

*Fraunhofer-Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik | 15. Dezember 2017*

Technologiebericht **1.6 Windenergie** **mit Exkurs Meeresenergie** **innerhalb des Forschungsprojekts** **TF_Energiewende**

Berthold Hahn

Doron Callies

Stefan Faulstich

Julia Freier

David Siebenlist

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Hahn, B.; Callies, D.; Faulstich, S.; Freier, J.; Siebenlist, D. (2017): Technologiebericht 1.6 Windenergie mit Exkurs Meeresenergie. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Berthold Hahn

Tel.: +49 561 / 7294 – 229

Fax: +49 561 / 7294 – 260

E-Mail: berthold.hahn@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

Königstor 59

34125 Kassel

Review durch:

Carsten Hoyer-Klick (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	4
Tabellenverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	7
Zusammenfassung (Steckbrief)	8
1 Beschreibung des Technologiefeldes	10
1.1 Einleitung	10
1.2 Rolle der Windenergie im zukünftigen Stromversorgungssystem	11
1.3 Kostenentwicklung	12
1.4 Nicht betrachtete Technologien	13
1.5 Zentrale Annahmen	13
2 Stand F&E in Deutschland	14
2.1 Rückblick auf bisherige Forschungsergebnisse	14
2.1.1 <i>Windbedingungen</i>	14
2.1.2 <i>Windenergieanlage</i>	14
2.1.3 <i>Netzintegration</i>	15
2.1.4 <i>Offshore-Windenergienutzung</i>	16
2.1.5 <i>Forschungs- und Demonstrationsinfrastruktur</i>	16
2.1.6 <i>Umweltauswirkung und Akzeptanz</i>	17
2.2 Neue Forschungsschwerpunkte	17
3 Relevanz öffentlicher Förderung	19
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	19
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	20
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	23
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	23
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	26
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	28
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	28
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	30
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	33
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	40
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	42
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	43
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	44
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	46
5.1 Bewertung aus Sicht der öffentlichen Förderung	46
5.2 Wichtige zukünftige F&E Themen in der Windenergie	47
6 Meeresenergie	50
6.1 Beschreibung des Technologiefeldes	50
6.2 Potenziale	51
6.3 Marktentwicklung	51
6.4 F&E Empfehlungen	51
Literaturverzeichnis	52

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CAGR	Compound annual growth rate
CMS	Condition Monitoring System
CS	Drehzahlstarre WEA
DD	Direktantrieb
DD-PMSG	Direktantrieb mit Permanentmagnet-Generator
DFIG	Getriebeanlage mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EESG	Getriebeanlage mit fremderregtem Synchrongenerator
F&E	Forschung und Entwicklung
GSP	Globales Service Protokoll
IEA	International Energy Agency
IG	Getriebeanlage mit Asynchrongenerator
LES	Large eddy Simulation
O&M	Operation and Maintenance
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
PMSG	Getriebeanlage mit permanenterregtem Generator
RANS	Reynolds-averaged Navier–Stokes
RDS-PP®	Reference designation system for power plants
SCADA	Supervisory control and data acquisition
SHM	Structural Health Monitoring
TCP	Technology Collaboration Programmes der IEA
THG	Treibhausgas
TR	Technische Richtlinie
WEA	Windenergieanlage
WRF	Weather Research and Forecasting
ZEUS	Zustands-Ereignis-Ursachen-Schlüssel

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
a	Jahre
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt
h	Stunden
km	Kilometer
kW	Kilowatt
m	Meter
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
PJ	Petajoule
t	Tonnen
TWh	Terrawattstunden

Tabellenverzeichnis


Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten für Windenergieanlagen-----	13
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur kommerziellen Nutzung einer 20 MW-WEA -----	19
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium der Windenergie bezogen auf die zukünftig um den Faktor 10 ausgebaute Nutzung mit 20 MW WEA-----	21
Tab. 3-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang der Onshore-Windenergie -----	22
Tab. 3-4	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang der Offshore-Windenergie -----	22
Tab. 3-5	Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Windenergie -----	22
Tab. 4-1	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Windenergie (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	24
Tab. 4-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Windenergie -----	24
Tab. 4-3	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Wind- energie (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	25
Tab. 4-4	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Windenergie-----	25
Tab. 4-5	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Windenergie-----	26
Tab. 4-6	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Windenergie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	27
Tab. 4-7	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Windenergie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	28
Tab. 4-8	Spezifische Stromgestehungskosten für den gesamten Anlagenmix -----	29
Tab. 4-9	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch Windenergie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr) -----	30
Tab. 4-10	Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld Windenergie-----	32
Tab. 4-11	Globales und nationales Marktpotenzial Deutschlands für das Technologiefeld Windenergie-----	33
Tab. 4-12	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Windenergie-----	33
Tab. 4-13	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie – Input-Orientierung -----	36
Tab. 4-14	Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Windpotenzial und Standortbewertung“ -----	37
Tab. 4-15	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich „Windpotenzial und Standortbewertung“ – Output-Orientierung-----	37
Tab. 4-16	Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Anlagentechnik und -auslegung“ -----	38
Tab. 4-17	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich „Anlagentechnik und -auslegung“ – Output-Orientierung -----	38
Tab. 4-18	Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Errichtung, Betrieb und Instandhaltung“ -----	38
Tab. 4-19	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich Errichtung, Betrieb und Instandhaltung – Output-Orientierung-----	39
Tab. 4-20	Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Umweltauswirkungen und Akzeptanz“-----	39

Tab. 4-21	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich Umweltauswirkungen und Akzeptanz – Output-Orientierung -----	39
Tab. 4-22	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Windenergie zum Status Quo (2015) -----	42
Tab. 4-23	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Windenergie-----	43
Tab. 4-24	Abhängigkeit der Windenergie von Infrastrukturen -----	44

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Entwicklung der Windstromerträge in Deutschland -----	11
Abb. 1-2	Entwicklung der Stromgestehungskosten in den zurückliegenden 30 Jahren sowie Erwartungen bzgl. der kommenden 25 Jahre. -----	12
Abb. 4-1	Entwicklung des F&E-Budgets der Erneuerbaren Energien und der Windenergie -----	34
Abb. 4-2	Verteilung des gesamten Fördervolumens auf Kategorien -----	35

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 1.6 Windenergie																																				
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf																																				
Beschreibung des Technologiefeldes																																				
<p>Windenergienutzung integraler Bestandteil des Stromversorgungssystems, muss aber noch erheblich ausgebaut werden. Technologien der Windenergienutzung (Onshore/Offshore, Anlagengröße) mit unterschiedlichen Reifegraden. Einschätzung der Relevanz der öffentlichen Förderung durch separate Bewertung von vier Forschungsbereichen (Forschungsschwerpunkte der letzten Jahre):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Windpotenzial und Standortfindung – Anlagentechnik, Design und Produktion – Errichtung, Betrieb und Instandhaltung – Umweltauswirkungen und Akzeptanz <p>Schwerpunkt der Forschungsförderung auf Anlagentechnik, Design und Produktion und den zentralen Komponenten (z. B. Rotorblattstabilität, -aerodynamik, neue Generatorkonzepte) insbesondere unter Einbeziehung der Offshore-Herausforderungen (z. B. Gründungsstrukturen, Offshore-Lasten). Themen Errichtung, Betrieb und Instandhaltung (z. B. statistische Zuverlässigkeitsanalysen) spielten ebenfalls eine wichtige Rolle. Windpotenzial und Standortfindung (z. B. mit neuartigen LiDAR und verbesserten Windfeldmodellen) sowie Umweltauswirkungen und Akzeptanz (z. B. Schall) spielten bei der Forschungsförderung eine geringere Rolle, sind aber weiterhin wichtige supplementäre Bestandteile bei einer ganzheitlichen Windenergieforschung.</p> <p>Technologische Reife: In den Themenbereichen schon erhebliche Erfolge erzielt. Forschung und Entwicklung sind so vielfältig, und Entwicklungen werden in einer solchen Detailtiefe vorangetrieben, dass eine Bewertung aller kleinteiligen Entwicklungsbedarfe und –schritte kaum vorzunehmen ist.</p> <p>Kritische Anlagenkomponenten: Offshore-Gründungen, Wechselrichter, Generatoren, Getriebe und Lager, Blätter</p>																																				
Entwicklungsziele																																				
<ul style="list-style-type: none"> – Windpotenzial und Standortfindung: Identifikation und optimale Ausnutzung geeigneter Standorte – Anlagentechnik, Design und Produktion: Bereitstellung von technisch optimierten Anlagen – Errichtung, Betrieb und Instandhaltung: kostenoptimale Gestaltung von Prozessen – Umweltauswirkungen und Akzeptanz: Reduktion von Einflüssen auf das Umfeld 																																				
Technologie-Entwicklung (Onshore/Offshore)																																				
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th style="text-align: center;">Einheit</th> <th style="text-align: center;">2015</th> <th style="text-align: center;">2020</th> <th style="text-align: center;">2030</th> <th style="text-align: center;">2040</th> <th style="text-align: center;">2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Volllaststunden</td> <td style="text-align: center;">h</td> <td style="text-align: center;">1.600/3.400</td> <td style="text-align: center;">1.900/3.600</td> <td style="text-align: center;">2.200/3.800</td> <td style="text-align: center;">2.400/3.900</td> <td style="text-align: center;">2.600/4.000</td> </tr> <tr> <td>Lebensdauer</td> <td style="text-align: center;">a</td> <td style="text-align: center;">20/20</td> <td style="text-align: center;">20/25</td> <td style="text-align: center;">20/25</td> <td style="text-align: center;">25/25</td> <td style="text-align: center;">25/30</td> </tr> <tr> <td>Investition</td> <td style="text-align: center;">€/kW</td> <td style="text-align: center;">1.350/3.500</td> <td style="text-align: center;">1.250/3.300</td> <td style="text-align: center;">1.150/3.100</td> <td style="text-align: center;">1.075/2.800</td> <td style="text-align: center;">1.000/2.500</td> </tr> <tr> <td>Stromgestehungskosten</td> <td style="text-align: center;">€/MWh</td> <td style="text-align: center;">59,4/126,1</td> <td style="text-align: center;">52,5/114,5</td> <td style="text-align: center;">43,8/90,2</td> <td style="text-align: center;">40,0/83,5</td> <td style="text-align: center;">36,5/77,1</td> </tr> </tbody> </table>		Einheit	2015	2020	2030	2040	2050	Volllaststunden	h	1.600/3.400	1.900/3.600	2.200/3.800	2.400/3.900	2.600/4.000	Lebensdauer	a	20/20	20/25	20/25	25/25	25/30	Investition	€/kW	1.350/3.500	1.250/3.300	1.150/3.100	1.075/2.800	1.000/2.500	Stromgestehungskosten	€/MWh	59,4/126,1	52,5/114,5	43,8/90,2	40,0/83,5	36,5/77,1
	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050																														
Volllaststunden	h	1.600/3.400	1.900/3.600	2.200/3.800	2.400/3.900	2.600/4.000																														
Lebensdauer	a	20/20	20/25	20/25	25/25	25/30																														
Investition	€/kW	1.350/3.500	1.250/3.300	1.150/3.100	1.075/2.800	1.000/2.500																														
Stromgestehungskosten	€/MWh	59,4/126,1	52,5/114,5	43,8/90,2	40,0/83,5	36,5/77,1																														
F&E-Bedarf																																				
<ul style="list-style-type: none"> – Größte Triebfeder für weitere Forschung und Entwicklung ist der Kostendruck – Trend zu immer größeren, leistungsstärkeren Anlagen bei gleichzeitiger Anpassung der verwendeten Anlagentypen an standortspezifische Bedingungen erfordert neue Techniken zur Potenzialbestimmung und Standortfindung. – Technische Voraussetzungen für Entwicklung und Betrieb sehr großer Windenergieanlagen beziehen sich auf alle zentralen Komponenten. – Optimierungspotenziale bei Logistik sowie Prozessgestaltung in der Instandhaltung und Transport – Reduktion der Umweltauswirkungen und Erforschung innovativer Lösungen zur Steigerung der lokalen Akzeptanz 																																				

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
<ul style="list-style-type: none"> – Gegenüber Referenztechnologie sehr geringe spezifische THG-Emission (Onshore-WEA CO₂-Äquivalent von ~8 g pro kWh, Offshore-WEA ~5 g/kWh), welche kaum weiter gesenkt werden können – Gegenüber der Referenz können jährlich mehr als 50 Mio. t CO₂ eingespart werden. Im Jahr 2050 kann die Einsparung auf jährlich über 300 Mio. t ansteigen.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz
<ul style="list-style-type: none"> – Primärmaterialaufwand pro kWh deutlich unter der Referenz – Im Jahr 2050 können in Deutschland mehr als 1.000 PJ Primärenergie eingespart werden.
Kosteneffizienz
<ul style="list-style-type: none"> – Stromgestehungskosten über Referenzwert, Kosteneinsparungspotenziale durch Kostendegression – Insbesondere Offshore mit hohem Kostensenkungspotenzial
Inländische Wertschöpfung
<ul style="list-style-type: none"> – Weltweite Know-how-Führerschaft der deutsche Windindustrie – Aktueller Marktanteil deutscher Hersteller von ca. 70 % in Deutschland (2012-2016) und international ca. 20 % (2015) und 140.000 Beschäftigte in der deutschen Windindustrie – Die direkte Wertschöpfung betrug im Jahr 2012 ca. 4,5 Mrd. €
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
<ul style="list-style-type: none"> – Sehr stark ausgeprägte Forschungslandschaft in Deutschland – Die jährliche Anzahl an Publikationen ist stetig angestiegen, Deutschland liegt im internationalen Vergleich in den o. g. Forschungsaspekten in der Spitzengruppe. – Im internationalen Vergleich liegt Deutschland in Bezug auf die Höhe des Forschungsbudgets in 2015 hinter den USA und Japan an dritter Stelle.
Gesellschaftliche Akzeptanz
<ul style="list-style-type: none"> – Die Akzeptanz für die Technologien Onshore- und Offshore-Windenergie ist je nach Ebene (Markt, Gesellschaft, Lokal) unterschiedlich hoch. – Insgesamt wird die Windenergie von einer großen Mehrheit der Gesellschaft als positiv angesehen. – Die lokale Akzeptanz der Windenergie an Land beinhaltet das größte Konfliktpotenzial.
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
<ul style="list-style-type: none"> – Durch den Einsatz der Windenergie werden Strukturen nur über relativ kurze Zeiträume gebunden. – Offshore Windparks weisen längere Zeiträume von Beginn der Planungszeit bis zur Inbetriebnahme auf, haben aber trotzdem eine geringe Pfadabhängigkeit.
Abhängigkeit von Infrastrukturen
<ul style="list-style-type: none"> – Zunehmende Ausbau an Land macht einen Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur notwendig. – Für Erreichbarkeit von Standorten sind Infrastrukturen notwendig (z. B. Zuwegung, Transportschiffe).
Systemkompatibilität
<ul style="list-style-type: none"> – Die wichtigsten technischen bzw. systemischen Herausforderungen bestehen in der notwendigen Umstrukturierung der elektrischen Netze (Transformation der Verteilnetze von reinen Versorgungsnetzen hin zu bidirektionalen Leistungsflüssen, Netzausbau zum Transport von Windenergie zu geographisch weit entfernten Verbrauchszentren). – Schwankende Einspeiseleistung der Windenergie und die begrenzte Genauigkeit der Leistungsvorhersage verursachen einen zusätzlichen Bedarf an Regelleistung.

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einleitung

Die Windenergienutzung ist heute integraler Bestandteil des Stromversorgungssystems. Obwohl es sich um eine Technik handelt, die schon seit sehr langem bekannt ist, wurde erst in den achtziger Jahren mit der Integration von Windenergie in das deutsche Stromnetz begonnen. Für ein zukünftiges Energieversorgungssystem, das sich im Wesentlichen nur noch auf erneuerbare Energien stützt und einen substantiellen Beitrag zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes leistet, muss die Windenergienutzung noch erheblich ausgebaut werden (ISE 2013: 46). Aus heutiger Sicht bestehen dabei wesentliche Herausforderungen zunächst darin, geeignete Standorte zu identifizieren und optimal auszunutzen sowie gezielt für die lokalen/regionalen Bedingungen ausgelegte und technisch weitgehend optimierte Anlagen bereitzustellen. Zusätzlich sind die Prozesse von Betriebsführung und Instandhaltung kostenoptimal zu gestalten und alle Einflüsse der Windenergienutzung auf ihr Umfeld so weit wie möglich zu reduzieren bzw. Akzeptanz für die unvermeidlichen Auswirkungen zu schaffen.

In diesen genannten Themenbereichen wurden schon erhebliche Erfolge erzielt. Forschung und Entwicklung sind dabei so vielfältig und Entwicklungen werden in einer solchen Detailtiefe vorangetrieben, dass eine solide Bewertung aller kleinteiligen Entwicklungsbedarfe und –schritte kaum vorzunehmen ist. Die Bewertung des Technologiefelds Windenergie konzentriert sich daher auf höherer Ebene auf die Technologie der Anlage sowie auf wichtige Lebenszyklusabschnitte.

