautmann, D.: Welche neue Technologien können die Windkraft an Land voranbringen?, in: Technology Review Special, Leitfaden Energiewende, 2013, S. 50

gen als „flight leader“ fungieren, so dass nicht alle Windräder mit der gesamten Technik ausgerüstet werden müssten und die Kosten für CMS begrenzt werden. Wenn benachbarte Windparks über CMS kommunizieren und geschickt gesteuert würden, ließen sich die Erträge optimieren, ohne dass sich die WEA gegenseitig den Wind aus den Flügeln nehmen.⁶⁶

Neben den breit eingeführten Condition-Monitoring-Systemen in der Turbine rückt neuerdings die Erfassung von Turmschwingungen in den Vordergrund. Bei Onshore-Anlagen wird dies vom Germanischen Lloyd seit 2010 empfohlen. Technisch gesehen kommen unterschiedliche Sensorsysteme zum Einsatz, die vor allem sehr niedrige Frequenzen detektieren. Der gesamte Lastlebenslauf lässt sich damit zumindest in der Betriebsphase dokumentieren. Für die Turmbauer, die ihre Bauwerke auf eine bestimmte Anzahl von Lastspielen auslegen, wäre eine Erfassung in der Bauphase interessant, weil hier viel „Lebenszeit“ verloren geht, da die Türme ohne das Gewicht der noch fehlenden Gondel zu hohen Schwingungen neigen. So hat Nordex bereits 100 solcher anfangs batteriebetriebenen Sensoren verbaut, was die Ermittlung der tatsächlichen Lebensdauer ermöglicht. Da die Baubehörden eine Betriebsphase von 20 Jahren genehmigen, ist über die sichere technische Prognose der tatsächlichen Lebensdauer des Turms der ressourcenschonende Weiterbetrieb nach den ersten 20 Jahren vereinfacht. Sachverständige, die sich bisher mangels Nachweisen auf der Grundlage von Messungen an Betriebsdaten und Standortbedingungen orientieren müssen, können die Belastungen durch kontinuierliche Schwingungsmessungen ab Baubeginn zuverlässig bewerten, womit der Weiterbetrieb über die geplante Nutzungsdauer hinaus möglich wird.⁶⁷

Für Wartungsarbeiten an benachbarten Offshore-Windparks, die mehr als 60 km vom Ufer entfernt liegen, gibt es verschiedene Ansätze, wie diese ressourceneffizient gestaltet

⁶⁶ Hautmann, D.: Kann man auch schwimmende Windräder bauen?, in: Technology Review Special, Leitfaden Energiewende, 2013, S. 46

⁶⁷ Thomas, T.: Lebenszyklen durch Sensoren im Blick, in: VDI nachrichten, 21.03.2014, S. 10. <http://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Wirtschaft/Lebenszyklen-Sensoren-im-Blick> (aufgerufen am 16.05.2014)

werden können⁶⁸. Das niederländische Energieforschungszentrum (ECN) schlägt vor, dass ein großes Wartungsschiff eingesetzt werden soll. Dieses Schiff soll sich ständig im Windpark aufhalten und mit einer flexiblen Gangway ausgestattet sein, die die Bewegungen des Schiffes ausgleicht. Selbst bei hohem Wellengang können Techniker auf diese Weise auf die Windenergieanlagen gelangen. Dieses Service-Schiff sollte groß genug sein, um Platz für kleine, häufig benötigte Ersatzteile bis zu einem Gewicht von 1.000 kg zu bieten. Laut ECN sind die beiden kritischen Punkte einer effizienten Wartung der Windparks die schnelle Verfügbarkeit von Ersatzteilen und die Anfahrtkosten für Wartungsarbeiten aus dem Hafen zum Windpark, denn jede Stunde Stillstand bringt den Betreibern große Verluste.⁶⁹

Eine weitere Möglichkeit, eine schnelle Wartung vor Ort gewährleisten zu können, besteht in der Nutzung von Umspannplattformen für Unterkünfte und Lagerflächen. Auf den Plattformen können – wie auch auf Service-Schiffen – Ersatzteile in einem Materiallager vorgehalten werden, so dass die Reaktionszeiten bei Störungen deutlich verkürzt werden können. Zusätzlich können die Plattformen – ähnlich wie die Bohrplattformen zur Öl- oder Gasförderung – ebenfalls als Unterkunft für das Wartungspersonal dienen. Auf diese Weise können Wartungsarbeiten über mehrere Tage andauern und nacheinander in benachbarten Windparks durchgeführt werden, ohne dass das Personal tägliche Anreisen in Kauf nehmen muss.⁷⁰

⁶⁸ Offshore Windenergie.net: Schiffstypen: <http://www.offshore-windenergie.net/wirtschaft/werften-schiffe/schiffstypen> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁶⁹ Offshore-Windparks – Spezialschiffe sollen Projekte vorantreiben. Deutschlandfunk, 07.01.2014, http://www.deutschlandfunk.de/offshore-windparks-spezialschiffe-sollen-projekte.676.de.html?dram:article_id=273909 (aufgerufen am 16.05.2014)

⁷⁰ Wartung im Störfall vor Ort. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (Hrsg.), ohne Datum, <http://www.offshore-windenergie.net/technik/wartung> (aufgerufen am 16.05.2014)

7. ENTSORGUNG

Bevor im nachfolgenden Kapitel das Recycling ausführlich behandelt wird, werden einige generelle Anmerkungen zur Entsorgung vorangestellt, die die Bereiche Beseitigung und Verwertung umfassen: Viele WEA sind so jung, dass die etwa zwanzigjährige Betriebsdauer erst in einigen Jahren in größerer Stückzahl erreicht werden wird. Daher liegen keine umfassenden End-of-Life-Erfahrungen vor. In den nächsten fünf bis zehn Jahren wird das Repowering, der Ersatz bestehender Anlagen durch leistungsfähigere, eine Rolle spielen. Die dazugehörigen Second-Life-Strategien und Märkte sind schwer einzuschätzen.⁷¹

Die Entsorgung von Rotorblättern etwa kann der WEA-Betreiber durch thermische Beseitigung erledigen. Dazu werden die Blätter am Ort der demontierten WEA von Dienstleistern zerkleinert, um transportfähig zu sein. Es fallen für eine Anlage mit 60 m Rotordurchmesser Kosten von etwa 3.000 Euro an.⁷²

Die Verantwortung der Beteiligten in der Wertschöpfungskette ist für die WEA-Entsorgung noch nicht umfassend geklärt. Die Frage der Entsorgung wird derzeit zwischen WEA-Eigentümern, Anlagen- und Baugruppenherstellern geklärt. Ein Gesamtsystem ist nicht vorhanden.⁷³

Für Baugruppen wie Elektronik, Stahl oder Beton existieren zum Teil etablierte Rücknahme- und Recyclingsysteme. Hier stellt sich die Frage, ob es an WEA angepasste Abbau-, Ausbau- bzw. Zerlegetechnologien geben sollte, die eine sortenreine und hochwertige stoffliche Verwertung erlauben. Dies wäre vor allem für werthaltige Materialien in geringen Mengen wichtig.⁷⁴

⁷¹ Albers, H.: Zukünftige Entsorgungsmengen aus dem Bereich der Windenergie. Vortrag beim 4. Urban Mining Kongress Iserlohn, Juni 2013, http://urban-mining-kongress.de/fileadmin/pdfs/vortraege_2013/Zukuenftige_Entsorgungsmengen_aus_dem_Bereich_der_Windenergie_Albers.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

⁷² Thiel-Sonnen, A.: Der Schrott der Erneuerbaren – Was bleibt von Windmühlen und Solarmodulen? Südwestrundfunk, 04.02.2014, <http://www.swr.de/-/id=12620972/?property=download/nid=660374/k6dc58/swr2-wissen-20140204.pdf> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁷³ Albers, H.: Recycling von Windenergieanlagen, in: Windenergie Report Deutschland 2013. Fraunhofer IWES (Hrsg.), März 2014, S. 87 – 91, http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/bilder/upload/Windenergie_Report_Deutschland_2013.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

⁷⁴ Ebd.

8. RECYCLING

Grundsätzlich kann eine Gesamtanlage zu 80 bis 90 % recycelt werden⁷⁵: Turm-Stahl und Kupfer finden Abnehmer, der Beton aus dem Turm kann zerkleinert und ebenfalls weiterverwendet werden. Sofern die Rotorblätter aus Kostengründen nicht eingelagert werden⁷⁶, können die Faserverbundstoffe aus Rotorblättern und Gondeln beispielsweise in Öfen der Zementproduktion energetisch verwertet werden. Ein Teil der übrigen Komponenten - z. B. intakte Rotorblätter - können als Ersatzteilverrat dienen.⁷⁷

Zwar hat sich seit Beginn der Windenergiegewinnung vor ca. 25 Jahren eine Recycling-Industrie entwickelt, aber es ist als problematisch anzusehen, dass Entsorgungskonzepte mit einem sinnvollen Recyclinganteil von den Betreibern häufig nicht in Anspruch genommen werden. Nach Abrissgenehmigung werden diese Leistungen per Ausschreibung angeboten und sind im Vergleich relativ teuer. Es ist zu vermuten, dass kleinere Anlagen (z. B. von privaten Betreibern) häufig einfach gefällt, nicht sachgerecht abgebaut und einem Recycling nicht zugeführt werden.

