

Forschungsvorhaben

im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 20 EEG

3. Zwischenbericht

Projektleitung:

Dr. Frithjof Staiß, Maike Schmidt,
Dr. Frank Musiol

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)



März 2008



Verantwortlich für die Bearbeitung der verschiedenen Kapitel:



Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
 Fachgebiet Systemanalyse
 Industriestr. 6
 70565 Stuttgart

**Projektleitung:
 Dr. Frithjof Staiß**

Maike Schmidt
 Dr. Frank Musiol

frithjof.staiss@zsw-bw.de
 0711/7870-210
Maike.Schmidt@zsw-bw.de
 0711/7870-232
 Frank.Musiol@zsw-bw.de
 0711/7870-217



Fichtner GmbH & Co. KG
 Sarweystraße 3
 70191 Stuttgart

Birgit Jahraus
 Hans-Friedrich Wülbeck

JahrausB@fichtner.de
 0711/8995-1823
WuelbeckH@fichtner.de
 0711/8995-0



Deutsche WindGuard GmbH
 Oldenburger Str. 65
 26316 Varel

Dr. Knud Rehfeldt
 Jan Wallasch

k.rehfeldt@windguard.de
 04451/9515-0
j.wallasch@windguard.de
 04451/9515-0



Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)
 Altenkesslerstr. 17 Gebäude A1
 66115 Saarbrücken

Juri Horst

horst@izes.de
 0681/9762-837



GtV-Service GmbH
 Gartenstraße 36
 49744 Geeste

Werner Bußmann

Geothermische-Vereinigung@t-online.de
 05907 / 545



Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR)
 Grevener Str. 75
 48159 Münster

Dr. Norbert Allnoch
 Ralf Schlusemann
 Bernd Kleinmanns

allnoch@iwr.de
schlusemann@iwr.de
 0251 / 23946-12
kleinmanns@iwr.de
 0251 / 23946- 13



Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI)
 Döppersberg 19
 42103 Wuppertal

Dr. Manfred Fishedick
 Frank Merten

manfred.fishedick@wupperinst.org
frank.merten@wupperinst.org
 0202/2492-126



Bosch & Partner GmbH (B&P)
 Lister Damm 1
 30163 Hannover

Dr. Dieter Günnewig
 Dr. Thomas Wachter

d.guennewig@boschpartner.de
 0511/390891-81
 t.wachter@boschpartner.de
 0511/390891-83

6 Stromerzeugung aus Windenergie (§ 10 EEG) (Windguard)

6.1 Einleitung

In dem vorliegenden Bericht zur Stromerzeugung aus Wind im Sinne des §10 EEG wird die Situation der Windenergienutzung der letzten Jahre dargestellt. Basierend auf einer Marktanalyse wird die Situation der Windenergienutzung in Deutschland und auf dem Weltmarkt beschrieben. Prognosen über den Ausbau der Windenergienutzung zeichnen die Entwicklung in Deutschland bis 2020 und weltweit bis 2010 auf. Über eine Darstellung der unterschiedlichen Vergütungssysteme wird die Entwicklung der Vergütung für Strom aus Windenergie in Deutschland seit Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes am 01.10.1991 verdeutlicht. Insbesondere werden über eine inflationsbereinigte Analyse der Vergütungen bereits realisierte Kostensenkungen dargestellt.

Im Rahmen der Kostenanalyse wurden umfangreiche Umfragen bei Herstellern, Betreibern und Sachverständigen von WEA durchgeführt, auf deren Basis die Berechnungen der Stromgestehungskosten durchgeführt wurden. Die Erhebung der Daten im Bereich der Offshore-Windenergienutzung erfolgt durch eine Analyse spezifischer geplanter Projekte in Deutschland. Basierend auf den bisher erhobenen und analysierten Daten werden Bewertungen zu den Vergütungssystemen der Windenergienutzung an Land, dem Repowering und der Windenergienutzung auf dem Meer gegeben.

6.2 Marktanalyse

6.2.1 Installationszahlen in Deutschland an Land

Bis zum 31.12.2007 waren in Deutschland 19460 WEA mit einer kumulierten Leistung von 22247 MW installiert. Die Entwicklung des Marktes in Deutschland war jedoch in den letzten Jahren durch einen Rückgang der jährlichen Aufstellungszahlen geprägt. Im Jahr 2005 wurden in Deutschland 1.049 WEA mit einer installierten Leistung von 1.808 MW errichtet. Gegenüber dem Rekordjahr 2002 mit einer installierten Leistung von 3247 MW ergab sich somit ein Rückgang der in diesen Jahren neu installierten Leistung von 44,3 % (Abb. 6.1). Der Rückgang der installierten Anlagenanzahl fällt aufgrund der weiterhin steigenden Anlagengröße noch steiler aus. Wurden im Rekordjahr 2002 über 2328 WEA in Deutschland errichtet, so lag dieser Wert im Jahr 2005 nur noch bei 1.049, was einem Rückgang von 54,9 % entspricht.

2006 stieg die Anzahl von neu installierten Windenergieanlagen als auch der neu installierten Leistung erstmals gegenüber dem Vorjahr wieder an. Es wurden 2006 1.208 WEA mit einer kumulierten Gesamtleistung von 2.233 MW errichtet. (vgl. Abb. 6.1). Entgegen vieler Prognosen konnte durch die Installationszahlen in 2006 der rückläufige Trend vorläufig gestoppt werden. 2007 kehrte sich diese Entwicklung aber wieder um und so betrug die Anzahl neu aufgestellter Anlagen nur 883 WEA. Diese wiesen eine Gesamtleistung von 1667 MW auf. Die im Jahr 2007 neu installierte Leistung fiel damit sogar deutlich unter die Zahlen des Jahres 2005. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies bei der Anlagenanzahl einem Rückgang von 325 WEA bzw. ca. 27 %. Bei der neu installierten Leistung beträgt der Rückgang 566 MW bzw. ca. 25 %. Bei dem Großteil der in 2007 errichteten Anlagen handelt es sich um Erstinstallationen, d.h. das Repowering hat bisher also nur einen sehr geringen Anteil. In 2007 wurden lediglich 45 WEA mit einer Leistung von in etwa 103 MW repowert. Dies entspricht einem Anteil der in 2007 gesamten neu installierten Leistung von nur ca. 6,2%.

Nach den Ergebnissen des Instituts für solare Energietechnik Kassel (ISET) wurden in den ersten zwei Monaten des Jahres 2008 insgesamt 98 WEA mit einer installierten Leistung von 192,5 MW in Deutschland errichtet. Hieraus wird deutlich, dass der weitere Ausbau der Windenergie in Deutschland auch 2008 stattfinden wird, aber mit weiterhin abnehmenden Installationszahlen. Bemerkenswert an diesen Ergebnissen ist, dass von den insgesamt 98 WEA nur noch zwei eine Gesamthöhe von weniger als 100 m aufweisen.

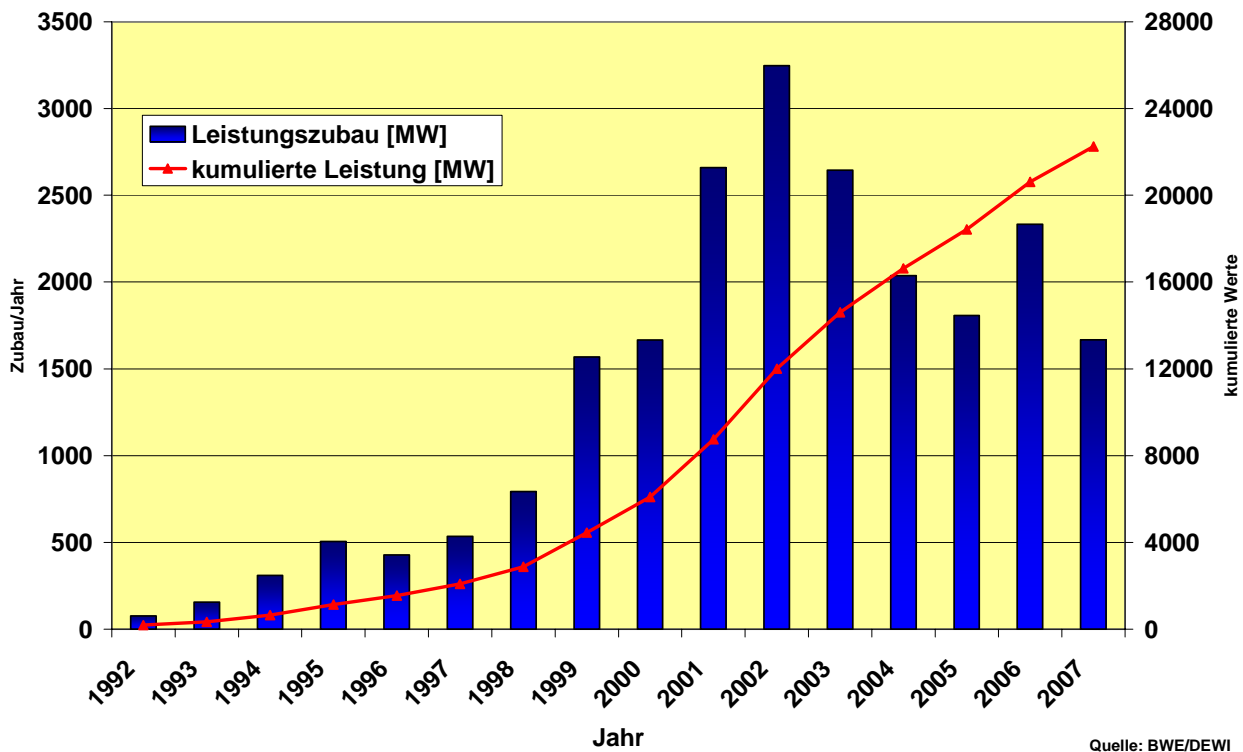


Abb. 6-1: Entwicklung der installierten Leistung aus Windenergieanlagen in Deutschland bis 31.12.2007 [45]; [46]

Ein wesentlicher Grund für den Rückgang der Aufstellungszahlen in den Jahren 2002 bis 2005 und 2007 ist das immer geringere Flächenangebot für die Windenergienutzung [47],[48]. Die im Rahmen der Privilegierung für Windenergieanlagen im Außenbereich durchgeführten Ausweisungen von Eignungsgebieten zur Windenergienutzung sind von den Gemeinden und Landkreisen mittlerweile umgesetzt worden. Diese Standorte sind zum großen Teil mit Windenergieanlagen besetzt und es existiert Interesse neue Standorte für die Windenergienutzung zu genehmigen. Darüber hinaus sind in vielen Bundesländern neue Abstandsempfehlungen von Windenergieanlagen zur Wohnbebauung sowie Höhenbegrenzungen herausgegeben worden, die die Umsetzung neuer Windenergieprojekte zusätzlich erschweren. Trotz des Anstiegs der Aufstellungszahlen in 2006 hat sich der Markt für so genannte Erstinstallationen 2007 aufgrund der knapper werdenden Flächen für die Windenergienutzung rückläufig entwickelt. Ob diese Entwicklung zukünftig durch den Einsatz des Repowering kompensiert werden kann, liegt nicht zuletzt an politischen Rahmenbedingungen.

Die technologische Entwicklung der WEA schreitet hingegen weiter voran. Die durchschnittliche installierte Leistung von WEA, die im Jahr 2005 errichtet wurden, lag bei 1.723 kW/WEA, 2006 lag dieser Wert schon bei 1.849 kW/WEA. In 2007 wurden WEA mit einer durchschnittlichen Leistung von 1888 kW/WEA errichtet. [41] Anlagen der 3 MW-Klasse mit Rotordurchmessern von 90 m haben mittlerweile unter den Bedingungen des

EEG eine Marktreife erreicht und werden zunehmend errichtet. Für die Errichtung entsprechender Anlagen sind aber Gesamthöhen von 150 m notwendig, so dass für die Umsetzung entsprechender Projekte geeignete Rahmenbedingungen existieren müssen. Weiterhin gibt es erste Prototypen der so genannten 5 MW-Klasse der Hersteller Enercon, Repower Systems, Multibrid und BARD Engineering mit Rotordurchmessern von bis zu 126 m und Nabhöhhen von 125 m. Die Mehrzahl dieser Anlagen wird für die zukünftige Entwicklung der Windenergienutzung auf dem Meer entwickelt. Die Firma Enercon favorisiert jedoch die Errichtung dieser Anlagen auf dem Land. Die Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland verlagert sich weiter in Richtung Binnenland. Für die Küstenregionen wird bei geeigneten Rahmenbedingungen zukünftig das Repowering die wesentliche Entwicklung darstellen. Nur im Binnenland stehen heute noch ausreichend neue Flächen für die Windenergienutzung zur Verfügung. Im Jahr 2007 wurden bereits 61,7 % der in diesem Jahr installierten Leistung in den 11 Bundesländern ohne Küstenstreifen errichtet (64,3 % der 2007 errichteten WEA). 2007 fanden sich unter den Top Fünf der Bundesländer mit der höchsten hinzu gebauten Leistung vier Binnenländer und mit Niedersachsen und Schleswig-Holstein lediglich nur zwei Küstenländer, wobei aber immerhin Niedersachsen den den ersten Platz in dieser Liste belegte. Schleswig-Holstein erreichte aber lediglich den fünften Platz. Bei diesen Betrachtungen muss berücksichtigt werden, dass auch große Landesteile in Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen zum Binnenland gezählt werden müssen, so dass deutlich wird, dass die Küstenbereiche für den aktuellen Ausbau der Windenergienutzung heute kaum noch von Bedeutung sind.

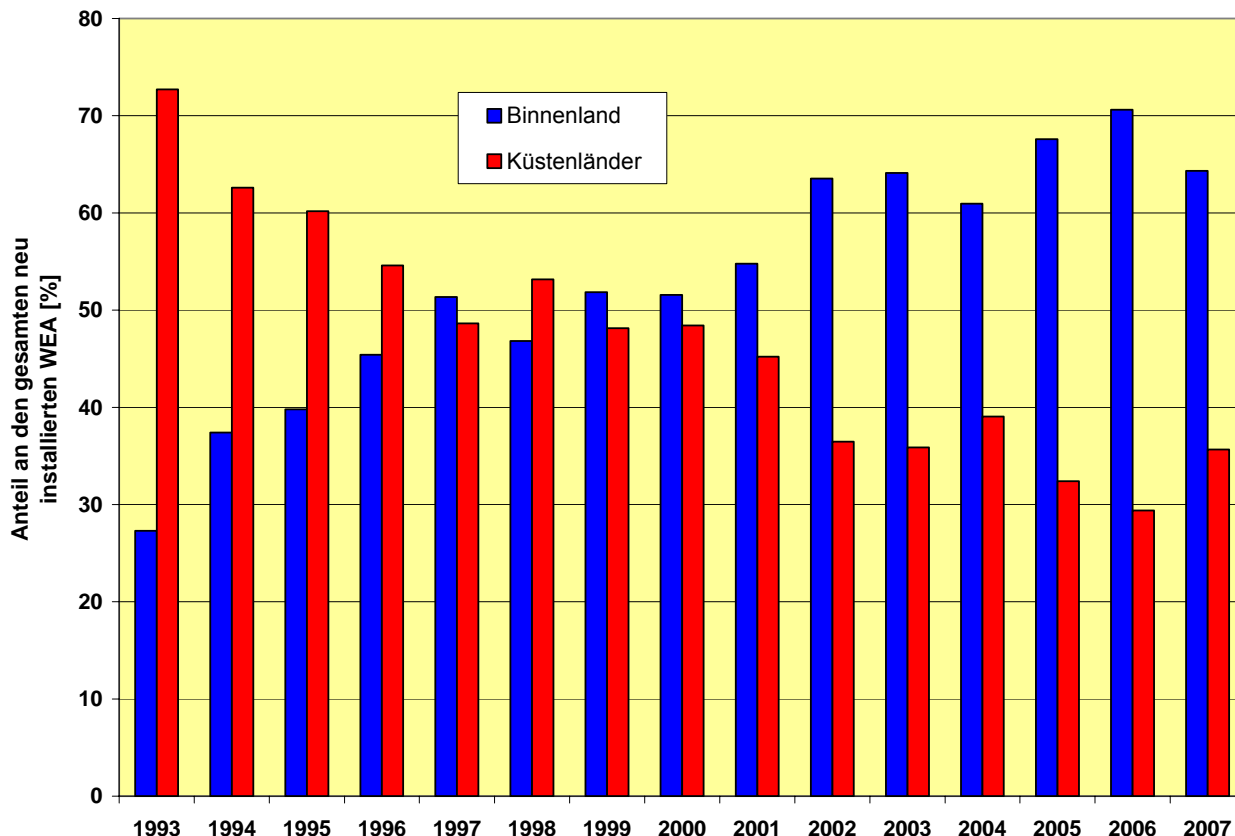


Abb. 6-2: Vergleich der neu hinzu gebauten Leistung im Binnenland und in de Küstenländern [45]; [46]

6.2.2 Entwicklung des Repowering

Das Repowering, also der Ersatz alter WEA durch Anlagen neuer Technologie, ist unter anderem von den Betriebsjahren der zu ersetzenden WEA abhängig. Generell ist aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten ein Repowering leichter umzusetzen, je älter die zu ersetzenden Anlagen sind. Darüber hinaus beeinflussen Kosten für Reparaturen oder standortspezifische Windbedingungen die Frage der Wirtschaftlichkeit eines Repowering. Unter derzeitigen Rahmenbedingungen scheint ein Repowering aber generell erst für WEA wirtschaftlich umsetzbar, wenn die Altanlagen eine Lebensdauer von mindestens 10 bis 12 Jahren erreicht haben. Ende 1995 waren 3.540 WEA mit einer gesamten installierten Leistung von ca. 1.120 MW errichtet. Ende 1997 betrug dieser Wert hingegen bereits 5.193 WEA mit einer Leistung von in etwa 2082 MW. Diese Anlagen sind die derzeit konkreten Projekte für ein zeitnahes Repowering.

Allerdings liegen die bisher realisierten Repowering Projekte deutlich hinter dem technischen Potenzial (Tab. 6.1). Nach [40] sind im Jahr 2005 nur 18 WEA im Rahmen eines Repowering durch 6 größere WEA ersetzt worden. Dieser Wert lag 2005 deutlich unterhalb der Werte von 2004 und 2003. Innerhalb dieser Jahre hat sich sogar ein rückläufiger Trend eingestellt, welcher 2006 jedoch gebrochen wurde. In diesem Jahr wurden 79 WEA mit einer Gesamtleistung von 29,19 MW durch 55 Anlagen mit einer kumulierten Leistung von 136,4 MW ersetzt. 2007 konnte dieser Wert in etwa gehalten werden, da hier 45 WEA mit einer Gesamtleistung von rund 103 MW repowert wurde. Hieraus wird deutlich, dass das Repowering heute noch keine Bedeutung für den Windenergiemarkt in Deutschland hat. Ob das vorherige Jahr eine Trendwende im Repowering darstellt bleibt abzuwarten. [41]

Tab. 6-1: Entwicklung des Repowering in Deutschland seit 2002 [40]; [41]

Jahr	Abbau		Repowering		Anteil an der neu installierten Gesamtleistung [%]
	Anlagenabzahl	installierte Leistung [MW]	Anlagenanzahl	installierte Leistung [MW]	
2002	16	5.4	8	12.7	0.4
2003	68	29.7	46	80.8	3.1
2004	45	17.2	33	54	2.7
2005	18	9	6	12	0.7
2006	79	26.2	55	136.4	5.8
2007	108	41.3	45	102.9	6.2

Neben den zum Teil noch zu geringen Betriebsjahren des in Deutschland existierenden Anlagenbestandes liegen die Gründe für das bisherige Ausbleiben des Repowering vor allem in administrativen und baurechtlichen Hemmnissen.

In der folgenden Grafik ist die Altersstruktur des Kraftwerksparks aus WEA in Deutschland dargestellt. Setzt man eine Mindestbetriebszeit von 10 bis 12 Jahren für ein Repowering aus wirtschaftlichen Erwägungen voraus, so ist der Grafik zu entnehmen, dass derzeit ca. 3.720 WEA in Deutschland über 12 und mehr Betriebsjahre und 5.580 WEA über 10 und mehr Betriebsjahre verfügen. Bei diesen Anlagen handelt es sich um das derzeitige Potenzial für ein Repowering.

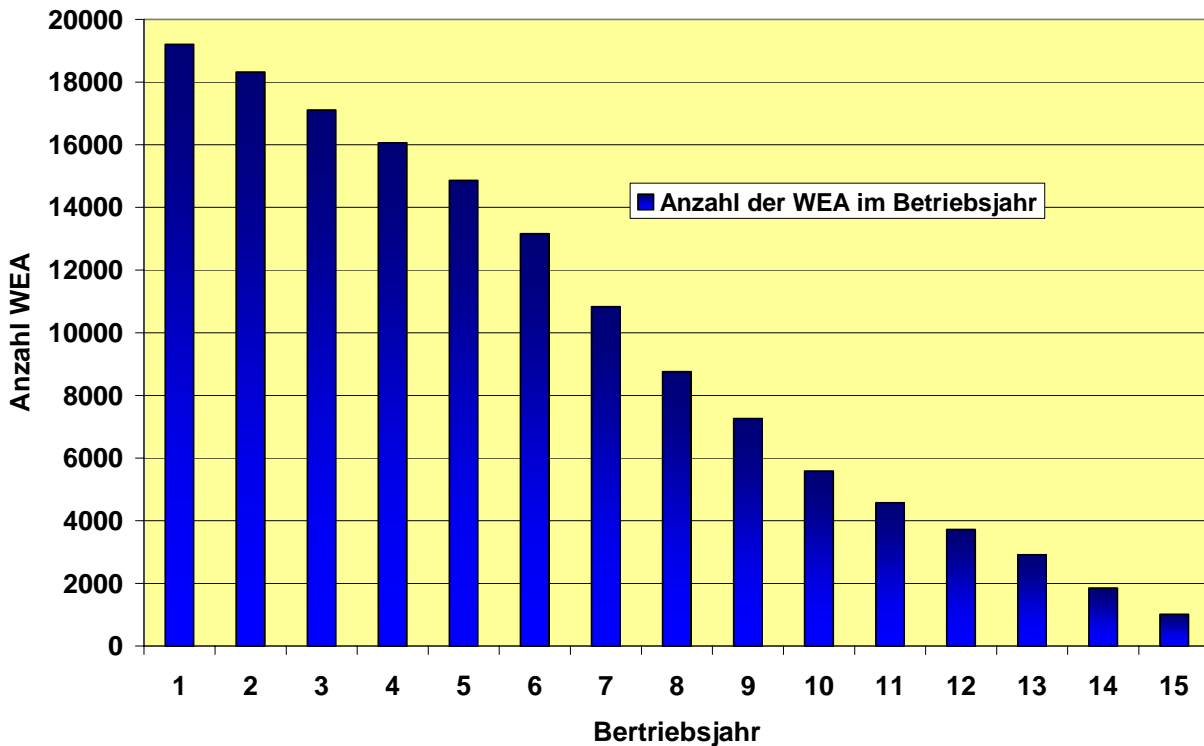


Abb. 6-3: Anzahl der WEA in Abhängigkeit der Betriebsjahre (Stand 31.12.2007)

Generell ist bei der Betrachtung des Repowering zwischen Anlagen zu unterscheiden, die in Vorranggebieten zur Windenergienutzung errichtet sind und jenen, die außerhalb dieser Gebiete stehen. Vor allem WEA die vor der Änderung des § 35 BauGB (Privilegierung von WEA im Außenbereich) errichtet wurden, also vor dem 31.12.1995, stehen außerhalb von Vorranggebieten zur Windenergienutzung. Für diese Anlagen wird es zunehmend schwierig im Rahmen des Repowering eine neue Baugenehmigung für Anlagen neuer Technologie zu bekommen. Oft liegen die Abstände zur Wohnbebauung unterhalb der Anforderungen heutiger Regelungen. Weiterhin besteht in den betroffenen Gemeinden aufgrund einer späteren Ausweisung von Vorranggebieten zur Windenergienutzung keine Privilegierung für Anlagen im Außenbereich mehr, so dass die Genehmigungsbehörden keinerlei Verpflichtung haben, entsprechende Genehmigungen zu erneuern.