Die Bewertung des Technologiefelds Windenergie wird – wo sinnvoll – nach den oben genannten Themen strukturiert, wobei die Themen mit den folgenden Beispielen zu illustrieren sind:

- Windpotenzial und Standortfindung
 - Eignungsflächen für die Windenergienutzung
 - Messtechnik zur Fernerkundung der Windpotenziale (u. a. LiDAR und SO-DAR)
 - Messtechnik für die Bestimmung der Charakteristika von Wind und Wetter in großen Höhen und offshore
- Anlagentechnik, Design und Produktionstechniken
 - Windturbinensystem inkl. Rotor, Antriebstrang, Windrichtungsnachführung, Regelung und Generatorsystem
 - Übertragung inkl. Umrichter, Kompensation, Transformation
 - Gründung, Turm und Tragstrukturen
- Errichtung, Betrieb und Instandhaltung
 - Zuverlässigkeit, präventive Instandhaltung, Restnutzungsdauer
 - Logistik, insbesondere offshore
 - Einsatzplanung, Zusammenspiel mit anderen Erzeugern

- Umweltauswirkungen und Akzeptanz
 - Umweltauswirkung auf Mensch und Fauna und Reduzierung
 - Information und Aufklärung

Die Anlagentechnik der Windenergienutzung hat in den letzten 30 Jahren bahnbrechende Entwicklungserfolge erzielt. Die heutigen Anlagen sehen den damaligen noch ähnlich, nutzen aber teils völlig andere technische Lösungen. Über eine Windenergienutzung auf See wurde damals gar nicht ernsthaft nachgedacht. Der vorliegende Bericht soll nun die Entwicklung der kommenden 30 Jahre einschätzen und die auf diesem Weg liegenden und heute schon absehbaren Forschungsthemen der nächsten fünf bis zehn Jahre benennen.

Die Bewertung der verschiedenen Kriterien erfolgt deshalb vor der Vision einer durchschnittlichen Nennleistung der einzelnen WEA in 2050 von 20 MW und den damit verbundenen verschiedenen Aspekten. Dabei wird die Windenergienutzung an Land und auf See nicht durchgängig separat betrachtet, sondern es wird nur bei einzelnen relevanten Punkten zwischen den beiden Varianten unterschieden.

1.2 Rolle der Windenergie im zukünftigen Stromversorgungssystem

Die Windenergie ist neben der Wasserkraft die preisgünstigste erneuerbare Energieform und sie spielt in Deutschland unter den erneuerbaren Energieformen heute schon die mit Abstand größte Rolle in der Stromerzeugung. In 2016 wurden mit rund 80 TWh etwa 12 % der elektrischen Energie aus Windenergie erzeugt. Etwa 7 % kamen aus Biomasse und 6 % aus Solarstrahlung (IWES 2017a).

In Abb. 1-1 ist die zeitliche Entwicklung der Stromproduktion aus Wind an Land und offshore in Deutschland zu sehen.

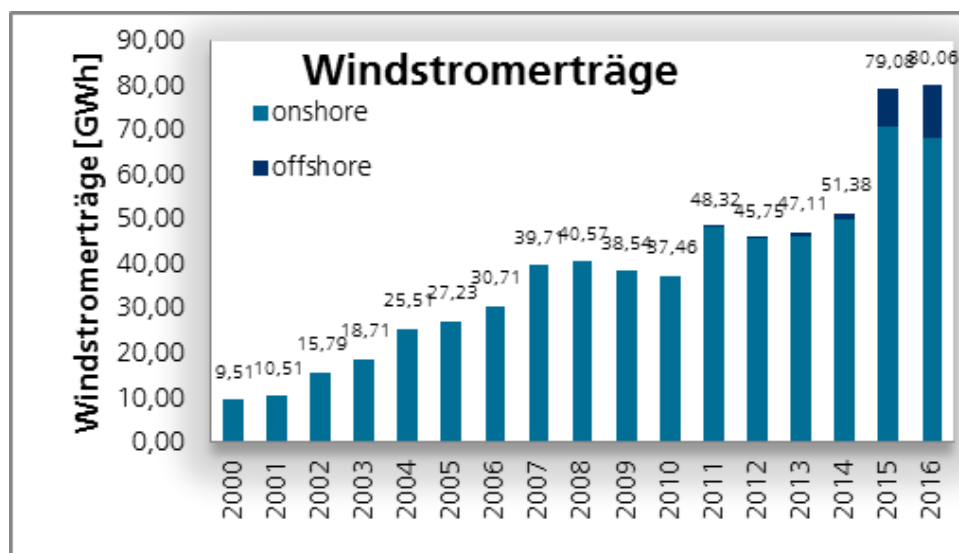


Abb. 1-1 Entwicklung der Windstromerträge in Deutschland

Quelle: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Online-Hochrechnung der Istwerte für Windenergie Offshore 2017; Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Online-Hochrechnung der Istwerte für Windenergie Onshore 2017

Die installierte Leistung wuchs bis Ende 2016 auf etwa 50 GW, der Anteil des Windstroms von Anlagen auf See an der gesamten Windstromproduktion betrug etwa 15 %.

Der internationale Markt für Windenergie wächst ebenfalls sehr dynamisch. Die Installationen summierten sich Ende 2016 auf rund 487 GW, davon 14 GW offshore (IWES 2017a). Bei angenommenen, durchschnittlichen 2.000 Volllaststunden ergäbe sich eine aus Wind generierte elektrische Energiemenge in Höhe von etwa 1.000 TWh.

Neuere Szenarien gehen bis 2050 von ca. 300 TWh Windstromerzeugung in Deutschland (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) und 8.800 TWh (World Energy Council 2016) bzw. 15.000 TWh (Greenpeace International et al. 2015) weltweit aus. Für Deutschland bedeutet dies eine Steigerung der aktuellen Energiemenge auf das rund Dreieinhalbfache innerhalb der kommenden 35 Jahre und weltweit eine Steigerung auf das rund 15fache.

1.3 Kostenentwicklung

Die genannten technischen Entwicklungen führten tatsächlich zu erheblich reduzierten Kosten. Für Deutschland kann dies von den trotz regelmäßig sinkender Einspeisevergütungen anhaltend hohen Zubauraten abgelesen werden. Aber natürlich profitieren alle Märkte von den zunehmend kosteneffizienteren Anlagen. Eine Untersuchung des Task 26 im Wind TCP der Internationalen Energieagentur zeigt die eindrucksvolle bisherige Vergangenheit sowie die für die Zukunft erwartete Kostenentwicklung (Abb. 1-2).

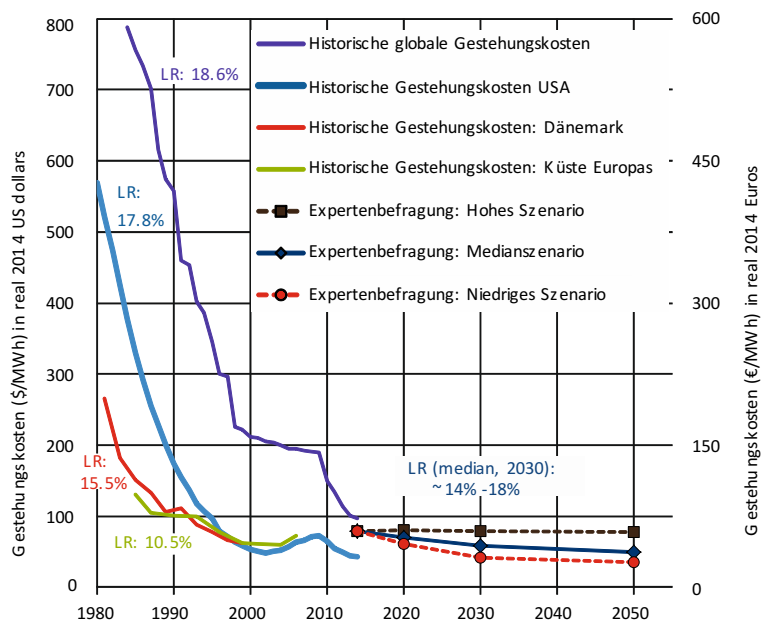


Abb. 1-2 Entwicklung der Stromgestehungskosten in den zurückliegenden 30 Jahren sowie Erwartungen bzgl. der kommenden 25 Jahre.

Quelle: IEA (2012)

1.4 Nicht betrachtete Technologien

Folgende Technologien werden in diesem Bericht nicht betrachtet:

- Kleine Windenergieanlagen
- Flug-Windanlagen mit Drachen

Kleine Windenergieanlagen mit Rotordurchmessern unter 20 m oder weniger als 50 kW Nennleistung sind nicht Bestandteil der folgenden Betrachtungen. Diese Anlagen sind ausgesprochen sinnvoll für Elektrifizierungsaufgaben in netzfernen Gebieten oder als Nebenanlagen zu landwirtschaftlichen Betrieben in windreichen Regionen. Allerdings ist das Marktpotenzial so gering, dass eine Betrachtung im Rahmen dieser Studie zu marginalen Ergebnissen führen würde.

Zu Flug-Windanlagen (Höhenwindkraftwerken) liegen bislang wenige belastbare Studien und Unterlagen vor. Genehmigungsrechtliche und technische Herausforderungen sind von in sich konsistenten und vollständigen Lösungen noch so weit entfernt, dass von einer Bewertung dieser Technologie in der vorliegenden Studie abgesehen wird.

1.5 Zentrale Annahmen

Für die im folgenden Bericht zu treffenden Aussagen und Bewertungen müssen einige Annahmen zugrunde gelegt werden. Die nur für die jeweiligen Kapitel relevanten Annahmen sind dort genannt. Die für mehrere Kapitel relevanten Annahmen sind Tab. 1-1 zu entnehmen.

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten für Windenergieanlagen

onshore/offshore	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Anteil an Windstromerzeugung in Deutschland	%	85/15	79/21	70/30	67/33	64/36
Volllaststunden	h	1.600/3.400	1.900/3.600	2.200/3.800	2.400/3.900	2.600/4.000
Lebensdauer	a	20/20	20/25	20/25	25/25	25/30
Investition	€/kW	1.350/3.500	1.250/3.300	1.150/3.100	1.075/2.800	1.000/2.500
Stromgestehungskosten	€/MWh	59,4/126,1	52,5/114,5	43,8/90,2	40,0/83,5	36,5/77,1

Quelle: Eigene Schätzung

2 Stand F&E in Deutschland

Im Vorgängerbericht Energietechnologien 2020 (Wietschel et al. 2010) wurden die besonders förderwürdigen Themen in die Themenfelder

- Windbedingungen
- Windenergieanlage
- Netzintegration
- Offshore-Windenergienutzung
- Forschungs- und Demonstrationsinfrastruktur

untergliedert. Im Folgenden wird ein Blick auf die in diesen Themenfeldern erzielten Erfolge und zusätzlich auf das Themenfeld Umweltauswirkungen und Akzeptanz geworfen.

2.1 Rückblick auf bisherige Forschungsergebnisse

Die Beschreibung der im Folgenden dargestellten Erfolge basiert auf der Datenbank des Forschungsjahrbuchs 2015 sowie der EnArgus Datenbank des Projektträgers Jülich (BMWi 2016b; Projektträger Jülich 2017). Es soll an dieser Stelle allerdings nur ein Überblick über die F&E-Ergebnisse gegeben werden.

2.1.1 Windbedingungen

Der in vielen Szenarien erwartete große Beitrag der Windenergie zur Energieversorgung setzt eine optimale Nutzung geeigneter Standorte voraus. Für die Windenergienutzung an Land und auf See sind die Fragestellungen dabei durchaus verschieden. An Land spielen vor allem der Geländeeinfluss (komplexes Gelände) und die großen Höhen eine Rolle. Offshore spielen die Auswirkungen von thermischen Effekten (Temperaturunterschied zwischen Wasser und Luft) sowie die Auswirkung der Nachlaufströmung von WEA auf die Windbedingungen innerhalb und zwischen Windparks eine zentrale Rolle.

Vor allem die Entwicklung der laserbasierten Fernerkundungstechnik LiDAR hat in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte gemacht. Heute ist die Bestimmung des Windangebotes mit LiDAR-Geräten zumindest in flachem, nicht-komplexen Gelände in Richtlinien beschrieben und damit Stand der Technik. Herausforderungen sind allerdings noch die LiDAR-Messungen im komplexen Gelände und die Bestimmung von Design-Windbedingungen, u. a. der Turbulenz, mittels Fernmesstechnik.

2.1.2 Windenergieanlage

Die Hersteller haben ihre Anlagentechnik vom Rotorblatt über den Turm bis zur Netzanbindung in den vergangenen Jahren mit erheblichen Fortschritten weiterentwickelt. Allein die Größenentwicklung, die jeden Transport der Strukturkomponenten Rotorblatt, Maschinenhaus und Turm von der Werkhalle zur Baustelle zu einem Sondertransport gemacht hat, erforderte erhebliche Fortschritte bzgl. der technischen Konzepte und ihrer Umsetzung.

Bei den Rotorblättern wurde vor allem an der Verbesserung der Aerodynamik für die Effizienzsteigerung und Lärmreduktion, an neuen Materialien zur Steigerung der Betriebsfestigkeit und Reduktion der Masse und an verbesserten Fertigungstechniken

und Prüfverfahren zur Steigerung und Sicherung der Qualität geforscht. Ergebnis sind heute Rotorblätter mit knapp 90 m Länge.

Zur Einsparung von Massen wird seit vielen Jahren an Leichtbaukonstruktionen gearbeitet, was u. a. zu neuen elektrischen Konzepten, u. a. zum direct-drive Konzept, geführt hat. Eine eindeutige Entwicklungslinie hat sich hier aber noch nicht durchgesetzt, ebenso wie nach wie vor sowohl fremderregte als auch durch Permanent-Magneten erregte Generatoren zum Einsatz kommen.

Die Regelungskonzepte wurden insbesondere hinsichtlich der Lastenreduktion weiterentwickelt. Dabei kommen heute aktive Dämpfungen von Turmschwingungen und Torsionsschwingungen des Triebstrangs zum Einsatz. Dabei spielen Themen wie die Einzelblattverstellung oder prädikative WEA Regelung eine wichtige Rolle.

Nachdem die Investitionen in der Vergangenheit schon deutlich gesenkt wurden, standen zuletzt vermehrt auch Betriebskosten und Verfügbarkeiten im Blickpunkt. Praktisch alle Subsysteme von WEA sind in der Vergangenheit durch unvorhergesehene Störungen auffällig geworden. Länger zurück liegen häufige schwerwiegende Mängel an Getrieben. Im weiteren Verlauf des Ausbaus der Windenergie wurden teils schwerwiegende Schwächen an speziellen Fundamenttypen festgestellt. Aktuell kommt es bei Wechselrichtern und Nebenantrieben zu häufigen Ausfällen. Die Art und Häufigkeit von Störungen sind dabei in hohem Maße abhängig vom Anlagentyp.

Dabei stehen bei den Herstellern die Untersuchung kritischer Komponenten und ein verbessertes Design im Vordergrund, so dass die oben genannten früheren Schwächen nach und nach behoben werden konnten. Andererseits stellen die Integration der Windenergieanlagen in das allgemeine Versorgungssystem und der ständige Kostendruck bzw. das damit verbundene Größenwachstum immer neue Anforderungen. Viele Anforderungen sind u. a. durch Einsatz elektrischer und elektronischer Bauteile zu erfüllen, sodass in der Vergangenheit deren Ausfallverhalten mehr und mehr die Zuverlässigkeit der Anlagen beeinflusste.

Der Einsatz von zustandsorientierten Monitoringsystemen für Komponenten der WEA (CMS und SHM) nimmt zu, wozu auch die Forderungen der Versicherungen beigetragen haben. Zumindest für den Antriebsstrang kommen heute häufig Systeme zur Schwingungsüberwachung und Detektion von Lager- und Verzahnungsschäden zum Einsatz.

2.1.3 Netzintegration

Den steigenden netzseitigen Anforderungen an die Regelung der Leistungsabgabe von WEA in das Netz wurde in den letzten Jahren vermehrt Rechnung getragen. Inzwischen können alle WEA auf Vorgaben zur Leistungsreduktion aus dem Netz reagieren, kurzzeitige Spannungs- und Frequenzeinbrüche selbstständig überbrücken und ihre Blindleistungseinspeisung der aktuellen Situation am Einspeisepunkt entsprechend einstellen.

Die diesbezüglichen Ergebnisse und Erfordernisse flossen in den vergangenen Jahren in technische Richtlinien ein und haben durch ihre Nennung im EEG eine rechtliche Wirkung erhalten.