Ein Rückbau und Recycling von WEA an Land sind grundsätzlich möglich und praktikabel. Im Gegensatz dazu stellt der Rückbau von Offshore-WEA ein noch stark vernachlässigtes Themenfeld dar. Die zu erwartenden Rückbauphasen liegen vermutlich in weiter Zukunft, da Offshore-Windparks verhältnismäßig neu und auf einen Betrieb von mindestens 20 Jahren ausgelegt sind. Bis zum Jahr 2040 fallen in der deutschen Nordsee aber bereits ca. 1.800 WEA an, die zurückgebaut und recycelt oder entsorgt werden müssen. Heute ist leider davon auszugehen, dass im Extremfall die wirtschaftlichste Methode des Rückbaus das Fällen der gesamten Anlage sein kann, ohne dass die Komponenten

⁷⁵ Seiler, E.: Recycling von Windkraftanlagen. Poster, 2013, http://www.ict.fraunhofer.de/content/dam/ict/de/documents/ue_klw_Poster_Recycling%20von%20Windkraftanlagen.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

⁷⁶ Uken, M.: Windradflügel fürs Zementwerk. ZEIT online, 20.09.2011, <http://www.zeit.de/wirtschaft/2011-09/windrad-recycling/komplettansicht> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁷⁷ Thiel-Sonnen, A.: Der Schrott der Erneuerbaren - Was bleibt von Windmühlen und Solarmodulen? Südwestrundfunk, 04.02.2014, <http://www.swr.de/-/id=12620972/property=download/nid=660374/k6dc58/swr2-wissen-20140204.pdf> (aufgerufen am 16.05.2014)

einer Weiterverwendung zugeführt werden.⁷⁸

8.1 Beton

Vor dem Hintergrund, dass für die Gewinnung mineralischer Baumaterialien täglich rund vier Hektar Fläche zum Gewinnen von Kies und Schotter verbraucht werden⁷⁹, stellt das Recycling von Beton ein wichtiges Verfahren dar, um Ressourcen zu sparen. Der Beton von Windenergieanlagen kann kostenneutral recycelt werden und wird bislang hauptsächlich zerkleinert und als Untergrundverfüllung im Straßenbau verwendet.⁸⁰

Im Sinne einer weiteren Ressourcenschonung ist es aber auch sinnvoll und anzustreben, den Recycling-Beton ebenfalls bei der Errichtung neuer Bauwerke einzusetzen. Ein neues Verfahren zur Herstellung und Wiederverwendung von Recycling-Beton wurde im Betonverbund mittelständischer Unternehmen im Raum Stuttgart entwickelt. Dieser Beton kann als Baustoffalternative im Hochbau eingesetzt werden und damit die Abbau von gebrochenem Primärgestein merklich senken.⁸¹ Detaillierte Informationen zum Thema Recycling-Beton und Beton-Recycling finden sich auch in den beiden Kurzanalysen des VDI Zentrums Ressourceneffizienz Ressourceneffizienz der Tragwerke (ab Kapitel 2) und Potenziale eines hochwertigen Recyclings im Baubereich (ab Kapitel 3.1).⁸²

8.2 Metalle

Onshore-WEA mit Stahlurm bestehen typischerweise zu etwa einem Drittel ihrer Masse aus Stahl⁸³. Hierbei handelt

⁷⁸ Forschungs-Informations-System (FIS): Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen, 14.08.2013, <http://www.forschungsinformationssystem.de/servlet/is/405907/> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁷⁹ Keßler, H., 2011: Urban Mining - Ressourcenschonungspotenziale einer hochwertigen Nutzung des anthropogenen Lagers im Gebäudebestand, Tagungsband zum 23. Kasseler Abfall- und Bioenergieforum, Hrsg. Witzenhausen-Institut

⁸⁰ Thiel-Sonnen, A.: Der Schrott der Erneuerbaren - Was bleibt von Windmühlen und Solarmodulen? Südwestrundfunk, 04.02.2014, <http://www.swr.de/-/id=12620972/property=download/nid=660374/k6dc58/swr2-wissen-20140204.pdf> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁸¹ Auch im Hochbau einsetzbar: Recyclingbeton ist besser als sein Ruf. Recyclingportal.eu, 18.11.2013, <http://www.recyclingportal.eu/artikel/31721.shtml> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁸² VDI ZRE Publikationen: <http://www.ressource-deutschland.de/publikationen/kurzanalysen>

⁸³ Albers, H.: Recycling von Windenergieanlagen, in: Windenergie Report Deutschland 2013. Fraunhofer IWES (Hrsg.), März 2014, S. 87 - 91, http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/bilder/upload/Windenergie_Report_Deutschland_2013.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

es sich um einen der Rohstoffe eines demontierten Windrads, für den am Markt lohnende Preise erzielt werden können⁸⁴.

Bei den Seltenerdmetallen besteht nach einer Untersuchung des Öko-Instituts aus dem Jahr 2011 das prinzipielle Problem darin, dass keine etablierten Recyclingkonzepte existieren.⁸⁵ Der Rohstoffbedarf an Dysproidium, Neodym und Terbium wird sich grob alle zehn Jahre verdoppeln, eine Verwertung am Ende der Nutzungsdauer ist also anzustreben.⁸⁶

In der Automobilbranche gelangen die Seltenerdmetalle durch Elektro- und Hybridfahrzeuge in den Fokus. In Japan recyceln Hitachi und Honda Seltenerdmetalle und weitere Materialien seit 2013 aus Elektromotoren und Batterien.⁸⁷ In Deutschland beschäftigt sich ein Konsortium aus Industrie und Forschung unter der Leitung von Siemens mit diesem Thema im Projekt More (Motor Recycling). Schwerpunkt sind die Permanentmagnete mit ihrem hohen Seltenerd-Anteil. Betrachtet wird die gesamte Wertschöpfungskette - von der Auslegung über die Fertigung bis zu der Entsorgungslogistik und dem Wiedereinsatz im Fahrzeug. Das von 2011 bis 2014 laufende Projekt wird vom BMBF gefördert.⁸⁸ Im Programm „Strategische Metalle und Mineralien“, das das BMBF mit 30 Millionen Euro bis 2016 fördert, wird in unterschiedlichen Projekten generell das Recycling von Elektroschrott bearbeitet, jedoch eher im Hinblick auf Photovoltaikanlagen, nicht speziell auf WEA bezogen.⁸⁹

Auch die Fraunhofer-Gesellschaft hat ein eigenes Forschungsprogramm aufgelegt, um unter der Leitung des

⁸⁴ Thiel-Sonnen, A.: Der Schrott der Erneuerbaren – Was bleibt von Windmühlen und Solarmodulen? Südwestrundfunk, 04.02.2014, <http://www.swr.de/-/id=12620972/?property=download/nid=660374/k6dc58/swr2-wissen-20140204.pdf> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁸⁵ Schüler, D. et al.: Study on Rare Earths and Their Recycling, Öko-Institut e.V., 2011, <http://www.oeko.de/oekodoc/1112/2011-003-en.pdf> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁸⁶ Albers, H.: Recycling von Windenergieanlagen, in: Windenergie Report Deutschland 2013. Fraunhofer IWES (Hrsg.), März 2014, S. 87 - 91, http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/bilder/upload/Windenergie_Report_Deutschland_2013.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

⁸⁷ Ehl, J.: Kein Hightech-Produkt ohne Seltene Erden. Springer Energie + Umwelt, 18.07.2013, <https://www.springerprofessional.de/kein-hightech-produkt-ohne-seltene-erden/4567710.html> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁸⁸ Michel, S.: Recycling von Elektromotoren als neue Rohstoffquelle. MaschinenMarkt, 09.01.2012, http://www.maschinenmarkt.vogel.de/themenkanale/konstruktion/antriebstechnik_steuerungstechnik/articles/344011/ (aufgerufen am 16.05.2014)

⁸⁹ r3 - Strategische Metalle und Mineralien. Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), September 2013, http://www.bmbf.de/pub/r3_strategische_metalle_mineralien_broschuere.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