Für Windenergieanlagen, die in Vorranggebieten zur Windenergienutzung betrieben werden, ergibt sich eine grundlegend andere Situation für das Repowering. Generell können Baugenehmigungen für neue Windenergieanlagen in diesen Gebieten nicht untersagt werden, da diese Gebiete gerade für diese Nutzung in den entsprechenden Flächennutzungsplänen ausgewiesen sind. Allerdings können sich die Randbedingungen ändern und genau dies ist zunehmend die Situation. Zum einen wurden in der Vergangenheit seitens der Landesregierungen oft neue Abstandsempfehlungen eingeführt, die bei einer Umsetzung der Genehmigungsbehörden zu einer deutlichen Reduktion des verfügbaren Flächenpotenzials führen. Darüber hinaus existieren vielerorts Höhenbegrenzungen, die den Einsatz von Anlagen neuer Technologien im Rahmen eines Repowering auf den Vorrangflächen nicht zulassen [42].

Entsprechende Hindernisse führen dazu, dass eine Leistungssteigerung unter gegebenen Rahmenbedingungen (Erhöhung um Faktor 3, entsprechend geltender Regelung im EEG) nur selten zu erreichen ist, so dass eine wirtschaftliche Umsetzung des Repowering oft erst nach der kalkulierten Lebensdauer der Altanlagen möglich wird.

6.2.3 Erzeugungsmanagement

In den letzten Jahren konnte in zahlreichen Regionen zunehmende Engpässe bei den Netzkapazitäten festgestellt werden. Um dieser Situation entgegen zu wirken, setzen die Netzbetreiber ein so genanntes Erzeugungsmanagement (ErzMan) ein. Das Erzeugungsmanagement ermöglicht den Netzbetreibern die Einspeisung aus Windenergieanlagen im Falle einer Gefährdung der Netzsicherheit zu begrenzen, in dem WEA vom Netzbetreiber abgeschaltet werden. Im Rahmen des Netzanschlussvertrages neuer WEA wird vom Netzbetreiber üblicherweise die Teilnahme des Anschlusspetenten am Erzeugungsmanagement gefordert.

Laut Berechnung des BMU ist in Schleswig-Holstein im Zeitraum von 2004 bis 2006 die Einspeisung von rund 74 GWh aus Windenergie durch das ErzMan verhindert worden. Werden die entsprechenden Fehlbeträge aus 2006 auf die betroffenen WEA umgelegt, so ergibt sich aus dem ErzMan eine finanzielle Belastung von in etwa 17.600 €/MW. [vgl. XX]

6.2.4 Elektrische Anlageneigenschaft

Die dena-Netzstudie hat nachgewiesen, dass die Integration der Windenergie unter der Annahme eines speziell im Bereich der Offshore-Windenergie sehr ambitionierten Ausbaus mit einem moderaten Netzausbau kostengünstig möglich ist. Gleichzeitig wurden aber Problemfelder für die weitere Nutzung der Windenergie aufgezeigt, die aber durch geeignete Maßnahmen im Netz- und Windenergieanlagenbereich technisch lösbar sind. Anlagenseitig sind hier insbesondere die Nachrüstung von Altanlagen sowie die Weiterentwicklung der Anlageneigenschaften zu nennen.

Die Nachrüstung eines Teils der Windenergieanlagen, die bereits gegenwärtig in Betrieb sind, ist technisch möglich und erscheint für die Erhöhung der Netzstabilität sinnvoll. Aufgrund des begrenzten Anlagenbestands und des zukünftigen Repowerings, aber auch aufgrund des Umstandes, dass nicht alle Altanlagen technisch nachrüstbar sind, muss diese Nachrüstung nicht flächendeckend erfolgen und auch nicht den selben technischen Standard wie bei den Neuanlagen erreichen.

Um die Netzstabilität mittel- und langfristig zu sichern und die Potenziale der Anlagentechnik für eine Erhöhung der Netzstabilität auszunutzen, sollte die Vergütung für alle neuen Windenergieanlagen an Land an bestimmte Anlageneigenschaften gebunden werden. Insbesondere können die modernen Windenergieanlagen heute Beiträge zur Spannungs- und Frequenzstützung leisten, einen erweiterten Blindleistungsbereich abdecken und sich stabilisierend im Netzfehlerfall verhalten (sog. „fault-ride-through“). Zur Einhaltung ist jedoch ein finanzieller Mehraufwand erforderlich.

6.2.5 Stand der Offshore-Windenergienutzung

Die Genehmigungsverfahren von Offshore-Windenergieprojekten in Deutschland schreiten weiter voran. Insgesamt liegen mit Stand vom 13.02.2008 neunzehn Genehmigungen für den Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) vor. Sechzehn dieser genehmigten Projekte liegen in der Nordsee und drei in der Ostsee (Abb. 6.7 und 6.8). Darüber hinaus verfügen drei Projekte, die innerhalb der 12-sm Zone liegen, über eine Bau- und Betriebsgenehmigung. [DENA]

Trotz dieser zahlreichen Genehmigungen ist bis heute kein Offshore-Projekt in Deutschland realisiert worden. Lediglich zwei WEA, die direkt in Hafengebieten liegen,

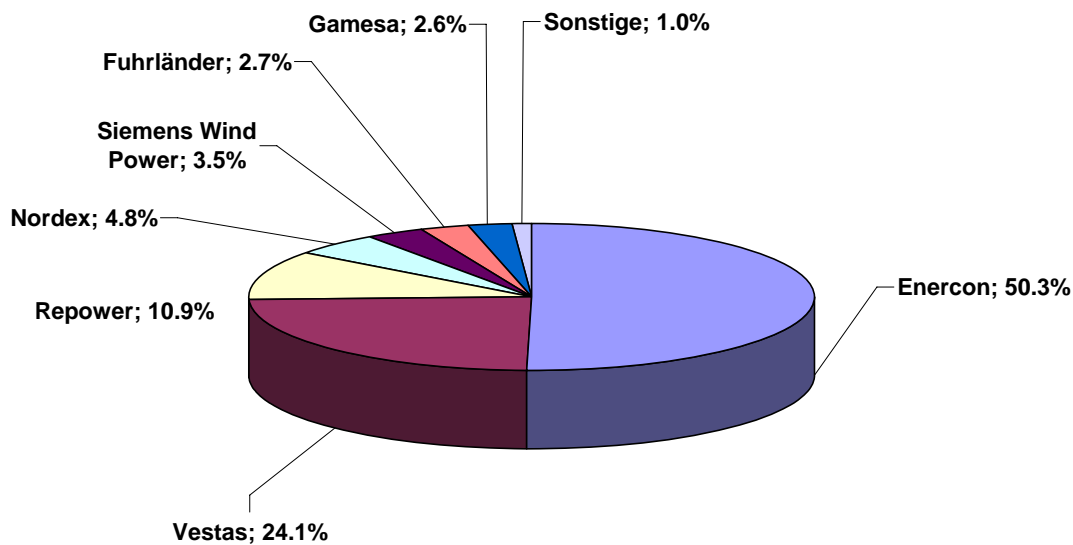
konnten bisher errichtet werden. Es handelt sich hierbei um eine WEA der Firma Enercon im Hafen von Emden sowie eine weitere Anlage der Firma Nordex im Hafengebiet von Rostock. Die Realisierung von Offshore-Projekten die größere Entfernungen zur Küste aufweisen, verzögert sich hingegen immer wieder. Neben Problemen im Bereich der Genehmigung der Kabeltrassen sowie der Entwicklung serienreifer Offshore-WEA im Bereich der 5 MW-Klasse sind zunehmend auch wirtschaftliche Hindernisse im Rahmen der Finanzierung dieser Projekte zu erkennen, die eine Umsetzung unter den bisherigen Randbedingungen des EEG verhindert haben. Erst die Verabschiedung des Infrastrukturbeschleunigungsgesetzes durch den Bundesrat am 24.11.2006 hat deutlich verbesserte Rahmenbedingungen für die Offshore-Windenergienutzung bewirkt, in dem die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden, die Netzanbindung bis zum Offshore-Umspannwerk zu errichten. Die Verabschiedung des Infrastrukturbeschleunigungsgesetzes hat eine deutlich erkennbare Dynamik im Bereich der Umsetzung von Offshore-Windenergieprojekten in Gang gebracht, daher befinden sich heute viele Projekte wesentlich näher an der Umsetzung als noch vor ein bis zwei Jahren. Unter anderem wurden Ausschreibungen und Verhandlungen zum Kauf von Komponenten und Dienstleistungen durchgeführt, so dass die wirkliche Kostenstruktur der Offshore-Windenergie konkreter wird.

Die derzeitigen Genehmigungen in der AWZ wurden für 1.258 WEA in der Nordsee und 240 WEA in der Ostsee erteilt. Je nach Umsetzung der Planung entspricht diese Anzahl von Anlagen genehmigten Projekten in der AWZ der Nordsee mit einer installierten Leistung von ca. 5.890 MW und in der Ostsee von ca. 1060,5 MW (Stand 13.02.2008) [DENA]

6.2.6 Entwicklung der Windenergie-Industrie

Die in den letzten Jahren bereits deutlich gewordene Marktkonzentration bei den WEA-Herstellern ist auch in den Jahren 2004 und 2005 weiter fortgeschritten. 1993 lag der Marktanteil der führenden fünf Anbieter von WEA noch bei 73,7 %. Im Jahr 2003 ist dieser Anteil bereits auf 87,0 % angestiegen [49] und lag im Jahr 2007 bei 93,6 % (Abb. 6.3). Viele kleine Hersteller von WEA aus den neunziger Jahren nehmen am heutigen Markt nicht mehr teil. Darüber hinaus ist eine Entwicklung von mittelständischen Unternehmen hin zu großen börsennotierten Unternehmen erkennbar. Als aktuellstes Beispiel hierfür ist die Firma Siemens zu nennen, die 2004 den dänischen Hersteller Bonus A/S übernommen hat. Seit 2005 ist auch der ehemalige deutsche Kooperationspartner von Bonus A/S, AN Windenergie aus Bremen, in den Siemens-Konzern eingegliedert worden. Als weitere Beispiele sei zum einen die mehrheitliche Übernahme der Repower Systems AG durch den indischen Hersteller Suzlon im Mai 2007 sowie der Einstieg des französischen Unternehmens Areva bei der Multibrid Entwicklungsgesellschaft mbH genannt. Beim letzt genannten Hersteller fand zudem eine Namensänderung in Multibrid GmbH statt.

In Abb. 2.3 sind die Marktanteile der verschiedenen Hersteller am deutschen Markt für das Jahr 2007 dargestellt.



Zubau 1.667 MW in 2007

Abb. 6-4: Anteile verschiedener Hersteller von WEA am deutschen Markt im Jahr 2007 [41]

Es lässt sich jedoch ein weiterer Trend ablesen: durch die in den letzten beiden Jahren drastisch gestiegene Weltmarktnachfrage steigen Preise und Lieferzeit für WEA an. Daraus ergeben sich Möglichkeiten für neue Hersteller in den Windmarkt einzutreten. So wird in den kommenden Jahren mit einer steigenden Zahl von WEA-Herstellern gerechnet, die sowohl kleinere als auch große Multimegawattanlagen anbieten werden.

Die zunehmende Internationalisierung der Windenergiebranche macht es immer schwieriger von deutschen Unternehmen zu sprechen. Spricht man von deutschen Unternehmen, die ihren Hauptsitz in Deutschland haben, so gehören die Unternehmen Enercon, Nordex, Repower Systems sowie Fuhrländer zu dieser Kategorie. Der Marktanteil dieser Gruppe von Unternehmen lag 2007 bei 68,7 %. Siemens Wind Power ist zwar eine Tochtergesellschaft der Siemens AG, allerdings hat die Siemens Wind Power ihren Stammsitz in Dänemark. Umgekehrt gehört die Repower Systems AG nun mehrheitlich zum indischen Hersteller Suzlon. Der Stammsitz der Repower Systems AG ist aber weiterhin in Hamburg.

Zur Beurteilung der deutschen Wertschöpfung ist die Frage der Produktionskapazitäten relevant. Neben den genannten deutschen Unternehmen verfügt GE Wind Energy über eine große Produktionsstätte im niedersächsischen Salzbergen, so dass der Weltmarktanteil der Unternehmen, die auch in Deutschland produzieren wesentlich höher liegt als der der Unternehmen mit Hauptsitz in Deutschland. Darüber hinaus ergibt sich weitere deutsche Wertschöpfung über die Zulieferindustrie im Bereich des klassischen Maschinenbaus und der elektrotechnischen Komponenten. Insbesondere Siemens Windenergie aber auch Vestas A/S beziehen wesentliche Komponenten wiederum aus Deutschland. Vestas A/S verfügt des Weiteren über eine Rotorblattproduktion im brandenburgischen Lauchhammer.

6.2.7 Prognosen der Windenergienutzung an Land bis 2020

Der Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland kann unterschieden werden in den Ausbau basierend auf Erstanlageninstallation, d.h. Anlagen werden an neuen Standorten errichtet und in den Ausbau basierend auf dem Potenzial des Repowering. Wie bereits in den letzten Jahren deutlich wurde, ergibt sich ein Rückgang von Erstanlageninstallationen. Da die so genannten Vorrangflächen zur Windenergienutzung zunehmend mit Anlagen bebaut sind, und die Privilegierung für WEA im Außenbereich aufgrund der Ausweisung von Vorrangflächen in den meisten Regionen nicht mehr gilt, sinkt das noch zur Verfügung stehende Flächenpotenzial stark ab. Umso wichtiger ist für die Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland der Ausbau im Rahmen des Repowering.

In der Vergangenheit wurden unterschiedliche Szenarien für den Ausbau der Windenergienutzung an Land erstellt. Im Rahmen der dena-Netzstudie [50] wurden sowohl vom DEWI als auch vom Dena-Fachbeirat Szenarien entwickelt. In [51] wurde ein Kurzgutachten für den Ausbau der Windenergienutzung bis 2020 erstellt (Szenario 1 und 2). Die Ergebnisse dieser Prognosen sind in Tab. 5.2 dargestellt.

Tab. 6-2: Vergleich der prognostizierten kumulierten Leistungen der verschiedenen Szenarien für die Windenergienutzung an Land

Jahr	DEWI-Szenario	Szenario des dena-Fachbeirates	Szenario 1 Gleiche Nabenhöhe	Szenario 2 Steigende Nabenhöhe
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2007	22.388	21.768	20.660	20.750
2010	26.043	24.347	23.235	23.755
2015	30.145	26.188	23.730	25.890
2020	33.600	27.854	22.270	27.270

Das DEWI-Szenario stellt die deutlich optimistischere Entwicklung dar. Bereits 2007 werden über 22 GW installierte Leistung erwartet. Im Jahr 2020 kommt das DEWI-Szenario auf 33,6 GW installierter Leistung aus WEA an Land. Demgegenüber stellt das Szenario 1 mit nur 20,66 GW bis 2007 und 22,3 GW bis 2020 die pessimistischere Entwicklung dar. Aufgrund sehr schlechter Randbedingungen für das Repowering wird in diesem Szenario mehr Leistung aus WEA ab- als zugebaut. Das Szenario 2 und das Szenario des Dena-Fachbeirates kommen hingegen zu ähnlichen Ergebnissen mit einer installierten Leistung von 20,7 bzw. 21,7 GW in 2007 und 27,3 bzw. 27,9 GW installierter Leistung aus WEA in 2020.

6.2.8 Prognose der Offshore Windenergienutzung bis 2020

Für den Ausbau der Windenergienutzung auf dem Meer sind in den letzten zwei Jahren ebenfalls vier unterschiedliche Szenarien erarbeitet worden. Hierbei wurden zwei Szenarien, ein optimistisches und ein verhalten optimistisches Szenario, im Rahmen der Untersuchung [46] entworfen. Zwei weitere Szenarien des DEWI und des Dena-Fachbeirates sind im Rahmen der Dena-Studie [45] entstanden.

Während in den beiden Szenarien der Dena-Studie bereits mit einem deutlichen Ausbau der Offshore-Windenergienutzung im Jahr 2007 gerechnet wurde, sehen die beiden anderen Szenarien einen deutlich späteren Beginn der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland vor. Dies spiegelt sich auch in den Erwartungen für das Jahr 2010 wieder.

Der Unterschied zwischen dem „verhalten optimistischen“ Szenario 2 aus [46] und dem Szenario des Dena-Fachbeirates liegt bei ca. 4,3 GW. Entsprechende Unterschiede ergeben sich auch bis 2020.

Während das „verhalten optimistische“ Szenario 2 eine installierte Leistung von 12 GW prognostiziert, werden in beiden Szenarien der Dena-Studie 20,4 GW erwartet.

Aufgrund der derzeitigen Entwicklung kann jedoch nicht damit gerechnet werden, dass noch in 2007 erste WEA auf dem Meer errichtet werden. Die ersten Offshore-Projekte in Deutschland werden sicherlich nicht vor 2008 realisiert werden können, so dass auch das „verhalten optimistische Szenario“ noch eine sehr positive Entwicklung beschreibt.

Vor dem Hintergrund, dass die Hersteller von Offshore-WEA derzeit ihren Absatz vor allem auf dem Markt in Großbritannien (hier werden Projektentwicklern wesentlich bessere wirtschaftliche Rahmenbedingungen geboten) vorantreiben, scheint das Erreichen der im „verhalten optimistischen Szenario“ ermittelten Werte als eher unwahrscheinlich. Gegenwärtig geben die Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen an, dass ihre Herstellungskapazitäten bis 2011 maximal ca. 6171 MW betragen werden. Bei einer Umsetzung aller derzeit in Europa geplanten Offshore-Windparks bestünde jedoch ein Bedarf von 16792 MW. Deutschland steht hier demnach unter Zugzwang um den deutschen Markt durch gute wirtschaftliche Rahmenbedingungen für Investoren und Hersteller wieder interessanter zu machen (vgl. [55])

Tab. 6-3: Gegenüberstellung der Ergebnisse verschiedener Prognosen zum Ausbau der Windenergienutzung auf See bis zum Jahre 2020

Jahr	Szenario des Dena Fachbeirat	Szenario des DEWI	Szenario 1 "Optimistischer Ausbau"	Szenario 2 "Verhalten optimistischer Ausbau"
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2007	651	476	150	11
2010	5.439	4.382	2.050	1.100
2015	9.793	9.793	7.200	5.000
2020	20.358	20.358	15.000	12.000

6.2.9 Internationale Entwicklung der Windenergienutzung

Während der Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland aus oben genannten Gründen stark rückläufig ist, verzeichnet der Weltmarkt eine deutlich positive Tendenz. Weltweit wurden im Jahr 2006 WEA mit einer installierten Leistung von 15.016 MW errichtet. Damit waren weltweit zum Ende 2006 WEA mit einer installierten Leistung von 74.306 MW errichtet [52]. Der Weltmarkt verzeichnete also in 2006 ein Wachstum von 30,1 %. In Europa lag die neu installierte Leistung im Jahr 2006 bei 7.658 MW, wovon in Deutschland nur 2.233 MW errichtet wurden. Der Anteil der installierten Leistung in Deutschland an der in Europa installierten Leistung betrug demnach 29,2 %, d.h. der deutsche Anteil stieg um 0,8 %-Punkte gegenüber dem Vorjahreszeitraum an. Der Anteil der in Deutschland installierten Leistung an der weltweit installierten Leistung lag 2006 bei 14,9 % und sank somit im Vergleich zum Vorjahr um 0,9 %-Punkte. Hieran wird deutlich, dass die u.a. in Deutschland begonnene Entwicklung der Windenergienutzung sich heute weltweit sehr stark verbreitet. Innerhalb Europas verfügt Deutschland auch im Jahr 2006 mit einer installierten Leistung von 2.233 MW noch über die Spitzenposition, gefolgt von Spanien mit 1.587 MW.

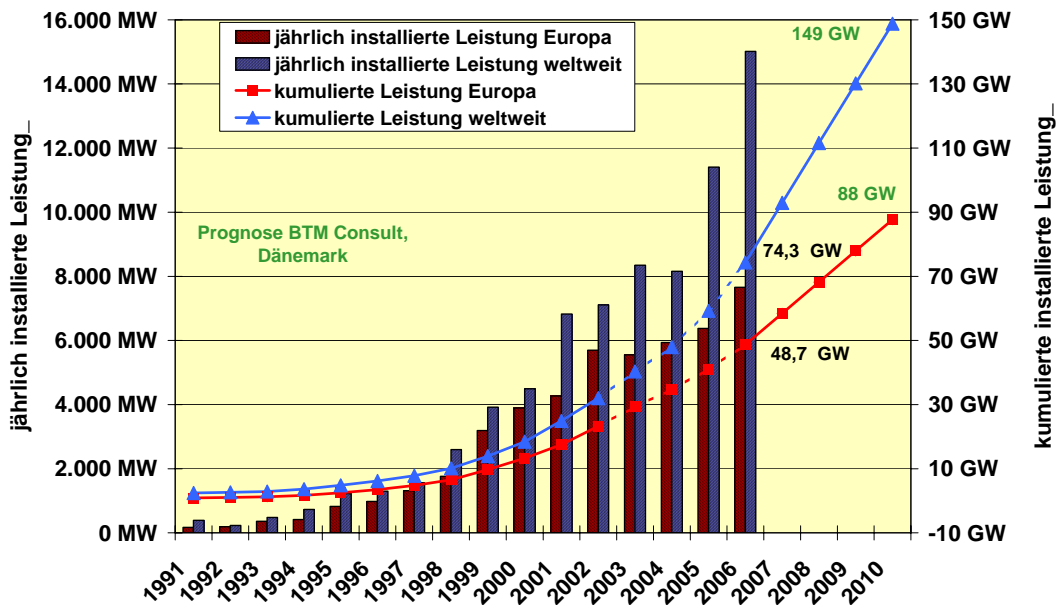


Abb. 6-5: Prognostizierte Entwicklung der Windenergienutzung in Europa und weltweit bis 2010 [47]

An der Darstellung in Abb. 6.4 wird weiterhin deutlich, dass der Anteil der installierten Leistung aus WEA in Ländern außerhalb Europas deutlich zunimmt. Während 2004 der Anteil der in Europa installierten Leistung am Weltmarkt noch bei 72,8 % lag, liegt dieser Anteil im Jahr 2005 bei nur noch 55,9 %. [47] Noch drastischer fallen die vorläufigen Zahlen für 2007 aus. Nach Angaben des EWEA betrug der Anteil der in Europa neu installierten Leistung im Vergleich zum weltweiten Zubau nur noch rund 43 %. Würde in dieser Betrachtung der spanische Windmarkt außen vor gelassen, so betrüge der Anteil sogar nur circa 25 %. Völlig anders stellt sich die Situation auf dem US-amerikanischen und chinesischem Markt dar. Hier konnten 5,2 GW bzw. 3,4 GW abgesetzt werden. Vor dem Hintergrund eines Weltmarktvolumens von rund 20 GW entspricht dies Marktanteilen von rund 26 % bzw. 17 %.