2.1.4 Offshore-Windenergienutzung

Bei der Offshore-Windenergienutzung waren vor allem Gründung und Errichtung der WEA ein zentraler Schwerpunkt. Dies beinhaltet die effiziente Erkundung des Baugrundes, spezielle Errichtungskonzepte und Gründungskonzepte (BMW 2016b).

Gerade für die deutschen Offshore-Windparks in Küstenentfernungen von bis zu 50 Kilometern stellt die Offshore-Logistik während der Errichtung und des Betriebs eine erhebliche anspruchsvolle Aufgabe dar. Zumindest in der Anfangsphase der Offshore-Windenergienutzung verzögerte sich die Errichtung der Anlagen teils erheblich, weil die vorgesehenen Techniken in nur sehr kleinen Wetterfenstern angewendet werden konnten. Durch die Entwicklung neuer technischer Systeme (Schiffe, Anlandungssysteme, Gründungsstrukturen) kann die Errichtung heute deutlich planmäßiger erfolgen. Dennoch verursachen die Gründungsstrukturen und die Errichtung weiterhin einen erheblichen Kostenanteil.

Die Verfügbarkeiten der ersten Offshore-Windparks lagen u. a. deshalb unter denen von Onshore-Windparks, weil Störungsbeseitigungen aufgrund ungenauer Planung und wenig ausgereifter Logistik (Wetterfenster) nicht zeitnah erfolgen konnten. Es wurde daher an ganzheitlichen Ansätzen und Methoden gearbeitet, welche eine umfassende Simulation der Prozesse, insbesondere der von Offshore-Windparks, ermöglichen (van de Pieterman et al. 2011). Die aktuellen Ansätze aus Industrie und Forschung bieten Lösungen für eine Reihe von Teilaspekten (vgl. Hofmann 2011).

2.1.5 Forschungs- und Demonstrationsinfrastruktur

Neue aufgebaute Forschungsinfrastrukturen mit Testfeldern und Forschungsturbinen ermöglichen es inzwischen, die Belastungen und das Verhalten der Technik im realen Betrieb zu verstehen und für die geplanten Nutzungsdauern einschätzen zu können.

Mit einem dynamischen Gondelprüfstand im Dynamic Nacelle Testing Laboratory (DyNaLab) am Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik in Bremerhaven, der über eine Prüfleistung von 10 MW verfügt, kann heute das gesamte Antriebsstrangsystem von WEA geprüft werden. Er kann zur Prototypen-Validierung eingesetzt werden und bietet bei neu zu entwickelnden WEA im Vergleich zu Feldtests die Möglichkeit, das Innovationstempo zu erhöhen und Entwicklungsrisiken zu senken (IWES 2015).

Im Center for Wind Power Drives (CWD) der RWTH Aachen wurde 2015 zudem ein 4 MW-Systemprüfstand für Onshore-WEA eingerichtet. Hierin kann das Verhalten von WEA-Antrieben im Multi-Megawatt-Bereich unter reproduzierbaren Bedingungen untersucht werden (RWTH Aachen 2017).

Zur Prüfung von Tragstrukturen von On- und Offshore-WEA wurde 2014 in Hannover das Testzentrum Tragstrukturen des Fraunhofer IWES eröffnet. Hierin können zum einen in einer Grundbauversuchsgrube Trag- bzw. Gründungsstrukturen von Windenergieanlagen und zugehörige Bauverfahrenstechniken zu deren Offshore-Installation im Maßstab 1:10 und größer untersucht und bewertet werden (IWES 2014b).

2.1.6 Umweltauswirkung und Akzeptanz

Aufgrund der Größe der WEA sind auch die Auswirkungen auf den Menschen und Umwelt tendenziell höher als noch vor einigen Jahren. Schallemissionen, Schattenschwurf und die bedrängende Wirkung steigen mit der WEA Größe an.

Im Bereich Schallemissionsminderung wurde vor allem an der Verbesserung der Rotorblattaerodynamik (z. B. Blattspitzen und Hinterkanten) gearbeitet, aber auch die Schallausbreitung unter realen atmosphärischen Bedingungen erforscht.

Die verschiedenen Auswirkungen auf die Avifauna, z. B. Tötung (in der Regel durch Kollision), Meideverhalten, Lebensraumverlust oder Störung beim Brüten durch Service Teams wurden ebenfalls untersucht.

Im Zuge der Errichtung von Offshore-Windparks spielt vor allem die Schallemission eine wichtige Rolle. Hier wurden Methoden erforscht, die die Entstehung und die Ausbreitung von Lärm beim Gründen der WEA, z. B. beim Rammen von Pfählen, reduzieren (Koschinski und Lüdemann 2012). Weiterhin wurden Flora und Fauna in ihrem Verhalten sowohl in der Bau- als auch in der Betriebsphase beobachtet, um die Auswirkungen der Aktivitäten im Rahmen der Offshore-Windenergienutzung zu untersuchen.

Die Ergebnisse der betreffenden Untersuchungen wurden Grundlage für eine ganze Reihe von Auflagen in den Baugenehmigungen, sodass die Auswirkungen neuerer Windparks auf Mensch, Flora und Fauna deutlich reduziert sind.

2.2 Neue Forschungsschwerpunkte

Auf dem Gebiet der Windpotenzialbestimmung entwickelt sich mit den Multi-LiDAR-Scannern gerade eine neue Technik, die zukünftig die teuren Messungen mit hohen Masten ersetzen und damit eine ganz wichtige Rolle bezüglich der Kostenreduktion bei der Standortbewertung spielen wird.

Viele neue Forschungsthemen ergeben sich bezüglich der Weiterentwicklung der Maschine. Insbesondere für die großen, strukturellen Komponenten wie Turm und Blätter müssen allein aufgrund der Abmessungen neue Materialien, Technologien und Produktions- bzw. Errichtungstechniken entwickelt werden. Neuentwicklungen von Hochspannungsgeneratoren und Ringgeneratoren mit aktivem Luftspalt sollen zur Reduktion der Turmkopfmassen und Effizienzsteigerung beitragen.

Für einen stärker in Richtung Netzstützung orientierten Betrieb werden neue Regelalgorithmen bzw. Module entwickelt, die den steigenden Forderungen hinsichtlich der Netzstützung nachkommen. U. a. die schnelle Variation der eingespeisten Leistung und die regelungstechnische Nachbildung „virtueller Rotationsenergie“ gehören zu den aktuellen Aufgaben. Diese zukünftigen Aufgaben sowie die stark volatilen Eigenschaften der Windenergie und der anderen erneuerbaren Energien regen in der jüngeren Vergangenheit immer mehr Ansätze der virtuellen Kopplung der einspeisenden Anlagen sowie eine Kopplung der Verbrauchssektoren an.

Die Digitalisierung der Technik (Schlagwort „Industrie 4.0“) hält auch in der Windenergie Einzug. Für alle Lebenszyklusphasen werden die Möglichkeiten der automatisierten Datenerfassung und der Datenverarbeitung durch Methoden der künstli-

chen Intelligenz untersucht. Insbesondere bei Betrieb und Leistungsüberwachung werden diese neuen Techniken geeignet sein, Ausfallzeiten und –kosten zu reduzieren und Einsatzzeiten marktorientierter zu gestalten.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

Die Technologien der Windenergienutzung nehmen ganz unterschiedliche Reifegrade ein und ausgereifte Technologien werden bisweilen durch bessere, aber noch nicht ausgereifte Techniken abgelöst. Dementsprechend ist eine einheitliche Bewertung der Windenergienutzung mit Reifegraden, F&E-Risiken und Vorlaufzeiten nicht möglich. Es wird daher versucht, durch eine Bewertung von besonderen Forschungsaspekten stellvertretend für die in Kapitel 2 genannten vier Punkte die Relevanz der öffentlichen Förderung einzuschätzen.

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Ein wesentlicher Faktor für die kommerzielle Nutzung einer Technologie ist die preisliche Wettbewerbsfähigkeit am Markt. Die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der WEA wurde in den letzten Jahren bzw. Jahrzehnten neben der schrittweisen Verbesserung einzelner Techniken und Anlagenkomponenten vor allem auch durch ein enormes Größenwachstum der Gesamtanlagen erreicht.

In Studien wurde inzwischen die Machbarkeit von großen Anlagen, z. B. mit 20 MW Nennleistung, untersucht und erste Entwickler haben 10 MW Anlagen (AMSC 2017) angekündigt oder Konzepte für bis zu 21 MW (Byars und Miller) vorgelegt. Insbesondere die Offshore-Anwendungen werden die Größenentwicklung weiter vorantreiben, da der Aufwand für Gründung und Fundamentstruktur pro WEA sehr groß ist und sich vor allem durch größere Anlagen relativieren lässt. Die notwendige Vorlaufzeit bis zur kommerziellen Nutzung der hier betrachteten Entwicklungen wird daher an der Erwartung bzgl. Markteinführung einer 20 MW-Anlage abgeschätzt.

Der letzte Größenschritt hob die Nennleistung von Offshore-WEA von 5 MW auf 8 MW, wobei von der Ankündigung der V164 durch Vestas in 2011 bis zur Installation der ersten kommerziellen Anlage in 2016 rund 5 Jahre vergingen. Setzt man für die weitere Größenentwicklung Schritte von 3 MW pro 5 Jahre an, so würden Nennleistungen von rund 20 MW mit 4 weiteren Schritten und damit bis ungefähr 2036 zu erreichen sein (Tab. 3-1).

Die aktuellen Entwicklungen großer WEA mit Nennleistungen von 8 MW und mehr sind für den Offshore-Einsatz gedacht. Alle Fortschritte werden aber auch den Anlagen für die Nutzung an Land zugutekommen, die zwar geringere Nennleistungen aufweisen, in Rotordurchmesser und Turmhöhe aber den Offshore-Anlagen ähneln.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur kommerziellen Nutzung einer 20 MW-WEA

Abhängig von den verschiedenen Szenarientwicklungen und der öffentlichen Förderung ist mit einer kommerziellen Nutzung einer WEA mit 20 MW Nennleistung zu rechnen bis ...

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 bis 2030 bis 2040 bis 2050 nach 2050

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 bis 2030 bis 2040 bis 2050 nach 2050

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Auf dem Weg zur 20 MW WEA sind noch einige Entwicklungsschritte zu gehen. Im Folgenden soll an einigen Beispielen der Entwicklungsstand bezüglich sehr großer Anlagen in der eingangs dargestellten Gliederung aufgezeigt werden.

Die LiDAR-Messtechnik wird offshore und in im nicht-komplexen Gelände bereits intensiv genutzt. Die Potenzialbestimmung im komplexen Gelände ist dagegen schwieriger und birgt noch letzte Risiken und die Technik von Multi-LiDAR Systemen wurde erst versuchsweise im Feld erprobt. Diese Techniken haben also noch nicht die oberste Stufe der Marktreife erreicht.

Die Verfahren und Methoden für Transport und Errichtung an Land wurden bislang immer nach Notwendigkeit entwickelt. Hier ist vor allem der Transport der Großkomponenten eine zunehmend schwierige Aufgabe, die durchaus auch Rückwirkungen auf das Design hat. Deutlich komplexer sind allerdings Transport und Errichtung auf See. Angefangen bei der Erkundung des Seebodens während der Projektentwicklung bis zur Begrenzung der Umweltbelastung bei der Errichtung (u. a. Lärmemission beim Rammen von Pfählen) wurde sehr viel in diese Entwicklungen sowie in die gesamte Logistik bei Errichtung und späterem Betrieb gesteckt. Als Beispiel wird hier das schwimmende Offshore-Fundament betrachtet. Mit schwimmenden WEA könnten weltweit erheblich größere Offshore-Windpotenziale erschlossen werden als mit der heute gängigen bottom-fixed Technologie, und die Techniken zur Errichtung sowie die Transport- und Logistikkonzepte könnten einfacher werden. Eine ganze Reihe von schwimmenden Forschungs- und Demonstrationsanlagen wurden bereits geplant bzw. gebaut, einige der Projekte wurden allerdings auch aus unterschiedlichen Gründen abgebrochen.

Die zukünftigen sehr großen WEA werden mit neuen Generationen von Generatoren ausgestattet werden. Erste Generatoren, die auf Hochspannungsniveau arbeiten, wurden bereits entwickelt und werden bereits in anderen Anwendungen eingesetzt, haben sich aber in der Windenergiebranche aus wirtschaftlichen Gründen noch nicht durchgesetzt.

Rotorblätter mit aktiven Elementen zur Veränderung der aerodynamischen Eigenschaften wurden in Forschungsprojekten untersucht, sind aber bisher lediglich im Labormaßstab getestet. Ob die verbesserte Effektivität und Langlebigkeit der Rotoren den deutlich größeren Aufwand rechtfertigen kann, konnten die Projekte noch nicht belegen.

An die Regelung von WEA müssen aus Sicht des Netzes heute sehr weitgehendere Anforderungen gestellt werden, denn WEA müssen mehr und mehr auch netzstützende Aufgaben übernehmen. Dies hat sich in komplexeren Regelungsstrategien niedergeschlagen und zum Teil auch zu anderen elektrotechnischen Konzepten geführt. WEA, die über Vollumrichter einspeisen, können ihre Leistungsfaktoren beinahe beliebig je nach Netzsituation einstellen. Die 20 MW WEA wird allerdings weitere Regelungsziele und -strategien benötigen, um die netzseitigen Forderungen hinsichtlich kürzester Regelungsantworten umzusetzen. Entsprechende Forschungen laufen

bereits, eine Markteinführung wird aber womöglich erst nach Erlass entsprechender Forderungen umgesetzt.

In der Vergangenheit wurden mit Richtlinien und Konzepten zum Datenmanagement in Betrieb und Instandhaltung Grundlagen für optimierte Prozesse erarbeitet. Zurzeit arbeitet die Windbranche mit der Entwicklung von entsprechenden Werkzeugen an der Umsetzung. Solange allerdings nicht systematisch Daten aus Betrieb und Instandhaltung erfasst und strukturiert gespeichert werden, kann die für bestimmte Analysen notwendige Datenbasis nicht aufgebaut werden. Viele erste Ansätze in der Branche lassen darauf schließen, dass die Windbranche im Zuge des Themas Digitalisierung auch diesen Weg in Angriff nehmen wird.

Die Auswirkungen der WEA auf ihre Umgebung sind bereits vielfältig untersucht, bezüglich der Vorhersage potenzieller Beeinträchtigungen und ihrer Bewertung gibt es allerdings immer noch erhebliche Unsicherheiten. Auch die Information der Bürger bzw. die Überzeugungsarbeit hinsichtlich der Umweltverträglichkeit der Windenergienutzung – abgesehen von der optischen Wirkung – muss noch erheblich verbessert werden..

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium der Windenergie bezogen auf die zukünftig um den Faktor 10 ausgebauten Nutzung mit 20 MW WEA

Klassifizierung nach TRL 1 bis TRL 9	
Windpotenzial und Standortfindung am Beispiel	
LIDAR-Systeme zur Potenzialbestimmung am geplanten Standort	TRL 8
Multi-LiDAR-Systeme zur Messung von Design-Windbedingungen	TRL 6
Anlagentechnik, Design und Produktion an den Beispielen	
Schwimmende Fundamente	TRL 6
Neue Generatoren	TRL 5 – 8
Rotorblätter mit aktiven Elementen	TRL 4
Errichtung, Betrieb und Instandhaltung an den Beispielen	
Regelung von WEA, netzstützende Betriebsweisen	TRL 6
Restnutzungsdauerprognosen für alle kritischen Komponenten	TRL 4
Umweltauswirkung und Akzeptanz am Beispiel	
Vorhersagewerkzeug für Umwelteinfluss	TRL 5
TRL= Technology Readiness Level	

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Aufgrund der Komplexität von WEA, der Vielzahl der Komponenten, der Umweltauswirkungen, der Herausforderung im Bereich Betrieb und Ressourcenbestimmung lässt sich dieses Kriterium nur sehr schlecht auf der Ebene des Technologiefeldes bzw. der Technologie Onshore und Offshore bewerten. Bei der Weiterentwicklung bekannter Technologien für die Windenergienutzung an Land kann auf viele Jahre Erfahrung zurückgegriffen werden. Es stehen aber immer wieder neue Herausforderungen an und da es für die Windenergienutzung auch nur wenige Vorbilder in ande-

ren Industriebranchen gibt, steckt in diesen Neuentwicklungen auch immer ein etwas höheres technisches Risiko. Da die Marktteilnehmer eher mittelständische Unternehmen sind, ist das wirtschaftliche Risiko ebenfalls eher hoch (Tab. 3-3).

Die Situation auf See ist völlig verschieden. Die beteiligten Unternehmen sind heute zwar große Konzerne, es liegen aber nur wenige langjährige Erfahrungen vor und die Investitionssummen sind enorm. Das technische und wirtschaftliche Risiko sind hier eher hoch bzw. sehr hoch anzusetzen (Tab. 3-4).

