

Positionspapier

des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (BWE e.V.)
zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes



Bundesverband
WindEnergie e.V.

Dezember 2010

Kontakt:

Bundesverband WindEnergie e.V. | Abteilung Politik

T: 030 28482-179, eeg@wind-energie.de, www.eeg-aktuell.de

Inhalt

Präambel	4
Zentrale Forderungen	6
1. Ausgangssituation	8
2. Kosten der Windenergie	9
3. Höhe der Vergütung	11
3.1 Hintergrund: allgemeine Kostenentwicklungen	13
3.2 Vergütung und Degression	13
3.3 Windenergie an Land – onshore	14
3.4 Windenergie auf See – offshore.....	15
3.5 Repowering.....	16
3.6 Kleinwindenergieanlagen	17
4. Anreize zur System- und Marktintegration von EEG-Anlagen	18
4.1 Systemintegration.....	18
4.2 Marktintegration.....	20
4.3 Teilnahme an Regelenergiemärkten	21
5. Netzinfrastuktur	22
5.1 Optimierung und Einspeisemanagement als Übergangslösung	23
5.2 Netzbau	24
5.3 Netzanschluss	24
6. Verschiedenes	25
6.1 § 60 EEG: Nutzung von Seewasserstraßen.....	25
6.2 Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten.....	25

Präambel

Die Energiepolitik in Deutschland steht vor wegweisenden Entscheidungen. In die eine Richtung führt der Weg zurück in längst überwunden geglaubte, über 100 Jahre gewachsene Oligopolstrukturen. In der anderen Richtung erwarten uns Vielfalt, Wettbewerb und Dezentralisierung der Energieversorgung – Energie von und für jeden.

Mit dem Eintritt in das Zeitalter der Erneuerbaren Energien haben wir uns für den zweiten Weg entschieden und jedem Einzelnen durch kluge politische Entscheidungen die Möglichkeit eröffnet, seine Energie selbst zu produzieren. Wir haben uns entschieden, die gesamte Energieversorgung Deutschlands umzubauen. Weg von zentralen Oligopolstrukturen hin zu dezentralen, kleinen projektfinanzierten Energieerzeugungseinheiten. Beginn und Rückgrat dieser Entwicklung war das Stromeinspeisegesetz und in seiner direkten Folge das gut strukturierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Was im Strombereich möglich war, schien für die Wärmeversorgung und den Transportsektor ebenfalls machbar. Einige politische Entscheidungen in diesen Bereichen haben jedoch aus sachlich nicht nachvollziehbaren Gründen diese Optionen für den Klimaschutz drastisch eingeschränkt.

Dies führt nun dazu, dass in diesen Bereichen selbst die Ziele der Bundesregierung nur schwer zu erreichen sein werden. Damit wächst die Bedeutung des Stromsektors, denn dieser muss den Ausgleich schaffen, wenn Deutschland die Hausaufgaben der EU-Kommission erledigen will: 18 % Erneuerbare Energienanteil am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) hat diese Entwicklung von Anfang an begleitet, weshalb er die jüngsten energiepolitischen Entscheidungen der Bundesregierung mit großer Skepsis sieht. Trotz anhaltender Beteuerungen entfernt sich die Energiepolitik zurzeit scheinbar vom Ziel einer dezentralen und erneuerbaren

Energieversorgung. Großunternehmerische Strukturen werden verfestigt und gefördert, während es dem die Entwicklung der Erneuerbaren Energien tragenden Mittelstand immer schwerer gemacht wird, projektfinanzierte Erneuerbare-Energien-Anlagen zu planen, zu errichten und zu betreiben. Ziel muss es sein, weiterhin Projektfinanzierungen zu ermöglichen, da nur so die Finanzierung für Windparkvorhaben in Bürgerhand und durch mittelständische, unabhängige Energieanbieter möglich bleibt.

In diesem Sinne appelliert der BWE an alle politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger, weiterhin insbesondere bei der anstehenden EEG-Novelle 2012 den Erfolg dieses Instrumentes weiterzuführen und nicht davon abzulassen, trotz der notwendigen Anpassungen.

Das EEG ist der Motor für die umfassende Erschließung der günstigen Windenergiepotenziale. Mit seinen stabilen Rahmenbedingungen ist es das erfolgreichste und kostengünstigste Erneuerbare-Energien-Fördersystem weltweit. Im Sommer 2011 steht eine weitere Novelle des EEG an. Die konkrete Ausgestaltung des neuen Gesetzes ist eine große Herausforderung: Das Vorziehen der EEG-Novelle um ein Jahr verhindert es, aus den Erfahrungen mit dem EEG 2009 zu schöpfen; gleichzeitig führen gestiegene Anforderungen an die Netzintegration der Erneuerbaren Energien und ihre verstärkte Heranführung an den Markt zu komplexeren Designoptionen im neuen EEG.

Der BWE nimmt die Herausforderung der EEG-Novelle an und möchte die politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger in den kommenden Monaten bestmöglich in ihrer Arbeit unterstützen. Unser erster wichtiger Beitrag ist das vorliegende Positionspapier, in dem wir die Expertise unserer 20.000 Mitglieder gebündelt haben – von Herstellern, Zulieferern, Finanzierern, Projektierern und Betreibern bis hin zu Dienstleistern.

Dabei ist die Kontinuität entscheidend: Kontinuität beim Vorrang der Erneuerbaren Energien in allen Bereichen – des Anschlusses, der Abnahme, Übertragung und Verteilung im Netz und in den Speichern. Es geht um die Kontinuität einer unbeschränkten, sinnvollen Entwicklung der Kapazitäten und natürlich auch der Vergütung.

Wenn trotz der aktuellen Beschlüsse der Weg zur regenerativen Vollversorgung gegangen werden soll, dann muss die Beständigkeit der Rahmenbedingungen an erster Stelle stehen. Sie ist für die Planung, Finanzierung und Realisierung sowie den Betrieb von Windenergieprojekten unabdingbar und Voraussetzung für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Erneuerbare-Energien-Branche. Natürlich ist der Umbau zu einem nachhaltigen Energiesystem nicht kostenlos. Wir sind uns der kontroversen Debatte zur EEG-Umlage bewusst und möchten Verantwortung übernehmen, indem wir über die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien informieren und diese offen diskutieren.

Im Gegenzug ermutigen wir Politik, Wirtschaft und Öffentlichkeit, die Kosten Erneuerbarer Energien nicht einseitig zu betrachten, sondern sie in Zukunft immer in das Verhältnis zu ihrem Nutzen zu setzen. Erneuerbare Energien bergen mittel- und langfristig einen größeren volkswirtschaftlichen Nutzen als konventionelle Energieträger, weil sie teure Energieimporte sowie die hohen Folgekosten des Klimawandels vermeiden. Schon heute senkt die Windenergie den Börsenstrompreis durch Merit-Order-Effekte.