Ferner muss festgehalten werden, dass sich der Weltmarkt im Jahr 2007 äußerst positiv entwickelt hat. Es konnte eine globale Wachstumsrate von rund 30 % verzeichnet werden [EWEA]

Betrachtet man die Weltmarktanteile der Hersteller von WEA so wird deutlich, dass trotz einem beträchtlichen Wachstum auch deutscher mittelständischer Unternehmen in den letzten Jahren der Anteil dieser Unternehmen am Weltmarkt sinkt. Lag der Weltmarktanteil der Firma Enercon im Jahr 2002 noch bei 18,5 % [44] so sank dieser Anteil im Jahr 2006 auf 14,5 % (Abb. 6.5). Der Einstieg von Siemens in den Windenergiemarkt wurde erst im Jahr 2004 durch die Übernahme der Bonus A/S vollzogen. [47].

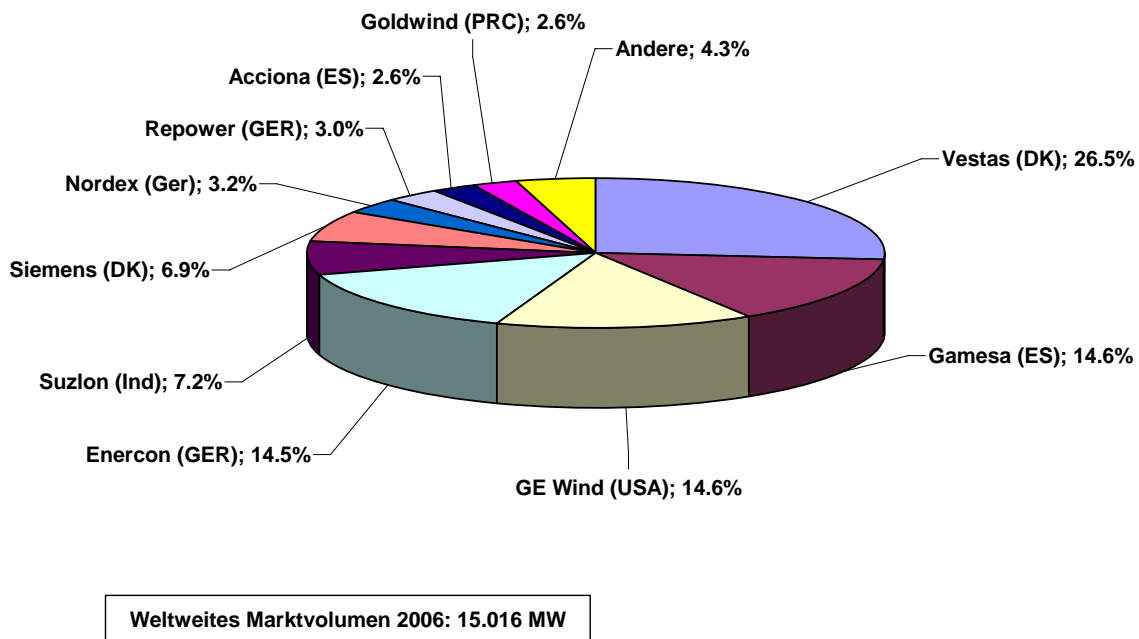


Abb. 6-6: Anteile verschiedener Hersteller von WEA am Weltmarkt im Jahr 2006 [47]

6.3 Entwicklung der Vergütung für Strom aus Windenergie

6.3.1 Vergütungen für Strom aus Windenergie seit 1991

Grundlage für die positive Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland ist ein seit 1991 geltendes Vergütungssystem für Strom aus Windenergie. Am 1.1.1991 trat das Stromeinspeisungsgesetz in Kraft, mit dem die Abnahme und Vergütung für Strom aus Windenergie erstmals geregelt wurde. Hiernach waren die damaligen Energieversorger verpflichtet, Strom aus Windenergie in ihr Netz aufzunehmen und eine Kilowattstunde Windstrom mit 90 % des durchschnittlichen Endverbraucherpreises zu vergüten. Zusätzlich gab es eine Förderung des Bundes, der als Betriebskostenzuschuss oder als Investitionskostenzuschuss ausgezahlt werden konnte. In verschiedenen Bundesländern bestand bis 1995 ebenfalls die Möglichkeit einen Investitionskostenzuschuss zu erhalten. Die Vergütung für WEA, die in den Jahren 1991 und 1992 errichtet wurden, lag somit über 14 ct/kWh (Abb. 5.6). Ab 1993 gab es nicht mehr die Möglichkeit eine kumulierte Förderung von Bund und Ländern zu erhalten, so dass die maximale Vergütung für WEA die in den Jahren 1993 bis 1995 errichtet wurden, auf ca. 10 ct/kWh absank. Ab 1996 liefen alle Förderprogramme des Bundes und der Länder aus, so dass zur Finanzierung von Windenergieprojekten nur das Stromeinspeisungsgesetz mit einem Vergütungssatz von 8,8 ct/kWh für Anlagen, die 1996 errichtet wurden, bzw. 8,45 ct/kWh für Anlagen die im Jahr 1999 errichtet wurden zur Verfügung stand.

Die Einführung des Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) zum 01.04.2000 hat einen Systemwechsel bewirkt, in dem ein Festpreissystem eingeführt wurde. Darüber hinaus wurde durch das EEG eine standortdifferenzierte Vergütung gezahlt, d.h., WEA, die an windschwächeren Standorten errichtet werden, bekommen eine längere Laufzeit des erhöhten Vergütungssatzes. Außerdem wurde mit der Einführung des EEG erstmals auch eine Abnahme- und Vergütungsregelung für WEA auf dem Meer festgeschrieben. Im Wesentlichen gab es durch die Einführung des EEG folgende Änderungen im Bereich der Vergütung für Windstrom:

- Einführung eines Festpreissystems mit zwei Vergütungssätzen.
- Einführung einer Vergütungsdegression von 1,5 % pro Jahr, die die WEA später errichtet werden.
- Einführung einer standortdifferenzierten Vergütung in Abhängigkeit der Windhöffigkeit am Standort mit einer Festlegung eines Referenzstandortes.
- Einführung eines Vergütungssystems für WEA auf dem Meer

Die mittlere Vergütung am Referenzstandort lag nach Einführung des EEG im Jahr 2000 bei 8,53 ct/kWh mit einer jährlichen Degression von 1,5 % pro Jahr für neu errichtete Anlagen. Diese Regelung galt bis 31.07.2004, also bis zur letzten Novellierung des EEG.

Die seit 01.08.2004 in Kraft getretene EEG-Novellierung hat sowohl eine Absenkung der Vergütungssätze bewirkt als auch eine stärkere Degression. Des Weiteren wurde eine Sonderregelung für das sogenannte Repowering, dem Ersatz alter WEA durch Anlagen der neuen Generation, eingeführt. Sowohl das Festpreissystem als auch die standortdifferenzierte Vergütung wurden im Rahmen der Novellierung nicht angetastet. Die mittlere Vergütung am Referenzstandort betrug nach der Novellierung im Jahr 2004 8,08 ct/kWh mit einer jährlichen Degression von 2,0 % für neu errichtete Anlagen, so dass die mittlere Vergütung am Referenzstandort im Jahr 2008 bei 7,45 ct/kWh liegt (Abb. 6.6).

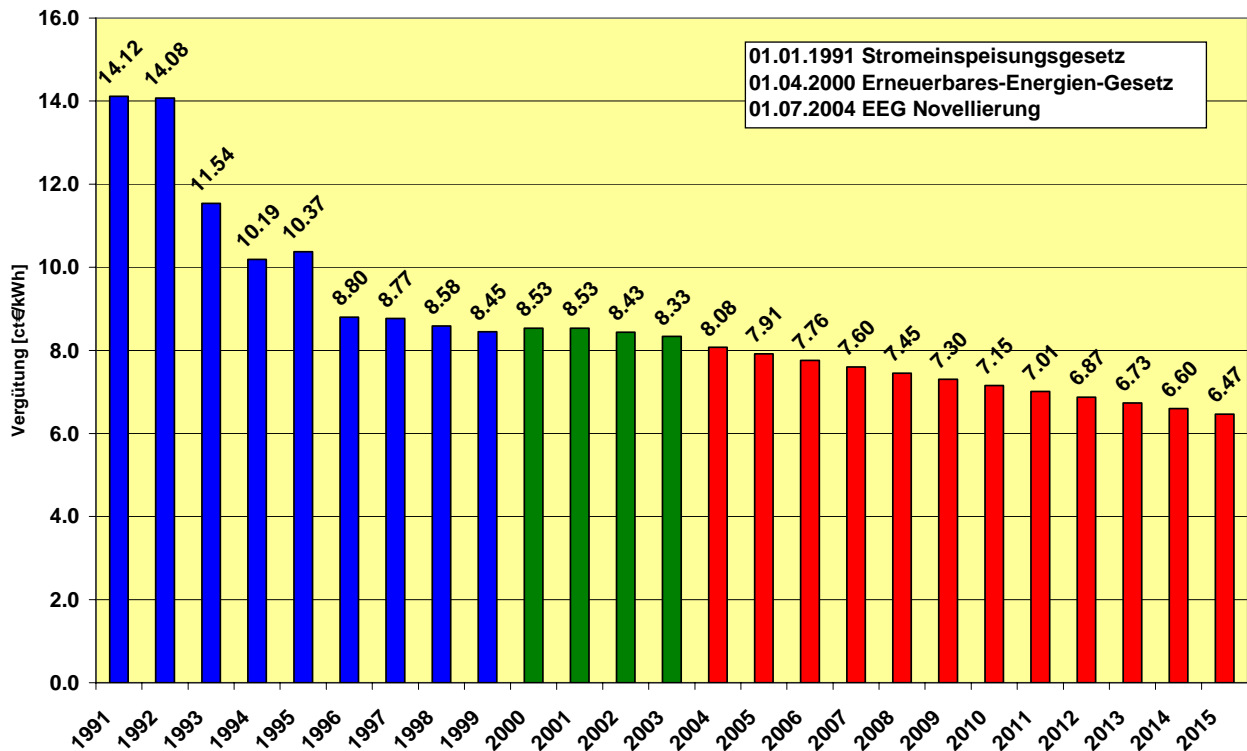


Abb. 6-7: Entwicklung der mittleren Vergütung für Strom aus Windenergie am Referenzstandort in absoluten Werten der jeweiligen Jahren (nicht inflationsbereinigt)

Entsprechend der derzeitigen Regelung wird die Vergütung für Strom aus Windenergie am Referenzstandort bis 2010 aufgrund der jährlichen Degression auf 7,15 ct/kWh absinken.

Die realen Vergütungswerte unter Berücksichtigung der Inflation sind in Abb. 6.8 dargestellt, wobei als Basisjahr das Jahr 2008 gewählt wurde. Hiernach wird deutlich, dass die mittlere Vergütung am Referenzstandort im Jahr 2008 nur noch 37,1% der maximal erzielbaren Vergütung des Jahres 1991 beträgt. Bei Beibehaltung der derzeitigen Vergütungsregelung würde die mittlere Vergütung am Referenzstandort im Jahr 2010 auf real 6,87 ct/kWh sinken. Hierbei wurde mit einer mittleren Inflation bis 2010 von 2,0 % gerechnet. Dies entspricht nochmals eine Reduktion der Vergütung von 7,8 % gegenüber dem Bezugsjahr 2008 (Abb. 6.8).

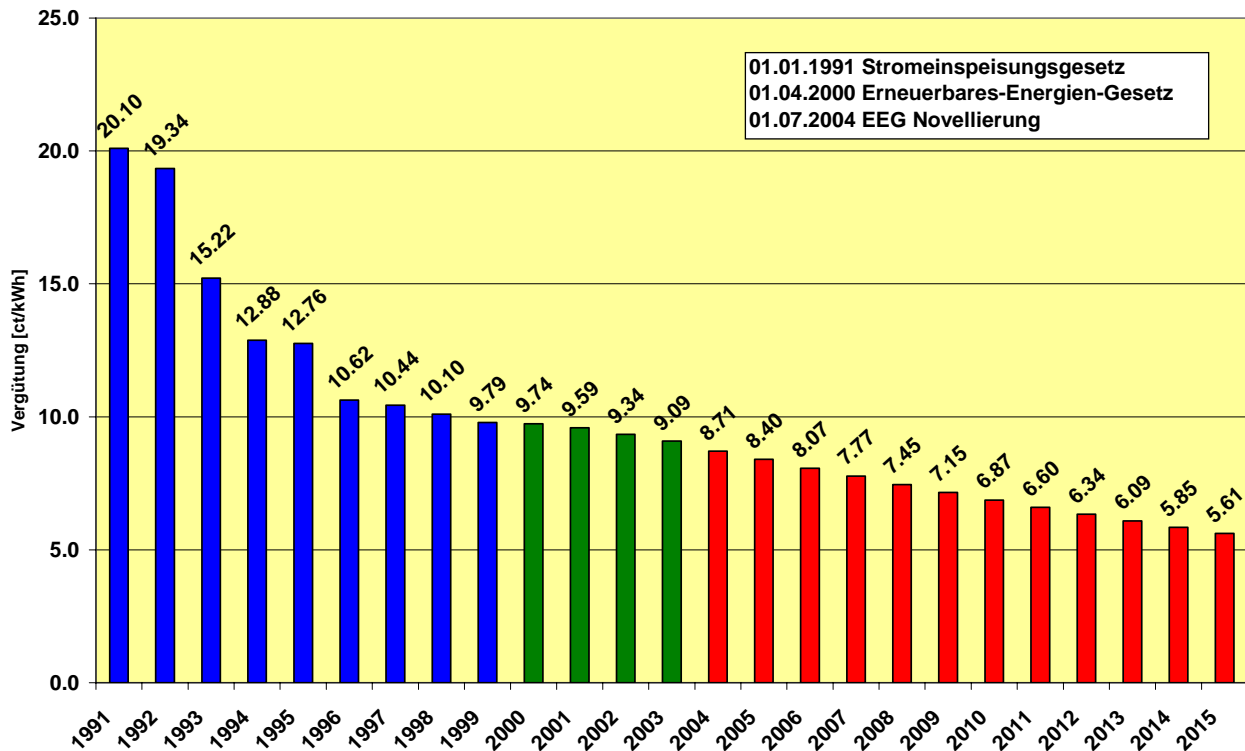


Abb. 6-8: Entwicklung der mittleren Vergütung für Strom aus Windenergie am Referenzstandort in €-Werten 2008 (inflationsbereinigt).

Die Repowering-Regelung laut EEG

Im Jahr 2004 wurde im EEG §10 Abs. 2 Punkt 1 und 2 eine Sonderregelung für das Repowering eingeführt.

Hiernach erhalten WEA, die ältere Anlagen ersetzen, eine verlängerte Laufzeit des erhöhten Vergütungssatzes, wenn die nachfolgenden Bedingungen erfüllt werden und die neu errichteten WEA

1. im selben Landkreis bestehende Anlagen, die bis zum 31. Dezember 1995 in Betrieb genommen worden sind, ersetzen oder erneuern und
2. die installierte Leistung mindestens um das Dreifache erhöht wird. (Repowering-Anlagen)

Die Dauer der Vergütungserhöhung ist in Abb. 6.9 über der Standortqualität aufgetragen. Die blaue Kurve beschreibt die Dauer des erhöhten Vergütungssatzes für WEA in Erstinstallation. Die Dauer der erhöhten Vergütung läuft demnach mindestens 5 Jahre für Standorte, die mehr als 150 % des Referenzertrages erzielen, und nimmt für weniger windhöfliche Standorte linear zu. Für Standorte mit einem Referenzertrag von weniger als 85 % beträgt die Dauer der erhöhten Vergütung 20 Jahre.

Die rote Kurve beschreibt die Dauer der erhöhten Vergütung für Repowering-Anlagen im Sinne des Gesetzes.

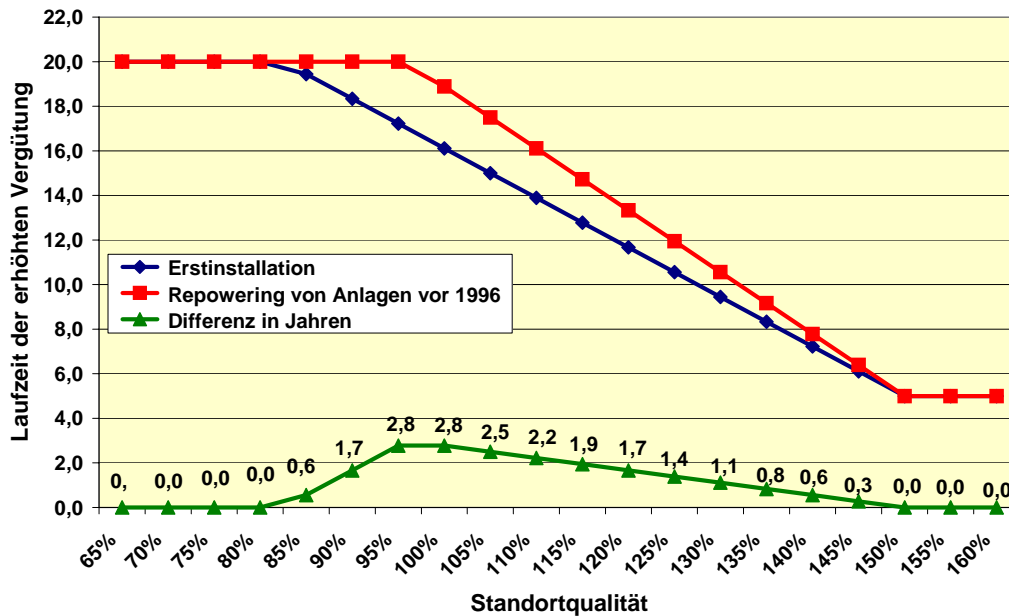


Abb. 6-9: Auswirkungen der Repowering-Regelung auf die Laufzeit der erhöhten Vergütung

Die Auswirkung der Repowering Regelung ist durch die grüne Kurve beschrieben. Die maximale Verlängerung der erhöhten Vergütung beträgt an Standorten mit 95 % und 100 % des Referenzertrages 2,8 Jahre. Mit zunehmender Standortqualität nimmt diese Verlängerung ab.

6.3.2 Vergütung für Strom aus Windenergie auf dem Meer

Mit Einführung des EEG am 01.04.2000 erfolgte erstmals eine Abnahme- und Vergütungspflicht der vorgelagerten Netzbetreiber für Strom aus Windenergie auf dem Meer. Die Vergütungsregelung, die im Rahmen der Novellierung des EEG zum 01.08.2004 nochmals verändert wurde, beträgt 9,1 ct/kWh für mindestens 12 Jahre. Danach erfolgt eine Absenkung auf 6,19 ct/kWh. Da die Investitionskosten stark von der Wassertiefe und der Küstenentfernung abhängen, wurde im Rahmen der Novellierung auch im Offshore-Bereich eine standortdifferenzierte Vergütung eingeführt. Als Referenzstandort wurde ein Standort mit einer Wassertiefe von 20 m und einer Küstenentfernung von 12 Seemeilen (sm) definiert. Für jede darüber hinausgehende Seemeile erfolgt eine Erhöhung der Dauer der erhöhten Vergütung von 0,5 Monaten. Für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe erfolgt eine Verlängerung der Laufzeit der erhöhten Vergütung von 1,7 Monaten.

Um eine Forderung zur Kostenreduktion im Gesetz zu verankern, wurde, ähnlich wie bei der Vergütung an Land, eine Vergütungsdegression von 2,0 % pro Jahr, die die Anlagen später errichtet werden, eingeführt. Die erste Degressionsstufe tritt am 01. Januar 2008 in Kraft. Die erhöhte Vergütung gilt für Anlagen die bis zum 31.12.2010 in Betrieb gesetzt werden.

6.4 Kostenanalyse

Um eine Bewertung der wirtschaftlichen Situation der Windenergienutzung in Deutschland liefern zu können, werden die Kosten der Windenergienutzung analysiert. Hierzu wurden

Umfragen zu diversen Kostenpositionen bei Herstellern von WEA, Betreibern von WEA sowie bei Gutachtern durchgeführt. Basierend auf diesen Umfrageergebnissen werden Vergleiche mit vorangegangenen Untersuchungen angestellt [53,54], um die Entwicklung der Kosten im Bereich der Windenergienutzung zu analysieren. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden insgesamt 45 Betreibergesellschaften von Windparks zur Kostensituation befragt. Insgesamt konnten Kosten von 518 WEA mit einer Leistung von 713 MW ausgewertet werden. Darüber hinaus wurden Kosten zu Anlagenpreisen von ca. 70 verschiedenen Anlagentypen analysiert.

6.4.1 Stromgestehungskosten der Windenergienutzung an Land

6.4.1.1 Stromgestehungskosten für Windenergie an Land

Bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten für die Windenergienutzung an Land wurden folgende drei Modellfälle untersucht.

- Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 1,3 bis 1,9 MW.
- Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 2,0 bis 3,0 MW. In dieser Klasse wurden aufgrund der aktuellen Marktlage die meisten WEA-Typen aufgenommen.
- Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung mit mehr als 3 MW. In dieser Klasse befinden sich auch einige Anlagen, die sich noch im Prototypen- bzw. Nullserienstadium befinden.

Des Weiteren wurden die Anlagenklassen in verschiedenen Nabenhöhen unterteilt. Hierzu wurden folgende Unterscheidungen gemacht:

- Anlagen mit einer Nabenhöhe von 60 bis 79 m. In dieser Klasse finden sich keine Anlagen aus der Leistungsklasse über 3 MW.
- Die zweite Klasse besteht aus Anlagen deren Nabenhöhen sich in einem Bereich von 80 bis 99 m bewegen.
- Anlagen deren Nabenhöhen mehr als 100 m betragen, wurden in der letzten Klasse zusammengefasst.

In Abb. 6-10: Durchschnittliche WEA-Preise pro installierter Leistung für die drei Leistungs- und Nabenhöhenklassen (Stand Juni 2006 bzw. Februar 2008)

Neben der deutlichen Steigerungen der spezifischen WEA-Preise in Abhängigkeit der Nabenhöhen ergeben sich auch sehr große Preissteigerungen zwischen der Evaluierung Anfang 2006 und der aktuellen Preisevaluierung Anfang 2008. Lag der spezifische WEA-Preis der Leistungsklasse zwischen 1,3 und 1,9 MW mit einer Nabenhöhe von 60 m 2006 noch bei 871 €/kW so ergibt die Evaluierung Anfang 2008 einen spezifischen WEA-Preis von 1026 €/kW. Dies entspricht einer Preissteigerung innerhalb von nur zwei Jahren von 17,8 %. In der heute bevorzugten Leistungsklasse zwischen 2,0 und 3,0 MW ergeben sich nicht ganz so große Preissteigerungen. Betrachtet man in dieser Leistungsklasse Anlagen mit einer Nabenhöhe von 100 m und höher, so stieg der durchschnittliche spezifische WEA-Preis von 1061 €/kW im Jahr 2006 auf 1199 €/kW im Jahr 2008, was einer Preissteigerung von 13,0 % innerhalb von 2 Jahren entspricht.