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang der Onshore-Windenergie

	Sehr gering	gering	Eher gering	Eher hoch	hoch	Sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang der Offshore-Windenergie

	Sehr gering	gering	Eher gering	Eher hoch	hoch	Sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Die Reduzierung der Turmkopfmassen ist eines der Entwicklungsziele. Ein Lösungsansatz ist der Einsatz von Permanentmagneten anstelle von Kupferwicklungen in den Generatoren. Insbesondere bzgl. der Seltenen-Erden-Metalle bestehen gewisse Risiken, auch wenn sich die Preissituation aktuell etwas entspannt hat. Mit dem zu erwartenden Ausbau der Elektromobilität wird auch die Nachfrage nach Seltenen Erden wieder ansteigen.

Tab. 3-5 Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Windenergie

Kritischer Rohstoff	Substitutionsmöglichkeit	Rezyklierbarkeit
Seltene Erden, Neodym	Kupfer	ja, aber aktuell kaum umgesetzt

Nach Moss et al. (2011) werden für Bau und Betrieb von WEA als risikoreiche Rohstoffe vor allem die Seltenen-Erden-Metalle, darunter Neodym, eingesetzt. Diese bergen laut Dera-Rohstoffliste 2014 (DERA 2014) ein hohes Risiko und werden nach Moss et al. (2013) auch nur in geringem Maße (5 % der Gesamtproduktion) rezykliert.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Ziel des Kriteriums ist es, die Gesamtheit aller möglichen Absatzmengen und künftigen Nachfragen einer Technologie bzw. eines Technologiefeldes zu bestimmen. Dabei soll die Frage Klärung finden, wie sich der potenzielle Markt in Zukunft entwickelt. Das zukünftige Marktfeld soll sowohl für Deutschland als auch auf internationaler Ebene beschrieben werden. Ein Teil der Aussagen beruht auf den Ergebnissen der Online-Umfrage des Vorhaben TF_Energiewende (ifo Institut 2017).

Das Marktpotenzial für das Konzept der Very-Large-Turbine wird im nationalen Rahmen von 35 % der Befragten als eher groß und von 31 % als groß eingeschätzt. Im internationalen Bereich wird dem Konzept von 38 % der Befragten ein eher großes und von 31 % ein großes Marktpotenzial attestiert.

Weiterhin geht aus den Ergebnissen der online-Umfrage hervor, dass 38 % ein eher großes und 34 % der Befragten ein großes Marktpotenzial für Offshore Anwendungen im nationalen Rahmen sehen. Ein Anteil von 36 % attestiert Offshore-Anwendungen im internationalen Bereich ein eher großes und 46 % ein großes Marktpotenzial.

Die prognostizierten Bandbreiten des nationalen Technologieeinsatzes der Windenergie, die in Tab. 4-3 aufgelistet sind, basieren auf den zugrunde gelegten Langfrist-Energieszenarien für Deutschland (DLR 2012; UBA 2013b; Prognos AG et al. 2014; IWES 2014a; Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015; ISE 2013; ÜNB 2016). Daraus wurden die in Tab. 4-4 angegebenen Werte für Marktpotenziale entnommen. Analog wurden in Tab. 4-1 Bandbreiten des internationalen Technologieeinsatzes und daraus abgeleitet in Tab. 4-2 die Marktpotenziale unter Zuhilfenahme der zugrunde gelegten weltweiten Langfrist-Energieszenarien aufgeführt (IEA 2016c, 2016b; Greenpeace International et al. 2015; World Energy Council 2016).

Zur Bestimmung des Marktpotenzials wurden neben den Energiemengen auch die zugrundeliegenden Installationszahlen ermittelt. Beim nationalen Potenzial wurde zusätzlich zwischen Onshore- und Offshore-WEA unterschieden. Nicht angegebene Werte wurden überschlägig anhand der gemittelten Werte für Volllaststunden sowie des überschlägigen Anteils an Onshore-WEA abgeschätzt. Zur Monetarisierung des Marktpotenzials wurde der spezifische Investitionsaufwand multipliziert mit der jeweils neu installierten Leistung unter Verwendung der in Tab. 1-1 aufgeführten Werte für die Investitionen (siehe Tab. 4-5).

Aufgrund der hierbei ersichtlichen signifikanten Unterschiede zwischen Onshore und Offshore-WEA war es notwendig das Marktpotenzial entsprechend aufzuteilen. Da diese Informationen für das globale Potenzial nicht verfügbar waren, erfolgt die Angabe für das monetäre Potenzial nur für den nationalen Bereich.

Aus den angegebenen Werten lässt sich die mittlere jährliche Wachstumsrate CAGR (engl. compound annual growth rate) berechnen. Während diese für die Entwicklung von 2014 bis 2050 im internationalen Maßstab in dem Bereich 6,7-8,8 % p. a. (INT_2°C) bzw. 9,9 % (INT_besser_2°C) liegen, fallen Wachstumsraten national geringer aus. Aufgrund des bereits fortgeschrittenen Windenergieausbaus kann in

Deutschland für denselben Zeitraum von einer reduzierten jährlichen Wachstumsrate von 3,7-6,1 % (DE_80 %) bzw. 5,4-6,6 % (DE_95 %) ausgegangen werden.

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Windenergie (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
	Min	Max	Min	Max	
2014	717	717	717	717	717
2020	1.254	1.508	1.320	1.932	2.158
2030	1.962	2.706	2.918	6.278	7.737
2040	2.552	4.257	4.928	11.291	15.480
2050	3.202	6.433	7.309	14.938	21.673

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Windenergie

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
	Min	Max	Min	Max	
2014 – 2020	183	285	203	449	533
2021 – 2030	253	344	656	1.690	2.160
2031 – 2040	191	703	741	1.806	2.828
2041-2050	219	771	887	1.259	2.148

Tab. 4-3 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Windenergie (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Einheit	TWh		TWh		TWh	
2014	57	57	57	57	57	57
davon onshore	56	56	56	56	56	56
2020	100	125	115	126	119	126
davon onshore	83	100	92	100	92	100
2030	143	200	155	204	205	217
davon onshore	107	140	111	140	154	163
2040	150	240	163	266	297	374
davon onshore	112	168	116	179	202	254
2050	209	281	214	473	374	570
davon onshore	136	206	150	332	256	390

Tab. 4-4 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Windenergie

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Einheit	GW		GW		GW	
2014 - 2020	4	20	10	20	12	20
davon onshore	0	15	1	15	5	15
2020 - 2030	16	26	15	26	27	34
davon onshore	10	17	6	17	16	17
2030 -2040	3	9	3	19	20	51
davon onshore	3	5	1	10	8	44
2040 -2050	23	10	12	74	17	51
davon onshore	13	5	9	47	12	19

Tab. 4-5 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Windenergie

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Einheit	Mrd. € / a		Mrd. € / a		Mrd. € / a	
2014-2020	1,1	5,4	2,8	5,6	3,3	5,6
2020-2030	2,7	4,4	2,6	4,5	4,4	5,6
2030-2040	0,5	1,4	0,5	3,1	3,3	8,3
2040-2050	4,1	1,5	1,7	10,7	2,5	7,5

Aus Tab. 4-5 lassen sich die für den Ausbau der Windenergie notwendigen Investitionen ablesen. Diese Werte sind besonders interessant wenn man sie mit den Ergebnissen des Kriteriums „Kosteneffizienz“ (Abschnitt 4.4) ins Verhältnis setzt. Hierbei wird deutlich, dass die Investitionen sich amortisieren und durch die Einsparungen um ein Vielfaches wieder eingespielt werden.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Der Ausbau erneuerbarer Energien dient dem Klimaschutz. Zu einem gewissen Anteil sind jedoch erneuerbare Energien selbst mit Treibhausgasen behaftet bzw. verursachen umweltschädliche Emissionen. Die ökologische Verträglichkeit von Windenergieanlagen war schon zu Beginn des großtechnischen Ausbaus ein ausschlaggebendes Kriterium für den Erfolg der Windenergienutzung und wurde daher bereits aus verschiedenen Gesichtspunkten intensiv beobachtet.

In diesem Kriterium werden die spezifischen CO₂-äq-Emissionen des Technologiefelds Windenergie mit denen der konventionellen Stromversorgung verglichen. Auf Basis der Ergebnisse des Kriteriums 3 (siehe Tab. 4-3) ergibt sich folgende Berechnungsformel:

$$\begin{aligned}
 & \text{vermiedene THG Emissionen} = \text{Energieproduktion} * \text{spezifische Emissionen} \\
 & = \frac{\text{Marktpotenzial} \left(\frac{TWh}{a} \right) * \left(1\,000\,000 \frac{MWh}{TWh} \right) * \left[c_{\text{konvent}} (\%) * \text{Emission}_{\text{konvent}} \left(\frac{kg}{MWh} \right) - c_{\text{wind}} (\%) * \text{Emission}_{\text{wind}} \left(\frac{kg}{MWh} \right) \right]}{\left(1\,000 \frac{kg}{t} \right) * \left(1\,000\,000 \frac{t}{\text{Mio. t}} \right)} \\
 & = \text{Mio. t CO}_2\text{äq/a}
 \end{aligned}$$

Das Marktpotenzial obiger Gleichung sowie die notwendigen jeweiligen Anteile c_{Konvent} und c_{Wind} entsprechen den Ergebnissen des gleichnamigen Kriteriums. Werte für $\text{Emission}_{\text{konvent}}$ sind (BDEW 2015) entnommen und beschreiben den THG-Ausstoß der gesamten Endenergiebereitstellung (Strom) Deutschlands in den einzelnen Zieljahren. Den Autoren zufolge werden vor allem die Erzeugung aus Stein- bzw. Braunkohlekraftwerken im Kondensationsbetrieb durch Strom aus erneuerbaren Quellen verdrängt. Aus diesem Grund wurde ein Mix dieser beiden Technologien als Referenz gewählt.

In der Vergangenheit wurde eine Vielzahl an Ökobilanzen für die Windenergienutzung erstellt (vgl. IWES 2012; UBA 2013b; IWES 2017a). Diese Studien unterschei-

den sich jedoch in vielerlei Hinsicht voneinander und können daher nur bedingt miteinander verglichen werden.

Bei der Erstellung einer Ökobilanz müssen sämtliche Energie- und Stoffströme bei der Produktion, dem Betrieb und der Entsorgung erfasst werden. Bei den Analysen werden nicht immer alle Lebenszyklusphasen (Betrieb, Materialverarbeitung, Transport, Recycling und Entsorgung) berücksichtigt, jedoch ist bei fast allen Studien zu sehen, dass die Herstellungsphase von allen Phasen des Lebenszyklus den mit Abstand größten Einfluss auf die CO₂-Emissionen hat.

Für die weitere Berechnung wurde als Näherung ein repräsentativer Wert über die verschiedenen Studien und auf Basis der in (IWES 2012; UBA 2013b) beschriebenen Methodik zur Aktualisierung von Ökobilanzen für Windenergieanlagen gebildet. Es wurde angenommen, dass Onshore-WEA ein CO₂-Äquivalent von 8 g pro kWh aufweisen, während dieser Wert sich auf 5 g pro kWh für Offshore-WEA reduziert. Dieser Unterschied ist dadurch zu erklären, dass Offshore-WEA zwar eine ungünstigere Massenbilanz aufweisen, bei welcher die Gründungsstruktur eine wesentliche Rolle spielt, aber eine höhere Energieproduktion zugrunde gelegt wird. Die gesamten Emissionen des Windsektors berechnen sich anteilig aus den spezifischen Emissionen der Onshore- sowie Offshore-Windenergieanlagen.

Tab. 4-6 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Windenergie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Min	Max	Min	Max
Einheit	Mio.t CO ₂ -äq/a		Mio.t CO ₂ -äq/a	
2014	51,9	51,9	51,9	51,9
2020	102,7	112,5	102,7	112,5
2030	134,2	172,3	177,5	187,9
2040	135,4	221,0	246,8	310,8
2050	174,0	384,5	304,0	463,4

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Hierbei wurde angenommen, dass sich die spezifischen Emissionswerte der Anlagen nicht signifikant über die betrachteten Zieljahre verändern. Selbst wenn diese Schwankungen unterlägen, wären sie im Vergleich zu der um den Faktor 100 größeren THG-Emissionen konventioneller Energieerzeugungsstrukturen verschwindend gering.

Aus den gesamten Informationen ergibt sich anhand der eingangs beschriebenen Gleichung Tab. 4-6, in der die jährlichen Emissionseinsparungen (Mio. t CO₂-äq/a) im Vergleich zu einer konventionellen Strombereitstellung aufgetragen sind.

Bereits jetzt werden in Deutschland jährlich mehr als 50 Mio. t CO₂ durch Windenergie eingespart. Im Jahr 2050 kann dieser Wert auf jährlich über 300 Mio. t. ansteigen.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Aussagen über die Energieeffizienz beziehen sich auf quantitative Angaben der Primärenergieeinsparungen (in PJ pro Jahr) und können durch eine Analyse der Langfrist-Energieszenarien Prognos AG et al. (2014), Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015), DLR (2012), sowie UBA (2013a) ermittelt werden. Die dabei in Tab. 4-7 angegebenen Bandbreiten der beiden Szenarien basieren auf den in Tab. 4-3 angegebenen prognostizierten Bandbreiten des nationalen Technologieeinsatzes.

Tab. 4-7 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Windenergie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	PJ/a		PJ/a	
	Min	Max	Min	Max
2014	202	202	202	202
2020	393	453	453	454
2030	558	718	740	809
2040	586	960	1.086	1.350
2050	769	1.239	1.441	2.057

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Somit könnten im Jahr 2050 in Deutschland jährlich etwa zwischen 1.400 und 2.000PJ gegenüber der Referenztechnologie eingespart werden. Aus den bereits in Kriterium 4 beschriebenen Gründen wurde die Energieerzeugung aus Stein- und Braunkohle als Referenztechnologie gewählt.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Dieses Kriterium erfasst eventuelle Kostenvorteile gegenüber einer Referenztechnologie. Mit dieser Analyse soll die Wirtschaftlichkeit des Technologiefelds gegenüber einer Referenztechnologie bewertet werden. Wie bereits in Kriterium 4 und Kriterium 5 wurde die Energieerzeugung aus Stein- und Braunkohle als Referenztechnologie gewählt.

Das Ergebnis wird als Kosteneinsparung pro Jahr quantitativ angegeben. Das Kriterium wird wie folgt berechnet:

$$\begin{aligned}
 & \text{Kosteneinsparung} = \text{Energieproduktion} * \text{spezifische Stromgestehungskosten} \\
 & = \frac{\text{Marktpotenzial} \left(\frac{\text{TWh}}{\text{a}} \right) * \left(1\,000\,000 \frac{\text{MWh}}{\text{TWh}} \right) * \left[c_{\text{Wind}} * \text{Stromgestehung}_{\text{Wind}} \left(\frac{\text{€(2014)}}{\text{MWh}} \right) - c_{\text{konvent}} * \text{Stromgestehung}_{\text{konvent}} \left(\frac{\text{€(2014)}}{\text{MWh}} \right) \right]}{\left(1\,000\,000\,000 \frac{\text{€}}{\text{Mrd.€}} \right)} \\
 & = \text{Mrd.€}/\text{a}
 \end{aligned}$$

Einsparungen entstehen, wenn die Stromgestehungskosten des neuen Technologiefelds geringer sind als die der konventionellen Stromerzeugung. Ist die Differenz allerdings positiv, so ist die Stromerzeugung der neuen Technologie kostenintensiver als die des Referenzfelds.

Das Marktpotenzial (TWh/a) wird, wie bereits bei Kriterium 4, vollständig dem Kriterium 3 entnommen. Die spezifischen Kosten Stromgestehung_{konvent} sind einer Studie des Öko-Instituts in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISI entnommen (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015).

Die Stromgestehungskosten der Windenergienutzung wurden auf Basis der Studie „Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers - The Views of the World’s Leading Experts“ des IEA Wind Task 26 (IEA 2012) sowie von (Greenpeace International et al. 2015) ermittelt und sind in Tab. 1-1 dargestellt.

Die Faktoren c_{konvent} und c_{Wind} gehen ebenfalls aus dem Abschnitt „Marktpotenzial“ hervor. Werden diese mit den spezifischen Stromgestehungskosten aus Tab. 1-1 verrechnet, ergeben sich für die entsprechenden Zieljahre die in Tab. 4-8 gezeigten spezifischen Stromgestehungskosten für den gesamten Anlagenmix:

Tab. 4-8 Spezifische Stromgestehungskosten für den gesamten Anlagenmix

Jahr	Referenz	Szenarienbereich	
		DE_80 %	DE_95 %
Einheit	€/MWh	€ ₂₀₁₄ /MWh	€ ₂₀₁₄ /MWh
2014	31,6	60,6	60,6
2020	48,0	65,1	65,1
2030	74,0	57,2	55,3
2040	133,0	53,4	54,0
2050	121,0	48,7	49,3

Die Berechnungswerte der oben genannten Gleichung werden in die abschließende Tabelle überführt, welche die Kosteneinsparpotenziale aufzeigt.