Den Nutzen Erneuerbarer Energien nicht angemessen zu würdigen, führt zu einer Überbewertung der Kosten regenerativer im Gegensatz zu fossiler Energieerzeugung. Ich richte an Sie den eindringlichen Appell, die volkswirtschaftlichen Potenziale der Erneuerbaren Energien im Allgemeinen und der effizienten Windenergie im Besonderen erschließbar zu halten. Die anstehende EEG-Novelle bietet die Chance hierzu.

Da der Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland mit großer Verzögerung erst in 2009 begonnen hat, geht die Branche davon aus, dass ein wachsender bzw. auf hohem Niveau stabiler Zubau an Land in den kommenden zehn Jahren für die Erreichung der Klima- und Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien noch wichtiger sein wird. Dafür benötigt die deutsche Windindustrie dringender denn je einen starken Heimatmarkt, um die internationale Technologieführerschaft zu behaupten. Seit Beginn des Ausbaus der Windenergie hat die Entwicklung des deutschen Marktes weltweit Vorbildfunktion.

Da im Wärme- und Verkehrssektor die Nutzung Erneuerbarer Energien durch politische Entscheidungen stagniert bzw. sogar zurückgeht,¹ ist es auch hierfür umso wichtiger, mit der Windenergienutzung an Land die derzeit günstigsten Potenziale vollständig zu erschließen. Denn der Windstrom kann auch im Wärme- und Transportsektor seinen Beitrag zum Klimaschutz leisten.

Deshalb appelliere ich an Sie, mit uns gemeinsam den weiteren Ausbau der Windenergie zu gestalten. Die Windenergie braucht Vorrang – im Netz und in den Speichern!

Wir würden uns freuen, wenn Sie das Positionspapier lesen und mit uns diskutieren. Aktuelle Beiträge zum EEG finden Sie auf unserer Themenseite www.eeg-aktuell.de.

H. Albers

Hermann Albers
Präsident

.....
¹ Stagnation und Verzögerungen basieren unter anderem auf Kürzungen des Marktanzreizprogramms (MAP), der Biokraftstoffstrategie und andere politische Maßnahmen.

Zentrale Forderungen

Um den Erfolg der Windenergie als wirtschaftlichste Quelle unter den Erneuerbaren Energien weiterzuführen,

- 1.** ist die **Kontinuität der gesetzlichen Rahmenbedingungen des Mindestpreissystems EEG** unabdingbar. Dazu gehört unter anderem ein Überprüfungszeitraum von vier Jahren, der für eine verlässliche Planung und Finanzierung von Windparkprojekten notwendig ist;
- 2.** ist es entscheidend, den **Vorrang der Erneuerbaren Energien** bei Netzanschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms zu erhalten;
- 3.** muss die Vergütung für Windstrom in Anlehnung an das EEG 2009 fortgeführt werden. Zum 01.01.2012 muss danach die **Anfangsvergütung** mindestens **8,93 ct/kWh**, die **Grundvergütung 4,87 ct/kWh** betragen;
- 4.** ist die **Beibehaltung** des Bonus für Systemdienstleistungstechnologien (**SDL-Bonus**) **auch nach 2013** dringend erforderlich;
- 5.** muss der **Repoweringbonus erhalten bleiben**, um eine effiziente Nutzung von Binnenland-Standorten zu ermöglichen;
- 6.** muss das **Referenzertragsmodell** in der derzeitigen Form unbedingt **beibehalten** werden, um die kontinuierliche und erfolgreiche Entwicklung der Windenergie deutschlandweit zu forcieren und den netzschonenden Ausbau voranzutreiben;

7. muss die **Sprinterprämie** bei der **Offshore-Windenergie** in die **Anfangsvergütung integriert** und die **Degression** bis zum 01.01.2018 ausgesetzt werden. Weiterhin sollte die Nutzung eines zeitlich befristeten **Stauchungsmodells** bei der Vergütung der Offshore-Windenergie ermöglicht werden;
8. muss die **volle Nutzung des Potenzials der Windenergie** zur Erreichung der Klima- und Erneuerbaren-Energien-Ziele der Bundesregierung ermöglicht werden. **Eine kapazitive Steuerung** im EEG stände dem weiteren **Ausbau** der Windenergie in Deutschland diametral **entgegen**;
9. muss die Verstetigung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien durch einen **Stetigkeitsanreiz im EEG** gefördert werden;
10. müssen die Möglichkeiten zur **Direktvermarktung** bei **qualitativer Anpassung der §§ 17 und 37** des EEG 2009 erhalten bleiben;
11. ist die **Pflicht zum Netzausbau durch den Gesetzgeber durchzusetzen**. Die Planungen eines Zielnetzes müssen in die europäischen Planungen eingebettet sein;
12. dürfen die **Kosten der Härtefallregelung** nicht dauerhaft über die Netzentgelte in Ansatz gebracht werden können. Diese **Ansatzfähigkeit** muss stark degressiv gestaltet werden;
13. sollen **Kleinwindenergieanlagen** für 20 Jahre eine **festen Vergütung** erhalten, die mindestens den heutigen **Strombezugskosten** von Haushaltskunden entspricht. Die Pflicht zur Vorlage eines Referenzertragsgutachtens sollte entfallen.

1. Ausgangssituation

Die EU-Richtlinie zur Förderung der Erneuerbaren Energien 2009/28/EG schreibt für Deutschland bis 2020 einen Anteil von 18 Prozent Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch vor. Um diesen Anteil zu erreichen, muss der Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht nur bis 2020, sondern auch bis 2030 und darüber hinaus ambitioniert und konsequent verfolgt werden.

Die Windenergie wird die zentrale Rolle zur Erreichung der nationalen Klima- und Erneuerbare-Energien-Ziele spielen. Dazu muss jedoch der Ausbau der Windenergie stetig und intensiv weiter betrieben und nicht durch falsche Annahmen unnötig gebremst werden. Mitte 2010 waren in Deutschland 26.387 MW Windenergieleistung installiert. Die Windenergie trägt damit aktuell gut 7 % zum gesamten Bruttostromverbrauch in Deutschland bei. Folgt man der aktuellen Ausbaugeschwindigkeit, so käme der Ausbau der Windenergie nach den Annahmen der Energieszenarien der Bundesregierung womöglich bereits im Jahre 2015, also in fünf Jahren, zum Erliegen. Denn dann werden in Deutschland an Land bereits ca. 36.600 MW Windenergie installiert sein – also etwa 200 MW mehr, als dem Energiekonzept für das Jahr 2050 zugrunde liegen!