Für die Anlagenklasse größer 3 MW konnten bisher keine neuen spezifischen WEA-Preise aufgrund des sehr geringen Rücklauf der Anfragen ermittelt werden. Aus dem Vergleich der verschiedenen Anlagenleistungsklassen wird aber deutlich, dass die spezifischen

WEA-Preise dieser Leistungsklasse noch deutlich über denen der beiden anderen Leistungsklassen liegen. Gründe hierfür können in der noch nicht erreichten Serienfertigung liegen, da sich viele Anlagenmodelle noch im Prototypenstadium befinden oder erst in Kleinserien aufgelegt worden sind.

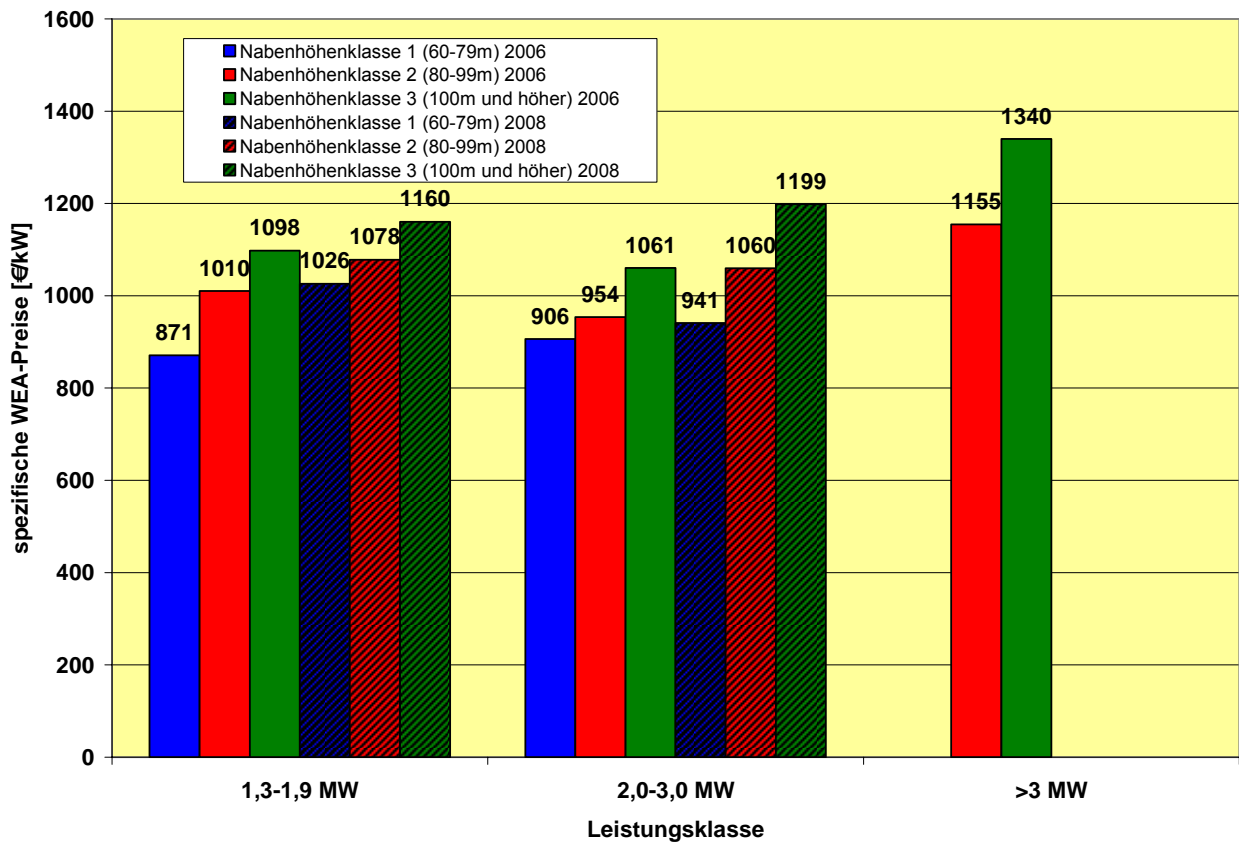


Abb. 6-10: Durchschnittliche WEA-Preise pro installierter Leistung für die drei Leistungs- und Nabenhöhenklassen (Stand Juni 2006 bzw. Februar 2008)

Hinsichtlich der Investitionsnebenkosten wurden Umfragen bei Projektentwicklungsgesellschaften und Betreibergesellschaften von Windparks durchgeführt. Die aktuellen Umfrageergebnisse wurden anschließend mit den Ergebnissen aus den vorangegangenen Studien verglichen (Abb. 6-11)

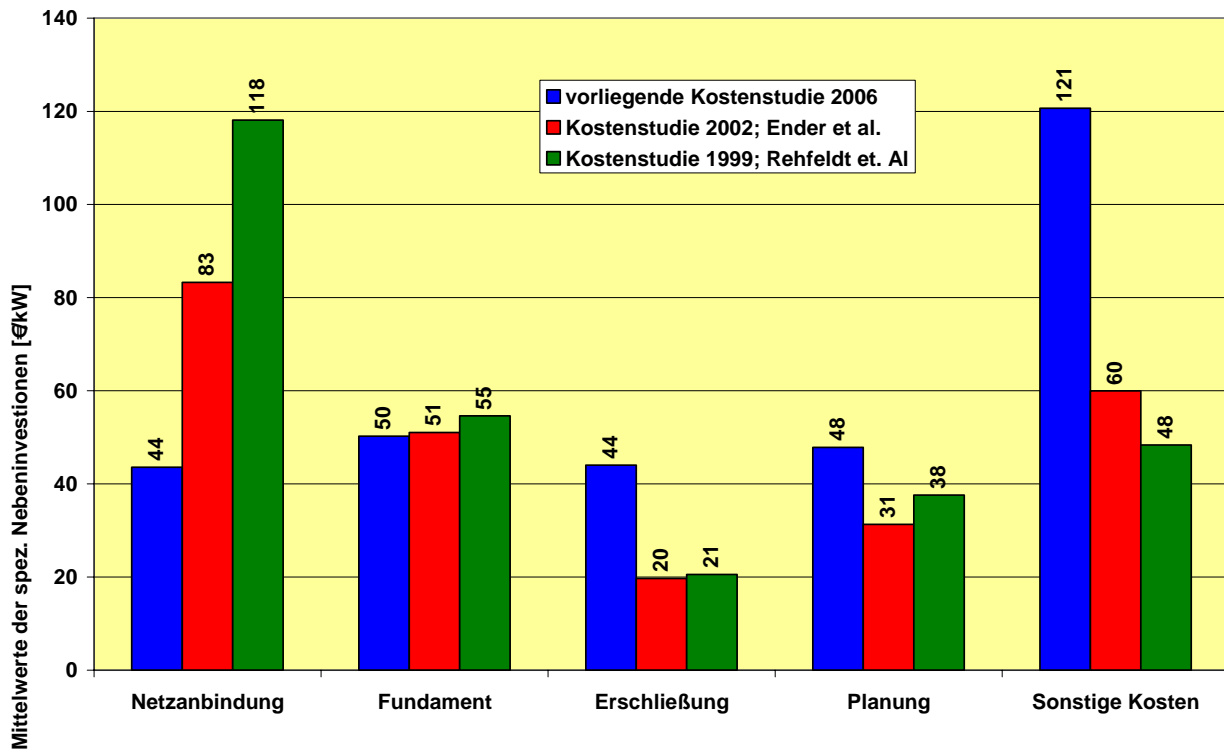


Abb. 6-11: Durchschnittliche Investitionsnebenkosten als Ergebnis der verschiedenen Kostensuntersuchungen)

Die Investitionsnebenkosten betragen somit im Rahmen der Kostenstudie des Jahres 2006 307 €/kW gegenüber 245 €/kW im Rahmen der 2002 durchgeführten Untersuchung und 280 €/kW in der Kostenstudie von 1999. Im Vergleich zu den vorangegangenen Kostenuntersuchungen [48,49] ist ein deutlicher Rückgang der spezifischen Kosten der Netzanbindung zu erkennen. Durch die Übernahme der Netzausbaukosten durch den Netzbetreiber entsprechend der geltenden Regelung im EEG §13 Abs. 2 ist es in der Vergangenheit zu einer Reduzierung der Netzanbindungskosten für Windparks gekommen. Darüber hinaus hat die zunehmende installierte Leistung je Netzanbindung zu einem Rückgang der spezifischen Netzanbindungskosten geführt. Die sonstigen Kosten sind bei neueren Projekten hingegen deutlich angestiegen. Für die nachfolgenden Berechnungen der Stromgestehungskosten wird das Jahr 2008 zu Grunde gelegt, so dass die in der Kostenstudie von 2006 ermittelten Investitionsnebenkosten mit einem Inflationsausgleich an das Jahr 2008 angepasst werden. Hierbei wird von wird für das Jahr 2006 mit einer Inflation von 1,9 % und für 2007 mit einer Inflation von 2,0 % gerechnet, so dass in den nachfolgenden Berechnungen Investitionsnebenkosten von 319 €/kW angenommen werden.

6.4.1.2 Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Leistungsklasse

In dem folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Berechnungen der Stromgestehungskosten der Windenergienutzung an Land dargestellt. Die Stromgestehungskosten werden dabei differenziert nach der installierten Leistung der WEA und der Nabelhöhe.

In Abb. 6-12 bis Abb. 6-16 sind die Stromerzeugungskosten über der Standortqualität unter Berücksichtigung der in den Grafiken dargestellten Randbedingungen für die drei

Modellfälle aufgetragen. Den Berechnungen liegt die ermittelte Preisbasis des Jahres 2008 zu Grunde. In der aktuellen Kostenuntersuchung wurden die bereits in den vorangegangenen Untersuchungen ermittelten Betriebskosten für die erste und zweite Dekade nochmals verifiziert, so dass mit entsprechenden Betriebskosten gerechnet wurde. Des Weiteren wurde ein kalkulatorischer Zinssatz von 7,5 % den Berechnungen zu Grunde gelegt, der sich aus einem Fremdkapitalzinssatz von 5,5 % (bei 70 % Fremdkapital) und einem Eigenkapitalzinssatz von 12 % zusammensetzt. Die Inflation orientiert sich an dem Ziel der Europäischen Zentralbank von 2,0 %. In den folgenden Abbildungen ist die Standortqualität als mittlere Windgeschwindigkeit in 60 m über Grund gewählt worden. Vergleichend hierzu ist im Anhang dieses Berichtes eine Windpotenzialkarte des Deutschen Wetterdienstes, ebenfalls in 60 m über Grund, enthalten.

Die unten stehende Abb. 6-12 stellt die Kosten der Stromerzeugung durch Windenergieanlagen der Leistungsklasse von 1,3 bis 1,9 MW (blaue Kurve) dar, die Nabenhöhe dieses Modellfalls beträgt 60 m. Es sind, wie in den nachfolgenden Abbildungen auch, die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Standortqualität aufgetragen. Je höher die mittlere Windgeschwindigkeit an einem Standort ist, desto günstiger kann Strom aus Windenergie an diesem Standort erzeugt werden. Der Grund hierfür liegt in den nahezu konstanten Investitions- und Betriebskosten bei einem höheren Energieertrag und damit höheren Einnahmen.

Im Jahr 2008 sind demnach Windenergieprojekte wirtschaftlich umsetzbar, deren mittlere Windgeschwindigkeit am geplanten Standort größer 6,8 m/s auf 60 m über Grund ist. Ferner ist der Abb. 6-12 zu entnehmen, dass im Jahre 2010 nur noch dann Windenergieprojekte dieser Leistungsklasse (1,3 -1,9 MW) zu realisieren wären, wenn die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit am Standort im Minimum 7,1 m/s auf 60 m über Grund betragen würde. Entsprechend der im EEG festgelegten Degression sinkt die Vergütung für Strom aus Windenergie mit jährlich 2 %, so dass im Jahr 2013 nur Projekte realisierbar wären, deren Standorten eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von mindestens 7,8 m/s auf 60 m über Grund aufweisen. Aus der im Anhang dieser Untersuchung dargestellten Windpotenzialkarte wird deutlich, dass derartige Standortqualitäten nur direkt an den Küstenlinien der Nord- und Ostsee zu finden sind.

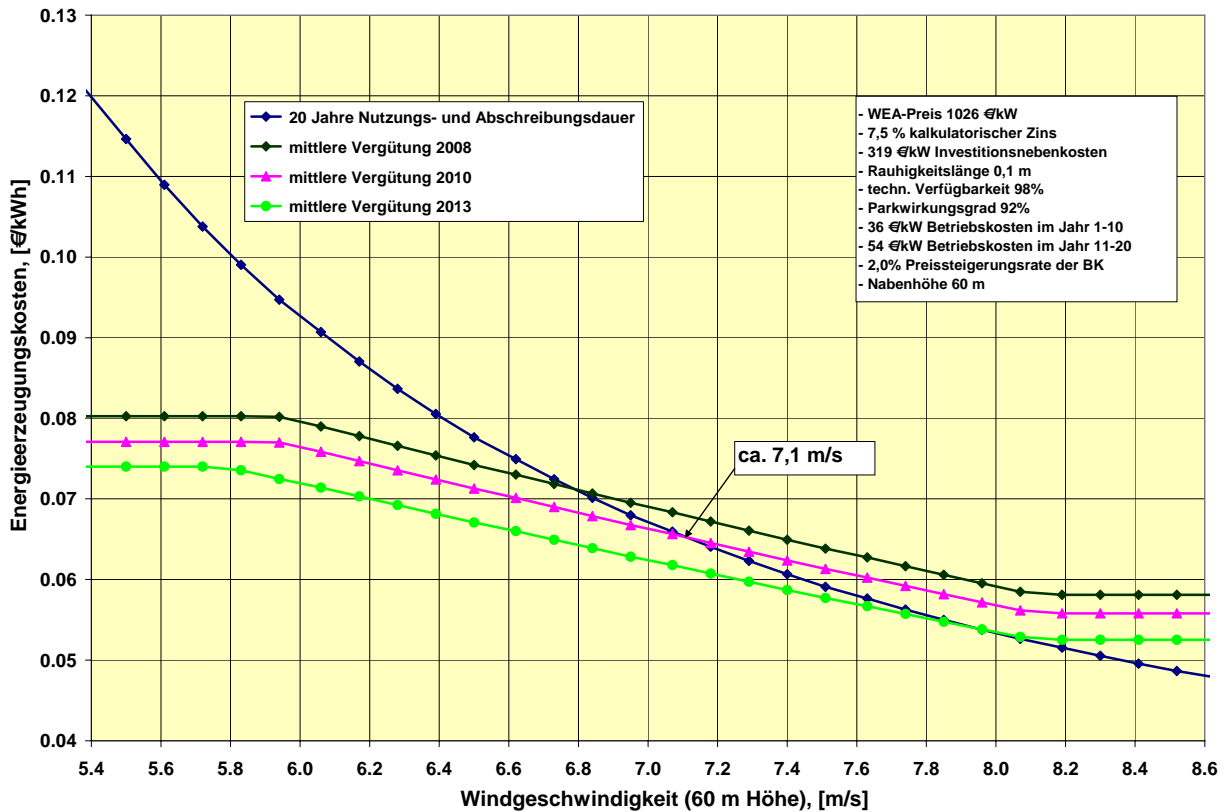


Abb. 6-12: Stromgestehungskosten und mittlere Vergütung über der Standortqualität für WEA der Leistungsklasse zwischen 1,3 und 1,9 MW und einer Nabhöhe von 60 m (Preisbasis 2008).

In Abb. 6-13 werden die Stromgestehungskosten ebenfalls für WEA der Leistungsklasse 1,3 bis 1,9 MW dargestellt, jedoch wird in dieser Betrachtung eine Nabhöhe der Anlagen von 100 m zu Grunde gelegt. Der hieraus resultierende höhere Energieertrag (aufgrund steigenden Windgeschwindigkeit über Grund) nimmt Einfluss auf die Stromgestehungskosten. So sind Anlagen mit dieser Nabhöhe an Standorten wirtschaftlich realisierbar, deren mittlere, jährliche Windgeschwindigkeit in 60 m über Grund größer als 6,3 m/s ist. Grundlage dieser Aussage ist die mittlere Vergütung des Jahres 2008. Aufgrund der jährlichen Vergütungsdegression von 2,0 % pro Jahr sind für den wirtschaftlichen Betrieb im Jahr 2010 Standortqualitäten mit mittleren Windgeschwindigkeiten von 6,5 m/s und im Jahr 2013 von 6,9 m/s nötig. Eine WEA, die eine größere Nabhöhe aufweist, kann somit Strom aus Windenergie wesentlich günstiger erzeugen als eine leistungsgleiche Windenergieanlage mit kleinerer Nabhöhe. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht sind daher Anlagen mit größerer Nabhöhe vorteilhaft.

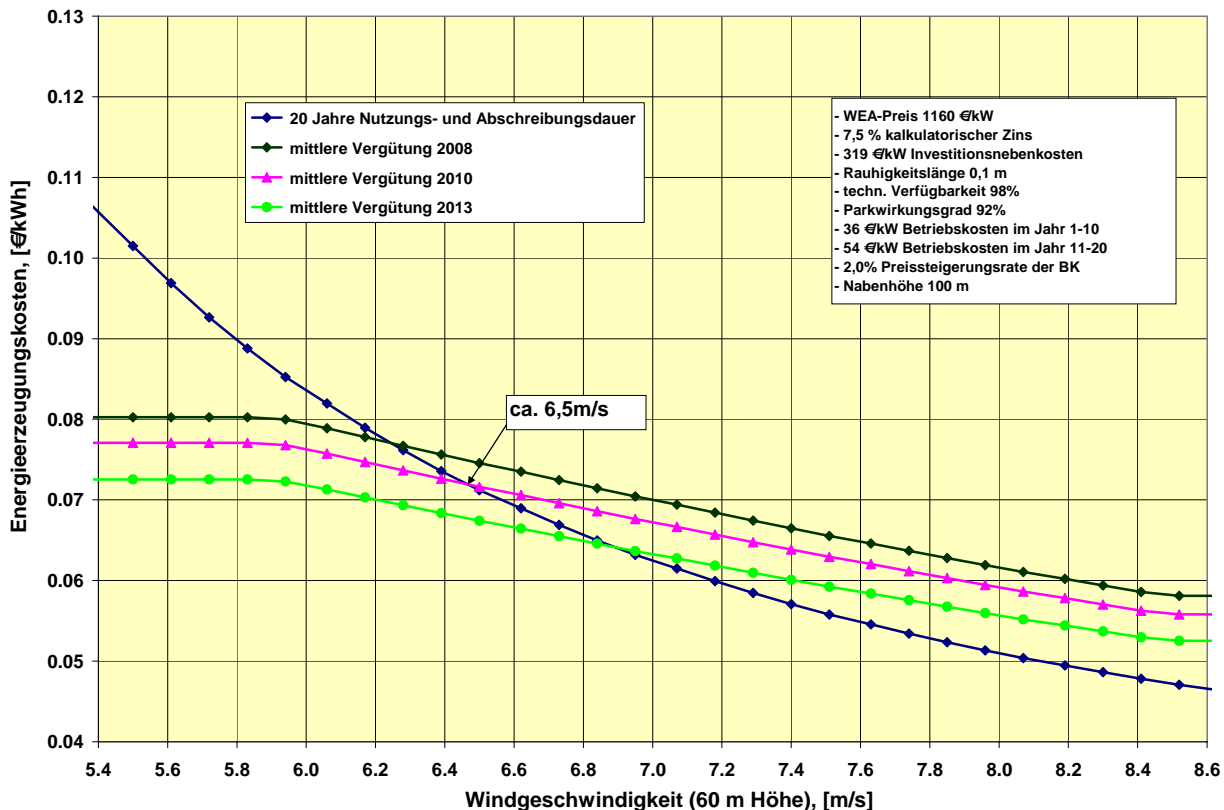


Abb. 6-13: Stromgestehungskosten und mittlere Vergütung über der Standortqualität für WEA der Leistungsklasse zwischen 1,3 und 1,9 MW und einer Nabhöhe von 100 m (Preisbasis 2008).

Die folgende Abb. 6-14 stellt die Stromgestehungskosten der Windenergienutzung mit WEA der Leistungsklasse von 2,0 bis 3,0 MW (blaue Kurve) dar. In diesem Fall weisen die WEA eine Nabhöhe von 60 m auf. Es zeigt sich dass unter den gegebenen Umständen im Jahr 2010 nur noch Projekte an Standorten realisiert werden können, deren mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf 60 m über Gründ bei über 7,0 m/s liegt. Mit der Vergütung von 2008 sind entsprechende Anlagen noch an Standorten mit mittleren Windgeschwindigkeiten größer 6,7 m/s wirtschaftlich zu betreiben. Im Jahr 2013 sind aufgrund der sinkenden Vergütung Standorte mit mittleren Windgeschwindigkeiten größer 7,7 m/s notwendig.

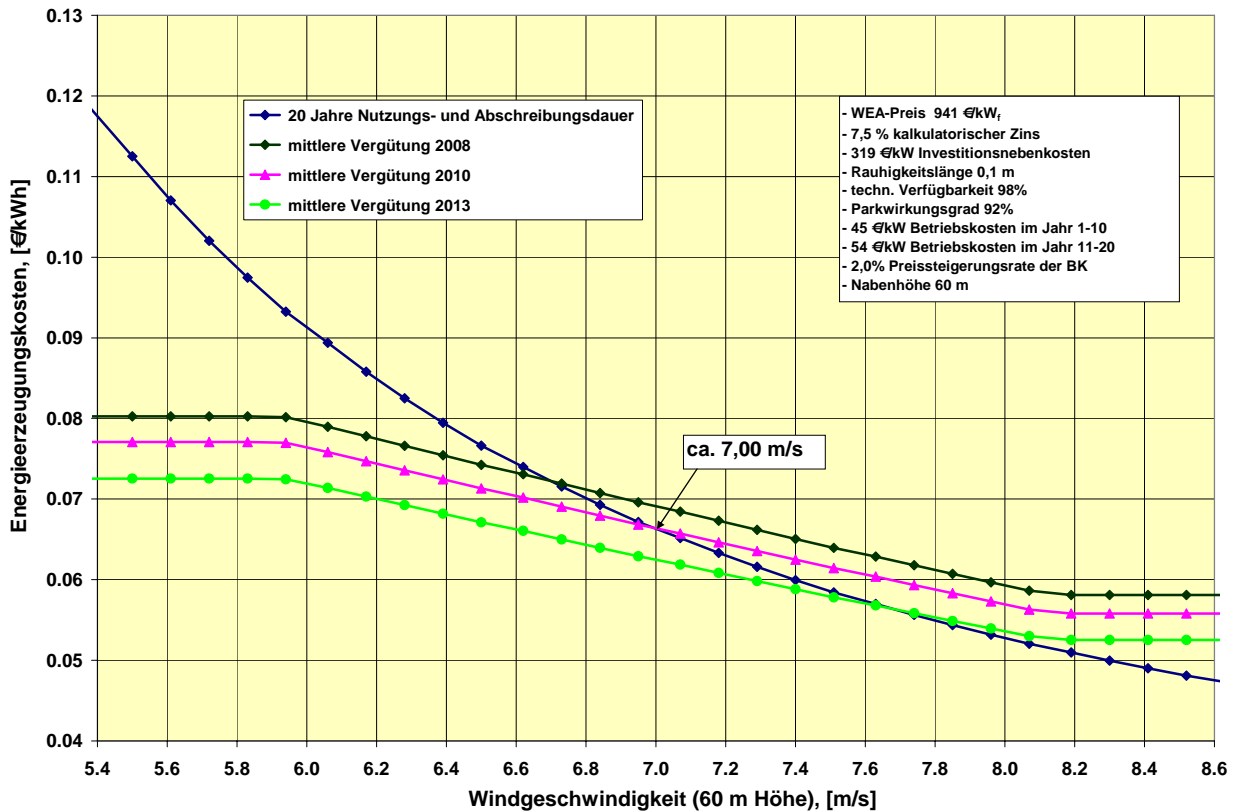


Abb. 6-14: Stromgestehungskosten und mittlere Vergütung über der Standortqualität für WEA der Leistungsklasse zwischen 2,0 und 3,0 MW und einer Nabhöhe von 60 m (Preisbasis 2008)

Vergleicht man die Ergebnisse der folgenden Abb. 6-15 mit den zuvor betrachteten der Abb. 6-14 so wird einmal mehr klar, welcher entscheidenden Einfluss die Nabhöhe auf die Kosten der Stromerzeugung aus Wind hat: trotz der deutlich steigenden Investitionskosten der WEA mit 100 m Nabhöhe (1.199 €/kW, 2008) im Vergleich mit denen der WEA mit 60 m Nabhöhe (941 €/kW, 2008) sinken die Stromgestehungskosten signifikant, so dass im Jahr 2008 nur noch Standorte erschlossen werden können, deren Windgeschwindigkeit im Jahresmittel 6,5 m/s beträgt. Im Jahr 2010 steigen die Anforderungen an die Standortqualität bei dieser Variante bereits auf 6,75 m/s an und im Jahr 2013 auf 7,35 m/s.