Fraunhofer-Instituts für Werkstoffmechanik (IVM) in Freiburg und Halle Strategien gegen die Knappheit wichtiger chemischer Elemente zu entwickeln. Dazu gehört, das Dysprosium von außen in den Magneten diffundieren zu lassen, statt es mit den anderen Metallen, Eisen, Neodym und Bor, komplett einzuschmelzen. Ein serienreifer Produktionsprozess scheint in den nächsten Jahren greifbar. Auch ein genereller Verzicht auf dieses Element ist möglicherweise umsetzbar, indem die Korngrößen der anderen Metallbestandteile auf die Größenordnung von Nanometern verkleinert und zu Kompositen „verbacken“ werden.⁹⁰

Nach der Nutzungsdauer einer WEA von gut zwei Jahrzehnten wären die Magneten aus Generatoren der WEA direkt wiederverwendbar, würde sich nicht die Anlagentechnik verändern. Eine Standardisierung könnte hier weiterhelfen, sie müsste allerdings Jahrzehnte überdauern. Siemens arbeitet daran, ganze Magnete am Ende der WEA-Lebensdauer zurückzunehmen und weiterzuverwenden, wie es bei Medizintechnikgeräten heute schon üblich ist. Die Wiederverwendung auf Material- statt auf Produktebene könnte in einem mehrstufigen Verfahren zur Trennung von Neodym, Dysprodim und weiteren Werkstoffen gelingen, das das Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM) in Dresden entwickelt. Eine Reinheit von 99 % der recycelten Komponenten wird angestrebt.⁹¹

8.3 Rotorblätter

Rotorblätter werden hauptsächlich aus glasfaser- und kohlefaserverstärkten Kunststoffen (GFK, CFK), Füllstoffen und wenigen Metallen hergestellt. Die Faserschichten werden mit Harz (meist Epoxidharz) verklebt. Seltener bestehen Rotorblätter aus Holz, Holz-Epoxid- oder Holz-Faser-Epoxid-Verbundwerkstoffen. Im Gegensatz zu Rotorblättern aus GFK und CFK können die in kleinen Anlagen verwendeten Blätter aus Holz besser recycelt werden. Verbundkunststoffe weisen eine hohe Festigkeit auf, sind dabei korrosi-

⁹⁰ Müller, B.: Weniger bringt mehr, in: neue energie (März 2014), S. 39

⁹¹ Müller, B.: Weniger bringt mehr, in: neue energie (März 2014), S. 38 – 41

onsbeständig und besonders leicht. Die Lebensdauer von Rotorblättern liegt bei guter Wartung bei über 20 Jahren. Weiterhin können sie mehrfach repariert werden, was die Lebensdauer ebenfalls verlängert. Es ist damit zu rechnen, dass im Jahr 2024 mehr als 10.000 Tonnen an Rotorblättern pro Jahr entsorgt bzw. recycelt werden müssen, ohne dass zurzeit ein Verfahren zur Faser-Rückgewinnung im industriellen Maßstab existiert.⁹² Für eine lange Lebensdauer von WEA verfügen Rotorblätter aus Faserverbundstoffen durch Leichtbau und Wetterbeständigkeit über optimale Eigenschaften, allerdings stellt die umweltfreundliche und wirtschaftliche Entsorgung ein Problem dar.⁹³

Aufgrund des seit 2005 geltenden Verbots, große faserverstärkte Kunststoffbauteile zu deponieren und entsprechend der Deponieverordnung von 2009, werden diese Abfälle meist thermisch verwertet.⁹⁴ Die thermische Verwertung stellt heute auch die gängige Methode für Faserverbundwerkstoffe aus WEA dar, was aber dem Vorrang der stofflichen vor der energetischen Verwertung widerspricht. Die zerkleinerten GFK-Recyclingflocken können neben der energetischen Verwertung nur als Füllstoff für Polymer-Beton-Bauteile verwendet oder in Bauteile aus Epoxidharz beigemischt werden, sofern diese nicht auf Zug belastet werden.⁹⁵

Der Stand der Technik bei der Entsorgung von Rotorblattmaterial ist eine Kombination aus stofflicher und thermischer Verwertung. Die Rotorblätter werden vor Ort demontiert und vorzerkleinert, damit sie zur Aufbereitungsanlage transportiert werden können. Dort erfolgt eine Zerkleinerung in Stücke, die kleiner als 50 mm sind. Aus diesen Schnitzeln werden Eisen- und Nichteisenmetalle abgeschie-

⁹² Woidasky und Seiler: Recycling von Windkraftanlagen, Vortrag Hamburg T.R.E.N.D. – Wertstoff Elektroschrott, 06.02.2013, http://hamburgtrend.info/fileadmin/user_upload/pdf/Vortraege_2013/Woidasky_Recycling_von_Windkraftanlagen.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

⁹³ Thiel-Sonnen, A.: Der Schrott der Erneuerbaren – Was bleibt von Windmühlen und Solarmodulen? Südwestrundfunk, 04.02.2014, <http://www.swr.de/-/id=12620972/property=download/nid=660374/k6dc58/swr2-wissen-20140204.pdf> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁹⁴ Verordnung über Deponien und Langzeitlager (DepV), § 7 vom 27.04.2009: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/depv_2009/gesamt.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

⁹⁵ Küffner, G.: Auch Yachten sind irgendwann mal Schrott, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ), 25.02.2014, S. T5

den. Anschließend werden sie mit anderen Materialien zur Mitverbrennung vermischt, ins Zementwerk transportiert und energetisch verwertet.⁹⁶ Durch die Mitverbrennung des Materials, das einen hohen Kohlenstoffanteil aufweist, kann der Einsatz fossiler Rohstoffe minimiert werden. Außerdem werden die bei der Verbrennung anfallenden Aschen entsprechend ihrer Zusammensetzung als Rohstoffsubstitut in der Zementherstellung eingesetzt. Der damit produzierte Zement unterscheidet sich qualitativ nicht von anderen Zementen.⁹⁷

Das Verfahren Composite Recycling® wurde von der Zajons Zerkleinerungs GmbH in Melbeck bei Lüneburg entwickelt und wirbt mit einer schadlosen Verwertung faserverstärkter Kunststoffe im Lizenzsystem mit Nutzung des Recyclinglabels Composite Recycling®. In der Verwertungsanlage des Unternehmens können jährlich bis zu 60.000 Tonnen GFK-Produktionsreste verarbeitet werden.⁹⁸ Für die Entwicklung dieses Rücknahme- und Recyclingsystems für glasfaserverstärkte Kunststoffe mit einer Verwertungsquote von 100 % hat die Zajons Zerkleinerungs GmbH im Jahr 2011 den Innovationspreis der Industrievereinigung Verstärkte Kunststoffe e.V (AKV) gewonnen.⁹⁹

Eine elegantere Methode des Recyclings von Rotorblättern läge in der Rückgewinnung und Wiederverwendung der Fasern. Die meisten heute produzierten Rotorblätter haben einen Anteil von etwa 70 % GFK. CFK wird nur an Stellen verbaut, an denen eine Verstärkung erforderlich ist. Aufgrund des vergleichsweise niedrigen Materialpreises von Glasfasern erscheint dafür ein stoffliches Recycling nicht wirtschaftlich und steht zudem noch am Anfang der Entwicklung.

⁹⁶ Woidasky und Seiler: Recycling von Windkraftanlagen, Vortrag Hamburg T.R.E.N.D. – Wertstoff Elektroschrott, 06.02.2013, http://hamburgtrend.info/fileadmin/user_upload/pdf/Vortraege_2013/Woidasky_Recycling_von_Windkraftanlagen.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

⁹⁷ Schmidl, E.: Geocycle bietet nachhaltige Verwertung von Rotorblättern im Zementwerk an. DEWI MAGAZIN Nr. 36, Februar 2010, S. 6 – 14

⁹⁸ Zajons Zerkleinerungs GmbH: Composite Recycling. <http://www.zajons-zerkleinerung.de/index.php/de/compcycle> (aufgerufen am 16.05.2014)

⁹⁹ Pressemitteilung: Zajons gewinnt AVK- Innovationspreis 2011, 04.10.2011, http://www.avk-tv.de/files/pressclip/vk-pc/2011004_zajons_gewinnt_avk_innovationspreis_2011.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

Anders sieht das bei CFK aus. Auf Grund des extrem energieaufwendigen Herstellungsverfahrens für Kohlenstofffasern können durch die Bereitstellung recycelter Carbonfasern erhebliche Mengen an Energie und Rohstoffen eingespart werden. Es wird prognostiziert, dass ab dem Jahr 2015 insgesamt etwa 65.000 Tonnen Carbonfasern (inkl. der 10 bis 20 % herstellungsbedingter Abfälle) benötigt werden. Diese Zahlen verdeutlichen, welche Mengen hochwertiger CFK Materialien ungenutzt blieben, wenn sie nicht durch ein Recycling zurückgewonnen würden.¹⁰⁰ In Rotorblättern sind CFK-Fasern nicht gleichmäßig verteilt und noch in einem geringen Maße vorhanden. Zudem bestehen die Rotorblätter, die gegenwärtig zur Entsorgung anfallen, fast ausschließlich aus GFK, so dass ein Recycling der Carbonfasern heute noch nicht zwingend erforderlich bzw. möglich ist. Diese Situation wird sich aber zukünftig ändern, da zu erwarten ist, dass in den nächsten Jahren die Rückläufe aus der Windenergie steigen werden. Konzepte und Verfahren werden dann auch für das Recycling von CFK aus Rotorblättern erforderlich.