Der BWE hält dagegen insgesamt einen Mindeststromanteil von 47 % aus Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2020 für realistisch.² Die Windenergie wird dabei mit 150 Terrawattstunden (TWh) Jahresstromerzeugung rund 25 % der deutschen Stromversorgung abdecken. Dies wird durch eine installierte Windleistung von 45.000 MW an Land und 10.000 MW auf See ermöglicht.³ Schon heute ist die Windenergie die günstigste Stromerzeugungsform unter den Erneuerbaren Energien. Der BWE wird in 2011 eine Studie vorlegen, die die Potenziale der Windenergie in Deutschland untersucht.

² Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Berlin, Januar 2009.

³ Vgl. Fußnote 2.

Die EEG-Novelle bietet die Möglichkeit, den erfolgreichen Ausbau der Windenergie weiterzuverfolgen und das immense Potenzial der Windenergie zu realisieren. Das EEG 2009 mit seiner vierjährigen Laufzeit hat die Rahmenbedingungen für die Windenergie in vielen Bereichen positiv gestaltet.

Allerdings haben sich Projektentwicklungszeiträume im Windbereich aufgrund zahlreicher planungs- und naturschutzrechtlicher Vorgaben extrem verlängert. Demgegenüber wurde die Laufzeit des EEG von der Bundesregierung auf drei Jahre verkürzt. Banken befürchten bereits, dass Projekte nun nicht mehr realisiert werden können, weil die Rahmenbedingungen in ein- einhalb Jahren kaum vorauszusehen sind. Ein mindestens vierjähriger Überprüfungszeitraum ist notwendig, um Investitionen zu tätigen und Projekte verlässlich zu planen.

Neben der Investitionssicherheit durch das EEG sind auch im planungsrechtlichen Bereich die Bedingungen für den weiteren Ausbau der Windenergie zu schaffen. Neben dem Repowering (Ersatz alter durch neue Windenergieanlagen) gilt es, weitere Potenziale auszuschöpfen. Das Bundesraumordnungsgesetz bietet beispielsweise die Möglichkeit, über einen Bundesraumordnungsplan Mindestflächen vorzugeben. Auch blockieren vielerorts Höhen- und Abstandsregelungen die Errichtung moderner Windenergieanlagen und damit die effiziente Ausschöpfung des vorhandenen Potenzials.

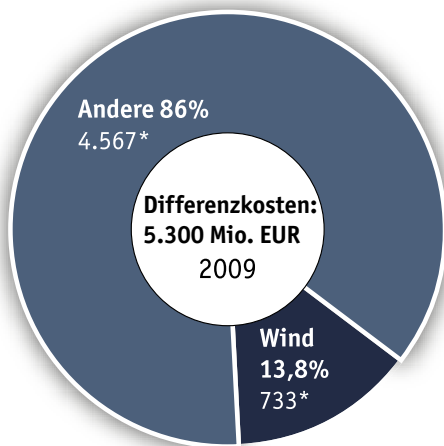
2. Kosten der Windenergie

Der erfolgreiche Umbau unseres Energiesystems auf eine 100-prozentige Versorgung durch Erneuerbare Energien ist mit Kosten verbunden. Der BWE ist sich seiner Verantwortung bewusst und möchte offen über die Kosten der Erneuerbaren Energien informieren.

Um seriöse Aussagen zu den Kosten zu treffen, muss eine differenzierte Kostenbetrachtung sowohl der Erneuerbaren Energien als auch der konventionellen Energieformen erfolgen. Bisherige Kostendiskussionen ließen eine solche Betrachtung streckenweise vermissen. Nur selten wurden die Ausbaurkosten der Erneuerbaren Energien sachlich dargestellt. Gleichzeitig wurden die hohen negativen externen Kosten von Atom-, Kohle- und Gasstrom marginalisiert.

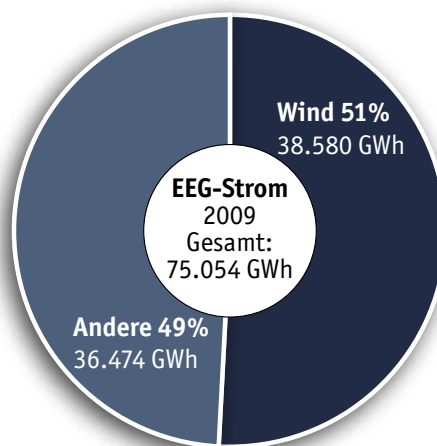
Im Jahre 2009 sind für das EEG als Differenzkosten 5,3 Mrd. Euro entstanden.⁴ Differenzkosten sind die Kosten, die nach dem Erlös der Strommengen am Großhandelsmarkt noch vom Verbraucher zu begleichen sind. Davon trägt die Windenergie im Jahr 2009 733 Mio. Euro, was einem Anteil von 13,8% an den gesamten Differenzkosten entspricht.

Entscheidend für die Bewertung ist, diesen Kostenanteil in das Verhältnis zur produzierten Strommenge zu setzen. Dabei wird deutlich, dass die Windenergie bei einem Anteil von nur 13,8% der Differenzkosten ganze 51,3% der EEG-Strommenge produziert. Windenergie ist somit die kostengünstigste Erneuerbare Energie.



*Differenzkosten in Mio. Euro

Quelle siehe Fußnote 4, Grafik: BWE



Quelle siehe Fußnote 4, Grafik: BWE

⁴ Alle Angaben beziehen sich auf: Beschaffungsmehrkosten für Stromlieferanten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009, erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom Ingenieurbüro für neue Energien, Dr. Bernd Wenzel, Berlin 2010.

Insgesamt wird der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien die EEG-Umlage kurzfristig erhöhen. Ab dem Jahr 2018 rechnet der BWE allerdings mit einer kontinuierlich sinkenden Umlage. Das Verhältnis der Kosten zur produzierten Strommenge wird sich in der Zwischenzeit aufgrund der Degression grundsätzlich verbessern.

Darüber hinaus können in der Kostendebatte zu den Erneuerbaren Energien seriöse Aussagen nur getroffen werden, wenn die Kosten Erneuerbarer Energien in das Verhältnis zu deren Nutzen gesetzt werden. Erneuerbare Energien bergen bereits heute einen größeren volkswirtschaftlichen Nutzen als konventionelle Energieträger.