Diese Ergebnisse passen sehr gut zu den neuen Aufstellungszahlen der ersten zwei Monate des Jahres 2008, die das Institut für solare Energietechnik in Kassel (ISET) ermittelt hat. Demnach sind von insgesamt 98 in den Monaten Januar und Februar 2008 errichteten WEA nur noch zwei WEA errichtet worden mit Gesamthöhen unter 100 m, d.h. mit Nabhöhen von ca. 60 m. Somit wird deutlich, dass bereits heute der Betrieb von WEA an Standorten mit einer 100 m Gesamthöhenbeschränkung nicht mehr wirtschaftlich umsetzbar ist. Hierbei muss sogar noch berücksichtigt werden, dass WEA, die 2008 errichtet werden Investitionskosten aufweisen, die die Preissteigerungen der letzten zwei Jahre nicht berücksichtigen, da der Abschluss der Kaufverträge für diese Anlagen vor dem letzten großen Preisanstieg erfolgte.

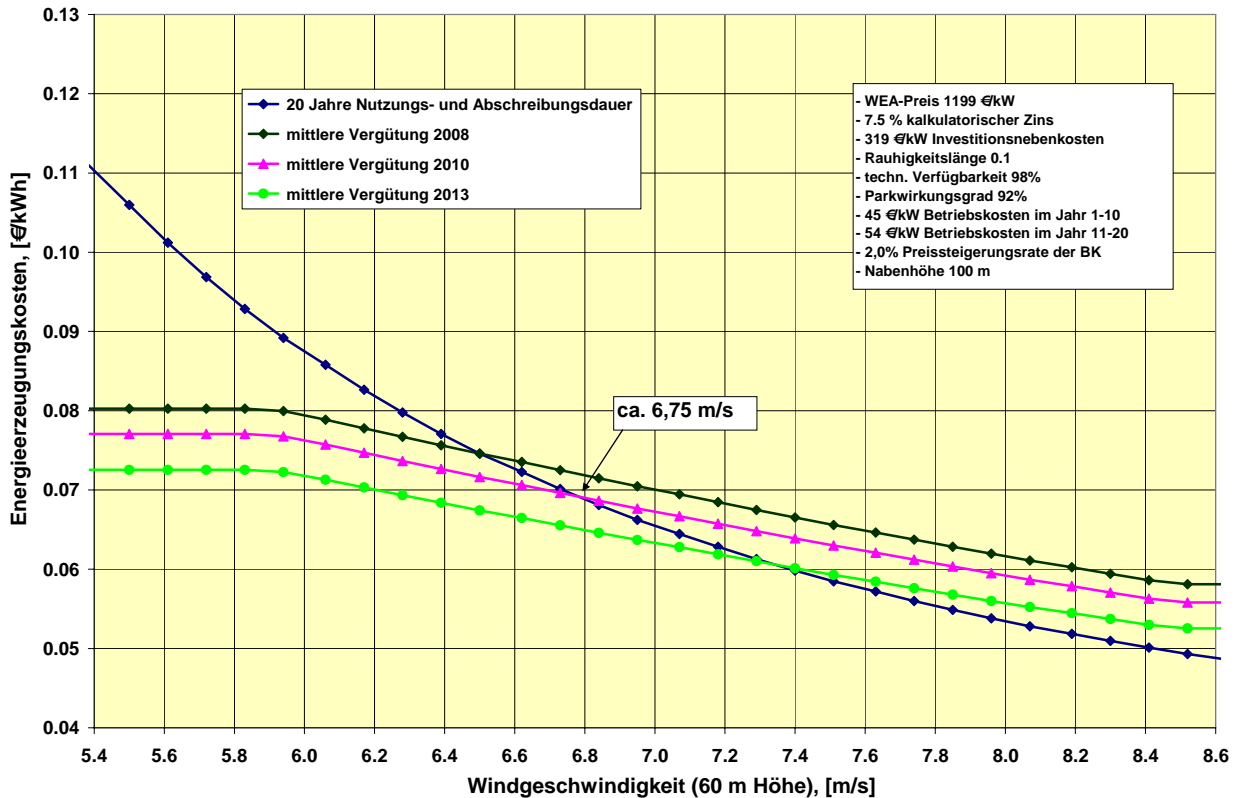


Abb. 6-15: Stromgestehungskosten und mittlere Vergütung über der Standortqualität für WEA der Leistungsklasse zwischen 2,0 und 3,0 MW und einer Nabhöhe von 100 m (Preisbasis 2008)

Die Abb. 6-16 gibt den Verlauf der Stromgestehungskosten über der Standortqualität für WEA mit einer installierten Leistung von mehr als 3 MW wieder, wobei eine Nabhöhe von 100 m angenommen wird. Aufgrund der ungesicherten Aussagen des Preisanstiegs bis ins Jahr 2008 wird diese Variante mit der WEA-Preisbasis 2006 berechnet. Wie der Abb. 6-16 entnommen werden kann, sind durch die mittlere Vergütung im Jahr 2010 nur Standorte mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von mindestens 7,85 m/s erschließbar. Wie der Windgeschwindigkeitskarte im Anhang dieser Untersuchung zu entnehmen ist, ist das so erschließbar Gesamtpotenzial äußerst gering.

Ferner wird aus der Abb. 6-16 klar, dass die Investitionskosten für WEA dieser Leistungsklasse noch zu hoch sind, um sie an durchschnittlichen Standorten in Deutschland wirtschaftlich betreiben zu können.

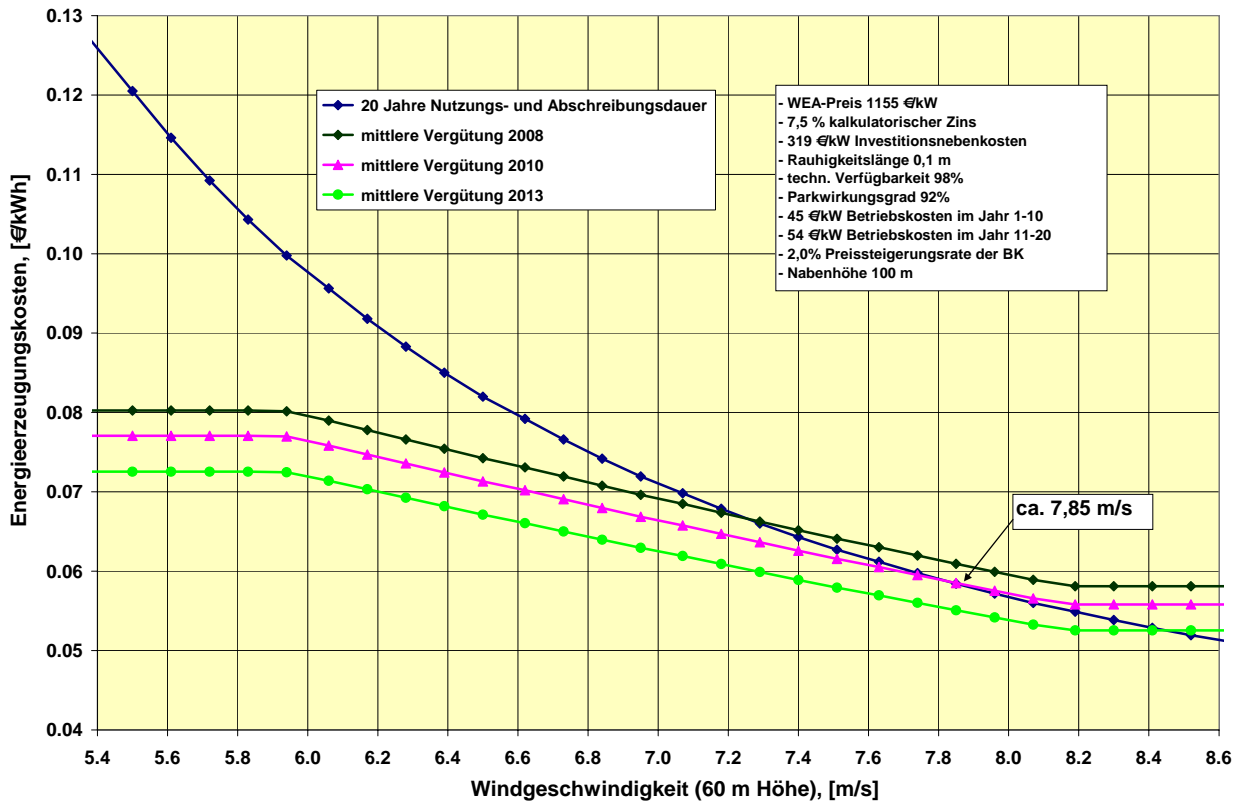


Abb. 6-16: Stromgestehungskosten und mittlere Vergütung über der Standortqualität für WEA der Leistungsklasse über 3,0 MW und einer Nabenhöhe von 100 m (WEA-Preisbasis 2006).

Die oben gemachten Ausführungen machen klar, dass eine wirtschaftliche Umsetzung von Windenergieprojekten in 2010 selbst ohne Berücksichtigung einer Preissteigerung und unter Annahme optimaler Randbedingungen nur an Standorten mit einer minimalen Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s (Leistungsklasse 1,3 -1,9 MW) bzw. 6,75 m/s (Leistungsklasse 2,0 – 3,0 MW) in 60 m über Grund möglich ist. Die folgende Abb. XXX zeigt solche Standorte (in Rot dargestellt) auf deren Langzeitmesswerte laut Deutschem Wetterdienst eine Windgeschwindigkeit von mindestens 6,5 m/s in 60 m Höhe aufweisen.

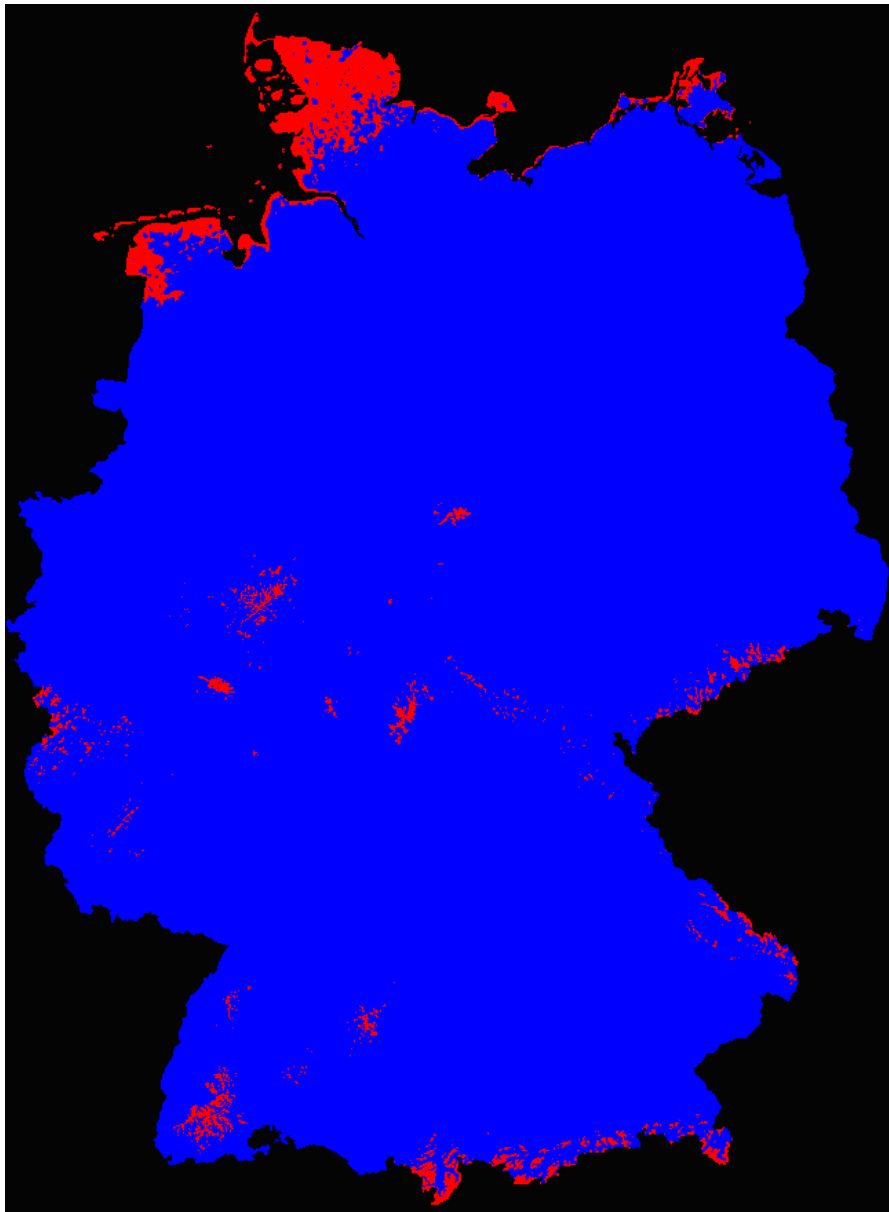


Abb. 6-XXX: Standorte (in Rot dargestellt) mit durchschnittlicher, langzeitgemittelter Windgeschwindigkeit (60 m Höhe) von mindestens 6,5 m/s

6.4.1.3 Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung einer Preissteigerung der Investitionskosten

Bei der bisherigen Berechnung der Stromgestehungskosten für WEA an Land wurde davon ausgegangen, dass die Gesamtinvestition bestehend aus den Investitionskosten für die WEA sowie die Investitionskosten für Fundamente, Wegebau und Netzanbindung keinerlei Preissteigerung unterliegen. Diese Annahme wurde vor dem Hintergrund getroffen, dass ein großes Kostensenkungspotenzial durch die fortschreitende Entwicklung der Anlagentechnik existierte. In der Vergangenheit konnte bei der Windenergienutzung an Land ein entsprechendes Kostensenkungspotenzial realisiert werden. Allein zwischen 1991 und 2006 sanken die Stromerzeugungskosten für die Windenergienutzung an Land so stark, dass die Vergütung um ca. 63 % reduziert werden konnte (Vergleich Abb. 6-8). Aufgrund von deutlich gestiegenen Rohstoffpreisen als auch

der großen Nachfrage auf den internationalen Märkten, musste in den letzten Jahren festgestellt werden, dass die Investitionskosten der WEA nicht mehr wie in den Jahren zuvor sinken, sondern erheblich ansteigen (Vergleich Abb. 6-10). Darüber hinaus unterliegen die Investitionskosten für den Fundamentbau, dem Wegebau sowie der Netzanbindung der üblichen Preissteigerung. Vor diesem Hintergrund wurde im folgenden Kapitel die Stromgestehungskosten der Windenergienutzung an Land unter der Voraussetzung einer sehr moderaten Preissteigerung der Gesamtinvestition von nur 2,0 % pro Jahr betrachtet.

In der unten stehenden Abb. 6-17 sind die mittleren Vergütungen für die Jahre 2008, 2010 und 2013 dargestellt. Die blaue Kurve stellt die Stromgestehungskosten für ein Projekt mit einer WEA der Leistungsklasse von 2,0 bis 3,0 MW und 100 m Nabenhöhe dar, welches im Jahr 2008 realisiert werden würde (entsprechend der Abb. 6-15). Die rote Kurve hingegen stellt dasselbe Projekt dar, wenn es 2010 errichtet werden würde. Im Unterschied zur blauen Kurve wurde hierbei eine jährliche Preissteigerung der Investition von 2 % berücksichtigt. Die dunkelgrüne Kurve wiederum gibt die Stromgestehungskosten des Projektes bei einer Realisierung in 2013 wieder unter gleichbleibender Preissteigerung.

Es zeigt sich, dass die notwendigen Standortqualitäten zur Erreichung der Projektwirtschaftlichkeit deutlich ansteigen. Wird unter der angenommenen Preissteigerung der Gesamtinvestition eine Wirtschaftlichkeit im Jahr 2008 noch an Standorten mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s auf 60 m über Grund erreicht, so steigt dieser Wert im Jahr 2010 bereits auf 7,1 m/s und im Jahr 2013 auf 8,6 m/s an. Dies sind Standorte, die in Deutschland nicht mehr zur Verfügung stehen (Vergleich Windpotenzialkarte im Anhang).

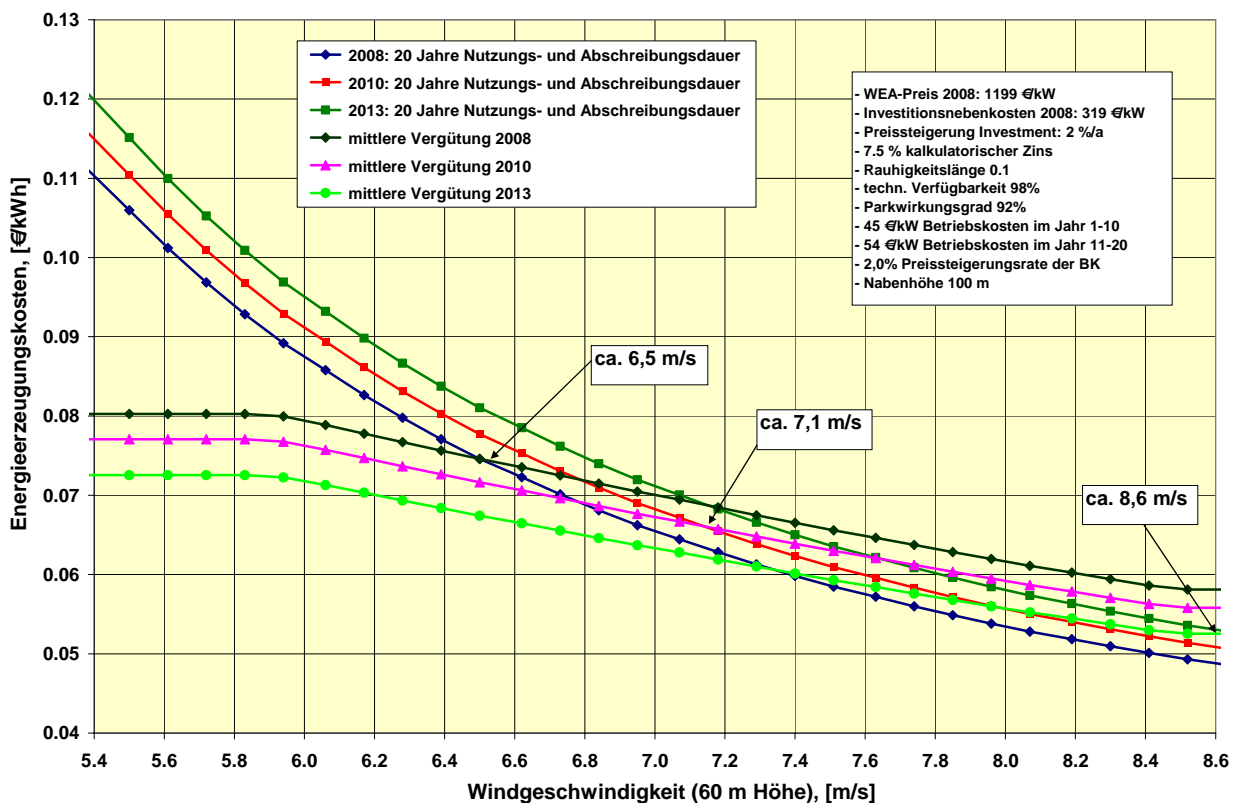


Abb. 6-17: Stromgestehungskosten und mittlere Vergütung über der Standortqualität für WEA der Leistungsklasse zwischen 2,0 und 3,0 MW und einer Nabenhöhe von 100 m sowie einer jährlichen Preissteigerung der Investitionskosten um 2 %

Aus dieser Grafik wird deutlich, dass das derzeitige Vergütungssystem Preissteigerungen bei den Investitionskosten nicht berücksichtigt. Sollte wie in den letzten Jahren deutlich wurde, auch zukünftig nur moderate Preissteigerungen der Gesamtinvestition für die Windenergienutzung an Land erfolgen, so werden in wenigen Jahren keine Standorte in Deutschland wirtschaftlich umsetzbar sein.

6.4.2 Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergienutzung

Im Gegensatz zur Ermittlung der Kosten der Windenergienutzung an Land, bei der mittlerweile umfangreiche Erfahrungen vorliegen und mittels Umfragen eine gute Datenbasis erzielt werden kann, liegen im Bereich der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland bis heute keinerlei Erfahrungen vor. Die Projektplanungen in Deutschland orientieren sich daher an den Kosten von Offshore-Projekten in unseren europäischen Nachbarländern wie Dänemark, Schweden und Großbritannien. Allerdings handelt es sich bei den in Deutschland geplanten Offshore-Windparks um Projekte mit deutlich unterschiedlichen Randbedingungen. Wassertiefen von 20 m sind für in Deutschland geplante Projekte ein Minimum, während im europäischen Ausland Erfahrungen mit Offshore-Windparks in derartigen Wassertiefen noch nicht vorliegen. Gleiches gilt für die Küstenentfernung. Die meisten in Deutschland geplanten Projekte liegen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), also weit außerhalb der 12 sm-Zone. In den europäischen Nachbarländern werden bisher nur Offshore-Windparks im Küstenmeer realisiert. Hieraus wird deutlich, dass auch die Erfahrungen im Ausland nicht vollständig für eine Kostenanalyse deutscher Projekte genutzt werden können.

Um trotzdem im Rahmen dieser Untersuchung Aussagen über die Kostensituation im Offshore-Bereich machen zu können, wurden einzelne Projektplanungen in Deutschland sehr genau untersucht. Da ein Teil der in Deutschland geplanten Projekte mittlerweile aufgrund der durch die Verabschiedung des Infrastrukturbeschleunigungsgesetzes ausgelösten Dynamik Ausschreibungen für Fundamente, Windenergieanlagen und die Netzanbindung durchgeführt haben, können jedenfalls die Investitionskosten zunehmend genauer eingeschätzt werden. Des Weiteren konnten die untersuchten Projekte auch hinsichtlich der Kapitalkosten analysiert werden, da die Finanzierungen bereits relativ weit fortgeschritten sind. Im Rahmen dieser Untersuchung werden also einzelne Projektplanungen analysiert und mittels dieser Informationen Stromgestehungskosten abgeschätzt. Eine wesentliche Unsicherheit ergibt sich in den Betriebskosten der Offshore-Windenergienutzung, da hierzu bisher nur im Ausland Erfahrungen existieren, wie bereits geschildert unter anderen Randbedingungen.