Tab. 4-9 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch Windenergie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Min	Max	Min	Max
Einheit	Mrd. € _{2014/a}		Mrd. € _{2014/a}	
2014	- 1,65	- 1,65	- 1,65	- 1,65
2020	- 1,96	- 2,15	- 1,96	- 2,15
2030	2,60	3,34	3,83	4,06
2040	12,98	21,14	23,47	29,56
2050	15,48	34,21	26,80	40,84

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehrkosten)

Während sich in den nächsten Jahren noch Mehrkosten einstellen, wird sich dieses Verhältnis nach und nach umdrehen. Durch die weitere Kostendegression bei gleichzeitig ansteigenden Kosten der Referenz ergeben sich große Kosteneinsparungspotenziale. Im Jahr 2050 können jährlich somit mindestens 15 Mrd. € eingespart werden.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Wertschöpfung, Steueraufkommen, Beschäftigung

Die direkte Wertschöpfung durch in Deutschland installierte Windenergieanlagen betrug im Jahr 2012 ca. 4,5 Mrd. € (Hirschl et al. 2015), wobei Offshore Windenergie hier noch keine wesentliche Rolle spielt. Die Anlagenherstellung macht mit ca. 1,7 Mrd. 37 % der Gesamtsumme aus. Die Planung und Installation hat mit ca. 0,4 Mrd. einen Anteil von 9 %, der Anlagenbetrieb und –wartung mit ca. 0,8 Mrd. € ca. 18 %. Die restlichen ca. 1,6 Mrd. (36 %) entfallen auf Betreibergewinne. Der Handel hat mit einer Summe von etwa 4 Mio. € keine relevante Größenordnung. Die Zahl der von EEG geförderten WEA abhängigen Arbeitsplätze lag in der Größenordnung von ca. 36.000 Beschäftigten (Hirschl et al. 2015).

Neben den EE-Anlagen spielt für die inländische Wertschöpfung auch der Exportanteil der deutschen Firmen eine Rolle. Dieser lag im Jahr 2012 bei 67 % (Mattes 2014). DIW Econ hat basierend auf Branchenangaben von WindGuard die gesamte Bruttowertschöpfung der Windenergie in Deutschland unter Berücksichtigung des Exportes berechnet (Mattes 2014).

Für Investitionen und Betrieb ergibt sich ein direkter ökonomischer Effekt von 6,93 Mrd. € ohne den Abzug der EEG Differenzkosten sowie ein indirekter Effekt von 3,74 Mrd. €. In Summe sind dies 10,67 Mrd. €. Dieser Wert sinkt bei rechnerischem Abzug der EEG-Differenzkosten auf 7,59 Mrd. €. Darüber hinaus werden zusätzlich induzierte Effekte von 3,8 Mrd. € generiert. Insgesamt ergeben sich 14,5 Mrd. € Effek-

te, ohne Abzug der EEG Grenzkosten. Die gesamte Anzahl der Beschäftigten wird auf 109.000 Erwerbstätige geschätzt. Insgesamt ergeben sich Aufkommen an Steuern und Sozialversicherungsbeiträgen in Höhe von 3,39 Mrd. € (Mattes 2014).

Im Boom-Jahr 2015 wurden 9,7 Mrd. € in die Errichtung von Windenergieanlagen investiert. Dies sind fast zwei Drittel aller Investitionen in die erneuerbaren Energien in diesem Jahr (BMWi 2016a: 26). Trotz der deutlich geringeren installierten Leistung macht Offshore-Windenergie aufgrund der hohen Investitionen mit 4,5 Mrd. € fast die Hälfte dieser Investitionen aus (BMWi 2016a: 26).

Derzeit sind ca. 140.000 Menschen in Deutschland direkt oder indirekt in der Windenergie beschäftigt (O'Sullivan et al. 2016). Die meisten arbeiten im Bereich der Onshore-Windenergie. Dort liegt die Anzahl der Beschäftigten bei über 120.000 Menschen (100.600 direkt, indirekt: 21.800). Etwa jeder siebte Beschäftigte (direkt 14.700 indirekt 5.800) arbeitet im Bereich der Offshore-Windenergie (O'Sullivan et al. 2016).

Wichtig ist auch zu beachten, dass die technische Kompetenz und Innovationskraft der deutschen Windindustrie als hoch einzuschätzen ist. Insbesondere das technische Know-How deutscher Unternehmen im Bereich der Windenergie wird vom Bundesverband Windenergie (BWE) als führend im internationalen Vergleich angesehen (BWE 2016)

Marktanteile deutscher Hersteller

Der Anteil deutscher WEA-Hersteller am deutschen Markt umfasst ca. 70 % und international ca. 20 % (BWE 2016: 3). Eine Prognose erscheint angesichts der zurück liegenden nationalen und internationalen Firmenaufkäufe und Verschmelzungen sehr schwierig. Es gibt zurzeit auch keine Anzeichen dafür, dass die heute großen Hersteller ihre Produktionsstätten verlegen würden, sodass hier bezüglich der summarischen Marktanteile von konstanten Verhältnissen ausgegangen wird.

Die Exportquote deutscher Hersteller liegt aktuell bei 66 % (BWE 2016: 3). Auf den beiden größten Märkten China und USA sind deutsche Hersteller weniger stark vertreten. Nur Siemens hat in den USA größere Marktanteile. Der internationale Marktanteil deutscher WEA-Hersteller wäre noch geringer, würde Siemens nicht als deutsche Firma betrachtet (der Hauptsitz von Siemens Wind Power ist in Dänemark). Durch die beschlossene Übernahme des spanischen Windanlagenherstellers Gamesa steigt Siemens zu einer der größten Firmen der internationalen Windenergiebranche auf (Siemens 2016) und der Weltmarktanteil deutscher Firmen steigt auf ca. 25 %. Für die inländische Wertschöpfung ergibt sich dadurch jedoch keine große Veränderung, da Gamesa weiterhin in Spanien produzieren wird, so wie mittlerweile alle größeren Windfirmen global tätig sind. Deutsche Firmen generieren somit auch im Ausland Wertschöpfung und ausländische Firmen produzieren in Deutschland (z. B. GE Renewable Energy mit über 850 Mitarbeitern am deutschen Standort (GE 2014: 2) oder Vestas mit rund 1.900 Beschäftigten in Deutschland (BWE 2016: 46)).

Am deutschen Onshore-Markt haben die einheimischen Hersteller, vor allem ENERCON, traditionell einen sehr hohen Marktanteil, mit 66 - 76 % in den letzten 5

Jahren. Als einzige ausländischer Hersteller verfügen Vestas und GE Energy über signifikante Marktanteile.

Offshore wird der Markt von Siemens dominiert: Etwa zwei Drittel aller weltweit installierten Offshore-WEA sind von Siemens hergestellt, gefolgt von Vestas mit einem Anteil von 17 %. Darüber hinaus existieren am Markt mehrere kleinere Hersteller, unter denen sich auch deutsche Firmen wie Bard Engineering und Senvion befinden (IWES 2017a). Im Zubaujahr 2016 hatte Siemens einen Marktanteil von 80 % (IWES 2017a), wobei zuletzt auch verstärkt Firmen aus Asien (z. B. Sinovel) in den Markt eingetreten sind.

In Tab. 4-10 sind die Marktanteile der deutschen Hersteller am nationalen Markt für die zurück liegenden Jahre dargestellt. Sie schwankten zuletzt um 70 % und werden vereinfachend für die Zukunft mit konstanten 70 % angenommen. Für den Anteil deutscher Firmen am internationalen Markt existiert nur eine zitierfähige Quelle, die den deutschen Herstellern 20 % in 2015 zuschreibt. Da keine weiteren Hinweise zu finden waren, wird für die Zukunft von einer konstanten Quote ausgegangen.

Auf dieser Basis wird durch die entsprechende Skalierung der Stromproduktion aus Kapitel 4.1 der Anteil der Stromerzeugung durch WEA von deutschen Herstellern in Tab. 4-11 abgeschätzt.

Tab. 4-10 Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld Windenergie

%	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020	2030	2040	2050
Anteil an TWh (Deutschland)		76	73	75	69	72	66	70	70	70	70
Anteil an TWh (international)						20	20	20	20	20	20

Quelle: BWE (2016); IWES (2017b)

Tab. 4-11 Globales und nationales Marktpotenzial Deutschlands für das Technologiefeld Windenergie

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich		Szenarienbereich		Szenarienbereich		Szenarienbereich	
	INT_2°C		INT_besser_2°C		DE 80 %		DE 95 %	
	TWh		TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	264	386	432	432	81	88	81	88
2030	584	1.256	1.547	1.547	109	139	144	152
2040	986	2.258	3.096	3.096	114	186	208	262
2050	1.486	2.988	4.335	4.335	150	331	262	399

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Zur Bewertung der relativen Position Deutschlands im Technologiefeld Windenergie erfolgte neben der im folgenden Kapitel dargestellten qualitativen Einschätzung der relativen Position der deutschen Windindustrie eine Betrachtung der Entwicklung von Forschungsbudgets sowie eine Publikationsanalyse mittels Scopus.

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Die technische Kompetenz und Innovationskraft deutscher Firmen gilt insgesamt als hoch. Der Branchenverband BWE verweist insbesondere auf die weltweite Know-how-Führerschaft der deutsche Windindustrie (BWE 2016). Zusätzlich verfügt Deutschland im Windbereich über eine sehr stark ausgeprägte Forschungslandschaft. So sind mit dem Fraunhofer IWES, ForWind und dem DLR drei große Forschungseinrichtungen zu dem Forschungsnetzwerk Research Alliance for Wind Energy mit mehr als 600 Mitarbeitern zusammengeschlossen (ForWind 2017). Darüber hinaus besteht ein zweites Forschungscluster (WindForS) in Süddeutschland u. a. mit Instituten der Universität Stuttgart, der TU München und dem KIT (Universität Stuttgart)

Aufgrund der starken Forschungsaktivitäten innerhalb von Unternehmen, Universitäten und Forschungseinrichtungen übernimmt Deutschland im Bereich der Forschung und Entwicklung eine zentrale Führungsrolle weltweit (GTAI 2017: 3–4). Der internationalen Aufstellung der deutschen Windkraftindustrie wird daher in Tab. 4-12 eine Technologieführerschaft attestiert.

Tab. 4-12 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Windenergie

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?			
Windenergie	<input checked="" type="checkbox"/>	Technologieführerschaft	<input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig
	<input type="checkbox"/>	nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Innerhalb dieses Abschnitts wird die Entwicklung öffentlicher F&E-Budgets im Technologiefeld Windenergie aufgezeigt und international verglichen. Hierfür wurden Informationen zu RD&D-Budgets (Research, Development & Demonstration) aus der Datenbank der internationalen Energieagentur (IEA) herangezogen. Windenergie ist hierin durch die Kategorie „32 Wind energy“ repräsentiert.

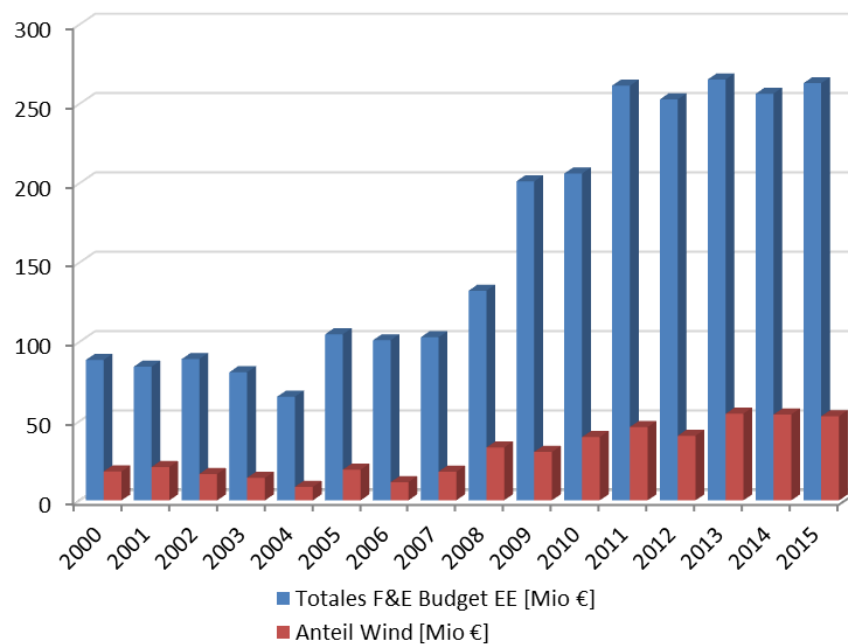


Abb. 4-1 Entwicklung des F&E-Budgets der Erneuerbaren Energien und der Windenergie

Quelle: IEA (2016a)

In den letzten 10 Jahren wurde die Forschung zu Erneuerbaren Energien und Windenergie deutlich ausgebaut. Lag das Forschungsbudget für Windenergie im Jahr 2006 noch bei ca. 10 Mio. €/a, ist es heute auf etwa 50 Mio. €/a angestiegen (vgl. Abb. 4-1).

Die Analyse der Verteilung der Forschungsgelder macht deutlich, dass das Thema Anlagenentwicklung den mit Abstand (42 %) größten Anteil der Fördergelder erhielt und somit offensichtlich als prioritär eingestuft wird. Die Themen rund um Logistik, Anlageninstallation, Instandhaltung & Betriebsführung sind mit (21 %) als zweigrößter Förderbereich halb so groß (vgl. Abb. 4-2).

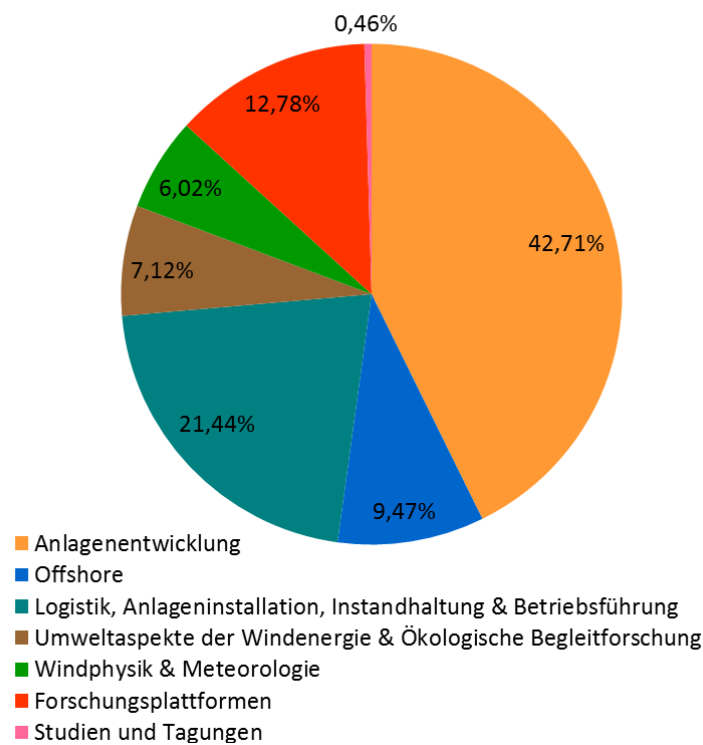


Abb. 4-2 Verteilung des gesamten Fördervolumens auf Kategorien

Quelle: BMWi (2016b)

Auf Bundesebene ist das öffentliche F&E Budget im Technologiefeld Windenergie von 11,7 Mio. € im Jahr 2006 um jährlich durchschnittlich 4,2 Mio. € angestiegen. Das entspricht einer prozentualen jährlichen Erhöhung von im Mittel 20 %. Somit lag das Budget im Jahr 2015 bei 54,2 Mio. €. Seit 2006 stieg der Anteil der Windenergie am gesamten öffentlichen Energie-Forschungsbudget von damals 2,54 % um jährlich 0,36 Prozentpunkte auf einen Anteil von 6,1 % an.

Deutschland lag mit seinem Budget im Jahr 2015 im internationalen Vergleich zu den anderen Mitgliedsstaaten der internationalen Energieagentur (IEA) an dritter Stelle hinter den USA und Japan. In Tab. 4-13 sind die Vereinigten Staaten als Vergleichsland gewählt, da deren durchschnittliches jährliches Forschungsbudget seit 2006 den größten Betrag im Vergleich zu allen IEA-Mitgliedsstaaten aufweist.

Im Vergleich zu Deutschland unterlagen Forschungsbudgets in den USA starken jährlichen Schwankungen. Entsprechend kam es seit 2006 (16,2 Mio. €) zu einer durchschnittlichen prozentualen Änderung von 124,8 % pro Jahr. Dieser Wert resultiert vor allem aus Budgets, die vom Jahr 2008 auf 2009 bzw. 2014 auf 2015 um den sieben bzw. achtfachen Betrag aufgestockt wurden. Die Förderung hatte 2015 einen Anteil von knapp einem Prozent am gesamten Energie-Forschungsbudget.