Als Beispiele für den zusätzlichen Nutzen Erneuerbarer Energien – insbesondere der Windenergie – seien genannt:

- die Schaffung von insgesamt 340.000 Arbeitsplätzen, davon über 100.000 im Bereich der Windenergie;
- die Unterstützung finanzschwacher Kommunen durch einen Beitrag zur lokalen Wertschöpfung in Höhe von 6,7 Mrd. Euro im Jahr 2009;
- die Vermeidung negativer externer Kosten für Klima-, Umwelt- und Gesundheitsschäden von ca. 8 Mrd. Euro im Jahr 2009;
- die Vermeidung von Brennstoffimporten von ca. 5,1 Mrd. Euro im Jahr 2009;
- die Senkung des Börsenstrompreises im Jahr 2008 um 3,58 Mrd. Euro durch die Einspeisung Erneuerbarer Energien (Merit-Order-Effekt).

Eine Kostendebatte losgelöst von diesen volkswirtschaftlichen Nutzenaspekten der Erneuerbaren Energien ist weder objektiv noch zielführend.

3. Höhe der Vergütung

Die Höhe der Vergütung und der Degression für eine effiziente Förderung von Windenergieprojekten ist abhängig von aktuellen und zukünftigen Kostenentwicklungen. Basierend auf einer allgemeinen Darstellung dieser Entwicklungen werden im Anschluss Empfehlungen für die künftige Vergütung und Degression für Windenergie an Land, Windenergie auf See, das Repowering sowie die Kleinwindenergieanlagen gegeben.

3.1 Hintergrund: allgemeine Kostenentwicklungen

Entwicklung der Anlagenpreise – gestiegene Rohstoffkosten

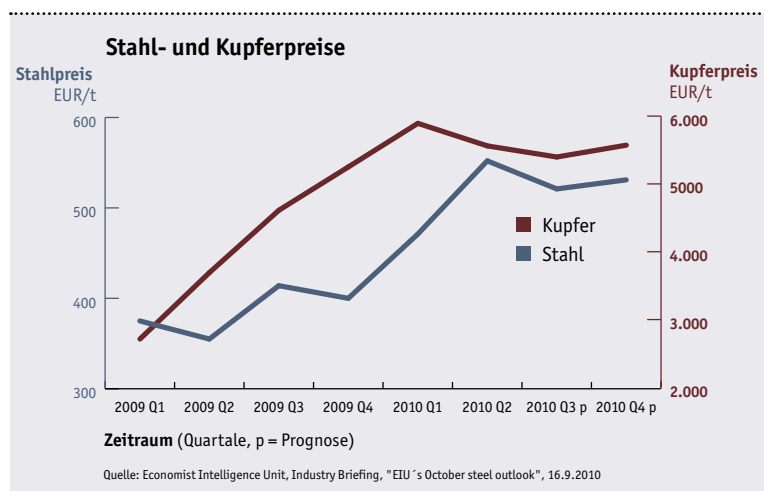
Eine moderne Windenergieanlage besteht zu etwa 3% aus Kupfer und zu etwa 82% aus Stahl. Nach einem Preiseinbruch dieser Rohstoffe Mitte 2008 im Zuge der weltweiten Wirtschafts- und Finanzkrise ist der Stahlpreis im zweiten Quartal 2010 wieder auf Vorkrisenniveau zurückgekehrt. Er liegt nun 38,9% höher als bei Inkrafttreten des aktuellen EEG im Januar 2009.⁵ Der Kupferpreis ist im Vergleich zum Januar 2009 sogar um 99% gestiegen.⁶

Höhere technische Anforderungen an Windenergieanlagen

Weiterhin führen die zusätzlichen technischen Anforderungen und technischen Leistungen von Windenergieanlagen zur Netzstabilisierung zu höheren Preisen bei der Anlagentechnik. Die Verpflichtung wird definiert durch die Verordnung zur Systemdienstleistung durch Windenergieanlagen (SDLWindV). Ab dem 01.04.2011 müssen diese Anforderungen umgesetzt sein. Die dadurch resultierenden Anlagenkostensteigerungen sind erheblich, da ein Jahr zur regulären Novellierung des EEG fehlt und die Branche somit keine Möglichkeit zur Ausschöpfung von Kostensenkungen durch Lerneffekte hat.

⁵ Vgl. Industry Briefing: EIU's October steel outlook, hrsg. v. Economist Intelligence Unit, London September 2010.

⁶ Vgl. World components: EIU's October copper outlook, hrsg. v. Economist Intelligence Unit, London September 2010.



Gestiegene Planungskosten

Die Anforderungen in den Genehmigungsverfahren haben seit der letzten EEG-Novelle qualitativ wie quantitativ stark zugenommen. Insbesondere die zahlenmäßig zunehmenden und inhaltlich immer aufwändigeren Gutachten, die für die Verfahren beizubringen sind (Vogelschutz-, Fledermaus-, Landschaftsbild-, z.T. auch Turbulenz- sowie Radargutachten) und der Mangel an hierfür qualifiziertem Personal steigern die Kosten und führen zu deutlich höherem Zeitaufwand. Weiterer Druck auf die Planungskosten geht von den stetig steigenden naturschutzrechtlichen Ausgleichszahlungen aus.

Für den Offshore-Bereich gibt es in Deutschland außer beim Testfeld *alpha ventus* keine realistisch kalkulierbaren Gesamtplanungserfahrungen. Aufgrund des Mangels an qualifiziertem Personal und den speziellen Bedingungen der Offshore-Windenergie in Deutschland (weite Küstenentfernungen, große Wassertiefen) ist jedoch von sehr hohen Planungskosten auszugehen. Diese liegen im europäischen Vergleich voraussichtlich an der oberen Spitze.

Steigende Finanzierungskosten

Windparks sind kapitalintensive Investitionen, weshalb anfänglich rund zwei Drittel der Einnahmen eines Windparks für Kapitaldienstleistungen (Zinsen und Tilgung) benötigt werden. Der Kapitaldienstanteil sinkt zwar während der Finanzierungslaufzeit (in der Regel 15–17 Jahre) geringfügig aufgrund des degressiven Verlaufs der Zinsbelastung. Diese Entlastung wird jedoch zum großen Teil durch steigende Betriebskosten kompensiert. Angesichts dieser Relationen sind die Auswirkungen der Kapitalkosten auf die Wirtschaftlichkeit von Windparkinvestitionen offensichtlich.

Im Zuge der Finanzmarktkrise ist das Kapitalmarktzinsniveau auf historische Tiefststände gefallen. Dieser positive Effekt war jedoch nötig, um gerade durch die Finanzmarktkrise ausgelöste höhere Refinanzierungsaufwendungen und Finanzierungsrestriktionen zu kompensieren. Mittelfristig ist von einer Rückkehr des Kapitalmarktzinsniveaus auf langfristige Durchschnittswerte zu rechnen, so wie sie im Zeitraum der EEG-Novellierung 2009 vorherrschten. Diese Rückkehr des Zinsniveaus in Verbindung mit den im Folgenden beschriebenen zinserhöhenden Effekten aus regulativen Veränderungen und einer schwächeren Bonitätsbeurteilung des gesamten Windenergiesegments werden die Kapitalkosten in Zukunft ansteigen lassen.