Wesentlich beeinflusst werden die Berechnungen der Stromgestehungskosten für Offshore-Windenergieprojekte in Deutschland durch das am 24.11.2006 im Bundesrat verabschiedete Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz, das zum 17.12.2006 in Kraft getreten ist. Nach §17 dieses Gesetzes haben die Übertragungsnetzbetreiber den Netzanschluss für Offshore-Windparks bis zum Umspannwerk der Offshore-Anlage zu errichten. Hierdurch reduzieren sich die Kosten für die Netzanbindung von Offshore-Windparks erheblich. In den folgenden Berechnungen wurde der Einfluss dieser Gesetzesänderung bereits berücksichtigt.

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten wurden folgende zwei Modellfälle von Offshore-Windparks (OWP) unterschieden.

- OWP mit 20 m Wassertiefe unter Verwendung von WEA der 3 MW Klasse auf Basis einer Projektfinanzierung

- OWP mit 30 m Wassertiefe unter Verwendung von WEA der 5 MW-Klasse auf Basis einer Unternehmensfinanzierung

Die Investitionskosten für beide Modellfälle sind in Tab. 6-4 und Tab. 6-5.

Tab. 6-4: Prognose der Investitionskosten einer Windparkplanung auf dem Meer mit WEA der 3 MW-Klasse in einer Wassertiefe von ca. 20 m.

	Wassertiefe ca. 20 m
WEA-Preis	1350 – 1450 €/kW
Fundament	620 – 650 €/kW
Netzanbindung	220 – 250 €/kW
Planung, Versicherung	125 – 150 €/kW
Aufschlag für Generalunternehmer	80 – 100 €/kW
Finanzierung	115 – 145 €/kW
Sonstige Kosten	115 – 150 €/kW
Gesamte Investition	2625 - 2895 €/kW

Tab. 6-5: Prognose der Investitionskosten einer Windparkplanung auf dem Meer mit WEA der 5 MW-Klasse in einer Wassertiefe von ca. 30 m.

	Wassertiefe ca. 30 m
WEA-Preis	1450 – 1500 €/kW
Fundament	650 – 700 €/kW
Netzanbindung & Parkleittechnik	350 – 380 €/kW
Planung, Versicherung, Finanzierung	440 – 480 €/kW
Sonstige Kosten	120 – 170 €/kW
Gesamte Investition	3010 - 3230 €/kW

Bei den Kapitalkosten sind insbesondere die Zinskosten für ein derartiges Projekt von entscheidender Bedeutung. Nach den Statuten der KfW gelten Sonderfinanzierungsprogramme wie das KfW-Umweltprogramm oder das ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm derzeit nur für das Staatsgebiet der Bundesrepublik, also höchstens im Küstenmeer nicht aber für Projekte in der AWZ. Bankübliche Darlehen insbesondere für eine neue Technologie wie die Offshore-Windenergienutzung werden hingegen nur mit höheren Zinssätzen vergeben. In den folgenden Berechnungen wird daher mit einem Zinssatz für das Fremdkapital von 6,5 % gerechnet.

Entsprechend den Finanzierungsbedingungen für Windenergieprojekte an Land wird auch für Offshore-Projekte von einem Eigenkapitalanteil von 30 % ausgegangen. Bei der angesetzten Eigenkapitalverzinsung wird unterschieden in die Projektfinanzierung, bei der nur der Offshore-Windpark als Sicherheit zur Verfügung steht und der Unternehmensfinanzierung, bei der ein finanzstarkes Unternehmen als Sicherheit für die Fremdfinanzierung auftritt. Die Eigenkapitalrendite wird daher bei der Projektfinanzierung mit 12 % angenommen und bei der Unternehmensfinanzierung mit 15 %, so dass sich für die beiden unterschiedlichen Finanzierungsformen zwei unterschiedliche kalkulatorische Zinssätze ergeben und zwar von 8,15 % und 9,05 %.

Die größte Unsicherheit liegt heute in der Prognose der Betriebskosten, die zwischen der ersten und zweiten Dekade unterschieden werden. Nach einer Analyse verschiedener Projektplanungen werden für die Berechnung der Stromgestehungskosten die in Tab. 6-6 dargestellten Betriebskosten angenommen.

Tab. 6-6: Prognose der Betriebskosten für Offshore-Windparks in Deutschland.

	1. Dekade	2. Dekade
Wartung & Ersatzinvestitionen	78 €/kW	100 €/kW
Versicherung	11 €/kW	15 €/kW
Geschäftsführung, Technischer Betrieb	10 €/kW	10 €/kW
Rückbau	2 €/kW	2 €/kW
Sonstiger betriebl. Aufwand	7 €/kW	7 €/kW
Gesamte Betriebskosten	108 €/kW	134 €/kW

6.4.2.1 Variante 1 – Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten über 20 Jahre

Im Folgenden werden die Stromgestehungskosten der beiden zuvor vorgestellten Modellfälle bestimmt. In der Variante 1 – Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten – werden die mittleren Stromgestehungskosten für die zwei Modellfälle berechnet, unter Annahme einer Projektlaufzeit von 20 Jahre.

Die Ergebnisse der Berechnungen für die beiden Modellfälle sind Tab. 6-7 zu entnehmen.

Tab. 6-7: Ergebnisse der Variante 1 – durchschnittliche Stromgestehungskosten - für 2 Modellfälle von Offshore-Windparks mit Anlagen der 3 MW-Klasse und Anlagen der 5 MW-Klasse

	Modellfall 1 OWP mit OWEA der 3 MW-Klasse 20 m Wassertiefe	Modellfall 2 OWP mit OWEA der 5 MW- Klasse 30 m Wassertiefe
Gesamteinvestition	2625 - 2895 €/kW	3010 - 3230 €/kW
Betriebskosten		
1.Dekade	108 €/kW	108 €/kW
2.Dekade	134 €/kW	134 €/kW
Finanzierung	Projektfinanzierung	Unternehmensfinanzierung
kalkulatorischer Zins	8.15%	9.05%
Volllaststunden	3620 h/a	3700 h/a
Stromgestehungskosten	10.02 - 11.77 ct/kWh	11.41 - 11.98 ct/kWh
durchschnittliche Vergütung am Standort laut EEG mit Stand 01.08.2004	8,04 ct/kWh	8,26 ct/kWh

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten liegen unter den getroffenen Annahmen je nach Modellfall zwischen 10,02 und 11,77 ct/kWh bzw. zwischen 11,41 und 11,98 ct/kWh jeweils über 20 Jahre. Die derzeitige durchschnittliche Vergütung über 20 Jahre liegt an den betrachteten Standorten bei 8,04 bzw. 8,26 ct/kWh. Hieraus wird deutlich, dass die

derzeitige durchschnittliche Vergütung deutlich unter den Stromgestehungskosten erster OWP in Deutschland liegt.

6.4.2.2 Variante 2 – Berechnung gestaffelter Stromgestehungskosten (Hoher Anfangsvergütungssatz)

Bei der Berechnung gestaffelter Stromgestehungskosten wird zwischen der Finanzierungszeit des Projektes und der Zeit danach unterschieden. In der ersten Betriebsphase werden die jährlich anfallenden Kosten maßgeblich durch die Zins- und Tilgungslast dominiert. Nach Beendigung der Tilgung sind die aus Wartung- und Instandsetzung etc. entstehenden Betriebskosten der wesentliche Kostenfaktor. Generell steigen die Betriebskosten während der Betriebsphase entsprechend der gängigen Preissteigerung und dem in den späteren Phasen angenommenen erhöhtem Reparaturaufwand.

In der vorliegenden Berechnung der Stromgestehungskosten wird davon ausgegangen, dass ein Offshore-Windenergieprojekt zum Ende des zwölften Betriebsjahr vollständig amortisiert sein sollte, d.h. sämtliche Kredite sind in dieser Zeit vollständig zu tilgen. In der weiteren Zeit vom 13. bis zum 20. Betriebsjahr werden keine Finanzdienste mehr geleistet. Die hieraus getroffene Folgerung besagt, dass ein solches Projekt vor allem zu Beginn der Betriebszeit eine hohe Vergütung und später eine bedeutend geringere Vergütung benötigt.

Zur Bestimmung der Stromgestehungskosten in der ersten Projektphase (erstes bis zwölftes Betriebsjahr) wurde ein Wert ermittelt, bei welchem der Kapitalwert des Projektes im zwölften Betriebsjahr Null beträgt. D.h. dieses Projekt befindet sich zu diesem Zeitpunkt genau auf der Grenze der Wirtschaftlichkeit.

Zur Bestimmung der Stromgestehungskosten in der zweiten Betriebsphase (13. bis 20. Betriebsjahr) wurde die Bedingung erhoben, dass der Saldo von Einnahmen und Ausgaben des Projektes immer mindestens Null sein muss. Würde sich ein negativer Saldo einstellen, so bestünde für den Projektbetreiber kein Interesse am Weiterbetrieb der Anlagen mehr. Die zukünftigen Ausgaben würden demnach höher liegen als die Einnahmen, so dass der Weiterbetrieb eine Gewinn mindernde Wirkung auf das Gesamtprojekt hätte.

Da sich, wie bereits erwähnt, die Betriebskosten eines Projektes während der Laufzeit progressiv verhalten und die Einnahmen konstant bleiben, wird der kleinste Saldo zwischen Einnahmen und Ausgaben immer im letzten Betriebsjahr auftreten, hier also dem 20. Betriebsjahr. Folglich wurde im 20. Betriebsjahr ein Saldo von mindestens Null definiert und die hierzu notwendig Vergütung bestimmt.

Beide Berechnungen wurden wiederum an den beiden Modellfällen (Modellfall 1: OWP bestehend aus mit 3 MW-WEA bei einer Wassertiefe von 20 m; Modellfall 2: OWP bestehend aus 5 MW-WEA bei einer Wassertiefe von 30 m) durchgeführt.

Tab. 6-8: Ergebnisse der Berechnung der Variante 2 – gestaffelte Stromgestehungskosten für 2 Modellfälle von Offshore-Windparks mit Anlagen der 3 MW-Klasse und Anlagen der 5 MW-Klasse

	Modellfall 1 OWP mit OWEA der 3 MW-Klasse 20 m Wassertiefe	Modellfall 2 OWP mit OWEA der 5 MW- Klasse 30 m Wassertiefe
Gesamtinvestition	2625 - 2895 €/kW	3010 - 3230 €/kW
Betriebskosten		
1.Dekade	108 €/kW	108 €/kW
2.Dekade	134 €/kW	134 €/kW
Finanzierung	Projektfinanzierung	Unternehmensfinanzierung
kalkulatorischer Zins	8.15%	9.05%
Volllaststunden	3620 h/a	3700 h/a
Stromgestehungskosten		
1.-12. Jahr	12.67 - 13.63 ct/kWh	13.36 -14.09 ct/kWh
Stromgestehungskosten		
13.-20. Jahr	5.39 ct/kWh	5.28 ct/kWh
Erhöhte und abgesenkte Vergütung am Standort laut EEG mit Stand 01.08.2004	9,1 ct/kWh 6,19 ct/kWh	9,1 ct/kWh 6,19 ct/kWh

Dass die Stromgestehungskosten der zweiten Dekade keinen Schwankungsbereich aufweisen ist in dem Umstand begründet, dass die Investition hier vollständig amortisiert ist und daher lediglich die Betriebskosten durch die Vergütung aufgefangen werden müssen. Für die Betriebskosten wurde jedoch bei den Annahmen in Tab. 6-6 keine Schwankungsbreite angenommen.

Mittelt man die gestaffelten Stromgestehungskosten entsprechend gewichtet nach ihren jeweiligen Laufzeiten, so ist erkennbar, dass sie geringer sind als die durchschnittlichen Stromgestehungskosten. Daraus lässt sich folgern, dass sich eine zunächst deutlich höhere Vergütung und eine spätere, geringere Vergütung wirtschaftlich besser ausnehmen als eine gleichmäßig gezahlte Vergütung

Auch für den Projektbetreiber wirkt sich eine möglichst frühe Tilgung positiv aus, da er keine finanziellen Verpflichtungen gegenüber Dritten mehr hat, wodurch das Projektrisiko reduziert wird.

Für die unterschiedlichen Modellfälle ergeben sich somit Stromgestehungskosten zwischen 12,67 und 13,63 ct/kWh bzw. zwischen 13,36 und 14,09 ct/kWh für die ersten 12 Betriebsjahre. Danach sinken die Stromgestehungskosten auf 5,39 bzw. 5,26 ct/kWh ab. Das heißt Vergütungen in dieser Höhe sind nötig, um zu gewährleisten, dass die durch den Betrieb der Anlagen verursachten Kosten gedeckt werden können. Erhielte der Projektbetreiber keine Vergütungen in dieser Höhe, dann bestünde kein Interesse die Anlagen weiterhin zu betreiben. Vergleicht man diese Werte mit der derzeitigen Vergütungsregelung des EEG, so reicht der erhöhte Vergütungssatz für einen wirtschaftlichen Betrieb innerhalb der ersten 12 Jahre nicht aus, während der zweite Vergütungssatz deutlich über den Stromgestehungskosten der Jahre 13 bis 20 liegt.

6.4.2.3 Internationaler Vergleich der Vergütungssysteme im Bereich der Offshore-Windenergienutzung

Im Gegensatz zur Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland wurden in unseren Nachbarstaaten mittlerweile mehrere OWP realisiert. Sowohl in Dänemark, Großbritannien als auch in den Niederlanden wurden in den vergangenen Jahren kontinuierlich Offshore-Windenergieprojekte umgesetzt. Die vergleichsweise günstigeren

Rahmenbedingungen hinsichtlich Wassertiefe und Küstenentfernung, aber auch die deutlich höheren Vergütungen haben den Markt im Offshore-Bereich in diesen Ländern anspringen lassen. Ein Vergleich der Vergütungssätze im Offshore-Bereich zwischen Deutschland und unseren europäischen Nachbarländern zeigt deutliche Unterschiede (Tab. 6-9). In Frankreich, Spanien, den Niederlanden und Großbritannien liegen die Vergütungen bis zu 6 ct/kWh über derzeitigen Sätzen in Deutschland. In den Niederlanden und Großbritannien wurden darüber hinaus erste OWP mit erheblichen staatlichen Zuschüssen versehen. Die Vergütungen in Deutschland liegen im internationalen Vergleich – selbst unter Berücksichtigung der Entlastung durch das Infrastrukturbeschleunigungsgesetz – auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Allein die Vergütungssätze für die Projekte Horns Rev II und Nysted II in Dänemark liegen unter denen in Deutschland. Die Ausschreibung für Horns Rev II hat der dänische Energieversorger Dong Energy A/S gewonnen. Dong Energy A/S hat in 2006 mit den sechs dänischen Energieversorgern Elsam, Energi E2, Nesa, Københavns Energis elektiviteter und Frederiksbjerg Forsyning fusioniert. Derzeit hält der dänische Staat über das Finanzministerium 73 % des Aktienkapitals der Dong Energy. Da aufgrund der aktuellen Preisentwicklung die Errichtung der OWP unter den angebotenen Rahmenbedingungen nicht mehr erfolgen kann, verhandelt Dong, nach telefonischer Auskunft des Danish Energy Authority vom 30. Mai 2007, derzeit über Möglichkeiten einen verbesserten Marktpreis für Strom bei dem OWP Horns Rev II zu erzielen. Weiterhin hat Dong seine über eine Ausschreibung gewonnenen 80 % der Projektrechte an Nysted II zurückgegeben, da eine Realisierung unter den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen derzeit nicht möglich ist.

Tab. 6-9: Vergütungssätze und Zuschüsse für OWP in einigen Europäischen Ländern (Stand 2007).

Land	Vergütung	Bemerkungen	Leistung (MW)
Dänemark	Nysted II; Horns Rev II (Ausschreibung 2006 – Bau geplant 2010) 6,7 – 6,95 ct/kWh (ca. 14 Jahre)	Netzanbindung durch Netzbetreiber	416
Frankreich	13 ct/kWh (10 Jahre), danach Absenkung der Vergütung in Abhängigkeit der Standortqualität	Ein Inflationsausgleich ist in der Regelung enthalten	0
Großbritannien	Ca. 6 ct/kWh für Zertifikate + ca. 7,4 – 8,9 ct/kWh Marktpreis Strom + 0,5 ct/kWh Steuervergünstigung	Abhängig vom Zertifikatspreise; 14,8 Mio. € Zuschuss pro Windpark aus „Round 1“	329
Niederlande	MEP-Tarif gestoppt, davor 9,7 ct/kWh Zertifikate (10 Jahre) + ca. 6 ct/kWh Marktpreis	27 Mio. € Zuschuss für Windpark „Egmond aan Zee“	108
Spanien	Min. Vergütung 7,125 ct/kWh Max. Vergütung 16,4 ct/kWh wobei Max. Zuschuss = 8,43 ct/kWh Max. Strompreis = 7,97 ct/kWh	Der Zuschuss wird projektspezifisch ausgeschrieben und kann für einzelne Projekte niedriger liegen. Übersteigt der Strompreis den angegebenen Wert so wird der Basispreis entsprechend abgesenkt.	0
Deutschland	6,19 ct/kWh (20 Jahre) + 2,91 ct/kWh (erste 12 Jahre sowie standortabhängige Verlängerung)	Netzanbindung durch Netzbetreiber (zwei Einzel-Prototypen im Hafen)	7

6.5 Bewertung derzeitiger Regelungen

Im Rahmen der Bewertung derzeitiger gesetzlicher Regelungen zur Vergütung von Strom aus Windenergie wird auf die Vergütung von Strom aus Windenergie an Land, auf die so genannten Repowering-Regelung und auf die Vergütung für Strom aus Windenergie auf dem Meer eingegangen. Nach der Bewertung werden für die unterschiedlichen Bereiche Handlungsempfehlungen formuliert.

6.5.1 Bewertung der Vergütungsregelung an Land

Die Vergütung für Strom aus Windenergie konnte aufgrund der Effizienzsteigerung der Anlagentechnik in den letzten fünfzehn Jahren erheblich sinken. Insbesondere wenn man die inflationsbereinigten Werte betrachtet (Abb. 6-8), ist zu erkennen, dass eine Reduktion der Vergütung im Zeitraum 1991 bis 2008 von mehr 63 % erreicht werden konnte. Seit der Einführung des Erneuerbaren Energien Gesetzes zum 01.04.2000 wurde die Vergütung für Strom aus Windenergie vom Marktpreis entkoppelt und eine feste Degression für neu errichtete Anlagen eingeführt, die zwischen 2000 und 2004 1,5 % pro Jahr und ab 2004 sogar 2,0 % pro Jahr beträgt. Der reale Degressionsfaktor liegt aufgrund der allgemeinen Preissteigerung deutlich höher. Bei einer derzeitigen Inflationsrate von ca. 2,0 % pro Jahr ergibt sich ein realer Degressionsfaktor von ca. 4,0 % pro Jahr. Die Kostensenkung musste in der Vergangenheit über die Entwicklung der WEA-Technik und deren Fertigungsverfahren realisiert werden, da im Bereich der Fundamente, dem Netzanschluss sowie dem Wegebau und der Planung von Windenergieprojekten keine Kostensenkungspotenziale existierten. Hier handelt es sich um ausgereifte Technik bzw. ausgereifte Verfahren, die den üblichen Preissteigerungsraten unterlagen bzw. unterliegen. Da die WEA allerdings nur ca. 70 % der Investitionskosten einnimmt, müssen bei einer realen Degression von ca. 4,0 % pro Jahr die Kosten der WEA um ca. 5,7 % pro Jahr sinken, um die gesetzlich geregelten Degressionssätze zu erfüllen. Bei dieser Berechnung sind übliche Preissteigerungsraten der Nebengewerke (Wegebau, Fundamentierung, Netzanschluss, u.a.) noch nicht berücksichtigt.

In den letzten acht Jahren seit dem Jahr 2000 ist es der Windenergieindustrie gelungen diese Kostensenkung auch zu realisieren. Ein lineares Absenken der Kosten und dann noch auf diesem hohen Niveau widerspricht allerdings auf Dauer jeder Lernkurve, die die Grundlage für die Entwicklung neuer Technologien bildet. Darüber hinaus ist seit ca. 3 Jahren eine deutliche Steigerung der Rohstoffpreise zu verzeichnen. Insbesondere Preise für Kupfer und Stahl unterliegen aufgrund der großen Nachfrage auf dem Weltmarkt einer erheblichen Preissteigerung, die direkt in die Kosten der WEA-Technik eingehen (vgl. 6.4.2.1). Die Folge sind seit ca. 3 Jahren erheblich gestiegene WEA-Preise wie der Vergleich des EEG-Erfahrungsberichts aus 2004 mit den Ergebnissen der Herstellerumfrage (Abb. 6-10) ergibt. Aus den Berechnungen der Stromgestehungskosten (Abb. 6-12 bis Abb. 6-16) mit einem Vergleich des Windpotenzials in Deutschland (z.B. der Windpotenzialkarte im Anhang dieses Berichtes) wird deutlich, dass auch für die heute unter EEG-Bedingungen wirtschaftlichste Technologie (WEA zwischen 1,3 und 1,9 MW) im Jahr 2010 nur noch sehr wenige Standorte existieren, an denen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich sein wird (vgl. hierzu Abb. XXX). Bei diesen Berechnungen ist bei allen Kosten von dem heutigen Preisniveau ausgegangen worden. Preissteigerungen der nächsten Jahre im Bereich der Investitionskosten wurden bei diesen Berechnungen nicht betrachtet. In Abb. 6-17 wurden daher für die WEA-Klasse 2,0 bis 3,0 MW die Stromgestehungskosten unter Annahme einer moderaten Preissteigerung der

Gesamtinvestition von 2,0 % berechnet. Aus diesen Ergebnissen wird deutlich, dass unter diesen Voraussetzungen bereits in wenigen Jahren keine Standorte in Deutschland wirtschaftlich umsetzbar sein werden.

Grundsätzlich muss davon ausgegangen werden, dass neben allgemeinen Preissteigerungen die derzeit und in den nächsten Jahren auch die Kosten der Windenergieanlagentechnik beeinflussen bzw. beeinflusst werden, auch neue technologische Anforderungen die Kosten erhöhen werden. Hierzu zählen insbesondere die deutlich gestiegenen Anforderungen an die Netzeigenschaften der WEA.

An diesen Untersuchungen wird deutlich, dass die derzeitigen realen Degressionssätze der Vergütung durch Kostensenkungsmaßnahmen zukünftig nicht mehr erfüllt werden können. Im Gegenteil, es zeigt sich sogar aufgrund der starken WEA-Preissteigerungen, dass bereits im Jahr 2010 kaum noch Projekte in Deutschland wirtschaftlich umsetzbar sein werden. Vor diesem Hintergrund werden für den Bereich der Windenergienutzung an Land folgende Handlungsempfehlungen gegeben:

- Anpassung der Vergütung aufgrund der ermittelten Preissteigerungen im Rahmen der Investitionskosten
- Einführung von Technologie-Boni
- Anpassung der Vergütung an einen Preisindex bei gleichzeitiger Reduzierung der Degression
- Mittelfristige Einführung eines marktorientierten, zeitabhängigen Vergütungssystems im Rahmen des EEG (optional)

Nachfolgend werden die Handlungsempfehlungen näher erläutert.