Ein Verfahren könnte das Recycling der CFK Valley Stade Recycling GmbH sein.¹⁰¹ Das Unternehmen wendet zur Trennung der Fasern von der Kunststoffmatrix einen Pyrolyseprozess an, bei dem die bei der Pyrolyse entstehende Wärme zurückgewonnen und so nahezu keine externe Energie benötigt wird. Der gesamte Prozess läuft in einer Anlage ab, und die Fasern werden als recycelte, absolut reine Kohlenstofffasern mit nahezu gleichbleibenden mechanischen Eigenschaften im Vergleich zur neu hergestellten Carbonfaser gewonnen. Die freigelegten Fasern werden in weiteren Aufbereitungsschritten zu qualitativ hochwertigen Faserprodukten verarbeitet und in den Stoffkreislauf zurückgeführt. In der CFK-Recyclinganlage mit einer Kapazität von rund 1.500 Tonnen pro Jahr kann der Stoffkreislauf für sämtliche zurzeit in Europa anfallenden CFK-Abfälle ge-

¹⁰⁰ Innovation Report: Magazin für den Carbon-Faser-Verbundleichtbau – Recycling für starke Fasern. Ausgabe 2-2011, S. 16 ff.

¹⁰¹ CFK Valley Stade Recycling – CFK Recycling: <http://www.cfk-recycling.com/index.php?id=145> (aufgerufen am 16.05.2014)

geschlossen werden.¹⁰² Fragen des Recyclings und das Beispiel des CFK Valleys Stade werden in detaillierter Form auch in der 2013 erschienenen Kurzanalyse Nr. 3 „Kohlensstofffaserverstärkte Kunststoffe im Fahrzeugbau - Ressourceneffizienz und Technologien“ des VDI Zentrums Ressourceneffizienz (VDI ZRE) vorgestellt.

Laut Aussagen von Faser-Recyclern ist die Qualität der recycelten Fasern mit der aus einem primären Herstellungsprozess vergleichbar. Diese können vor allem gut in Bauteilen verbaut werden, in denen kurze Carbonfasern benötigt werden. Die CFK Valley Stade Recycling GmbH hat bislang nur Carbonfasern aus „kleineren“ Bauteilen mit einem hohen CFK-Anteil recycelt. Bei Rotorblättern lohnen sich nur die Bruchstücke, die zum überwiegenden Anteil aus CFK bestehen. Technisch ist es durchaus möglich, CFK durch Pyrolyse aus den Rotoren zu gewinnen, nachdem vorher eine mechanische Trennung der gewünschten Fraktionen mit einem großen Anteil an Carbonfasern erfolgt ist. Bezogen auf die Windenergiebranche beschränkt sich die Rückgewinnung von Carbonfasern derzeit auf Produktionsabfälle aus der Herstellung von Rotorblättern.¹⁰³

Eine Möglichkeit zur Fraktionierung der gewünschten Materialien für ein CFK-Recycling wird im Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie (ICT) untersucht. Durch eine zielgerichtete Sprengung des Rotorblatts können so verschiedene Bruchstücke für eine Weiterverwendung gewonnen werden. Diese Idee ist neu und wird noch auf ihre praktische und wirtschaftliche Realisierbarkeit untersucht.¹⁰⁴

8.4 Repowering

Die langfristigen Ziele für ein Repowering von alten WEA an Land sind beachtlich: Die Anzahl der Anlagen soll halbiert werden, dabei sollen die Leistung verdoppelt und der Stro-

¹⁰² Innovation Report: Magazin für den Carbon-Faser-Verbundleichtbau – Recycling für starke Fasern. Ausgabe 2/2011, S. 16 ff.

¹⁰³ Persönliche Mitteilung von Tim Rademacker, Geschäftsführer der CFK Valley Stade Recycling GmbH

¹⁰⁴ Woidasky und Seiler: Recycling von Windkraftanlagen, Vortrag Hamburg T.R.E.N.D. – Wertstoff Elektroschrott, 06.02.2013, http://hamburgtrend.info/fileadmin/user_upload/pdf/Vortraege_2013/Woidasky_Recycling_von_Windkraftanlagen.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

mertrag verdreifacht werden. Im Jahr 2012 haben deutschlandweit rund 9.400 Anlagen ein Alter von mindestens zwölf Jahren erreicht. Diese Anlagen der ersten Generation kommen insgesamt auf eine Leistung von rund 6.100 MW, was einer durchschnittlichen Leistung von ca. 650 kW entspricht.¹⁰⁵ Im Gegensatz dazu verfügen die ab 2013 neu installierten WEA über eine durchschnittliche Leistung von 2,6 MW. Ziel ist es, diesen Wert durch Repowering kontinuierlich zu steigern.¹⁰⁶

Die Vorteile aus Sicht der Ressourceneffizienz sind klar: Die Anzahl an verstreut und oft in der Nähe von bebauten Gebieten errichteten Anlagen wird deutlich reduziert. Und es besteht die Chance, weniger große Anlagen konzentriert in un bebauten Gebieten zu errichten.

In Schleswig-Holstein wird beispielsweise davon ausgegangen, dass alle Anlagen der ersten Generation bis 2020 durch moderne Anlagen ersetzt werden können. 2011 wurden bereits 60 WEA mit einer Leistung von fast 30 MW abgebaut und durch 31 Anlagen mit mehr als 80 MW Leistung ausgetauscht. Bei Halbierung der Anlagenzahl wurde damit – den Zielvorgaben entsprechend – die installierte Leistung nahezu verdreifacht.¹⁰⁷ Diese Zahlen für Schleswig-Holstein verdeutlichen, dass die gesteckten Ziele für das Repowering an Land im Bundesgebiet durchaus erreicht werden können.

Ein Repowering großer Anlagen in Offshore-Windparks steht noch nicht zur Diskussion. Mit alpha ventus ist im Jahr 2010 der erste Deutsche Offshore-Windpark in der Nordsee in Betrieb genommen worden. Hier wird die Debatte um ein Repowering also wahrscheinlich erst nach 2030 geführt. Der älteste Windparks steht in der dänischen Nordsee: Horns Rev 1 ging im Jahr 2002 mit 80 WEA und einer jährlichen Leistung von 600 GWh ans Netz.¹⁰⁸ Auch hier wird das Thema Repoweing erst in den nächsten fünf Jahren dringlich.

¹⁰⁵ Repowering von Windenergieanlagen. Bundesverband WindEnergie e.V. (April 2012)

¹⁰⁶ Fraunhofer IWES: Windmonitor: http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=73&lang=de (aufgerufen am 16.05.2014)

¹⁰⁷ Repowering von Windenergieanlagen. Bundesverband WindEnergie e.V. (April 2012)

¹⁰⁸ Vattenfall-Kraftwerke: Horns Rev. Vattenfall, 09.02.2012, <http://kraftwerke.vattenfall.de/powerplant/horns-rev> (aufgerufen am 16.05.2014)

Durch die ständige Zunahme des Onshore-Repowerings fallen viele ältere, aber noch funktionsfähige Anlagen an, die in Deutschland nicht mehr gebraucht werden. Bis vor einigen Jahren boten die osteuropäischen Länder wie Polen, Rumänien und Bulgarien gute Absatzmärkte für alte Anlagen. Dieser Markt hat sich aufgrund schärferer Gesetzgebung stark zurückentwickelt, so dass nun Thailand, Indien und Afrika mit in Deutschland ausgedienten WEA beliefert werden. Beispielsweise wurden im Jahr 2011 WEA, die 15 Jahre lang in Norddeutschland in Betrieb waren, nach Westafrika geliefert. Die vom Windstromservice im nordfriesischen Viöl überarbeiteten Anlagen mit einer Nennleistung von jeweils 450 kW kosten ca. 150.000 Euro, was einem Viertel des Neupreises entspricht. In den kommenden Jahren werden mehr WEA anfallen, als von Osteuropa oder den Schwellenländern abgenommen werden können, so dass neben der Nutzung als Ersatzteilspender letztlich nur eine Entsorgung und ein Recycling bleiben.¹⁰⁹ Ohnehin ist bei einer Weiternutzung in Osteuropa und den Schwellenländern zu befürchten, dass sich das Problem des Recyclings und der Entsorgung auf einen späteren Zeitpunkt und in ein Land verlagert, das keine mit Deutschland vergleichbaren Umweltstandards besitzt.