Die Banken refinanzieren sich heute deutlich teurer als vor dem akuten Ausbruch der Finanzmarktkrise. Diese von den Banken selbst am

Kapitalmarkt zu zahlende Marge gegenüber dem Preis für risikofreie Anlagen erhöht die Kapitalkosten in gleichem Umfang. Weiterhin wird von den Banken unter dem Stichwort „Basel III“ in den nächsten Jahren eine höhere Unterlegung ihres Kreditgeschäftes mit Eigenkapital gefordert werden. Diese regulative Vorgabe führt generell zu steigenden Kapitalkosten.

Schließlich hat das schwache Windangebot der Jahre 2009/10⁷ allen Akteuren bewusst gemacht, dass Windparks in Deutschland trotz Abnahme- und Vergütungsverpflichtung durch das EEG ein unternehmerisches Investment mit erheblichen Risiken darstellen. Die Finanzierungssituation zahlreicher Windparks im Herbst 2010 ist gekennzeichnet von Liquiditätsengpässen und Stundungserfordernissen. Dies schlägt sich negativ in den Ratingnoten der Projekte nieder und führt zu einer schwächeren Bonitätsbeurteilung des gesamten Segments mit entsprechender Auswirkung auf die Kreditmarge für das Fremdkapital und die Höhe der Eigenkapitalanforderung.

Auch Offshore-Projekte sind auf den Projektfinanzierungsmarkt angewiesen. Denn anders als in anderen europäischen Ländern werden Offshore-Projekte in Deutschland auch von einer größeren Anzahl konzernunabhängiger Entwickler umgesetzt. Durch die im Offshore-Bereich besonders hohen Projektvolumina und die größeren Risiken sind derartige Projekte von den Restriktionen am Kapitalmarkt und den erwarteten steigenden Kapitalkosten in besonderer Weise betroffen.

Der BWE verweist in diesem Zusammenhang auf das im August 2010 von mehreren Verbänden gemeinsam veröffentlichte Positionspapier zur Offshore-Windenergie in Deutschland.⁸

⁷ Unter 80% der langfristigen Erwartungswerte mit zum Teil deutlichen regionalen Schwankungen um diesen Wert.

⁸ Das Papier ist zu finden unter www.eeg-aktuell.de.

Höhere Betriebskosten

Relevante Größen bei den Betriebskosten sind die Bereiche Wartung, Instandhaltung und Versicherung.

Als Folge von gestiegenen technischen Anforderungen und der daraus resultierenden komplexeren Anlagentechnik lassen sich hier deutliche Preissteigerungen erkennen. Diese modernere Anlagentechnik führt ebenso zu höheren Versicherungsprämien und einem höheren Wartungsaufwand.

Bezüglich der Betriebskosten im Offshore-Bereich werden derzeit Erfahrungen mit dem ersten deutschen Offshore-Testfeld *alpha ventus* gesammelt. Grundsätzlich steht schon heute fest, dass auch die Betriebskosten aufgrund der herausfordernden Bedingungen in der deutschen Bucht und in der Ostsee deutlich höher sein werden als im europäischen Ausland.

3.2 Vergütung und Degression

Um eine Fortführung der Entwicklung der Windenergie unter den aktuellen Rahmenbedingungen des EEG zu gewährleisten, sieht sich die Windbranche vor eine große Herausforderung gestellt. Es ist daher dringend erforderlich, dass die Rahmenbedingungen des EEG 2009 mindestens erhalten bleiben. Nur so kann die Entwicklung der Windenergie in Deutschland weiter auf Wachstumskurs gehalten werden und die Technologieführerschaft der deutschen Windindustrie gegenüber der weltweit wachsenden Konkurrenz bestehen bleiben – zugunsten der Sicherung und des erfolgreichen Ausbaus der über 100.000 Arbeitsplätze in der deutschen Windenergiebranche.

3.3 Windenergie an Land – onshore

Herausforderung

Der konsequente Ausbau der Windenergie an Land spielt bei der zukünftigen Energieversorgung aus Erneuerbaren Energien eine Schlüsselrolle. Nach jahrelangen, beispiellosen Wachstumsraten, die für das Erreichen der klimapolitischen Ziele notwendig sind, ist jedoch seit einiger Zeit ein rückläufiger Neubau von Anlagen zu beobachten. Die Gründe hierfür liegen u.a. in einer unzureichenden Ausweisung neuer für die Windenergie geeigneter Flächen, in den vielerorts bestehenden Höhen- und Abstandsregelungen, die ein effektives Repowering blockieren, sowie in einem mangelnden Netzausbau und -umbau.

Nach dem geltenden EEG unterliegt die Vergütung für Windstrom einer jährlichen Degression von einem Prozent. Dementsprechende Kostensenkungen wurden bislang durch den Einsatz immer effizienterer Anlagen mit größeren Rotordurchmessern und Nabenhöhen erreicht.

Dieser Einsatz wird jedoch aufgrund der oben beschriebenen Hemmnisse mehr und mehr blockiert. Das EEG 2012 muss dieser Entwicklung Rechnung tragen.

Vorschlag

Die Anfangsvergütung von 8,93 ct/kWh zum 1. Januar 2012 muss mindestens weitergeführt werden. Das Gleiche gilt für die für das Jahr 2012 festgesetzte Grundvergütung von 4,87 ct/kWh.

Dabei ist die Weiterentwicklung der Anlagentechnik weiterhin zu berücksichtigen: Der Bonus für Systemdienstleistungstechnologien (SDL-Bonus) muss auch nach 2013 mit den heutigen Anforderungen erhalten bleiben, sollte aber zugunsten einer verbesserten Systematik über die Netzentgelte verrechnet werden.

Die Notwendigkeit des Erhalts gilt insbesondere, da die Verpflichtung zum Einbau der Systemdienstleistungstechnologie zu Kostensteigerungen geführt hat. Diese Kostensteigerungen konnten noch nicht durch Lerneffekte aufgefangen werden.

Auch das Referenzertragsmodell muss unbedingt in der derzeitigen Form beibehalten werden. Um Mitnahmeeffekte zu vermeiden und gleichzeitig die Windenergiepotenziale im Binnenland vollständig auszuschöpfen, ist die Kontinuität dieser langjährig erprobten Systematik unerlässlich. Das Modell hat sich für die Windbranche über die Jahre bewährt, da es eine im Hinblick auf die unterschiedlichen Windverhältnisse ausgerichtete Vergütung ermöglicht. Der effektive Ausbau der Windenergie nahe am Verbraucher wird nur durch das Referenzertragsmodell gesichert.