6.5.1.1 Anpassung der Vergütung aufgrund der ermittelten Preissteigerungen

Aufgrund der in den letzten Jahren ermittelten deutlichen Steigerung der Investitionskosten für Windenergieprojekte ist die derzeitige Vergütung für Strom aus Windenergie an durchschnittlichen Standorten in Deutschland nicht mehr kostendeckend. Auch beim Einsatz modernster Technologien mit Nabenhöhen über 100 m ist an Standorten mit mittleren Windgeschwindigkeiten zwischen 5,8 und 6,0 m/s auf 60 m über Grund mit der Preisbasis 2008 kein wirtschaftlicher Betrieb mehr möglich. Um diese Standorte unter Anwendung modernster Technologie für die Windenergie wieder nutzbar zu machen sind Anfangsvergütungen von 9,3 bis 8,7 ct/kWh notwendig (Vergleich Abb. 6-15). Möchte man darüber hinaus auch Standorte mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,6 m/s in 60 m über Grund für die Windenergie wirtschaftlich nutzbar machen, so ist aufgrund der Preisbasis 2008 eine Anfangsvergütung von ca. 10 ct/kWh notwendig. Entsprechend der Windpotenzialkarte des DWD im Anhang handelt es sich bei Standorten mit mittleren Windgeschwindigkeiten von 5,6 – 5,8 m/s um Regionen in NRW, Hessen sowie der norddeutschen Tiefebene.

Begründung der Anpassung der Vergütungssätze:

Die angesprochenen Preissteigerungen für Windenergieprojekte resultieren im Wesentlichen aus drei Punkten:

- Die Nachfrage für WEA insbesondere auf dem internationalen Markt hat sich in den letzten Jahren deutlich erhöht, so dass das Angebot im Verhältnis zur Nachfrage deutlich abgenommen hat, hieraus resultieren erhöhte WEA-Preise. Wie lange diese Situation anhalten wird, ist derzeit jedoch nicht abzusehen, da die weltweiten Bedarfsprognosen weiterhin stark nach oben gehen (Vergleich Abb. 6-5). Deutlich zu erkennen ist allerdings ein starker Ausbau von Produktionskapazitäten. Dies gilt

sowohl im Bereich der Anlagenhersteller als auch im Bereich der Zulieferindustrie. Somit ist damit zu rechnen, dass jedenfalls mittelfristig mit einer Entspannung dieser Marktsituationen zu rechnen ist.

- Darüber hinaus sind deutliche Kostensteigerungen in der Anlagentechnik erfolgt, um die Anforderungen der Netzbetreiber an die Netzanschlussbedingungen im Mittelspannungsnetz zu erfüllen.
- Die Rohstoffpreise haben in den vergangenen Jahren deutlich zugelegt. Insbesondere Stahl und Kupfer, welche beide in großen Mengen für die Herstellung von WEA verwendet werden, waren von dieser Entwicklung betroffen. So stiegen die Preise für Stahl im Zeitraum von 2000 bis 2006 um 74,4 % an. Im selben Zeitraum verteuerte sich Kupfer sogar um 121,8 %.

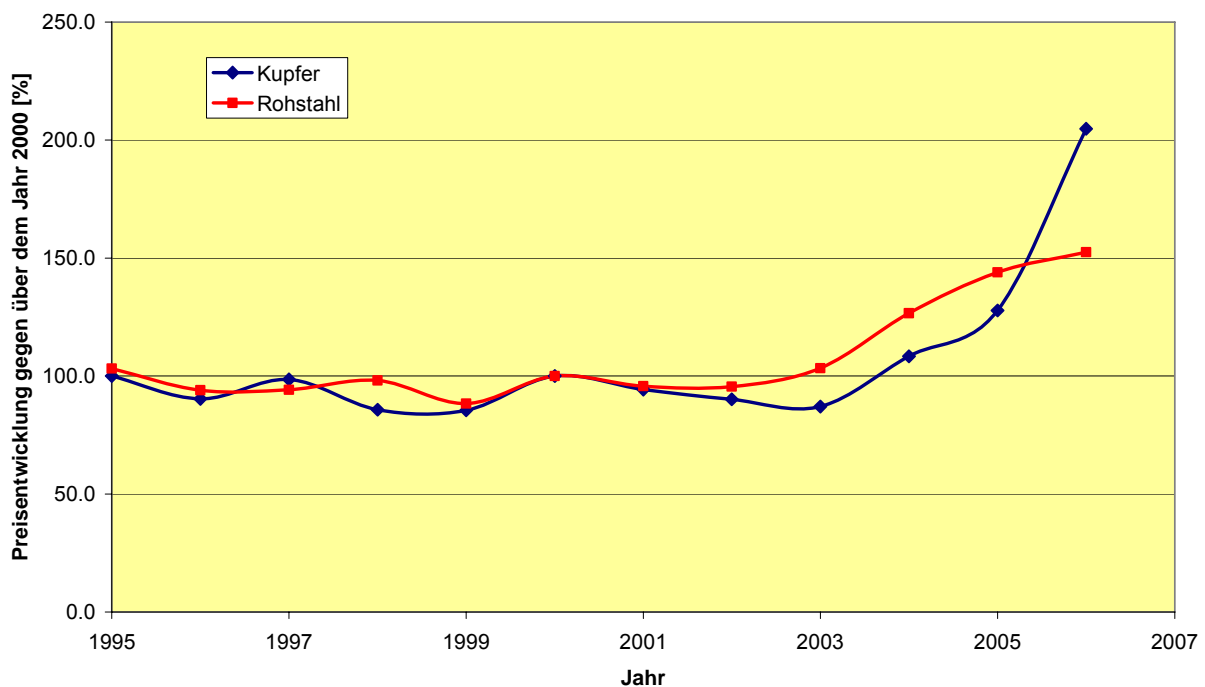


Abb. 6-18: Entwicklung der Preise für Kupfer und Rohstahl im Zeitraum 1995 bis 2006 (Basis 2000) (XXXX)

- Ferner stiegen die Leitzinsen seit Anfang 2006 (herausgegeben von der Europäischen Zentralbank (EZB)) seit der letzten EEG-Novelle nach einem vorübergehenden Zinstief (2003 bis Ende 2005) wieder deutlich an. Dies verteuert die Kapitalbeschaffung für Investitionsprojekte die bspw. Windparks deutlich und belastet damit die Wirtschaftlichkeit entsprechender Projekte. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der EZB für Investitionsprojekte auf.

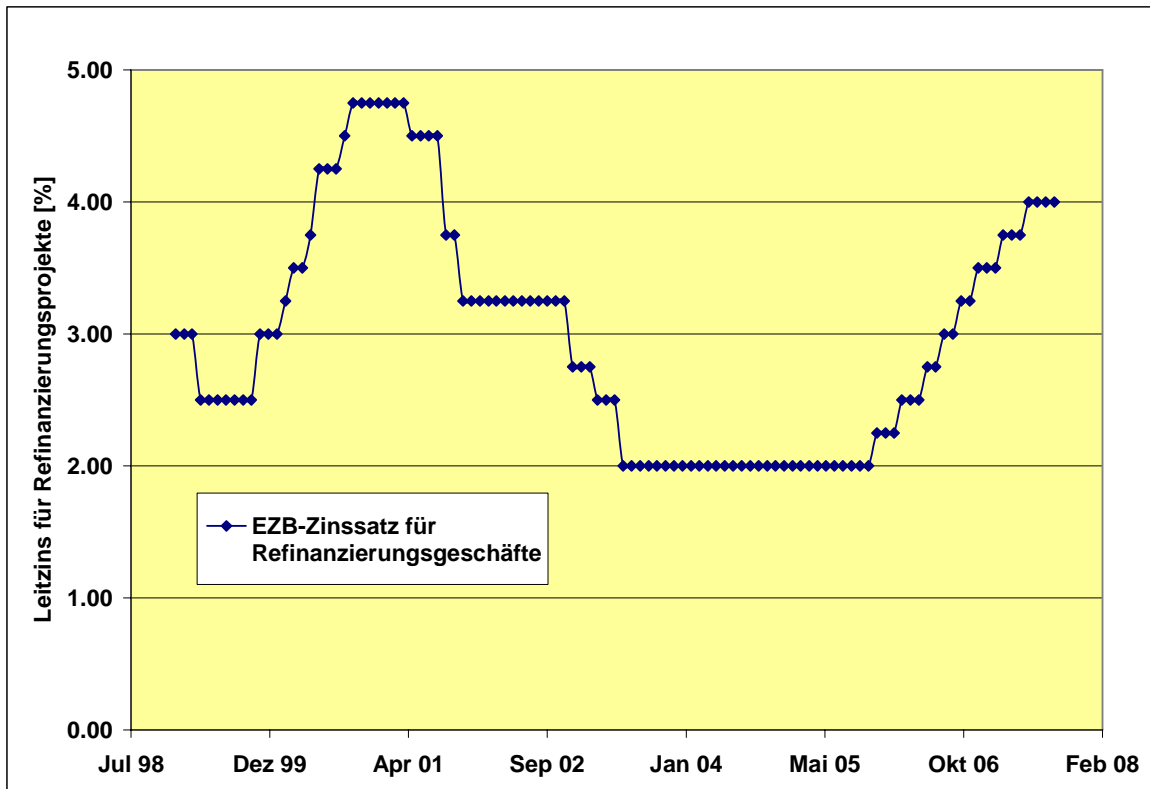


Abb. 6-19: Entwicklung der EZB Leitzinsen für Refinanzierungsgeschäfte im Zeitraum 1995 bis 2007

6.5.1.2 Einführung von Technologie-Boni

Um den zunehmenden Anforderungen sowohl an die Netzqualität als auch an die Vorhersage der einzuspeisenden Energie zu entsprechen wird vorgeschlagen so genannte Technologie-Boni einzuführen, durch die ein Anreiz für technische Entwicklung in den genannten Bereichen geschaffen werden soll. Im Einzelnen wird die Einführung folgender Technologie-Boni vorgeschlagen:

- Bonus für die Einbindung von WEA in ein Erzeugermanagement
Vorschlag: 0,4 ct/kWh
- Bonus für Anlagen, deren elektrische Eigenschaften über den Stand der derzeit eingesetzten Technik hinausgehen. Hierbei sollte ein Technologie-Bonus eingeführt werden, wenn nachfolgende Bedingungen erfüllt werden:
 - Blindleistungsbereitstellung mit $|\cos\varphi| < 0,975$
 - Blindleistungsregelung im Bereich $0,6 < |\cos\varphi| < 1,0$
 - „Fault ride-through“ Verhalten der WEA

Vorschlag: Es wird vorgeschlagen einen Technologie-Bonus für WEA zu zahlen, die deren Netzanschlussregelungen entsprechende Bedingungen fordern. Die Höhe des Bonus sowie die Anwendung einer entsprechenden Regelung auf das Mittelspannungsnetz sowie auf das Hoch- und Höchstspannungsnetz sollte sich nach den Ergebnissen der derzeitigen Untersuchung der Firma Ecofys richten.

- Bonus für eine Energie- und Leistungsvorhersage
Vorschlag: max. 1,0 ct/kWh, wobei die Prognosegenauigkeit ein Maß für die Höhe des Bonus sein sollte.
 - Prognosegenauigkeit > 90 % => voller Bonus
 - Prognosegenauigkeit < 50 % => kein Bonus
 - Zwischen diesen beiden Werten sollte linear interpoliert werden.

Begründung für die Einführung der Technologie-Boni:

Aufgrund mangelnder Netzanschlusskapazitäten wird seitens der Netzbetreiber zunehmend Erzeugermanagementsysteme eingesetzt, mittels derer die Netzbetreiber die Möglichkeit besitzen, WEA herunterzeregeln oder ganz vom Netz abzuschalten. Hierdurch entstehen mittlerweile große Ertragsausfälle bei den Betreibern der WEA, so dass bei Einsatz von Energieerzeugungssystemen ein Bonus vorgeschlagen wird, durch den derartige Verluste kompensiert werden können. Der vorgeschlagene Bonus von 0,4 ct/kWh würde einen Energieertragsausfall von ca. 4,9 % aufgrund von WEA-Abschaltungen des Netzbetreibers kompensieren. Da Abschaltungen bzw. Leistungsreduzierungen generell nur bei Überbelastung des Netzes erfolgen und diese insbesondere in Starkwindzeiten eintreten, können derartige Ertragsverluste bereits eintreten wenn in deutlich weniger als 2 % der Betriebszeit von WEA eine Abschaltung der Anlage erfolgt. Derartige Abschaltzeiten sind in einem Großteil der Netzanschlussverträge zwischen dem WEA-Betreiber und dem Netzbetreiber vereinbart. Als Alternative ist auch die exakte Berechnung und Kompensierung der Ertragsausfälle aufgrund des Erzeugermanagements denkbar. Hierbei sollte aber berücksichtigt werden, dass der administrative Aufwand zur Berechnung des Ertragsausfalls sehr hoch ist, so dass an dieser Stelle eine pauschale Kompensation favorisiert wird.

Darüber hinaus werden die Anforderungen an die elektrischen Eigenschaften der WEA immer größer. Nach Umfragen im April 2008 bei den Herstellern von WEA muss generell zwischen dem Anschluss von WEA an das Mittelspannungsnetz und das Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz unterschieden werden. Die Mehrkosten für zusätzliche technische Einrichtungen zur Einhaltung der heute geltenden Grid-Codes im Mittelspannungsnetz sind bei fast allen Herstellern von WEA eingepreist, was unter anderem die deutlichen Preiserhöhungen der WEA innerhalb der letzten zwei Jahre begründet. Wenn WEA bzw. Windparks allerdings an das Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen werden müssen und an dieser Stelle die heute gültigen Grid-Codes eingehalten werden müssen, entstehen bereits heute zusätzliche Kosten für technische Einrichtungen am Umspannwerk zu dieser Spannungsebene. Diese Kosten sind heute nicht in den Anlagenpreisen enthalten. Weiterhin ist im Jahr 2007 der Entwurf einer neuen Netzanschlussregelung für die Mittelspannungsebene veröffentlicht worden, in der deutlich strengere Anforderungen an den Netzanschluss von WEA auch im Mittelspannungsnetz gefordert werden. Heute findet dieser Entwurf noch keine Anwendung, so dass die zukünftigen Mehraufwendungen von den Herstellern der WEA derzeit weder angeboten werden noch eingepreist sind. Die Firma Ecofys führt derzeit eine Untersuchung durch, in der die zusätzlichen Kosten für die unterschiedlichen WEA-Konzepte sowohl für den Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz als auch für einen zukünftigen Anschluss an das Mittelspannungsnetz ermittelt werden sollen.

Daher wird an dieser Stelle ein Technologie-Bonus für WEA vorgeschlagen, wenn die Anforderungen über den Stand der eingesetzten Technik hinausgehen. Hierunter fallen die Möglichkeit einer Blindleistungsbereitstellung durch die WEA mit einem $|\cos\phi| < 0,975$,

die Möglichkeit eine Blindleistungsregelung nach den Erfordernissen des Netzbetreibers durchzuführen als auch die Möglichkeit bei einem kurzzeitigen Netzausfall die WEA bis zu 150 ms weiter zu betreiben, so dass ein Neustart der Anlagen vermieden wird (Fault ride through Verhalten). Als Grundlage für die Anforderungen der elektrischen Eigenschaften könnte der VDN Transmission Code von 2003 bzw. der Entwurf von 2007 gelten. Die Höhe eines Technologie-Bonus zum Anschluss von WEA an das Hoch- und Höchstspannungsnetz bzw. zukünftig auch an das Mittelspannungsnetz sollte sich nach den Ergebnissen der derzeit durchgeführten Untersuchung von Ecofys richten.

Für die bessere Einbindung von WEA in das Verbundnetz werden zukünftig Systeme zur Energie- und Leistungsprognose für WEA notwendig. Erste Systeme hierfür sind derzeit entwickelt. Um einen breiten Einsatz entsprechender Systeme zu erzielen und die Leistungsfähigkeit hierfür ständig zu verbessern, wird für den Einsatz entsprechender Systeme ebenfalls ein Technologie-Bonus vorgeschlagen, der jedoch nach der Prognosegenauigkeit des eingesetzten Systems gezahlt werden sollte.

6.5.1.3 Anpassung der Vergütung an einen Preisindex bei gleichzeitiger Reduktion der Degression

Wie im Rahmen der Bewertung der Vergütung für die Windenergienutzung an Land erläutert wurde, wird die Beibehaltung einer linearen Degression von 2,0%, die real zu einem Degressionswert von ca. 4,0 % führt, im derzeitigen Entwicklungsstadium der Windanlagentechnologie dazu führen, dass die wirtschaftlich erschließbaren Flächen in Deutschland stark reduziert werden. Eine über die Jahre ausgelegte lineare Degression steht auch im Gegensatz zu üblichen Lernkurven für die Entwicklung technischer Produkte. Daher wird nachfolgende Handlungsempfehlung gegeben:

- Es sollte eine Anpassung der Vergütungssätze an einen Preisindex erfolgen, durch den die allgemeine Preissteigerung bei der Vergütung für Strom aus Windenergie berücksichtigt werden kann.
- Die im Gesetz vorgeschlagene Degression sollte von 2 % auf 1 % reduziert werden.

Durch eine entsprechende Anpassung wird weiterhin gewährleistet, dass die Differenzkosten zwischen dem durchschnittlichen Stromgestehungskosten und der Vergütung für Strom aus Windenergie weiterhin sinken, allerdings nicht mehr so schnell wie bisher. Hierdurch erfolgt eine Anpassung der Kostendegression an den üblichen Verlauf von Lernkurven für technische Produkte.

Durch die Berücksichtigung eines Preisindex erfolgt eine Kopplung der Windstromvergütung an die Entwicklung der realen Preise. Dies sollte zukünftig Grundlage der Preisgestaltung sein, da auf längere Zeit die Kosten einer Technologie nicht von der Preisentwicklung für Rohstoffe auf dem Weltmarkt abgekoppelt werden kann.

Sollte eine entsprechende Anpassung nicht erfolgen, ist davon auszugehen, dass im Rahmen der nächsten Novellierung des EEG eine Vergütungsanpassung wiederum notwendig wird. In diesem Fall sollte die Degression ganz ausgesetzt werden.

6.5.1.4 Mittelfristige Einführung eines marktorientierten zeitabhängigen Vergütungssystem im Rahmen des EEG

Darüber hinaus sollte das Vergütungsmodell für Strom aus Windenergie um ein marktorientiertes zeitabhängiges Modell erweitert werden, dass optional Anwendung finden sollte. Ziel einer entsprechenden Regelung ist die Einführung einer Vermarktung von Windstrom durch börsenstrompreis-orientierte Vergütungssätze, die nach Tages- und Jahreszeit differieren. Für ein entsprechendes Vermarktungssystem sind insbesondere Prognosesysteme für Energie- und Leistungsvorhersagen von entscheidender Bedeutung.

6.5.2 Bewertung der Vergütungsregelung für das Repowering

Die Entwicklung des Repowering verläuft deutlich langsamer als dies erwartet und gewünscht ist. Trotz der so genannten „Repowering-Regelung“, die im Rahmen der EEG-Novellierung 2004 eingeführt wurde, ergibt sich im Bereich des Repowering keine andere Entwicklung. Im Gegenteil, die Zahlen des Repowering sind im Jahr 2005 gegenüber dem Vorjahr noch gesunken. Die Gründe hierfür liegen jedoch weniger an der „Repowering-Regelung“ des EEG als vielmehr an den baurechtlichen Randbedingungen. Zum einen ist es für Anlagen, die nicht in so genannten Eignungsgebieten errichtet sind, schwierig bis unmöglich neue Baugenehmigungen für neue WEA-Technologie zu erhalten. Des Weiteren sind neue Abstandsempfehlungen und Höhenbegrenzungen verschiedener Bundesländer eindeutige Hemmnisse im Rahmen des Repowering.

Hieraus wird deutlich, dass das EEG nicht das alleinige Instrumentarium ist, um auf Hemmnisse beim Repowering zu reagieren. Jedoch werden nachfolgend einige Empfehlungen für Veränderungen im Rahmen einer zukünftigen Novellierung des EEG im Bereich des Repowering mit dem Ziel gegeben, Altanlagen vor dem Ablauf der Lebensdauer durch Anlagen neuer Technologie zu ersetzen. Für die Anwendung einer „Repowering-Regelung“ ist insbesondere das Anlagenalter relevant. In der bisherigen Regelung werden nur Anlagen berücksichtigt, die vor 1996 in Betrieb gegangen sind. Des Weiteren erhalten Anlagen an Standorten mit einer Qualität von weniger als 90 % des Referenzertrages eine kaum noch relevante Laufzeitverlängerung (siehe Abb. 6-9). Da zukünftig aber auch an diesen Standorten ein vorzeitiger Ersatz alter Anlagen angestrebt wird, ist das Anreizsystem sowohl für Standortqualitäten unter 90 % des Referenzertrages auszulegen als auch für Anlagen, die nach 1996 in Betrieb genommen wurden. Hinsichtlich der „Repowering-Regelung“ sollten insbesondere folgende Faktoren überarbeitet werden:

- Die zeitliche Bedingung (nur für Anlagen, die vor 1996 errichtet wurden) sollte gleitend gestaltet werden. (beispielsweise für Anlagen, die zwischen 10 und 15 Betriebsjahre aufweisen). Hiermit wird ein Anreiz zum vorzeitigen Repowering gegeben (vor Ablauf der Lebensdauer der WEA). Ggf. könnte auf eine zeitliche Bedingung auch gänzlich verzichtet werden.
- Die geforderte Erhöhung der installierten Leistung vom 3-fachen gegenüber der deinstallierten Leistung wird bei einem Repowering von WEA im Megawattbereich unter den heutigen baurechtlichen Randbedingungen nicht eingehalten werden können. Daher sollte dieser Wert auf das 2-fache reduziert werden. Um Missbrauch zu verhindern, sollte eine Höchstgrenze vom 5-fachen der deinstallierten Leistung als maximale Grenze eingeführt werden. Darüber hinaus sollte die derzeitige Begrenzung der Repowering-Regelung auf denselben Landkreis auf das entsprechende Bundesland erweitert werden.

- Anstelle einer Laufzeitverlängerung als Anreiz-Regelung für das Repowering (bisherige Repowering-Regelung) sollte entsprechend den Technologie Boni auf einen Repowering-Bonus umgestellt werden. Die Größenordnung des Repowering-Bonus sollte zwischen 0,5 und 1,0 ct/kWh liegen, um die monetäre Belastungen der frühzeitig abzubauenen Altanlagen zu kompensieren.
- Für Repowering-Anlagen sollte ein Anlagenregister eingeführt werden, da die derzeitige Datenlage große Unsicherheiten aufweist.

6.5.2.1 Zeitliche Bedingung der Repowering-Regelung

Intention einer Repowering-Regelung ist der Ersatz alter WEA durch Anlagen neuer Technologie vor Ablauf der Lebensdauer der alten Anlagen. Hiermit wird zum einen ein industriepolitischer Ansatz verfolgt und zum anderen die bessere Ausnutzung vorhandener Flächen durch leistungsfähigere WEA. Die bisherige Repowering-Regelung gilt nur für WEA, die vor 1996 in Betrieb genommen wurden. Der derzeitige feste Zeitpunkt (Inbetriebnahme vor 1996) sollte durch die Angabe des Anlagenalters ersetzt werden. So sollte eine zukünftige Repowering-Regelung für Anlagen gelten, die eine Betriebszeit von mindestens 10 Jahren aufweisen. Alternativ könnte ggf. auch auf die Angabe einer Betriebszeit gänzlich verzichtet werden, da ein Repowering nur erfolgen kann, wenn die Gesamtwirtschaftlichkeit des Repowering-Projektes gegeben ist. Dies wiederum setzt ein gewisses Alter der Altanlagen voraus, da die verkürzte Betriebszeit des Altprojektes, durch das Repowering-Projekt kompensiert werden muss. Hieraus ergibt sich bereits die Notwendigkeit eines Mindestalters für die Altanlage von ca. 10 Jahren bevor ein Repowering erfolgen kann.