Tab. 4-13 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im Technologiefeld Windenergie - Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio €	54,2
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ Mio. €/a	4,2
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ %/a	20
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	881,7
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	6,1
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ %/a	0,36
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld –Vergleich USA		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio €	78,8
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ €/a	6,3
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ %/a	124,8
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	5651,5
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	1,4
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ %/a	0,09

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Die Ergebnisse einer Publikationsanalyse wurden nach der in Kapitel 1 festgelegten Abgrenzung der Themen innerhalb des Technologiefelds untergliedert. Somit wird die Position der deutschen Forschungslandschaft innerhalb der Teilbereiche

- Windpotenzial und Standortfindung
- Anlagentechnik und -auslegung
- Errichtung, Betrieb und Instandhaltung
- Umweltauswirkungen und Akzeptanz

beschrieben.

Windpotenzial und Standortbewertung

Im Bereich der Bewertung von Windpotenzialen und Standorten wurde die in Tab. 4-14 angegebene Suchabfrage verwendet. Deutschland lag hinsichtlich veröffentlichter Forschungsarbeiten im Jahr 2016 mit einem Anteil von 7,9 % (60 Veröffentlichungen) hinter den USA und China auf Platz drei. Die jährliche Anzahl an Publikationen seit 2006 stieg stetig an. Der Anteil am weltweiten Aufkommen veröffentlichter Arbeiten nahm während dieses Zeitraums allerdings von 8,78 % in 2006 um durchschnittlich 0,09 Prozentpunkte pro Jahr auf 7,87 % in 2016 ab (vgl. Tab. 4-15).

Tab. 4-14 Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Windpotenzial und Standortbewertung“

Suchfeld	Wert
Titel	TITLE(wind lidar OR (wind atlas) OR (wind site AND (potenzial OR character*)) OR (wind gis turbine) OR (wind design condition*) OR (wind measure*) OR (wind profile) OR (wind assess*) OR (wind field)
ausgenommen	AND NOT (reliability OR tunnel)
Dokumenttyp „Artikel“ oder „Konferenzbeitrag“	AND DOCTYPE (ar OR cp))

Tab. 4-15 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich „Windpotenzial und Standortbewertung“ – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2016)	%	7,87
Zeitlicher Trend (seit einschließlich 2006)	%/a	- 0,01
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehrkosten)		

Anlagentechnik und -auslegung

Für die Suche im Bereich der Anlagentechnik wurden relevante Schlagwörter orientiert am international genormten Kennzeichnungssystem RDS-PP® gewählt, das Komponenten von Windenergieanlagen eindeutig unterschiedlichen Subsystemen zuweist. Die verwendete Suchabfrage ist in Tab. 4-16 angegeben. Es ergibt sich ein ähnliches Bild wie im Bereich „Windpotenzial und Standortbewertung“: Die absolute Anzahl an Publikationen ist seit 2006 von 29 nahezu stetig auf einen Wert von 107 im Jahr 2016 angestiegen. Allerdings nahm der Anteil am Gesamtaufkommen im gleichen Zeitraum von 8,45 % auf einen Wert von 6,86 % ab. Im Jahr 2016 lag Deutschland damit im internationalen Vergleich auf Rang 4 hinter Indien, USA und China (Tab. 4-17).

Tab. 4-16 Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Anlagentechnik und -auslegung“

Suchfeld	Wert
Titel	<i>TITLE (wind AND (rotor OR blade* OR hub OR pitch OR "drive train" OR bearing OR gear OR brake OR transmission OR yaw OR generator OR converter OR inverter OR transformer OR compensat* OR tower OR foundation))</i>
Dokumenttyp "Artikel" oder "Konferenzbeitrag"	<i>AND DOCTYPE (ar OR cp)</i>

Tab. 4-17 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich „Anlagentechnik und -auslegung“ – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2016)	%	6,86
Zeitlicher Trend (seit einschließlich 2006)	%/a	- 0,16

Errichtung, Betrieb und Instandhaltung

Ein quantitativer Vergleich zu Themen der Errichtung, des Betriebs und der Instandhaltung von WEA wurde über eine Suche mittels der in Tab. 4-18 angegebenen Abfrage durchgeführt. Deutschland liegt in diesem Bereich im internationalen Vergleich aktuell auf Rang vier. Führend ist China, vor den USA und Dänemark. Die in Deutschland veröffentlichten Publikationen stiegen von zwei im Jahr 2006 auf elf im Jahr 2016 an, wobei der Anteil am Gesamtaufkommen in dieser Zeit von 13,33 % auf 6,88 % abgesunken ist (vgl. Tab. 4-19).

Tab. 4-18 Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Errichtung, Betrieb und Instandhaltung“

Suchfeld	Wert
Titel	<i>TITLE(wind turbine AND(construct* OR operation OR reliab* OR maintenance OR availability OR fail* OR fatigue OR downtime OR scada))</i>
Dokumenttyp "Artikel" oder "Konferenzbeitrag"	<i>AND DOCTYPE (ar OR cp)</i>

Tab. 4-19 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich Errichtung, Betrieb und Instandhaltung – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2016)	%	6,88
Zeitlicher Trend (seit einschließlich 2006)	%/a	- 0,65

Umweltauswirkungen und Akzeptanz

Im Bereich der Forschung zu Umweltauswirkungen und Akzeptanz wurden die in Tab. 4-20 aufgelisteten Schlüsselbegriffe innerhalb der Scopus-Suche verwendet. Im Jahr 2006 hatte Deutschland mit einer Anzahl von zwei Publikationen einen Anteil von 8,7 % am weltweiten Publikationsaufkommen. 2016 landete Deutschland in diesem Bereich im internationalen Vergleich an fünfter Stelle (elf Publikationen bei einem Anteil von 9,73 %) hinter Dänemark, UK, China und den USA. Somit konnte es seinen Anteil innerhalb dieses Zeitraums jährlich um durchschnittlich 0,1 Prozentpunkte steigern (siehe Tab. 4-21).

Tab. 4-20 Suchabfrage in Scopus für den Teilbereich „Umweltauswirkungen und Akzeptanz“

Suchfeld	Wert
Titel	<i>TITLE(wind turbine* AND(environment* OR noise OR bird* OR bat OR animal* OR shadow OR radar OR radio OR acceptance))</i>
Dokumenttyp "Artikel" oder "Konferenzbeitrag"	<i>AND DOCTYPE (ar OR cp)</i>

Tab. 4-21 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Windenergie, Teilbereich Umweltauswirkungen und Akzeptanz – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2016)	%	9,73 %
Zeitlicher Trend (seit einschließlich 2006)	%/a	0,1

Es lässt sich festhalten, dass sich Deutschland im Bereich der Forschungsaktivitäten zur Windenergie – quantitativ gemessen am Publikationsaufkommen – unter den führenden Nationen befindet. Allerdings ist zu beobachten, dass Anteile am weltweiten Aufkommen veröffentlichter Publikationen seit 2006 in den untersuchten Forschungsaspekten leicht zurückgegangen sind. Ausgenommen hiervon ist der Bereich

„Umweltauswirkungen und Akzeptanz“, in dem eine leichte Zunahme zu verzeichnen war.

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Akzeptanz für die Onshore- und Offshore-Windenergie ist je nach Ebene (Markt, Gesellschaft, lokal) unterschiedlich hoch (Wüstenhagen et al. 2007) und wird in der zusammenfassenden Tab. 4-22 getrennt bewertet.

Lokale Ebene

Für die lokale Akzeptanz der Windenergie an Land spielen vor allem die Umweltauswirkungen bezüglich der Gesundheit sowie des Natur- und Landschaftsschutzes eine Rolle. Diese Umweltauswirkungen sind z. B. Landschaftsbild- und Lebensraumveränderungen, Kollisionen mit bedrohten Vögeln (z. B. Rotmilan und Seeadler) oder Fledermäusen, bedrängende Wirkung, periodischer Schattenwurf und Lärmbelastung (DNR 2012). Gerade an Land sind diese Konflikte groß, da in der Nähe von geplanten Windparkprojekten oft Siedlungen liegen und die lokale Bevölkerung negative Effekte erwartet. Häufig kommt es dementsprechend zur Gründung von Bürgerinitiativen und Klagen gegen Windparkprojekte, die diese verzögern oder sogar verhindern.

Offshore sind die Auswirkungen auf den Menschen nur sehr gering. Lediglich Windparks in Küstennähe können als Beeinträchtigung des Landschaftsbildes wahrgenommen werden. Bei Konflikten mit dem Naturschutz spielen z. B. Baulärm in der Errichtungsphase und Vogelschlag oder Meideverhalten von Zug- und Seevögeln eine Rolle.

Aufgrund der vielfältigen Umweltauswirkungen der Windenergie an Land sowie deren unmittelbare Nähe, ist die lokale Akzeptanz hier geringer als Offshore. Zur Erhöhung der lokalen Akzeptanz bei Onshore-Projekten spielt insbesondere die finanzielle Beteiligung der Bürger an lokalen Projekten eine zentrale Rolle (forsa 2016).

Der lokalen Akzeptanzentwicklung der Windenergie kommt eine sehr hohe Bedeutung zu, insbesondere da weiterhin hohe Zubauraten erforderlich sind, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Ebene Markt

Für Onshore-Windenergie ist die Marktakzeptanz derzeit in Deutschland sehr hoch. Es gab in den letzten Jahren Zubaurekorde, z. B. 4.670 MW Onshore-Windleistung in 2014 (IWES 2017b). Aufgrund des EEG waren Windenergieanlagen bisher sehr sichere Investitionen mit einer über 20 Jahre vorhersehbaren Vergütung. Aufgrund dieser Sicherheit, der ausreichenden Vergütungshöhe, des Beschlusses der Energiewende und der geringen Zinsen waren Windenergieanlagen in Deutschland sehr interessant für Investoren.

Durch das EEG 2017 wird nun eine Deckelung des Zubauvolumens auf 2.800 MW (in den Jahren 2017 bis 2019) bzw. 2.900 MW (ab 2020) vorgenommen (EEG 2017). Darüber hinaus werden nur noch die günstigen Projekte zum Zug kommen. Der erhöhte Wettbewerbsdruck und die steigenden Risiken für die Entwicklung lassen eine

sinkende Marktakzeptanz bei den Investoren erwarten. Problematisch ist dies vor allem, wenn trotz wettbewerblicher Begünstigungen die Zahl der Bürgerwindparks abnimmt und die Akteursvielfalt insgesamt zurückgeht, wie z. B. vom Branchenverband BWE befürchtet (BWE 2015). Damit würde auch die lokale Akzeptanz reduziert.

Andererseits sollte das Ausschreibungsverfahren zu geringeren Vergütungssätzen führen (Fürstenwerth et al. 2014), was die Akzeptanz beim Stromkunden erhöhen könnte.

In den letzten Jahren wurden erste Offshore-Windparks realisiert. Damit zeigt sich ein Interesse der Marktteilnehmer an Investitionen in diese neue Technik. Die Marktakzeptanz ist somit gegeben. Allerdings sind die installierten Leistungen im Meer (4.100 MW) bisher deutlich geringer als an Land (46.000 MW) (IWES 2017b). Dies wird auch zukünftig so bleiben, da im EEG 2017 nur eine Steigerung der installierten Offshore-Windleistung auf insgesamt 6.500 MW im Jahr 2020 und auf 15.000 MW in 2030 angestrebt wird (EEG 2017).

Offshore sind die gezahlten Vergütungssätze deutlich höher als an Land. Zusätzlich sind die Kosten für Offshore-Anschlüsse separat finanziert. Damit ist anzunehmen, dass die Akzeptanz durch Stromkunden geringer ist. Dies könnte sich allerdings ändern, sofern die erwarteten starken Kostensenkungen (vgl. Tab. 1-1) eintreten.

Ebene Gesellschaft

Insgesamt wird die Windenergie von einer großen Mehrheit (81 %) unserer Gesellschaft als positiv angesehen (forsa 2016). Diese zentrale Aussage gilt für Onshore- und Offshore-Windenergie, wobei für Offshore-Anlagen die Akzeptanz, aufgrund der geringeren Auswirkungen auf Landschaft und Natur, noch etwas höher ist (CenTouris 2012).

Die im Rahmen der Tab. 4-22 verwendete Bewertung für den Status Quo der Akzeptanz ist auf einer fünfstufigen Skala durchzuführen, wobei 1 – hohe Akzeptanz bzw. wenig Konflikte und 5 – sehr niedrige Akzeptanz bzw. viele Konflikte bedeuten. Eine 3 würde dementsprechend eine mittlere/teils-teils Einschätzung bedeuten. Die Zahlenwerte sind eigene Abschätzungen auf Basis der Literaturrecherche.

Tab. 4-22 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Windenergie zum Status Quo (2015)

Technologie	Ebene Markt Marktakzeptanz		Ebene Gesellschaft Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Ebene Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)
Onshore-Windenergie	1	Hohe Zubauraten (IWES 2017b) große Zahl Bürgerwindparks (BWE 2015), billigste Erneuerbare Energie	2	81 % Bevölkerung für weiteren Ausbau, wichtig ist Beteiligung von Bürgern und kleinen Unternehmen (forsa 2016)	4	Anwohner fühlen sich teilweise gestört, Konflikt mit lokalem Natur- und Landschaftsschutz, Akzeptanzsteigerung durch lokale Beteiligung (forsa 2016)
Offshore-Windenergie	3	Mäßiger Zubau, hohe EEG-Förderung aber deutlich fallende Kosten (IWES 2017b)	2	Hohe Akzeptanz, da wenig Landschafts- und Naturbeeinträchtigung (CenTouris 2012), Auswirkungen auf Vögel und Meerestiere teilweise noch unklar	2	Wenig Landschafts- und Naturbeeinträchtigung (großer Abstand zur Küste), mehrere große Windparks genehmigt

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Zur Bewertung der durch den Einsatz der Windenergie kurz-, mittel- und langfristige gebundenen Strukturen werden die folgenden Indikatoren herangezogen:

- Planungszeit
- Bauzeit
- übliche ökonomische Nutzungsdauer
- spezifische Investitionen

Dauer und Kosten der Windenergieprojektierung an Land wurden durch Pietrowicz und Quentin (2015) auf Basis von 72 Windparkprojekten in verschiedenen Bundesländern analysiert, die im Zeitraum zwischen 2005 und 2014 stattfanden.

Eine durchschnittliche Zeitdauer von etwa einem Jahr sei demnach notwendig für die sog. Vorprüfphase, in der die Standorteignung geprüft wird und der Abschluss von Pacht- und Kaufverträgen stattfindet. Daraufhin folgt die Planungsphase mit einer durchschnittlichen Dauer von zwei Jahren. Hierin werden erforderliche Gutachten erstellt und Regional- bzw. Flächennutzungspläne aufgestellt oder abgeändert. Die daran anschließende Genehmigungsphase beträgt den Autoren zufolge durchschnittlich etwas mehr als ein Jahr. Fasst man diese Zeiträume unter dem in Tab. 4-23 genannten Begriff der „Planungsphase“ zusammen, beträgt diese etwa 48 Monate.

Der eigentliche Bau der Anlage von der Einrichtung der Baustelle bis zur Inbetriebnahme der Anlage dauert etwa ein Jahr.

Tab. 4-23 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Windenergie

Variable (onshore/offshore)	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	48	48	48	48	48
Bauzeit	Monate	12	12	12	12	12
übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	20 / 20	20 / 25	20 / 25	25 / 25	25 / 30
spezifische Investitionen	€ ₂₀₁₅ /kW	1.350 / 3.500	1.250 / 3.300	1.150 / 3.100	1.075 / 2.800	1.000 /2.500

Die in Tab. 4-23 enthaltenen Informationen zu den heute üblichen Nutzungsdauern und der Höhe spezifischer Investitionen zur Errichtung einer WEA sind aus Tab. 1-1 übernommen. Es wird nicht davon ausgegangen, dass sich an den in der Tabelle angegebenen Werten für den heutigen Stand in Zukunft große Veränderungen ergeben werden.

Für Offshore Windparks ist im Vergleich zur Windenergie an Land von deutlich längeren Zeiträumen von Beginn der Planungszeit bis zur Inbetriebnahme auszugehen. Studien, die Projektierungszeiträume für Offshore-Parks analysieren fehlen bisher. Exemplarisch sei allerdings beispielhaft auf den mit einer installierten Gesamtnennleistung von 400 MW aktuell größten sich in Betrieb befindenden deutschen Offshore Windpark „Global Tech 1“ (neben BARD Offshore 1) verwiesen. Laut Betreiber wurde bereits im Jahr 2001 ein Antrag auf Errichtung gestellt. Im Jahr 2006 erfolgte die Genehmigung und seit 2015 befindet sich der Park in Betrieb (Global Tech I 2017).