3.4 Windenergie auf See – offshore

Herausforderung

Die deutsche Offshore-Windenergie hat sich wesentlich langsamer entwickelt als vielfach erwartet. Dies ist u.a. eine Folge der weltweiten Wirtschafts- und Finanzkrise. Aber auch die den speziellen deutschen Herausforderungen (weite Küstenentfernung und große Wassertiefen) geschuldete technische Komplexität macht es schwierig, auf hoher See Energieerzeugungsanlagen zu errichten. Das EEG 2012 muss dieser Verlangsamung der Entwicklung Rechnung tragen und entsprechend angepasst werden.

Vorschlag

Die nach EEG 2009 zum 01.01.2015 einsetzende Degression von 5% muss angesichts der Startschwierigkeiten der Offshore-Projekte auf den 01.01.2018 verschoben werden. Nur so kann die Initialzündung gelingen.

Die ab 01.01.2016 entfallende Sprinterprämie von 2 ct/kWh ist ohne Befristung zu verlängern. Die Sprinterprämie ist in die Anfangsvergütung zu integrieren, da heute schon alle Projekte auf der Basis von 15 ct/kWh kalkuliert werden. Eine spätere Absenkung sollte vom Gesetzgeber im Rahmen der periodischen EEG-Anpassungen erst dann vorgenommen werden, wenn dies durch entsprechende Erfahrungen gerechtfertigt erscheint.

Ergänzend zu der bisherigen Vergütungsstruktur könnte ein Stauchungsmodell eingeführt werden, das anstelle der aktuellen Vergütung gewählt würde, um auch einzelnen Projektgesellschaften eine Finanzierung von Offshore-Windparkprojekten zu ermöglichen. Ein solches optionales Vergütungsmodell konzentriert den Anspruch aus der Anfangsvergütung auf einen

kürzeren Zeitraum – ohne insgesamt zu einer Vergütungsanhebung zu führen. Es ermöglicht Banken, die Rückzahlungen besser zu strukturieren und das Risiko – insbesondere in den ersten Betriebsjahren – zu reduzieren. Die Einführung dieses Modells ist Voraussetzung für die Zustimmung der Banken zur Finanzierung sowohl von fremd- als auch von unternehmensfinanzierten Projekten. Das Stauchungsmodell sollte zunächst weder zeitlich befristet noch auf eine bestimmte Leistung begrenzt werden. Jedoch sollte es mit den kommenden EEG-Anpassungen auf seine Wirksamkeit und seinen Bedarf hin überprüft werden, da es nicht als dauerhafte Vergütungsregelung intendiert ist.

Bereits im September 2010 hatte der BWE gemeinsam mit sieben Verbänden ein umfassendes Positionspapier zur Offshore-Windenergie veröffentlicht. Die bezüglich des EEG aufgestellten Forderungen im Bereich Offshore sowie nähere Erläuterungen zu dem angeführten Stauchungsmodell werden darin noch einmal genannt. *(Das Positionspapier kann abgerufen werden unter www.eeg-aktuell.de)*

3.5 Repowering

Herausforderung

Für das Erreichen des Ausbauziels von mindestens 45.000 MW installierter Leistung Windenergie an Land bis 2020 spielt das Repowering – der Ersatz alter durch moderne Windenergieanlagen – eine zentrale Rolle. Als Faustformel gilt: Auf der gleichen Fläche kann mit weniger als der Hälfte der Anlagen die dreifache Strommenge erzeugt werden. Mit Blick auf den derzeitigen Anlagenbestand werden spätestens im Jahr 2015 über 9.500 Anlagen repoweringfähig sein. Insgesamt bietet das Repowering damit ein potenzielles Investitionsvolumen von bis zu 40 Mrd. Euro.

Das Repowering wird derzeit durch Hindernisse im planungsrechtlichen Bereich blockiert. Hierbei handelt es sich vor allem um Höhen- und Abstandsregelungen, die ein effizientes Ersetzen alter durch neue Anlagen verhindern. Aufgrund dieser Hindernisse konnte die im EEG 2009 geänderte Repowering-Regelung bisher nicht die gewünschte Wirkung entfalten. Im Jahre 2009 wurden lediglich 36 MW durch 136 MW repowert.

Vorschlag

Der Repowering-Bonus ist eine notwendige Bedingung für das Repowering. Obwohl der Bonus aufgrund planungsrechtlicher Hindernisse bisher kaum in Anspruch genommen wurde, muss er unbedingt auch im Rahmen des künftigen EEG beibehalten werden. Gleichzeitig müssen jedoch planungsrechtliche Hindernisse abgebaut werden.

Für das Repowering und den weiteren Ausbau der Windenergie an Land ist es essenziell, dass auch weiterhin neue Flächen ausgewiesen werden, um neue Windenergieprojekte auf wirtschaftlich zu betreibenden Standorten zu erschließen. Das Bundesumweltministerium hat dies erkannt und sich entsprechend öffentlich geäußert.⁹

Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept eine Weiterentwicklungsnotwendigkeit der Raumordnungspläne zum Ausbau der Windenergie gemeinsam mit den Bundesländern und Kommunen erkannt. Dies könnte z. B. durch einen Bundesraumordnungsplan geschehen. Die Bundesregierung sollte sich dabei an den Verfahren auf Länderebene im Zusammenhang mit den Landesraumordnungen orientieren. Zudem müssen sich Bundesregierung und Bundesländer gemeinsam mit den Kommunen dafür einsetzen, dass weitere planungsrechtliche Hemmnisse wie z. B. Höhen- und Abstandsbestimmungen abgebaut werden.

⁹ Vgl. Pressemitteilung der Parlamentarischen Staatssekretärin Katharina Reiche, MdB, vom 22. September 2010.

3.6 Kleinwindenergieanlagen

Herausforderung

Die Anwendung von dezentralen Kleinwindenergieanlagen verspricht ein zusätzliches und verbrauchernah zu erschließendes Stromerzeugungspotenzial, sofern es gelingt, entsprechend optimierte Anlagen in großen Stückzahlen herzustellen. Im EEG 2009 werden Kleinwindenergieanlagen genauso vergütet wie große Windenergieanlagen. Diese Regelung ist nicht geeignet, einen entsprechenden Markt anzureizen.

Vorschlag

Der BWE fordert, dass Kleinwindenergieanlagen in § 29 EEG für 20 Jahre eine feste Vergütung erhalten, die den heutigen Strombezugskosten von Haushaltskunden nahekommmt. Zudem sollte die Pflicht zur Vorlage eines Referenzertragsgutachtens nach § 29 Abs. 4 EEG entfallen.