¹⁰⁹ Kroeske, P.-A.: Turbinen im Recycling. Deutschlandfunk, http://www.deutschlandfunk.de/turbinen-im-recycling.697.de.html?dram:article_id=78469 (aufgerufen am 16.05.2014)

9. BEWERTUNG DER RESSOURCENEFFIZIENZ VON WINDENERGIEANLAGEN

In der Betriebsphase sind Windenergieanlagen im Vergleich zu fossilen Kraftwerken wesentlich umweltfreundlicher, denn sie benötigen keine oder deutlich weniger Betriebsstoffe. Sowohl regenerative als auch fossile Anlagen müssen aber erst einmal sowohl hergestellt und montiert als auch am Lebensende wieder abgebaut werden.

Der Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI) entwickelt derzeit ein Methodenset, mit dem langfristig eine umfassende Ressourceneffizienzanalyse unter Berücksichtigung des Lebensweges eines Produktes oder Produkt-Systems durchgeführt werden kann. Diese Richtlinienserie ist nicht auf ein einzelnes Produkt wie WEA ausgerichtet, sondern gibt Verfahren für verschiedenste Produkte an die Hand.

Demnach kann eine Bewertung der Ressourceneffizienz von Produkten und Dienstleistungen nur erfolgen, wenn der Einsatz aller natürlichen Ressourcen quantifiziert und in einen Zusammenhang gestellt wird. „Die Quantifizierung erfolgt über einen Satz von Indikatoren, die einzeln jeweils stellvertretend für eine Ressourcengruppe stehen und als Bausteine zusammengefügt eine Bewertungsgrundlage für den Einsatz natürlicher Ressourcen bilden [...] Eine öffentliche Kommunikation von vergleichenden Aussagen zur Ressourceneffizienz bedarf strenger Regeln wie sie z. B. für vergleichende Aussagen einer Ökobilanz in Bezug auf Umweltwirkungen nach DIN EN ISO 14044 gelten.“¹¹⁰, ¹¹¹

¹¹⁰ VDI 4800 Blatt 1: Rahmenrichtlinie Ressourceneffizienz (Arbeitstitel), in Vorbereitung

¹¹¹ DIN EN ISO 14044 (2006-10): Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen, Beuth-Verlag



Abb. 6: Aufbau des VDI-Richtlinienkonzepts „Ressourceneffizienz“¹¹²

Die ersten vorliegenden VDI-Richtlinien sind die VDI 4600 und VDI 4600 Blatt 1.^{113, 114} Aus diesem Grund kann eine standardisierte Ressourceneffizienzanalyse derzeit nur in Bezug auf den Indikator Kumulierter Energieaufwand (KEA) als richtungsweisender Indikator ermittelt werden. Im Zuge der Ermittlung des Kumulierten Energieaufwands nach VDI 4600 Blatt 1 sowie unter Berücksichtigung der Treibhausgasemissionen und weiterer ausgewählter Umweltindikatoren wurde eine vollständige Lebenszyklusanalyse (cradle-to-grave) des Windparks alpha ventus mit seinen zwölf WEA durchgeführt (vgl. Abbildung 7).^{115, 116}

In der Ökobilanz von alpha ventus wurden sechs Bereiche betrachtet: die Windenergieanlagen, ihre Gründungsstruk-

¹¹² VDI 4800 Blatt 1: Ressourceneffizienz; Methodische Grundlagen, Prinzipien und Strategien, Beuth-Verlag

¹¹³ VDI 4600 (2012-01): Kumulierter Energieaufwand (KEA) – Begriffe, Berechnungsmethoden, Beuth-Verlag

¹¹⁴ VDI 4600 Blatt 1 (2013-04, Entwurf): Kumulierter Energieaufwand – Beispiele, Beuth-Verlag

¹¹⁵ Wagner, H.-J. (2013): Life cycle assessment of the wind farm alpha ventus. In Cifarelli, L.; Wagner, F.; Wiersma, D. S. (Hrsg.): New strategies for energy generation, conversion and storage: Varenna, Italy, July 30 – August 4, 2012. Les Ulis [u. a.] : EDP Sciences [u. a.], 2013, S. 187 – 194 – (EPI Web of Conferences; 54)

¹¹⁶ BWK (2010): Alpha ventus – Kumulierter Energieaufwand und weitere Umweltindikatoren des Offshore-Windparks, Bd. 62, Nr. 11

turen, die Verkabelung innerhalb des Windparks, das Offshore-Umspannwerk, die Seekabel sowie das Umspannwerk an Land. In der Herstellungsphase entfallen etwa 80 % des Energieaufwandes auf die Herstellung und den Aufbau der Windenergieanlagen und die Verkabelung auf See. Knapp 20 % des Energieaufwands in der Herstellung sind für das Onshore-Umspannwerk und das Seekabel zum Netzanchlusspunkt an der Küste erforderlich.¹¹⁷

Im Ergebnis ist die Energetische Amortisationszeit (EAZ) wesentlich geringer als die Betriebszeit von 20 Jahren. „Es zeigt sich, dass je nach Szenario zwischen sechs und annähernd zehn Monate (VDI-Methode) benötigt werden, um durch die Konversion von Windenergie in Elektrizität gerade so viel Primärenergie zu substituieren, wie für die Herstellung, Nutzung und Entsorgung der Anlage aufgewendet wurde. Die Ergebnisse der alternativen Berechnungsmethode weisen jeweils ca. zwei Monate längere Amortisationszeiten auf. Hier liegen die Ergebnisse zwischen acht und zwölf Monaten.“¹¹⁸ Erfahrungen mit dem Windpark alpha ventus haben gezeigt, dass der Windpark tatsächlich mehr Strom produziert, als in der Ökobilanz angenommen wurde.¹¹⁹

¹¹⁷ Wagner, H.-J.: Grüner Strom von hoher See. RUBIN, Oktober 2013, S. 42 – 45, http://rubin.rub.de/sites/default/files/rubin/2013-herbst/08-oeobilanz/08_beitrag_oeobilanz_rubin_2013_2.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

¹¹⁸ Wagner, H.-J. et al.: Die Ökobilanz des Offshore-Windparks alpha ventus. Berlin 2012, ISBN 978-3-643-10927-9, S. 42

¹¹⁹ Wagner, H.-J.: Grüner Strom von hoher See. RUBIN, Oktober 2013, S. 42 – 45, http://rubin.rub.de/sites/default/files/rubin/2013-herbst/08-oeobilanz/08_beitrag_oeobilanz_rubin_2013_2.pdf (aufgerufen am 16.05.2014)

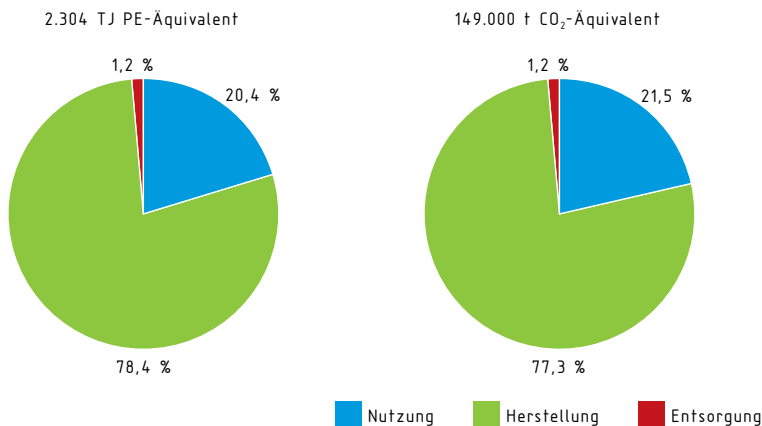


Abb. 7: Kumulierter Energieaufwand (KEA) und CO₂-Äquivalent des gesamten Windparks alpha ventus, aufgeteilt nach den Lebenszyklusphasen¹²⁰

Lebenszyklusanalysen werden aber nicht nur in der wissenschaftlichen Welt erstellt, sondern auch von den produzierenden Unternehmen selbst. Diese können dann interne und externe Einflussparameter ändern oder Materialoptionen simulieren und so die Effekte auf Umwelt und Ressourcen bestimmen. Das geht über die übliche Frage nach den Energierücklaufzeiten und dem Erntefaktor für einen Anlagentyp hinaus. An der Universität Bremen wurde ein solches Werkzeug für das Auricher Unternehmen Enercon geschaffen, das mit 230 Parametern alle Produktionsschritte und den Materialfluss berücksichtigte. Die Software wurde exklusiv für Enercon entwickelt, die Firma vergibt keine Lizenzen. Damit entfällt die Möglichkeit, etwa den „besten ökologischen Zeitpunkt für den Abbau alter Maschinen“¹²¹ zu bestimmen oder Aussagen über alle in Deutschland installierten WEA zu treffen.¹²²

Eine Ökobilanzierung für einen Teilaspekt von WEA führt das Stahlbauinstitut gemeinsam mit drei Dutzend Indust-

¹²⁰ Alpha ventus – Kumulierter Energieaufwand und weitere Umweltindikatoren des Offshore-Windparks, BWK Bd. 62 (2010), Nr. 11

¹²¹ Thomas, T.: Windkraftanlagen sind Materialfresser, in: VDI nachrichten, 20. Juli 2012, S. 14

¹²² Ebd.

riepartnern im Projekt „Sustainability Assessment of Steel Constructions for Offshore Wind Turbines“ durch. Dabei werden die Stahlkonstruktionen der Tragstruktur von Offshore-Windenergieanlagen bewertet. In fünf Kategorien werden nicht nur ökonomische und ökologische Aspekte betrachtet, sondern auch soziale Kriterien wie Arbeitssicherheit und Familienfreundlichkeit des Unternehmens. In einer Prozessbetrachtung werden Transportwege und Ressourceneffizienz berücksichtigt. Auch Werkstoffalternativen, wie etwa Beton, sollen sich bewerten und vergleichen lassen. Bisher wurden dreibeinige Tripoden sowie Jackets bewertet.¹²³

¹²³ Ebd.