Abschließend lässt sich festhalten, dass Strukturen durch den Einsatz der Windenergie nur über verhältnismäßig kurze Zeiträume gebunden werden. Vor allem im Vergleich zu konventionellen Energieversorgungseinheiten, wie beispielsweise der Kernenergie, wird dies deutlich, da hier Nutzungsdauer und Rückbauzeiten deutlich länger ausfallen.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

WEA werden über Transformatoren, Schaltanlagen und teils lange Kabelstrecken an das Energieversorgungsnetz angeschlossen. Der zunehmende Ausbau der Windenergie an Land macht einen Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur notwendig, um die Stabilität des Energienetzes weiterhin zu gewährleisten.

Im Bereich der Offshore-Windenergie erfordert die Errichtung neuer Windparks vor den europäischen Küsten den Aufbau von neuen Infrastrukturen zur Übertragung der erzeugten Energie an Land. Rodrigues et al. (2015) stellen fest, dass momentan für europäische Offshore Windparks die Energieübertragung für Distanzen von weniger als 15 km durch Mittelspannungs-Wechselstrom (MVAC) stattfindet. Größere Distanzen werden ebenfalls durch Wechselstrom, dann aber auf Hochspannungsniveau überbrückt. Die Hochspannungsgleichstromübertragung wird den Untersu-

chungen der Autoren zufolge wirtschaftlich vorteilhaft und findet Anwendung für Distanzen zur Küste oberhalb von 50km und Windparkleistungen von 100 MW und mehr.

Sowohl an Land als auch Offshore muss ab dem Bau der Anlagen sichergestellt werden, dass diese erreichbar sind. An Land muss daher ggf. eine Zuwegung aufgebaut werden. Transportschiffe sind notwendig für den Bau von Offshore-Anlagen. Auch für durchzuführende Instandhaltungsmaßnahmen ist die Erreichbarkeit von Standorten ein wesentlicher Faktor.

Bezüglich der Logistik der Projektierung, des Betriebs und der Instandhaltung von Offshore-Windparks ergeben sich durch die Entfernung zum Festland erschwerte Bedingungen im Vergleich zur Windenergienutzung an Land. Akbari et al. (2017) stellen fest, dass ein Trend zur Montage von Baugruppen von Offshore-WEA an Häfen besteht, um Transport und Installationskosten zu senken. Der Bau bzw. die Auswahl geeigneter Häfen stellt somit ein ebenfalls wichtiges und erwähnenswertes Infrastrukturmerkmal dar.

In Tab. 4-24 sind die Schilderungen zusammenfassend wiedergegeben.

Tab. 4-24 Abhängigkeit der Windenergie von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist unabhängig von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von bestehenden Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen bestehende Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen neue Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Die wichtigsten technischen bzw. systemischen Herausforderungen bestehen in der notwendigen Umstrukturierung der elektrischen Netze. Wo im alten System elektrische Leistungen von großen Kraftwerken über Transport- und Verteilnetze in einer Richtung zum Verbraucher transportiert wurden, wird heute von der früheren reinen Verbraucherseite auch Leistung eingespeist und muss teilweise über die Transportnetze zu Verbrauchern in anderen Teilbereichen geleitet werden. Zudem sind die eingespeisten Leistungen nicht mehr frei einstellbar, sondern werden durch Wind und Wetter vorgegeben.

Der Betrieb der Netze, der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch und die Konstanthaltung von Spannung und Frequenz in allen Teilbereichen der Netze sind heute bereits viel komplexer als zuvor. Die Anforderungen werden mit weiterem Aus- und Umbau aber noch steigen. Die Auswirkungen auf die Netze und die Anpassungsnotwendigkeiten werden aber an anderer Stelle des Gesamtberichts behandelt. An dieser Stelle wird die Grenze zwischen den Systemen Windenergieanlage und

Netz an der mittelspannungsseitigen Schaltanlage gesetzt. Damit sind hier bezüglich des Zusammenspiels WEA und Netz im Wesentlichen die Umrichter und ihre Regelung zu betrachten.

Wie alle anderen elektrischen Generatoren und Motoren verursachen auch Windenergieanlagen Netzurückwirkungen. Allerdings existieren hier, wie in allen anderen Fällen, weitgehend ausgereifte technische Möglichkeiten zur Kompensation. Die neuen Windenergieanlagen, die über Umrichter in die Netze einspeisen, können und müssen an den Einspeisepunkten sogar netzstützend wirken. Die dafür notwendigen Anpassungen wurden in der Vergangenheit bereits erarbeitet und weitgehend umgesetzt.

Die stark schwankende Einspeiseleistung der Windenergie und die begrenzte Genauigkeit der Leistungsvorhersage verursachen einen zusätzlichen Bedarf an Regelleistung. Die einzelnen WEA können ihre Einspeiseleistung nur in geringem Maße glätten, wenn sie aus Gründen der Wirtschaftlichkeit dem Wind möglichst ein Maximum an Energie entziehen müssen. Eine Lösung kann darin bestehen, dass verschiedene Erzeuger - Wind, Photovoltaik, Biogas, Speicher – als virtuelle Kraftwerke gegeneinander ausgeregelt werden. Dadurch können die vom Netz aktuell geforderten Leistungen an den entsprechenden Punkten besser eingehalten werden.

Eine bevorstehende Aufgabe, die noch untersucht bzw. umgesetzt werden muss, ist die sogenannte Schwarzstartfähigkeit. Wenn Windenergie in Zukunft große Teile der Versorgung übernehmen und nur noch wenige große konventionelle Kraftwerke zur Verfügung stehen, muss der Neustart der Netze auch von WEA übernommen werden können.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Bewertung aus Sicht der öffentlichen Förderung

Wie die voranstehenden Kapitel zeigen, empfiehlt sich die Windenergienutzung aus mehreren Gründen als eine der tragenden Säulen des zukünftigen Energieversorgungssystems, insbesondere sind zu nennen:

- Große Energiepotenziale
- Hoher spezifischer Beitrag zur Klima- und Ressourcenschonung
- Niedrige Stromgestehungskosten
- Geringe unvermeidbare Auswirkungen auf Umfeld und Umwelt

Zusätzlich stehen die deutsche Forschung und die deutsche Industrie an einer der vorderen Stellen im internationalen Vergleich und die Windenergie spielt national eine bedeutende und weiter wachsende wirtschaftliche Rolle. Alle Szenarien zur zukünftigen Entwicklung sagen ein enormes weiteres Wachstum voraus, so dass es für die deutsche Wirtschaft von erheblichem Vorteil wäre, diese gute Position zu erhalten.

Der Vorsprung bedeutet allerdings auch, bestimmte Herausforderungen früher als andere annehmen zu müssen. Aufgrund der starken und weiter zunehmenden Durchdringung der Energieversorgung durch erneuerbare Energien fallen diesen Anlagen immer mehr netzstützende Aufgaben zu. Diesen Anforderungen muss mit der Transformation des Versorgungssystems durch eine Art integrierte Betriebsführung Rechnung getragen werden.

Allerdings nimmt die Transformation des Energieversorgungssystems einen Zeitraum in Anspruch, der die Amortisationszeiten industrieller Investitionen in die Entwicklung neuer Technologien bei weitem übersteigt. Zusätzlich wird der neu entstehende Kostendruck durch das Ausschreibungsverfahren des neuen EEG in Deutschland große Auswirkungen auf alle Akteure der Windindustrie haben. Der international bereits bestehende hohe globale Wettbewerbsdruck wird dadurch insbesondere für deutsche Hersteller und Windparkentwickler zu einer großen Herausforderung.

Kleine und mittelständische Industrieunternehmen sind oft nicht mehr in der Lage, bestimmte Entwicklungen allein zu übernehmen und zu finanzieren. Die Vorlaufzeiten für die neue WEA-Generation eines Herstellers von der ersten Skizze bis zum gelungenen Markteintritt betragen bis zu zehn Jahre. Die Anlagentechnologie ist zusätzlich inzwischen so umfangreich und kompliziert geworden, dass die Entwicklungskosten eines neuen Anlagentyps ein finanzielles Risiko für die Hersteller bedeutet. Immer weniger und nur größere Hersteller können solche Aufwände tragen. Die Firmenauf- und -verkäufe der letzten Jahre und die damit verbundene Konzentration auf immer weniger Unternehmen unterstreichen die Problematik. Alle F&E-Aktivitäten, die nicht einem dieser großen Unternehmen direkt zugutekommen, benötigen demnach eine Förderung durch die öffentliche Hand.

5.2 Wichtige zukünftige F&E Themen in der Windenergie

Die meisten Entwicklungsansätze werden letztendlich durch den allgegenwärtigen und richtigen Kostendruck angetrieben. Dieser führt nach wie vor zu einem Größenwachstum der Anlagen und keine der früheren Vorhersagen einer optimalen Anlagengröße stellte sich als zutreffend heraus. Es muss daher auch heute von einem weiteren Größenwachstum ausgegangen werden, sodass die zukünftigen Entwicklungsnotwendigkeiten vor dem Bild einer aus heutiger Sicht extrem großen 20 MW Anlage eingeschätzt wurden. Nach einer sehr erfolgreichen Reduktion der spezifischen Investitionen wendet sich die Aufmerksamkeit immer stärker den Betriebskosten zu. Die sich ändernden Finanzierungsbedingungen erfordern für die Branche insgesamt ein Umdenken und geben der Optimierung des Betriebs mehr Bedeutung.

Lediglich Akzeptanz und Umweltaspekte sind nicht aus Kostengründen oder aufgrund technischer Herausforderungen zu thematisieren. Wie die untersuchten Kriterien zeigen, sprechen viele gute Gründe für einen Ausbau der Windenergienutzung. Der häufige und intensive Protest gegen neu geplante Windparks zeigt aber auch, dass eine Reihe von Gegenargumenten nur schwer zu widerlegen ist. Um tatsächliche Fehler beim weiteren Ausbau zu vermeiden, müssen bestehende Bedenken bezüglich der Umweltauswirkungen weiterhin fachgerecht untersucht und aufgearbeitet werden. Weiterhin kann solide Aufklärungsarbeit den weiteren Ausbau nur unterstützen.

Wie in der Vergangenheit muss sich F&E auch zukünftig der schrittweisen Verbesserung in einem breiten Themenspektrum widmen. Aktuelle und zukünftige Forschungsthemen werden von verschiedenen Institutionen zusammengestellt. Um einen Überblick über die Landschaft der F&E-Themen zu gewinnen, wurden die Programme bzw. Agenden der Internationalen Energie Agentur (IEA) (IEA Wind 2013), der European Wind Energy Technology Platform (TPWind 2014), der European Technology & Innovation Platform on Wind Energy (ETIP) (ETIP Wind 2016) und der European Academy of Wind Energy (EAWE) (EAWE 2016) herangezogen. Die Programme stellen die Themen teilweise aus unterschiedlichen Perspektiven und mit unterschiedlichen Zielsetzungen und Begründungen zusammen, die genannten Themen lassen sich aber wieder gut den vier eingangs gewählten Schwerpunkten zuordnen. Wie in Kapitel 1.4 angemerkt, wurde für den vorliegenden Bericht die Systemgrenze der Windenergieanlage zum Netz an der Mittelspannungsschaltanlage gezogen, so dass alle Themen zur Netzintegration, die nicht die Regelung von Anlage bzw. Umrichter betreffen, hier keine Betrachtung finden.

Im Folgenden sind die von der Wissenschaft als besonders wichtig hervorgehobenen Forschungsthemen den vier gewählten Themenfeldern zugeordnet:

- **Windpotenzial und Standortfindung**
 - Weiterentwicklung der Fernmesstechniken LiDAR und SODAR, neue kostengünstige LiDAR, Multi-LiDAR insbesondere Verringerung der Messunsicherheit, Einsatz von LiDAR Offshore
 - Analyse und Nutzung von Satellitendaten für Windpotenzialbestimmungen
 - Weiterentwicklung von reinen Windatlanten zu „Eignungs“-Atlanten unter Berücksichtigung von zusätzlichen genehmigungsrechtlichen und wirtschaftlichen Aspekten.
 - Weiterentwicklung der meso- und mikroskaligen Windfeldmodelle und deren Kopplung
 - Analyse der Windbedingungen in großen Höhen und im komplexen Gelände
 - Weiterer Know-how-Aufbau zu Offshore Meteorologie und Ozeanographie für eine gezielte Auslegung der Anlagen und eine verbesserte Logistik
 - Verbesserte Methoden zur Erkundung der Beschaffenheit der Baugrundes Offshore
- **Anlagentechnik, Design und Produktion**
 - Detaillierte Ermittlung design-relevanter Charakteristika der Wind- und Wetterbedingungen, insbesondere in großen Höhen im Binnenland, u. a. Turbulenzintensitäten und -spektren und Offshore inkl. der ozeanographischen Parameter und Korrelationen
 - Weiterentwicklung fehlerträchtiger Komponenten, u. a. Getriebe, Lagerungen und Wechselrichter
 - Größen- und Effizienzentwicklung von Strukturkomponenten inkl. neuer Materialien und Produktionstechniken, u. a. Gründungen, Turm und Rotorblätter
 - Entwicklung neuer Technologien zur Reduktion der Turmkopfmassen, u. a. neue Generatorkonzepte
 - Weiterentwicklung von Technologien für netz- und systemdienliche Betriebsweisen (Spannungs- und Frequenzregelung)
 - Weiterentwicklung von Regelungskonzepten für Anlagen, Windparks und virtuelle Kraftwerke
 - Weiterentwicklung des Designprozesses von WEA (Berücksichtigung realistischer Eingangswindfelder, verbesserte aerodynamische Berechnungsmethoden, probabilistische Lastrechnung, ...)
- **Errichtung, Betrieb und Instandhaltung**
 - Weiterentwicklung der Errichtungskonzepte sowie der O&M-Konzepte zur Reduktion der Energieentstehungskosten inkl. Logistik und Wetterabhängigkeit insbesondere auf See
 - Entwicklung integrierter Überwachungssysteme, strukturierter und automatisierter Datenmanagementsysteme
 - Weiterentwicklung netzstützender Betriebsweisen wie Regelleistungs- und Blindleistungsbereitstellung unter Berücksichtigung der Anlagenverantwortung
 - Entwicklung kostenoptimierter, präventiver Instandhaltungsstrategien
 - Entwicklung von Fehlerfrüherkennungssystemen mit belastbarer Restnutzungsauferhersage

- **Umweltauswirkungen und Akzeptanz**
 - Weitere Untersuchung von Umweltbedingungen auf See
 - Reduktion von Schallemissionen
 - Untersuchung von Einfluss auf Mensch, Fauna und Flora (inkl. Beeinflussung der regionalen Meteorologie und Ozeanographie)
 - Aktive Förderung der Akzeptanz durch Erläuterung von Zielen und Fakten

6 Meeresenergie

In der deutschen AWZ beträgt das Wellenpotenzial nur wenige TWh, was die Meeresenergie aus deutscher Sicht in erster Linie zu einem Markt für den Technologieexport macht. Da die Meeresenergie keine nennenswerten Beiträge zur deutschen Energiewende leisten kann, wird das Thema in einer kurzen Übersicht abgehandelt.

6.1 Beschreibung des Technologiefelds

Der Begriff Meeresenergie umfasst sehr verschiedene Ressourcen im Meer, die in unterschiedlichen Energieformen (mechanisch, thermisch und chemisch) auftreten.

- **Wellenenergie:** Eine Wasserwelle besteht aus einer sich in Ausbreitungsrichtung fortpflanzenden kreisförmigen Bewegung der Wasserteilchen. Die Umwandlung der Wellenenergie erfolgt mit sehr unterschiedlichen technologischen Ansätzen, die teilweise nur kinetische Energie, nur potenzielle Energie oder beides nutzen. Im Fokus stehen vor allem Wellen, die durch Wind erzeugt werden und in den Ozeanen und Meeren praktisch auf dem gesamten Globus vorkommen. Dementsprechend hoch ist das theoretische Potenzial weltweit.
- **Strömungsenergie:** Der wichtigste Antrieb für Meeresströmungen sind die Gravitationskräfte von Mond und Sonne, die in Kombination mit den Umlaufbahnen von Mond und Erde sowie der Erdrotation zu zyklischen Bewegungen der Wasserkörper, den Gezeiten, führen. Diese Strömungen werden von weiteren Effekten wie z. B. der Corioliskraft sowie thermischen Ausgleichsströmungen beeinflusst, was weltweit zu sehr unterschiedlichen Ausprägungen von Gezeiten- und Meeresströmungen führt. Wo die Strömungen auf Küsten bzw. Meerengen und Untiefen treffen, können hohe Strömungsgeschwindigkeiten entstehen, die für eine technische Nutzung durch Turbinen relevant sind. Diese Voraussetzungen führen dazu, dass für die technische Nutzung relevante Strömungen im Gegensatz zur Wellenenergie räumlich nur sehr begrenzt auftreten.
- **Tidenhub:** Auch der Tidenhub wird durch die Gezeiten verursacht. An geeigneten Küstenabschnitten variiert der Wasserspiegel zwischen Ebbe und Flut um bis zu 15 Meter. Durch die Errichtung einer Sperrmauer in einer Bucht oder durch eine künstliche Lagune kann ein Aufstau erzeugt werden, der die unterschiedlichen Wasserspiegel als Fallhöhe für Wasserturbinen nutzbar macht. Weltweit sind zahlreiche Standorte an Küsten bekannt, die allerdings ein im Verhältnis zu den anderen Formen der Meeresenergie nur ein relativ geringes theoretisches Potenzial darstellen. Wegen der technischen Nähe zu konventionellen Wasserkraftwerken, wird diese Energieform von einigen Organisationen zur Wasserkraft gezählt.
- **Temperaturgradient:** Die solare Einstrahlung erwärmt vor allem um den Äquator die Wasseroberfläche. Dadurch entsteht ein Temperaturgradient von > 20 K gegenüber den kalten Wasserschichten in großer Tiefe, der als Antrieb für einen Dampfprozess zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Die Kombination von warmem Oberflächenwasser und ausreichender Wassertiefe findet sich über große Flächen der Ozeane und stellt damit ein sehr großes theoretisches Potenzial zur Stromerzeugung dar. Darüber hinaus kann Meerwasser auch thermisch – als Wärmequelle oder -senke – zum Heizen oder Kühlen genutzt werden.
- **Salzgradient:** An den Mündungen großer Flüsse trifft Süßwasser mit einem Salzgehalt von unter 1 g/kg auf Salzwasser mit einem Gehalt von im Mittel 35 g/kg.