6.5.2.2 Reduzierung der geförderten Leistungserhöhung auf das 2-fache und Einführung eines Maximalwertes

Die derzeitige Repowering-Regelung sieht eine Leistungserhöhung des Repowering-Projektes um mindestens das 3-Fache vor. Bei den bisher umgesetzten Repowering-Projekten konnte diese Leistungserhöhung durchaus realisiert werden. Da zukünftig jedoch auch größere Anlagen mit einer Leistung von 1,5 bis 2 MW durch Anlagen der neuen Technologie ersetzt werden sollen und die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Anlagen der 5 MW-Technologie nicht an allen Standorten gegeben sein werden, ist eine Reduzierung dieser Forderung auf das 2-fache der installierten Leistung der Altanlagen empfohlen.

Darüber hinaus sollte eine Obergrenze eingeführt werden, so dass die Repowering-Regelung nur für Projekte anzuwenden ist, die maximal das 5-fache der installierten Leistung der Altanlage im Rahmen des Repowering neu errichten. Hiermit soll ein Missbrauch der Regelung vermieden werden, so dass es nicht möglich ist, dass ein „Neu-Projekt“ durch den Abbau einer einzelnen kleinen WEA in den Genuss dieser Regelung kommt. Im Gegenzug sollte die derzeitige Begrenzung der Repowering-Regelung auf denselben Landkreis gelockert werden, in dem hier ggf. die Grenze des Bundeslandes aufgenommen wird.

6.5.2.3 Anreiz-Regelung

Da das Repowering zukünftig auch in windschwächeren Regionen zum Einsatz kommen sollte, ist eine Änderung der Anreiz-Regelung zu empfehlen. Die bisherige Regelung sieht eine Verlängerung der Laufzeit des erhöhten Vergütungssatzes vor, wobei die Verlängerung der Laufzeit bei geringerer Standortqualität zunimmt (vergl. Abb. 6-9). Sinkt die Standortqualität unter 90 % des Referenzertrages nimmt die Laufzeitverlängerung bei der derzeitigen Regelung wieder ab. Da das Repowering bisher nur an windstarken Standorten stattgefunden hat, hat diese Nichtlinearität bisher keine Auswirkungen gehabt. Zukünftig wird das Repowering jedoch weiter ins Binnenland hineinreichen, so dass an dieser Stelle Handlungsbedarf gesehen wird und ein alternatives Modell vorgeschlagen wird.

In Analogie zu den bereits vorgeschlagenen Bonus-Regelungen wird auch an dieser Stelle zur Förderung des Repowering eine Bonus-Regelung favorisiert. Hierbei wird von einem Bonus in der Größenordnung zwischen 0,5 und 1,0 ct/kWh ausgegangen. Die zusätzlichen Kosten für ein Repowering sind stark abhängig von der Betriebszeit der Altanlagen. Sind Anlagen nach 10 oder 12 Jahren durch WEA der neuen Generation zu ersetzen, so ist der monetäre Aufwand zur Kompensation der Altanlagen deutlich höher anzusetzen als bei Anlagen mit Betriebszeiten von 15 oder 16 Jahren. Generell sollte dieser Bonus aber nur gezahlt werden, wenn das Repowering noch deutlich vor Ablauf der Lebensdauer der Altanlagen erfolgt (z.B. vor dem 16. oder 17. Betriebsjahr der Altanlagen). Hiermit soll verhindert werden, dass zukünftig nicht automatisch alle neuen WEA einen Repowering-Bonus erhalten. Weiterhin wäre auch eine Staffelung des Repowering-Bonus denkbar. Je früher das Repowering eintritt, desto höher könnte der Bonus ausfallen. Hiermit würde das Ziel verfolgt, einen frühzeitigen Ersatz alter Anlagentechnik zu erreichen.

6.5.2.4 Anlagenregister

Derzeit erfolgt die Datenerhebung im Bereich der Windenergienutzung üblicherweise über die Befragung von Herstellern von WEA, d.h. die Hersteller geben an, wie viele Anlagen welchen Typs in welchem Bundesland errichtet wurden. Dieses Verfahren wird seit Beginn der Windenergienutzung in Deutschland, Anfang der neunziger Jahre, angewendet und hat sich auch bewährt. Die Unsicherheit der Datenerhebung im Bereich des Repowering ist derzeit jedoch sehr groß, da die Hersteller nicht immer wissen, ob es sich bei der errichteten Neuanlage um ein Repowering-Projekt handelt. Aus diesem Grund wird für Repowering-Anlagen zukünftig ein Anlagenregister vorgeschlagen, in dem sowohl die abgebaute Leistung, die neu errichtete Leistung, die Anlagenanzahl als auch das Errichtungsdatum abgelegt werden sollte.

6.5.3 Bewertung der Vergütungsregelung auf dem Meer

Eine Vergütungsregelung für die Windenergienutzung auf dem Meer existiert seit Einführung des EEG im Jahr 2000 und wurde bereits im Rahmen der Novellierung 2004 überarbeitet. Hierbei wurde die Mindestlaufzeit des erhöhten Vergütungssatzes von 9 Jahren auf 12 Jahre erhöht und es wurde eine standortdifferenzierte Vergütung in Abhängigkeit der Wassertiefe und der Küstenentfernung eingeführt. Trotz dieser Regelung ist bis heute noch kein Offshore-Windpark in Deutschland realisiert. Ein Grund hierfür lag in der nicht ausreichenden Wirtschaftlichkeit von Offshore-Projekten, da im Rahmen der immer weiter fortschreitenden Planungen die Kosten sowohl für Windenergieanlagen als auch für Fundamentstrukturen und Netzanbindung in den letzten Jahren immer wieder

nach oben korrigiert werden mussten. Durch das in Kraft treten des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz zum 17.12.2006 ergeben sich für die Offshore-Windenergienutzung ganz neue Rahmenbedingungen, da die Netzanbindung bis zum Umspannwerk auf See durch den Übertragungsnetzbetreiber zu errichten ist. Dies führt zu einer deutlichen Entlastung der Kosten von Offshore-Windenergieprojekten, sowie zur Möglichkeit einer strategisch, systematischen Planung der Netzanbindung im Offshore-Bereich.

Trotz zahlreicher Genehmigung für den Bau und Betrieb erster Offshore-Windparks sowohl in der Nord- und Ostsee konnte bisher noch kein Projekt in Deutschland umgesetzt werden. Als erstes Projekt wird nun der Baubeginn des Offshore-Testfeldes für das Jahr 2008 erwartet. Ausschreibungen für Fundamente und Windenergieanlagen der 5 MW-Klasse sind im Rahmen des Offshore-Testfeldes mittlerweile erfolgt, intensive Verhandlungen mit Herstellern und Zulieferern werden zurzeit geführt und der Abschluss erster Kaufverträge wird noch im Sommer 2007 erwartet. Die Konkretisierung dieser Kostenschätzungen hat ergeben, dass das Offshore-Testfeld – jeweils ohne die Kosten der Netzanbindung – heute um ca. 30-40 Prozent teurer ist als noch auf der Grundlage der Kostenschätzungen von Ende 2006. Damit sind sogar die Gesamtkosten des Offshore-Testfeldes gestiegen, obwohl zwischenzeitlich das Projekt von den Kosten der Netzanbindung durch das Infrastrukturbeschleunigungsgesetz (ca. 25-30% der Gesamtinvestition) entlastet worden ist. Aus dieser Entwicklung wird deutlich, dass es sich bei der Offshore-Windenergienutzung in der AWZ unter den in Deutschland geltenden Rahmenbedingungen hinsichtlich Wassertiefe und Küstenentfernung um eine völlig neue Art der Windenergienutzung mit innovativer Technik aber auch neuartigen Risiken handelt, die es in der Form auch nicht in unseren europäischen Nachbarländern gibt. Die hiermit verbundenen Risiken, aber auch die derzeit große Nachfrage aller notwendigen Anlagenkomponenten führen zu deutlich höheren Kosten. Darüber hinaus werden die vorgesehenen 5 MW-Windenergieanlagen wie auch die Fundamentstrukturen noch einzeln angefertigt – mit entsprechenden Kostenstrukturen.

Vor diesem Hintergrund werden unter den derzeitigen Rahmenbedingungen allenfalls sehr wenige Offshore-Windparks in den nächsten Jahren in Deutschland realisiert und dadurch auch das im Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz verfolgte Ziel einer installierten Leistung von 1.500 MW bis zum Jahr 2011 deutlich verfehlt werden. Eine Erreichung der Ziele der Bundesregierung für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist daher fraglich.

Die Offshore-Entwicklung wird sich unter den derzeitigen Rahmenbedingungen daher vorrangig auf das europäische Ausland konzentrieren. Ein Vergleich der Vergütungssätze im Offshore-Bereich zwischen Deutschland und unseren europäischen Nachbarländern) zeigt deutliche Unterschiede (Tab. 6-9). Trotz der wesentlich günstigeren Rahmenbedingungen hinsichtlich Wassertiefe und Küstenentfernung liegen die Vergütungssätze in Frankreich, Spanien, den Niederlanden und Großbritannien um bis zu 6 ct/kWh über den Vergütungssätzen in Deutschland. In den Niederlanden wurden für die ersten Offshore-Windparks darüber hinaus noch erhebliche staatliche Zuschüsse gewährt. Hierdurch ist es sowohl in den Niederlanden als auch in Großbritannien gelungen, erste Offshore-Windparks zu errichten. Trotz der in gegenüber Deutschland höheren Vergütungssätze in Frankreich und Spanien bleibt abzuwarten, ob diese Rahmenbedingungen für den Bau erster Projekte ausreichen werden. Die Vergütungssätze in Deutschland liegen jedoch im internationalen Vergleich – selbst unter Berücksichtigung der Entlastung von den Netzanbindungskosten – auf einem gänzlich niedrigerem Niveau.

In der Vergangenheit wurde in Deutschland immer versucht, die Erfahrungen hinsichtlich der Kostenstrukturen der Windenergienutzung an Land auf die Offshore-

Windenergienutzung zu übertragen. Dies hat dazu geführt, dass zu keiner Zeit die Offshore-Vergütung in Deutschland eine wirtschaftliche Umsetzung erster Offshore-Windparks gewährleistet hat. Somit wurde trotz existierenden Genehmigungen bisher in Deutschland keine Offshore-Windparks errichtet. In unseren europäischen Nachbarländern wurde die Offshore-Windenergienutzung als völlig neue Technologie betrachtet, was zu Zeiten der Einführung immer mit deutlich höheren Kosten verbunden ist.

Vor diesem Hintergrund sollte nun in Deutschland ebenfalls die Anfangsvergütung deutlich angehoben werden, damit eine Umsetzung erster Offshore-Windparks auch in Deutschland erfolgen kann und erste Erfahrungen mit dieser neuen Technologie gesammelt werden können. Gegebenfalls kann hierbei der zweite Vergütungssatz etwas abgesenkt werden, da nach der Finanzierungszeit die Kosten sinken werden. Über den EEG-Erfahrungsbericht erfolgt weiterhin eine Begleitung der Entwicklung, so dass gewährleistet ist, dass der Gesetzgeber notfalls korrigierend eingreifen kann. Damit die politischen Zielvorstellungen zur Offshore-Windenergienutzung umgesetzt werden können, muss die Bundesregierung bereit sein, wie auch bei der Einführung der Windenergienutzung an Land Anfang der neunziger Jahre neue Technologien während der Einführungsphase mit Vergütungssätzen auszustatten, durch die die derzeit hohen Risiken abgedeckt werden können.

Für die Novellierung des EEG ergeben sich daher folgende Empfehlungen für die Windenergienutzung auf dem Meer.

- Aufhebung des Zeitpunktes für die erste Degressionsstufe zum 01. Januar 2008. Hier sollte im Rahmen der zukünftigen EEG-Erfahrungsberichte das Kostensenkungspotenzial ermittelt werden, um Zeitpunkte für den Einsatz von Degressionsstufen festzulegen.
- Aufhebung des Zeitpunktes bis zu dem heute ein erhöhter Vergütungssatz durch das EEG gewährt wird (31. Dezember 2010), da für den Ausbau der Windenergienutzung Planungssicherheit gewährleistet sein muss. Hier sollte ebenfalls eine Überprüfung im Rahmen zukünftiger EEG-Erfahrungsberichte erfolgen.
- Erhöhung des ersten Vergütungssatzes auf ca. 13,3 ct/kWh und ggf. eine leichte Absenkung des zweiten Vergütungssatzes.
- Einführung von Technologie-Boni entsprechend den Vorschlägen zur Windenergienutzung an Land.
- Anwendung von zinsgünstigen Darlehen der KfW für Projekte in der AWZ.

6.5.3.1 Aufhebung des Zeitpunkte für die erste Degressionsstufe

Kostensenkungspotenziale im Bereich der Offshore-Windenergienutzung basieren zum einen auf der Weiterentwicklung und Optimierung der Offshore-Windenergieanlagen sowie der Fundamentstrukturen als auch der Installationstechniken. Zum anderen liegen große Kostensenkungspotenziale im Aufbau von Serienfertigungen für die verschiedenen Anlagenkomponenten. Bis heute ist es in Deutschland noch nicht gelungen, einen Offshore-Windpark zu errichten. Der Baubeginn des Offshore-Testfeldes als erstes Offshore-Projekt in Deutschland wird zum dritten Quartal 2008 erwartet. Vor diesem Hintergrund kann derzeit noch mit keinerlei Kostensenkungspotenzialen gerechnet

werden. Im Gegenteil, frühere Kostenschätzungen für erste Offshore-Windparks mussten immer wieder nach oben korrigiert werden.

Daher sollte im Rahmen der Novellierung des EEG der Zeitpunkt für den Einsatz der ersten Degressionsstufe (01.01.2008) aufgehoben werden. Da aus heutiger Sicht die Entwicklung der Offshore-Windenergieentwicklung in Deutschland nur sehr schwer abschätzbar ist, sollte im Rahmen zukünftiger EEG-Erfahrungsberichte das Kostensenkungspotenzial ermittelt und Zeitpunkte für den zukünftigen Einsatz der Degression festgelegt werden.

6.5.3.2 Aufhebung des Zeitpunktes bis zu dem heute ein erhöhter Vergütungssatz durch das EEG gewährt wird

Die derzeitige Regelung im EEG sieht vor, dass der erhöhte Vergütungssatz für Offshore-Windenergieanlagen gewährt wird, die bis einschließlich den 31.12.2010 in Betrieb genommen worden sind. Vor dem Hintergrund des deutlich späteren als noch vor wenigen Jahren angenommenen Einsatzes der Offshore-Windenergienutzung sowie der politischen Zielvorstellungen der Bundesregierung sollte dieser Zeitpunkt aufgehoben werden. Hierdurch wird Planungssicherheit für Banken und Investoren gewährleistet. Da aus heutiger Sicht die Entwicklung der Offshore-Windenergieentwicklung in Deutschland nur sehr schwer abschätzbar ist, sollte im Rahmen zukünftiger EEG-Erfahrungsberichte die Entwicklung verfolgt und dann ggf. korrigierend eingegriffen werden.

6.5.3.3 Erhöhung des ersten Vergütungssatzes für Offshore-Windenergieanlagen

Wie in Kapitel 4.2 erläutert wurde, ergibt die aktuelle Konkretisierung der Kostenschätzung deutlich höhere Kosten als noch Ende 2006 erwartet. Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, den ersten Vergütungssatz auf ca. 13,3 ct/kWh anzuheben. Im Gegenzug könnte der zweite Vergütungssatz ggf. leicht abgesenkt werden. Generell sollte gewährleistet sein, dass auf Basis des abgesenkten Vergütungssatzes ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen nach der Refinanzierungszeit möglich ist. Weiterhin sollte an einer Laufzeit der Vergütungsregelung im Rahmen des EEG von 20 Jahren festgehalten werden, damit sowohl für Banken als auch Investoren Planungssicherheit garantiert wird..

6.5.3.4 Einführung von Technologie-Boni

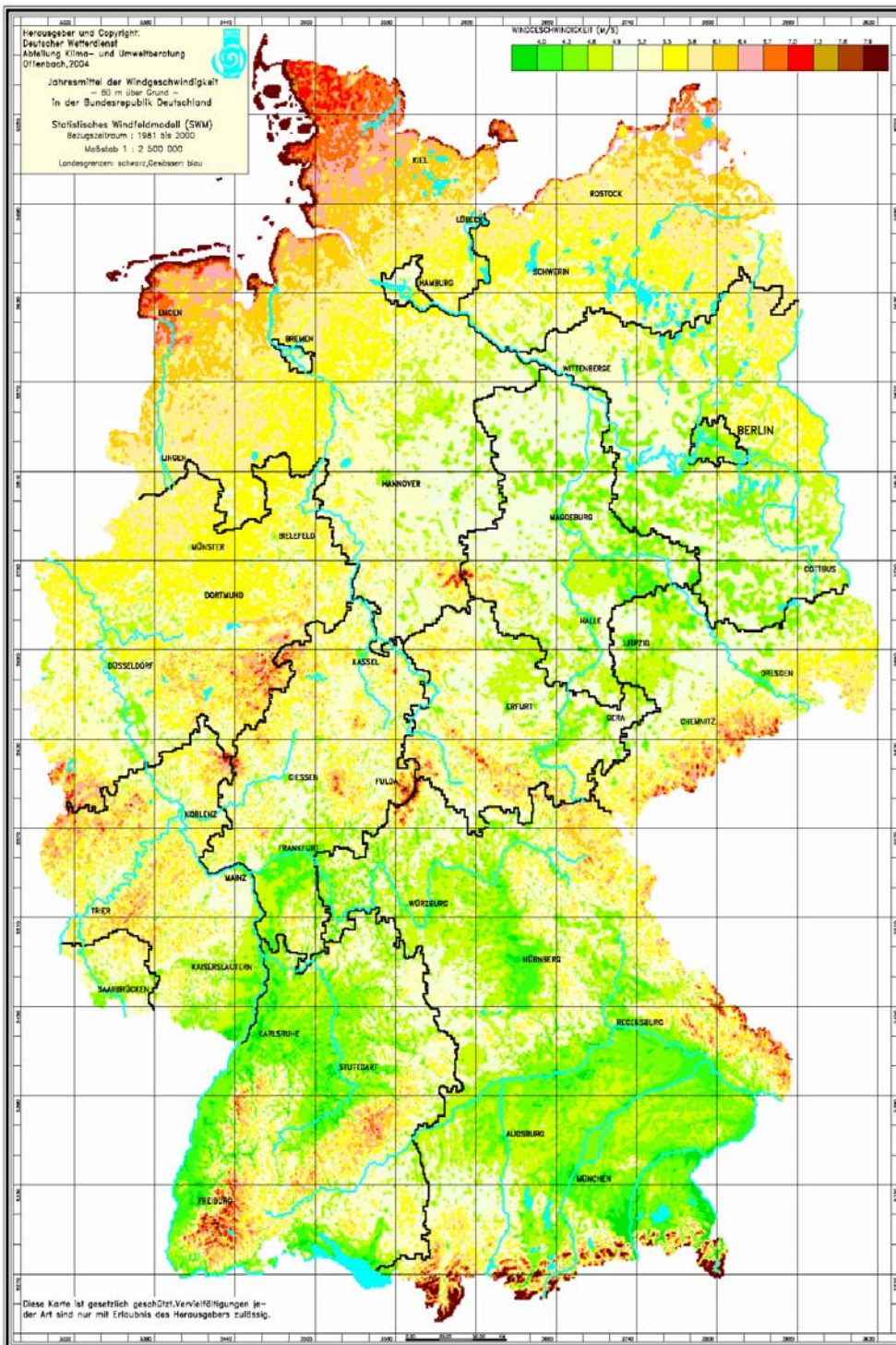
Entsprechend den Vorschlägen für die Windenergienutzung an Land hinsichtlich der Einführung von Technologie-Boni sollten diese Regelungen auch für die Offshore-Windenergienutzung eingeführt werden.

6.5.3.5 Zinsgünstige Darlehen der KfW

Die bisherigen Statuten der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) sehen die Vergabe von zinsgünstigen Krediten im Rahmen der Sonderfinanzierungsprogramme derzeit nur im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland vor. Die AWZ gehört per Definition nicht zum Staatsgebiet, Deutschland hat lediglich das Recht zur wirtschaftlichen Nutzung dieses Seegebietes. Um auch für Offshore-Projekte in der AWZ Kredite aus dem KfW-Umweltprogramm oder dem ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm nutzen zu können, wird vorgeschlagen, die Regelung im Rahmen der Statute der KfW auf Projekte in der AWZ zu erweitern.

Insbesondere vor dem Hintergrund der in der jüngsten Vergangenheit deutlich angestiegenen Leitzinsen würden zinsgünstige KfW-Kredite eine zügige Realisierung der Offshore-Projekte begünstigen.

Anhang



Windpotenzialkarte in 60 m über Grund

Quellenverzeichnis

[45] Ender, C.: Windenergienutzung in Deutschland – Stand 30.06.2007 -. Dewi-

Magazin Nr. 31, August 2007.

- [46] BWE; „Windenergie in Deutschland Aufstellungszahlen für 2006“; Stand 16.01.2007; unter www.wind-energie.de
- [47] Rehfeldt, K.; Wallasch, J.: Auswirkungen neuer Abstandsempfehlungen auf das Potenzial des Repowering am Beispiel ausgesuchter Landkreise und Gemeinden. Herausg. Windenergieagentur Bremen/Bremerhaven, November 2005.
- [48] A. Jansen, G. Gerdes, K. Rehfeldt: Potenzialanalyse „Repowering in Deutschland“. Herausg. Windenergieagentur Bremen/Bremerhaven, Februar 2005.
- [49] Rehfeldt, K.: Markt- und Kostenentwicklung erneuerbarer Energien – Gutachten zum zweiten EEG-Erfahrungsbericht / Teil Windenergie. Berlin April 2004.
- [50] DEWI/EON Netz/EWI/RWE Net/VE Transmission: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Herausg. DENA, Berlin, Februar 2005.
- [51] Rehfeldt, K.; Wallasch, J.: Kurzgutachten zum Ausbau der Windenergienutzung bis 2020. Herausg. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, Juli 2005.
- [52] BTM-Consult: World Market Update 2005. Denmark, Ringkøbing March 2006
- [53] Schwenk, B.; Rehfeldt, K.: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland. Wilhelmshaven 1999.
- [54] Neumann, Th.; Ender, C.; Molly, J.: Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland. Wilhelmshaven 2002.
- [55] KPMG / Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.; Offshore-Windparks in Europa; 2007
- [XX] Ferdinand, Marcus; „Optimierung der Regelung des Erzeugungsmanagement für erneuerbare Energien im Zusammenhang mit möglichen Netzoptimierungsmaßnahmen“; im Auftrage des BMU; Berlin 2006
- [YY] „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum 2020“; DEWI/E.ON Netz/EWI/RWE Transportnetz Strom/VE Transmission; S. 193ff; Köln 2005
- [XXXX] Statistisches Bundesamt