10. FAZIT

Unter dem Gesichtspunkt der energetischen Ressourceneffizienz sind Windenergieanlagen hoch entwickelt. Offshore-Anlagen, die - im Vergleich zu ihren Pendanten an Land - einen erheblich höheren Energieaufwand für Transportwege, Gründungsstrukturen sowie Schiffs- und Helikoptereinsätze verbuchen, weisen energetische Amortisationszeiten von unter einem Jahr bei angenommenen Betriebsdauern von 20 Jahren auf.

Die Ressourceneffizienz der Stoffströme ist noch verbesserungswürdig. Es gibt bisher keinen systematischen Ansatz in der Entsorgung, der durch die Akteure begleitet wird. Entsorgungsfragen werden durch die Eigentümer zusammen mit Anlagen- und Baugruppenherstellern in Einzelfällen geklärt. Da die Zahl der abgebauten Anlagen in den nächsten Jahren stetig wachsen wird, besteht hier dringender Handlungsbedarf.

Für die Materialien mit den größten Massenanteilen, Beton und Stahl, gibt es etablierte Recyclingverfahren. Bei den Verbundwerkstoffen und Seltenerdmetallen werden Verfahren entwickelt. Hierbei könnte die Windenergiebranche auch aus den Erfahrungen profitieren, die derzeit im Rahmen der Elektromobilität gesammelt werden. Insgesamt bestehen für Komponenten und Materialien am Ende der Betriebsphase noch Möglichkeiten, die Ressourceneffizienz zu erhöhen.

Ressourceneffizienzmaßnahmen wirken sich auch in der Windenergie-technik auf die Kosteneffizienz aus. Bereits kleine Änderungen im Rotordesign ziehen einen höheren Energieertrag nach sich, der sich wiederum als positiv für die Gesamtbetrachtung der Ressourceneffizienz erweist.

Wirkungsvoll können auch Maßnahmen sein, die die Lebensdauer der Windenergieanlagen über die typisch prognostizierten 20 Jahre hinaus verlängern, zum Beispiel durch Condition Monitoring Systeme. Dies ist nicht nur eine rein technische Herausforderung, sondern auch eine organisatorische. Denn hierfür ist auch das Zusammenspiel mit Baubehörden und der Versicherungswirtschaft wichtig.

Teil 2

Fachgespräch

11. PROGRAMM DES FACHGESPRÄCHS „RESSOURCENEFFIZIENZ IN DER WINDENERGIE“

Hamburg, 25. März 2014

Moderation: Dr. Martin Vogt (Geschäftsführer VDI Zentrum Ressourceneffizienz GmbH)

Top 1: Begrüßung und Vorstellungsrunde

Top 2: Keynote-Vortrag: Windenergienutzung und Lebenszyklusanalyse – Windpark alpha ventus, Univ.-Prof. Dr.-Ing Hermann-Josef Wagner (Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum)

Top 3: Impulsvortrag: Ressourceneffizienz in der Windenergie – Ergebnisse einer Kurzanalyse des VDI ZRE, Oliver S. Kaiser (VDI Technologiezentrum GmbH)

Top 4: Moderierte Diskussion zu den Fragestellungen und Zielsetzungen aus Keynote- und Impulsvortrag

Top 5: Impulsvortrag: Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland – Ergebnisse der Prognos/Fichtner-Studie 2013, Peter Heinrich (Fichtner Water & Wind GmbH)

Top 6: Moderierte Diskussion zum Impulsvortrag

Top 7: Impulsvortrag: Neue Ansätze zur Verwertung von Verbundwerkstoffkomponenten aus Windkraftanlagen, Elisa Seiler (Fraunhofer Institut für Chemische Technologie ICT)

Top 8: Moderierte Diskussion zum Impulsvortrag

Top 9: Abschlussdiskussion

Top 10: Zusammenfassung und Ausblick

12. DOKUMENTATION DES FACHGESPRÄCHS

Am 25. März 2014 fand in Hamburg ein Fachgespräch zum Thema „Ressourceneffizienz in der Windenergie“ mit 15 Teilnehmern aus Forschung, Industrie, Politik und fachlichen Netzwerken statt. In den drei Diskussionsblöcken des Fachgesprächs, zu dem das VDI Zentrum Ressourceneffizienz eingeladen hatte, wurden Ressourceneffizienzpotenziale bei der Herstellung, Nutzung und Instandhaltung sowie beim dem Recycling und bei der Entsorgung betrachtet. Ein Fokus der Diskussion lag auf den Umweltauswirkungen, die Windenergieanlagen (WEA) im Produktlebensweg zeigen können, und dem Vergleich mit anderen Energieträgern im deutschlandweiten Strommix. Dieser Punkt wurde anhand der Vorstellung der Ergebnisse einer Ökobilanzierung betrachtet, die erstmalig für den Windpark alpha ventus durchgeführt wurde.

Zusätzlich zu den deutlichen Materialeffizienz- und Kostensenkungspotenzialen in einzelnen Abschnitten des Lebenszyklus von WEA wurde erkennbar, dass es zukünftig einer umfassenden Strategie für die Optimierung der Bauteile von Onshore- bzw. Offshore-WEA bedarf. Dazu zählt auch ein Gesamtkonzept mit einer gemeinsamen Strategie für ressourceneffizienten Bau und Betrieb von WEA und entsprechenden rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen für Recycling und Entsorgung. Hinzu kommt, dass die Hersteller im Sinne einer Produkthaftung, wie sie auch für andere technische Produkte gilt, in die Verantwortung genommen werden sollten. Ein entscheidendes Hemmnis für die Schaffung eines umfassenden Konzepts liegt insbesondere in der schlechten Datenlage. Hersteller und große Betreiber sind in der Herausgabe von Daten im Allgemeinen sehr zurückhaltend. Dies trifft auch auf die Angaben über die Zusammensetzung von Komponenten der WEA für ein fachgerechtes Recycling von Rotorblättern zu, bei denen derzeit maximal eine stoffliche Verwertung als Rohstoffsubstitut gemeinsam mit einer energetischen Verwertung möglich ist.

Aufgrund der Tatsache, dass insbesondere die installierten Offshore-Windparks noch sehr jung sind und wenige Erfah-

rungen mit dem End-of-Life existieren, ist der Forschungs- und Entwicklungsbedarf hoch.

12.1 Ökobilanzierung

Am Beispiel des Offshore-Windparks alpha ventus, mit jeweils sechs Anlagen des Herstellers REpower (jetzt Senvion) und sechs Anlagen des Herstellers Multibrid (jetzt AREVA), wurde vor Inbetriebnahme im Jahr 2010 eine vollständige Lebenszyklusanalyse durchgeführt. Bereits im Jahr 1998 hat die Universität Duisburg-Essen gemeinsam mit Enercon erstmalig den Kumulierten Energieaufwand (KEA) einer 500-kW- und einer 1,5-MW-Onshore-Anlage berechnet und so den ersten Schritt in Richtung einer Ökobilanzierung vollzogen. Die Ergebnisse der Ökobilanzierung von alpha ventus bestätigen die damals ermittelten Werte in dieser Größenordnung unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Größen und Standorte der Anlagen weitestgehend.

Bei der Ökobilanzierung wird der Energieaufwand als Primärenergieäquivalent ausgedrückt. Da die Umrechnungsfaktoren im europäischen und internationalen Ausland unterschiedlich sind - und da aufgrund unterschiedlicher Energieversorgung und Energieintensitäten ein gemeinsamer Umrechnungsfaktor nicht festgelegt werden konnte -, kommt es in den verschiedenen Ökobilanzen zu Differenzen von 10 bis 15 %. Um in der Ökobilanz realistische und nicht zu optimistische Ergebnisse zu erzielen, wurde bei den Szenarien jeweils das für die WEA ungünstigste Szenario als Berechnungsgrundlage angenommen. Dies betrifft beispielsweise Wartungsfrequenzen, Bedarf an Ersatzteilen oder die Recyclingrate mit Gutschriften für ein Recycling.