Diese Differenz der Salzkonzentrationen entspricht einer chemischen Potenzialdifferenz bzw. einem osmotischen Druck von ca. 28 bar. Durch den Einsatz von semipermeablen Membranen lässt sich technisch ein Druck aufbauen, der den Salzgradienten zur Stromerzeugung nutzbar macht. Relevant für die Nutzung dieses Potenzials sind Flussmündungen mit ausreichender Verfügbarkeit großer Süßwassermengen und der Zugang zu Salzwasser.

6.2 Potenziale

Die Unsicherheiten bei der Bestimmung der Ressourcen und die Vielfalt der technologischen Ansätze bedingen eine große Bandbreite bei den technischen Potenzialen. Der IPCC-SRREN Bericht von 2011 gibt einen Bereich zwischen 7 und 331 EJ/a (1.900-92.000 TWh) an. Für Europa liegen die Potenzialschätzungen für Wellenenergie bei 1.000-1.500 TWh/a und für Meeresströmungen bei etwa 150 TWh/a. Die wesentlichen Potenziale finden sich entlang der europäischen Atlantikküste (European Commission). In der deutschen AWZ beträgt das Wellenpotenzial nur wenige TWh, was die Meeresenergie aus deutscher Sicht in erster Linie zu einem Markt für den Technologieexport macht.

6.3 Marktentwicklung

Mit einer installierten Leistung von rund 550 MW weltweit weisen zurzeit vor allem die Gezeitenkraftwerke zur Nutzung des Tidenhubs relevante Kapazitäten auf. In Europa sind demgegenüber bisher nur wenige Wellenenergie- und Meeresströmungsanlagen mit einer Gesamtkapazität von knapp 30 MW installiert worden.

Das IEA Programm zur technologischen Zusammenarbeit für Meeresenergie OES erwartet auf Basis der IEA-Modelle (IEA 2016b) bis 2050 eine installierte Leistung von rund 300 GW (Ocean Energy Systems TCP 2017) und ein Investitionsvolumen von 35 Milliarden Dollar jährlich. In Europa befinden sich zurzeit rund 33 MW im Bau, insgesamt ist eine Kapazität von rund 100 MW in Projekten vor allem in Großbritannien genehmigt, für weitere 330 MW liegen europaweit Anträge vor. Die gesamte Kapazität der für Europa identifizierten Projekte in Planung liegt bei rund 1,9 GW.

Die Investitionen für Meeresenergieanlagen sind mit spezifischen Kosten zwischen 5 und 15 M€/MW aktuell noch sehr hoch. Ab einer kumulierten Kapazität von rund 100 MW werden Stromgestehungskosten (LCOE) von 200 €/MWh erwartet, langfristig etwa 100 €/MWh. (Ocean Energy Systems TCP 2017).

6.4 F&E Empfehlungen

Der Schwerpunkt der internationalen F&E Aktivitäten liegt auf der Skalierung der Anlagen und Erhöhung der Zuverlässigkeit sowie weiterer Ansätze zur Kostenreduktion durch verbesserte Konzepte, Komponenten und Installationsmethoden sowie Reduzierung des Wartungsaufwandes (Ocean Energy Systems TCP 2017). Die wichtigsten Meilensteine sind kurzfristig die erfolgreiche Realisierung und ein zuverlässiger Betrieb erster Anlagenparks mit Meeresströmungsturbinen und Wellenenergiekonvertern.

Literaturverzeichnis

- Akbari, N.; Irawan, C. A.; Jones, D. F.; Menachof, D. (2017): A multi-criteria port suitability assessment for developments in the offshore wind industry. *Renewable Energy* 102 (2017) 118–133.
- AMSC (2017): amsc Windtec Solutions. http://www.amsc.com/windtec/turbine_designs-licenses.html. Letzter Zugriff: 30.03.2017.
- BDEW (2015): Grundlagenpapier Primärenergiefaktoren. Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BMWi (2016a): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2015.
- BMWi (2016b): Forschungsjahrbuch Energie 2015. Forschungsberichte im Überblick. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). www.forschungsjahrbuch-energie.de. Letzter Zugriff: 19.04.2017.
- BWE (2015): Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland. Studie. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V. https://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/aktuersstrukturen-von-windenergieprojekten-deutschland/20150218_studie_aktuersvielfalt_final.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- BWE (2016): BWE Branchenreport Windindustrie in Deutschland. Berlin: Bundesverband WindEnergie e. V.
- Byars, R.; Miller, W.: Twelve to 21-MW turbines are possible and with today's components. <http://www.windpowerengineering.com/design/twelve-21-mw-turbines-possible-todays-components/>. Letzter Zugriff: 30.03.2017.
- CenTouris (2012): Akzeptanz von Windenergieanlagen in deutschen Mittelgebirgen. Passau: Centrum für marktorientierte Tourismusforschung der Universität Passau. https://www.ihk-kassel.de/solva_docs/Studie_akzeptanz_windenergie.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- DERA (2014): DERA-Rohstoffliste 2014. Angebotskonzentration bei mineralischen Rohstoffen und Zwischenprodukten – potenzielle Preis- und Lieferrisiken. Berlin: DERA - Deutsche Rohstoffagentur in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. https://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-24.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Letzter Zugriff: 08.06.2017.
- DLR (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)

- und Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).
http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- DNR (2012): Grundlagenarbeit für eine Informationskampagne. Umwelt- und naturverträgliche Windenergienutzung in Deutschland (Onshore) - Analyseteil.
Lehrte: Deutscher Naturschutzring (DNR).
- EAWC (2016): Long-term research challenges in wind energy. A research agenda by the European Academy of Wind Energy. *Wind Energ. Sci.* 1 (1) 1–39.
- EEG (2017): Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. EEG 2017.
- ETIP Wind (2016): Strategic research and innovation agenda 2016. Brüssel: European Technology & Innovation Platform on Wind Energy.
- European Commission (Hg.): Study on Lessons for Ocean Energy Development. Online verfügbar unter <http://ec.europa.eu/research/energy/index.cfm>. Letzter Zugriff: 15.08.2017.
- forsa (2016): Bürgerbefragung Öffentlicher Dienst. Einschätzungen, Erfahrungen und Erwartungen. Berlin: Bundesleitung des dbb Beamtenbund und Tarifunion.
- ForWind (2017): Forschungsverbund Windenergie: ForWind – Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg, Hannover und Bremen.
www.forschungsverbund-windenergie.de. Letzter Zugriff: 13.04.2017.
- Fürstenwerth, D.; Praetorius, B.; Redl, C. (2014): Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Welche Fragen sind zu prüfen? Berlin: Agora Energiewende.
- GE (2014): GE Energieerzeugung. Unser Service für maximalen Energieertrag.
https://www.gerenewableenergy.com/content/dam/gepower-renewables/global/de_de/documents/Download_RZ_150127_GE_WindServices_Bro_210x297mm_ANSICHT_ES.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- Global Tech I (2017): Global Tech 1 Offshore Windpark: Global Tech I Offshore Wind GmbH. <http://www.globaltechone.de/windpark/chronologie/>, zuletzt aktualisiert am 30.03.2017.
- Greenpeace International et al. (2015): energy [r]evolution. A sustainable world energy outlook. Amsterdam: Greenpeace International, Global Wind Energy Council und SolarPowerEurope.
- GTAI (2017): Wind-Industrie (Germany Trade and Invest GmbH).
<http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Invest/Industries/Energy-environment-resources/wind.html?view=renderPdf>. Letzter Zugriff: 29.03.2017.
- Hirschl, B.; Heinbach, K.; Prahl, A.; Salecki, S.; Schröder, A.; Aretz, A.; Weiß, J. (2015): Wertschöpfung durch erneuerbare Energien. Ermittlung der Effekte

auf Länder- und Bundesebene. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung Berlin (Schriftenreihe des IÖW, 210).

Hofmann, M. (2011): A Review of Decision Support Models for Offshore Wind Farms with an Emphasis on Operation and Maintenance Strategies. Wind Engineering 35 (1).

IEA (2012): IEA Wind Task 26. The Past and Future Cost of Wind Energy, Work Package 2. Denver, USA: International Energy Agency (IEA).
https://www.ieawind.org/index_page_postings/WP2_task26.pdf. Letzter Zugriff: 09.06.2017.

IEA (2016a): Detailed Country RD&D Budgets. Germany. International Energy Agency - Data Services (Energy Technology RD&D (2016 edition)).
<http://wds.iea.org/WDS/Common/Login/login.aspx>. Letzter Zugriff: 20.04.2017.

IEA (2016b): Energy Technology Perspectives 2016. Towards Sustainable Urban Energy Systems. Paris: International Energy Agency (IEA).
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyTechnologyPerspectives2016_ExecutiveSummary_EnglishVersion.pdf. Letzter Zugriff: 09.06.2017.

IEA (2016c): World Energy Outlook 2016. Executive Summary - English version. Paris: International Energy Agency (IEA).

IEA Wind (2013): IEA Long Term Research Development Needs for Wind Energy for the Time Frame 2012 to 2030. Paris: IEA Wind Executive Committee.

ifo Institut (2017): Auswertung der Online-Umfrage unter den BMWi-Forschungsnetzwerken vom April 2017, Teilbereich TF_Energiewende. München.

Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Online-Hochrechnung der Istwerte für Windenergie Offshore (2017).
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Online-Hochrechnung-Wind-Offshore>, zuletzt aktualisiert am 30.03.2017.

ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_Energiesystem-Deutschland-2050.pdf. Letzter Zugriff: 09.06.2017.

IWES (2012): Aktualisierung von Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe. Abschnitt Windenergie. Kassel: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).

IWES (2014a): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht. Kassel: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).
https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.

- IWES (2014b): Testzentrum Tragstrukturen. Optimierung von Designs und Bauverfahrenstechniken. Hannover: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).
http://www.windenergie.iwes.fraunhofer.de/content/dam/windenergie/de/documents/DE_IWES_Tragstrukturen_30_okt2014.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- IWES (2015): Dynamic Nacelle Testing Laboratory (DyNaLab): Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).
<http://www.windenergie.iwes.fraunhofer.de/de/testzentren-und-messungen/gondelpruefung.html>, zuletzt aktualisiert am 08.06.2017.
- IWES (2017a): Windenergiereport Deutschland 2016. Kassel: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).
<http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-445609.html>. Letzter Zugriff: 14.06.2017.
- IWES (2017b): Windmonitor - Entwicklung der installierten Windleistung (on- und offshore): Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/1_wind-im-strommix/1_energiewende-in-deutschland/5_Ausbau_der_Windenergie/. Letzter Zugriff: 28.03.2017.
- Koschinski, S.; Lüdemann, K. (2012): Schallminimierung beim Bau von Offshore-Windparks.
https://www.bfn.de/fileadmin/MDB/documents/themen/meeresundkuestenschutz/downloads/Fachtagungen/Schallschutz-Bau-Windparks-2012/06_Koschinski_Luedemann.pdf. Letzter Zugriff: 30.03.2017.
- Mattes, A. (2014): Die ökonomische Bedeutung der Windenergiebranche. Windenergie an Land in Deutschland und in Nordrhein-Westfalen. Berlin: DIW Econ GmbH. https://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/die-oekonomische-bedeutung-der-windenergiebranche-nordrhein-westfalen/20140628_diw_econ_oekonomische_bedeutung_windenergie_d_und_nrw.pdf. Letzter Zugriff 10.04.2017.
- Moss, R. L.; Tzimas, E.; Kara, H.; Willis, P.; Kooroshy, J. (2011): Critical metals in strategic energy technologies. Assessing rare metals as supply-chain bottlenecks in low-carbon energy technologies. Luxembourg: Institute for Energy and Transport (JRC).
https://setis.ec.europa.eu/system/files/CriticalMetalsinStrategicEnergyTechnologies-def_o.pdf. Letzter Zugriff: 11.01.2017.
- Moss, R.; Willis, P.; Tercero, E. L.; Tzimas, E.; Arendorf, J.; Thompson, P.; et al. (2013): Critical metals in the path towards the decarbonisation of the EU energy sector. Assessing rare metals as supply-chain bottlenecks in low-carbon energy technologies. Luxembourg: Institute for Energy and Transport (JRC).
http://www.oakdenhollins.com/media/308/Critical_Metals_Decarbonisation.pdf. Letzter Zugriff: 08.06.2017.

- Ocean Energy Systems TCP (Hg.) (2017): An International Vision for Ocean Energy, Technology Collaboration Programme for Ocean Energy Systems. Online verfügbar unter www.ocean-energy-systems.org. Letzter Zugriff: 15.08.2017.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- O'Sullivan, M.; Edler, D.; Lehr, U. (2016): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Forschungsvorhaben 21/15: Makroökonomische Wirkungen und Verteilungsfragen der Energiewende (2016).
- Pietrowicz, M.; Quentin, J. (2015): Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land. Berlin: Fachagentur Windenergie an Land. http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Analyse_Dauer_und_Kosten_Windenergieprojektierung_01-2015.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- Prognos AG; EWI; GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte. Energiereferenzprognose. Endbericht. Basel / Köln / Osnabrück: Prognos AG, EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS).
- Projekträger Jülich (2017): EnArgus. Zentrales Informationssystem Energieforschungsförderung: Projekträger Jülich. <https://www.enargus.de/>. Letzter Zugriff: 29.03.2017.
- Rodrigues, S.; Restrepo, C.; Kontos, E.; Teixeira Pinto, R.; Bauer, P. (2015): Trends of offshore wind projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 49 (2015) 1114–1135.
- RWTH Aachen (2017): Center for Windpower Drives (CWD): RWTH Aachen. <https://www.cwd.rwth-aachen.de/home/>, zuletzt aktualisiert am 08.06.2017.
- Siemens (2016): Presentation: Merger of Siemens Wind Power with Gamesa: Siemens AG. <https://www.siemens.com/press/pool/de/events/2016/corporate/2016-06-telefonkonferenz/presentation-merger-siemens-gamesa.pdf>, zuletzt aktualisiert am 10.04.2017.
- TPWind (2014): Strategic Research Agenda / Market Deployment Strategy: European Wind Energy Technology Platform. http://www.windplatform.eu/fileadmin/ewetp_docs/Documents/reports/TPWind_SRA.pdf. Letzter Zugriff: 08.06.2017.
- UBA (2013a): Politiksznarien für den Klimaschutz VI. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).

- UBA (2013b): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf.
Letzter Zugriff: 10.04.2017.
- ÜNB (2016): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin / Dortmund / Bayreuth / Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH.
- Universität Stuttgart: WindForS – Windenergie-Forschungscluster.
<http://www.windfors.de>. Letzter Zugriff: 11.04.2017.
- van de Pieterman, R. P.; Braam, H.; Obdam, T. S.; Rademakers, L. W. M. M.; van de Zee, T. J. J. (2011): Optimisation of maintenance strategies for offshore wind farms. A case study performed with the OMCE-A case study performed with the OMCE Calculator. Proceedings of the Offshore 2011 conference, Amsterdam.
- Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
<https://www.energietechnologien2050.de>
- World Energy Council (2016): World Energy Scenarios 2016. The grand transition. London: World Energy Council. https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Scenarios-2016_Full-Report.pdf.
Letzter Zugriff: 11.04.2017.
- Wüstenhagen, R.; Wolsink, M.; Bürer, M. J. (2007): Social acceptance of renewable energy innovation. An introduction to the concept. Energy Policy 35 (5) 2683–2691.