Zwei vom BWE in Auftrag gegebenen Studien zufolge ist eine Differenzierung zur technischen Einordnung der Anlagen nach folgenden Nennleistungskategorien sinnvoll:¹⁰

0-5 Kilowatt (kW)	Mikrowindenergieanlagen
5-30 kW	Miniwindenergieanlagen
30-100 kW	Mittelwindenergieanlagen

Für die Anlagen ergeben sich verschiedene Vergütungsstufen. Während Mikrowindenergieanlagen mit 22 ct/kWh einen wirtschaftlichen Betrieb darstellen können, benötigen Miniwindenergieanlagen 19 ct/kWh und Mittelwindenergieanlagen dazu lediglich 15 ct/kWh.

¹⁰ Studie zur Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen, Berlin, August 2010; Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen (KWEA), Bildung von Kategorien und Anforderungen an technische Angaben, Studie im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie e.V., Berlin, Oktober 2010.

4. Anreize zur System- und Marktintegration von EEG-Anlagen

Je mehr die Erneuerbaren Energien zum prägenden Element der Stromversorgung werden, desto stärker müssen sie auf die Erfordernisse des elektrischen Systems ausgerichtet werden. Deshalb sind sowohl Anreize für die System- als auch für die Marktintegration der Erneuerbaren Energien im EEG zu implementieren. Die Systemintegration ist die Voraussetzung zur Marktintegration.

4.1 Systemintegration

Herausforderung

Zusätzlich zur weiteren Optimierung und zum Ausbau der Stromnetze besteht die Notwendigkeit einer verbesserten Systemintegration. Der Ausbau regenerativer Kombikraftwerke muss mit einem Anreizinstrument zur Verstärkung der Einspeisung gefördert werden. Das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 spricht in diesem Zusammenhang von der Einführung eines „Stetigkeitsanreizes für virtuelle Kraftwerke“¹¹.

Vorschlag

Nach Ansicht des BWE soll dieser Stetigkeitsanreiz durch eine Regelung im EEG erfolgen. Darin sollte eine Projektfinanzierung für regionale und dezentrale Speicherprojekte enthalten sein. Das im Auftrag des BMU erarbeitete Modell eines Kombikraftwerksbonus kann als Vorlage dienen.

Anspruch auf einen Stetigkeitsanreiz haben regenerative Kraftwerke, d.h. kombinierte Stromerzeuger aus Erneuerbaren Energien nach EEG, die mit Anlagen zur zeitlichen Verlagerung der Einspeisung ergänzt werden. Der Stetigkeitsanreiz setzt sich aus zwei voneinander unabhängigen Komponenten zusammen: Die Bedarfskomponente, eine zeitlich variable Einspeisevergütung, ergänzt die EEG-Vergütung. Eine Technologiekomponente ist ein fester Investitionszuschuss in Abhängigkeit von Art und Größe der eingesetzten Technik.

Die Vergütung mit der Bedarfskomponente ist abhängig vom täglichen Profil der residualen Last. In Stunden mit Hoher Residualer Last (HRL-Stunden) wird die Einspeisung ins Stromnetz zusätzlich vergütet. In Stunden mit Niedriger Residualer Last (NRL-Stunden) wird die Stromentnahme

¹¹ Der BWE schließt sich beim Thema System- und Marktintegration den Forderungen des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE) vom September 2010 an: „Maßnahmenpaket zur Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien“, www.bee-ev.de.

durch Speicher und Verbraucher entsprechend vergütet. Bei falscher Betriebsweise wie der Stromentnahme in HRL-Stunden oder der Einspeisung in NRL-Stunden wird die gleiche Summe abgezogen. Der Betreiber des regenerativen Kraftwerks ist verpflichtet, die geplante Einspeiseverlagerung am Vortag dem Übertragungsnetzbetreiber mitzuteilen.

Die Technologiekomponente finanziert die restlichen Investitionskosten, die durch die Einnahmen der Bedarfskomponente bzw. am Energiemarkt nicht gedeckt werden können. Der Vergütungssatz der Technologiekomponente ist für verschiedene Anlagentechniken in Kategorien vorgegeben.

Die Technologiekomponente kann allerdings abweichend von bisherigen Vorschlägen aus Sicht des BWE nur für Investitionskosten vor dem Netzverknüpfungspunkt genutzt werden, während die Bedarfskomponente für die Betriebskosten von Anlagen auch nach dem Netzverknüpfungspunkt innerhalb des Elektrizitätssystems abrufbar wäre. Damit wird die geographische Zielgenauigkeit der Technologieinvestitionen zur Netzentlastung erhöht.

Die Höhe der Technologiekomponente wird sachgerecht und in Zusammenarbeit mit der Erneuerbaren-Energien-Branche für neu zu errichtende, markteinführungsreife Speichertechnologien festgelegt. Die Bedarfskomponente schließt technologieoffen alle Arten von Speichern ein, die eine zeitliche Verlagerung der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien erlauben. Der Anreiz muss sowohl im System der Mindestvergütung als auch bei Nutzung der Optionen der Direktvermarktung greifen.

4.2 Marktintegration

Herausforderung

Das aktuelle Marktumfeld bietet den Erneuerbaren Energien nicht die Möglichkeit, ihre qualitativen Vorteile wirtschaftlich abzubilden. Mit der Begrifflichkeit „Markt“ muss sorgsam umgegangen werden, denn auf den Energiemärkten herrscht nur unzureichender Wettbewerb und keine Integration von Verursacherkosten. Die Diskussion um eine Neugestaltung der Energiemärkte muss bereits heute beginnen, um eine umfassende Versorgung mit Erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa schnellstmöglich realisieren zu können.

Im Zuge der EEG-Novelle kann zwischenzeitlich ein Markteintritt neuer Akteure in gängige energiewirtschaftliche Vermarktungsmodelle durch marktwirtschaftliche Maßnahmen beschleunigt werden. Bei richtiger Ausgestaltung können dadurch die Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien weiter reduziert werden.

Die Direktvermarktung erneuerbaren Stroms mit dem sog. Grünstromprivileg (§ 17 EEG 2009 i. V. m. § 37 EEG) hat sich seit seiner Einführung grundsätzlich als Instrument mit positiven Auswirkungen erwiesen. Bereits jetzt führt seine Anwendung dazu, dass mittelständische Versorger Strommengen aus Erneuerbaren Energien direkt im Endkundenmarkt absetzen. Im Jahre 2009 wurde mit 205 MW knapp ein Prozent der installierten Windenergieleistung¹² in der Direktvermarktung verkauft. Gesamtwirtschaftlich führt dieses Modell künftig dazu, das über das EEG-Konto abzuwickelnde Vergütungsvolumen zu senken. Zudem ermöglicht das Instrument die Vermarktung regional erzeugten Stroms. Dies hat positive Auswirkungen beispielsweise auf die Akzeptanz des Ausbaus der Windenergie.