Die Ergebnisse der Ökobilanz für alpha ventus zeigen, dass der größte Energieaufwand in der Herstellungsphase entsteht und lediglich rund 20 % auf die Nutzungsphase, insbesondere die Wartung, entfallen. Rund 1 % ist für die Entsorgung anzunehmen.

Die energetische Amortisation von WEA gibt Auskunft darüber, wann die anfänglichen Aufwendungen durch Erträge gedeckt werden. Dazu gibt es verschiedene Berechnungs-

verfahren, die zu unterschiedlichen energetischen Amortisationszeiten führen. In Abhängigkeit von dem Szenario und der Art der Berechnung liegen sie zwischen 6,1 und 11,8 Monaten, was bedeutet, dass sich Windparks in jedem Fall innerhalb eines Jahres in Bezug auf den Kumulierten Energieaufwand amortisiert haben.

Bei Betrachtung der WEA im Vergleich mit allen Energieträgern ab Hochspannungsleitung im derzeit vorliegenden Strommix in Deutschland schneiden WEA in fast allen Bereichen sehr günstig ab. Beispielsweise fallen die Werte in Hinblick auf negative Klimaauswirkungen in Form von CO₂-Äquivalenten im Vergleich deutlich besser aus. Dies ist ein Zeichen dafür, dass im deutschen Strommix ein großer Anteil an Kohle für die Energieerzeugung eingesetzt wird. Sobald sich die Zusammensetzung der bereitgestellten Energie stärker auf regenerative Energien fokussiert, muss die Ökobilanzierung mit neuen Vorgaben erneut durchgeführt werden.

Ein auffälliges, anscheinend negatives Ergebnis der Ökobilanzierung von alpha ventus zeigt sich in einem schlechten Abschneiden bei der Betrachtung des humantoxikologischen Potenzials (HTP) anhand von 1,4 Dichlorbenzol-Äquivalenten. Die Ermittlung des HTP wird in der DIN EN ISO 14044 vorgeschrieben. Die Ursache für dieses schlechte Abschneiden liegt in dem hohen Anteil an Stahl, der in WEA verbaut wird, da in der Stahlproduktion eine große Menge an humantoxischen Substanzen anfällt. Berücksichtigt werden muss dabei allerdings, dass es sich bei alpha ventus um eine Prototypanlage handelt und aus den Erfahrungen heraus zukünftig damit zu rechnen ist, dass vergleichbare Anteile weniger Stahl benötigen, bis hin zu der Frage, ob die Tragstrukturen im Wasser nicht Betonmaste sein werden.

12.2 Faktoren und Rahmenbedingungen

Bei der Betrachtung von Ressourceneffizienz-Potenzialen beim Einsatz von Metallen werden oft Durchschnittswerte über unterschiedliche WEA-Konzepte betrachtet, die aber keine allgemeingültige Aussage zulassen. Sowohl der Be-

darf an Metallen als auch die Einspar- und Recyclingpotenziale in Bezug auf den Einsatz in Anlagen werden bei Betrachtung der Durchschnittswerte nicht differenziert genug bewertet. So gibt es große anlagen- und herstellerepezifische Unterschiede. Beispielsweise kommen neue getriebe-lose Anlagen aufgrund ihrer niedrigen Betriebstemperatur ohne den Einsatz des Seltenerdmetalls Dysprosium aus. Um eine differenzierte Betrachtung vor dem technologischen Hintergrund durchführen zu können, müssen Faktoren wie Art der Anlagen, Kosten für die Beschaffung der Metalle, Substituierbarkeit, Lebensdauer der Gondeln und anderer Bauteile, notwendige Designänderungen etc. berücksichtigt werden. Für den Einsatz bzw. die Substitution von Seltenerdmetallen in Permanentmagneten ist zu berücksichtigen, dass es Patente auf Rezepturen gibt, die das Design einschränken bzw. Lizenzgebühren zur Folge haben.

Auch wenn prognostiziert wird, dass die Stromgestehungskosten bis 2023 um 32 bis 39 % sinken werden, stammen auch dann weitere Kostensenkungs- und damit z. T. auch Ressourceneffizienzpotenziale zu einem Drittel nicht aus technischen Beiträgen, sondern aus Finanzierungszusagen der Banken und Deckungszusagen von Versicherungen. In diesem Zusammenhang besteht ein Hemmnis in der schnellen Entwicklung neuer ressourceneffizienterer Anlagen. Es wurde deutlich, dass der Materialverbrauch für neue Anlagen aufgrund der Größenzunahme bis 2023 nicht sinken wird, es sei denn, es treten Technologiesprünge auf. Aber selbst wenn umfangreiche technische Optimierungen möglich sind, werden Hersteller an bestehenden Anlagentypen nur inkrementelle Änderungen vornehmen. Bei Unsicherheiten in der Vorhersage für den Betrieb von Anlagen, bei denen wesentliche Änderungen vorgenommen werden, verweigern Banken und Versicherer ihre finanziellen oder versicherungstechnischen Zusagen aufgrund des hohen Risikos durch ihre fehlenden Berechnungsgrundlagen. Dadurch kommt es im ungünstigsten Fall dazu, dass sich neue und ressourceneffiziente Technologien oder Optimierungen über lange Zeit nicht am Markt durchsetzen können.

Ein weiteres Problemfeld zeigt sich in dem Umgang mit Daten der Hersteller und Betreiber der WEA. Viele Daten, die für eine Weiterentwicklung, Optimierung, Ökobilanzierung, Entwicklung von Recyclingkonzepten sowie für die Schaffung sinnvoller politischer und rechtlicher Rahmenbedingungen erforderlich sind, werden entweder von den Herstellern nicht zur Verfügung gestellt oder liegen bei kleineren Herstellern möglicherweise überhaupt nicht vor. Werden Angaben, etwa zur Zusammensetzung der Rotorblätter, mitgeteilt, sagt das noch nichts über die genaue Produktionsweise oder Verteilung der Materialien innerhalb des Rotorblatts aus. Verständlicherweise haben Unternehmen ein Interesse daran, ihre Betriebsgeheimnisse zu wahren. Dennoch können Daten über Herstellung, Komponenten, Ersatzteile, Produktionsfehler und Monitoring von WEA helfen, sinnvolle Gesamtkonzepte zu entwickeln.

Hinzu kommt, dass physikalisch-technische Rahmenbedingungen bekannt sind, aber dennoch nicht im Bau von Windparks berücksichtigt werden. Dies ist bei der Planung und Realisierung neuer Offshore-Windparks der Fall, bei denen die WEA in relativer Nähe zum Konverter errichtet werden. Bei einer derartigen Anordnung sinkt aber die Nettoenergieausbeute aufgrund extremer Windverluste der Parks in windabgewandter Richtung (externe Abschattungsverluste). Simulationsergebnisse der Studie „Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland“ zeigen, dass im Jahr 2023 die externen Abschattungsverluste zwischen 7 und 9,5 % liegen können.¹²⁴ Die geeignetere Variante der „Perlenschnurreihung“ nebeneinander in Windrichtung wird aus verschiedenen Gründen nicht durchgeführt. Bei einer Anordnung in Reihe verlängern sich die Wege zum Netzanschluss mit jeder Anlage, was einen steigenden Kabelverbrauch mit sich bringt. Außerdem ist der nutzbare – und nicht durch Beschränkungen durch Schifffahrtsrouten oder Naturschutzgebiete – Raum auf See begrenzt, so dass sich Windparks nicht in jede beliebige Richtung ausdehnen lassen. Die Tendenz geht deshalb dahin, für eine bessere

¹²⁴ Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE (Hrsg.): Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. Fichtner GmbH & Co. KG und Prognos AG, 2013

Windausbeute immer höhere Anlagen zu bauen oder sich noch weiter von der Küste zu entfernen.

Gerade bei Windparks bietet es sich an, Clusterkonzepte für die Instandhaltung zu entwickeln. Sinnvoll dafür sind beispielsweise Wohnschiffe, die in der Lage sind, permanent fünf bis acht Windparks zu warten. Damit können Wartungsintervalle verlängert und eine längere Betriebsdauer erreicht werden (25 statt 20 Jahre). Außerdem wird der Treibstoffverbrauch für die Instandhaltung deutlich verringert.

12.3 End-of-Life

Von WEA können insbesondere Stahl, Metalle und Beton stofflich verwertet werden. Dagegen ist eine stoffliche Verwertung von Rotorblättern aufgrund des hohen Kunststoffanteils und bei den Gondeln eher schwierig. Gründe dafür liegen in der unbekanntenen Zusammensetzung, der Schwierigkeit der Rückgewinnung der verwendeten Seltenen Erden und der Trennbarkeit der verwendeten Materialien. Stand der Technik bei den Rotorblättern ist derzeit das CompoCycle-Verfahren, bei dem nach Zerkleinerung der Rotorblätter Metalle abgeschieden werden und der Faserverbund-Anteil als Ersatzbrennstoff und Rohstoffsubstitut der Zementherstellung beigefügt wird.

Es existiert derzeit keine übergreifende Recyclingstrategie. Die momentan zur Entsorgung anfallenden Anlagen werden vom Betreiber in Einzelfalllösungen abgerissen und entsorgt. Für das End-of-Life von WEA gibt es in Deutschland keine verbindlichen rechtlichen Rahmenbedingungen und nach der erteilten Abrissgenehmigung wird es dem Betreiber überlassen, wie diese umgesetzt wird. Anders als bei Photovoltaik-Anlagen, für die nach dem Elektro- und Elektronikgerätegesetz ein Entsorgungskonzept mit festgeschriebenen Quoten vorgeschrieben ist, wird die Entsorgung von WEA derzeit allein vom kostengünstigsten Entsorgungsweg bestimmt.

In den kommenden Jahren werden vermehrt Onshore-Anlagen zur Entsorgung anfallen, und in ca. 20 Jahren kommen

Offshore-Anlagen in großem Ausmaß hinzu. Dafür sollte nicht nur eine Strategie für das Recycling von Onshore- und Offshore-Anlagen entwickelt, sondern auch rechtliche Vorgaben für die Entsorgung bestimmt werden. Die rechtlichen Vorgaben sollten dabei insbesondere auch die Hersteller der WEA im Sinne der Produkthaftung in die Verantwortung nehmen. Zudem muss sichergestellt werden, dass Betreiber für das Recycling und die Entsorgung in ausreichendem Maße finanzielle Rückstellungen bilden. Allerdings birgt die Berechnung der Stilllegungskosten große Unsicherheiten. Auf Basis der heutigen Erkenntnisse lässt sich schwer beziffern, wie hoch die Kosten für den Rückbau in 20 Jahren liegen werden. Grundsätzlich wird derzeit der Brutttaufwand für die Montage abzüglich der Gutschriften für das Recycling angenommen. Es ist aber erforderlich, Konzepte zu entwickeln, wie ein Rückbau kosteneffizient und sinnvoll gestaltet werden kann.

Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung von Generatoren sollte die Substitution Seltener Erden im Vordergrund stehen. Bei den aktuellen Marktpreisen lohnt sich allerdings nach wie vor der Einsatz permanenterregter Generatoren mit Magneten, die Neodym als Seltenerdmetall einsetzen. Mittelfristig ist ein Recycling des zukünftig anfallenden Elektroschrotts aus Gondeln dringend erforderlich, um die nach wie vor benötigten und verbauten Seltenen Erden zurückzugewinnen.

Im Fokus der Entwicklung eines WEA-Recyclings stehen vorrangig die Rotorblätter, die zum größten Teil aus Glasfaserverstärkten Kunststoffen (GFK) und zum geringeren Teil aus Carbonfaserverstärkten Kunststoffen (CFK) bestehen. Bis zum Jahr 2020 werden rund 20.000 Tonnen GFK anfallen und danach wird der Anteil erheblich steigen. Faserverstärkte Kunststoffe dürfen laut der Technischen Anleitung für Siedlungsabfälle (TASi) seit 2005 nicht mehr deponiert, sondern müssen einer Verwertung zugeführt werden. Deshalb ist es beim Rückbau der Anlagen erforderlich, festzulegen, ob die Rotorblätter als Ersatzteile weiterverwendet werden sollen oder ob sie verwertet bzw. entsorgt werden müssen.

Werden Anlagen nicht verkauft und Teile nicht weiter genutzt, werden an Land kleine WEA häufig schlicht umgebrochen, wobei die Rotorblätter brechen. Der entstehende GFK-Staub könnte die Ernte auf benachbarten Feldern mit Glasfaserstäuben belasten und sie dadurch unbrauchbar machen. Auch das Zerlegen der Rotorblätter vor Ort erzeugt eine hohe Staubbelastung. Dagegen ist eine systematische Demontage durchaus möglich. Allerdings werden Abriss und Demontage ausgeschlossen und die Variante der umweltverträglichen Demontage aus Kostengründen meistens nicht in Anspruch genommen.

Ein Recycling der Faserverbund-Anteile aus Rotorblättern ist noch nicht in industriellem Maßstab möglich, lediglich die Firma CompoCycle® verwertet die Eisen- und Nicht-eisenmetalle der Rotorblätter stofflich. Aufgrund des Kohlenstoffanteils werden zerkleinerte Rotorblätter in der Regel in Müllverbrennungsanlagen oder Zementwerken zur Verbrennung beigemischt. Sobald deutlich größere Mengen zur Verbrennung anfallen, könnte es aber aufgrund des hohen GFK-Anteils in Rotorblättern zu Rückständen und Verklebungen in den Brennkammern kommen, die den Betrieb der Müllverbrennungsanlage oder des Zementwerks beeinträchtigen.

Nicht nur aufgrund dieses Risikos, sondern auch, weil die Menge an zur Entsorgung anstehenden Rotorblättern ab 2020 stark zunehmen wird, ist es erforderlich, mit Nachdruck an der Entwicklung geeigneter Recyclingverfahren zu arbeiten. Es gibt mehrere Forschungsvorhaben, die sich u. a. mit der Pyrolyse von Rotorblättern beschäftigen, um ausreichend lange Fasern zurückzugewinnen und diese einer neuen Nutzung zuführen zu können. Die meist nur den Herstellern bekannte Zusammensetzung der Rotorblätter erschwert ein Recycling. Zudem sind neue Glasfasern zurzeit sehr kostengünstig, so dass sich der Einsatz eines so energieintensiven Verfahrens wie der Pyrolyse von GFK derzeit nicht lohnt. Ideen, Teile von Rotorblättern durch gezielte Sprengungen (energetische Demontage) in geeignete Fragmente für verschiedene Recyclingverfahren zu trennen, könnten einen neuen Ansatz ergeben, um recy-

celfähige Fraktionen zu erhalten. Es ist anzunehmen, dass geeignete Verfahren in den nächsten Jahren auch für den industriellen Einsatz zur Verfügung stehen könnten, wenn regelmäßig ausreichend Material zum Recycling anfällt und die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für ein sachgerechtes Recycling von Faserverbundstoffen geschaffen werden.

Für WEA auf See werden Genehmigungsbescheide vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erstellt, die vorgeben, dass WEA nach Ende der Betriebszeit vollständig abgebaut, zurück an Land gebracht und entsorgt werden müssen. Derzeit werden per Demontage mit Schiffen nur kleinere Anlagen abgebaut. Mit dem End-of-Life von großen WEA liegt noch wenig oder keine Erfahrung vor. Tatsache ist, dass die Gründung, die unterhalb des Kolk-schutzes (Fundament wird zum Schutz vor Unterspülung von Schüttsteinen auf Buschmatten umgeben) vollständig im Meeresboden verankert ist, dort verbleibt. Auch kann davon ausgegangen werden, dass ein Teil der Rotorblätter nicht sachgerecht entsorgt wird und im Meer verbleibt.

Das Recycling und die Entsorgung von WEA werden in den Fällen aus Deutschland heraus verlagert, wenn alte, aber noch betriebsfähige Anlagen in Länder verkauft werden, in denen die Anforderungen an Entsorgung und Deponierung nicht dem Stand der Technik in Deutschland entsprechen. In diesen Fällen kann der Verbleib letztlich nicht nachvollzogen und es können keine Aussagen über die Verwertung getroffen werden.

13. ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abb. 1: Produktlebensweg eines Windparkprojekts	8
Abb. 2: Planungsablauf eines Windenergieprojekts	10
Abb. 3: Verwendete Materialien für Hauptkomponenten einer Windenergieanlage	18
Abb. 4: Entwicklung der Windenergieanlagengröße an Land	25
Abb. 5: Entwicklung der Offshore-Windenergieanlagengröße	25
Abb. 6: Aufbau des VDI-Richtlinienkonzepts „Ressourceneffizienz“ (VDI 4800 Blatt 1)	45
Abb. 7: Kumulierter Energieaufwand (KEA) und CO ₂ -Äquivalent des gesamten Windparks alpha ventus, aufgeteilt nach den Lebenszyklusphasen	47

www.windenergie.ressource-deutschland.de

VDI Zentrum Ressourceneffizienz GmbH (VDI ZRE)
Johannisstr. 5-6
10117 Berlin
Tel. +49 30-27 59 506-0
Fax +49 30-27 59 506-30
info@vdi-zre.de
www.ressource-deutschland.de

Im Auftrag des:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit



NATIONALE
KLIMASCHUTZ
INITIATIVE