¹² Vgl. hierzu die Zahlen der Netzbetreiber auf http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg_kwk/20091110_Angaben-zur-Direktvermarktung.pdf.

Vorschlag¹³

Das Grünstromprivileg muss erhalten bleiben. Um potenzielle Mehrkosten bei diesem Modell auch in Zukunft zu vermeiden, sind verschiedene Varianten der Anpassung im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts zu analysieren, z. B.:

- eine Anpassung des geforderten Anteils des Stroms aus EEG-fähigen Anlagen im § 37 EEG oder
- eine Qualitätsanforderung an den übrigen Strom, z. B. nur Strom aus Erneuerbare-Energien- oder aus KWK-Anlagen.

Die Bundesregierung hat diese Maßnahmen in ihrem Energiekonzept als Prüfauftrag übernommen. Dies begrüßt der BWE ausdrücklich.¹⁴

Darüber hinaus wird die sog. **optionale Marktprämie** als **eine** weitere mögliche Modellvariante betrachtet. Eine solche optionale Vermarktungsprämie¹⁴ soll Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen die Direktvermarktung ihres produzierten Erneuerbare-Energien-Stroms erleichtern. Folgende Voraussetzungen sind dabei zu erfüllen:

- Das EEG wird weiterhin als unverzichtbare Grundlage für die Förderung Erneuerbarer Energien betrachtet. Es darf durch eine Vermarktungsprämie zu keiner Aushöhlung der gesetzlichen Grundlage des Vorranges der Einspeisung von Erneuerbaren Energien oder des Mindestpreises und weiterer im EEG festgeschriebener Prinzipien kommen.

¹³ Vgl. hierzu auch Studie & Modell über die Auswirkungen von Förderungs- und Marktmechanismen auf die EEG-Umlage, Studie für den Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. Energy Brainpool, Berlin, September 2010.

¹⁴ Der BWE schlägt die Einführung dieser Begrifflichkeit anstelle des Terminus „Marktprämie“ vor, um den Sinn und Zweck dieser Prämie genau zu definieren. Die gleitende Marktprämie sieht eine Bonuszahlung inklusive Vergütung von Vermarktungsleistungen zusätzlich zum Strompreis vor.

4.3 Teilnahme an Regelenergiemärkten

Nur so kann eine erfolgreiche mittelständische Projektfinanzierung und die Akteursvielfalt im Energiesektor erreicht werden.

- Die Vermarktungsprämie muss mit all ihren Komponenten kostenneutral sein und darf keine zusätzlichen Kosten erzeugen, die das EEG-Konto belasten. Die Vermarktung des EEG-Stroms, die aktuell von den Netzbetreibern übernommen wird, wird zu bestimmten Kosten abgewickelt, die heute über die EEG-Umlage finanziert werden. Wenn zukünftig die Vermarktungsaufgaben auf weitere Akteure übergehen, darf dies nicht zu höheren Kosten führen, als sie heute die Netzbetreiber veranschlagen. Hierzu soll ein jährliches Benchmarking stattfinden.

Herausforderung

In der Diskussion um die Marktintegration von Strom aus Erneuerbare-Energien-Kraftwerken ist bisher die Möglichkeit ihrer **Teilnahme an den Regelenergiemärkten** nicht hinreichend thematisiert worden. Unter anderem liegt dies daran, dass die in den Transmission Codes der Übertragungsnetzbetreiber definierten Präqualifikationskriterien die Teilnahme kleiner Einzelanlagen nahezu ausschließen. Prinzipiell könnte der mögliche Zusammenschluss mehrerer Anlagen zu einem Pool oder eine Anpassung dieser Kriterien in Bezug auf die Mindestgröße der angebotenen Leistung jedoch eine Teilnahme von Regenerativkraftwerken ermöglichen.

Technisch ist es für Windenergieanlagen sehr gut möglich, Regelenergie zur Verfügung zu stellen. Damit wäre der Weiterbetrieb von konventionellen Kraftwerken während starker Windleistung überflüssig. Das Preisniveau an den Regelenergiemärkten lässt dies zu einer attraktiven Option für die Erneuerbaren Energien werden.

Derzeit könnte allerdings das **Doppelvermarktungsverbot** nach § 56 EEG das Angebot von Regelleistung erschweren. So würde bis zum Abruf der Regelleistung der produzierte Strom nach EEG vergütet und gleichzeitig die Leistungskomponente für die angebotene Regelleistung am Markt erzielt.

Vorschlag

Eine notwendige gesetzgeberische Maßnahme beinhaltet daher eine Klarstellung in § 56 EEG, nach der das Angebot von Regelleistung nicht unter das Doppelvermarktungsverbot fällt.

5. Netzinfrastuktur

Herausforderung

In immer mehr Regionen sind die elektrischen Netze durch den jahrelang nicht vollzogenen Ausbau an die Grenzen ihrer Kapazität gelangt. Die über Jahrzehnte aufgebaute Netzinfrastuktur wurde in der liberalisierten Energiewirtschaft nicht nach gleichen Maßstäben erneuert und instandgehalten. Dies betrifft schon heute mehrere Gebiete im Verteilnetz (Hochspannung/ 110 Kilovolt). In Zukunft wird auch das Übertragungsnetz betroffen sein (Höchstspannung/ 220 und 380 Kilovolt). Viele Netzbetreiber gewährleisten daher die Abnahmepflicht von Strom aus Erneuerbaren Energien nicht mehr ohne Einschränkungen. Dadurch könnte der weitere Ausbau der Windenergie ins Stocken geraten und mehrere Milliarden Euro an Investitionen in Anlagen blockiert werden. Der BWE weist daraufhin, dass der notwendige Netzausbau durch eine generelle Veränderung von Kraftwerksstandorten, den zunehmenden Energiehandel im Rahmen der europäischen Integration sowie durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien hervorgerufen wird.¹⁵

Grundsätzlich bestehen folgende Möglichkeiten, Netzengpässen zu begegnen:

1. mittelfristig durch die Optimierung und damit bessere Auslastung der vorhandenen Netze, etwa durch Neubeseilung von vorhandenen Freileitungstrassen (höhere Leistung, Hochtemperaturseile) und durch sog. Temperatur-Monitoring;
2. durch Einspeise- und Lastmanagement;
3. langfristig durch den Netzausbau bzw. -umbau.

Vorschlag

Optimierung und Temperatur-Monitoring (1.) wie auch das Einspeise- und Lastmanagement (2.) verschaffen Zeit bis zum Neubau von Leitungen, können diesen jedoch nicht ersetzen. Die entscheidende Maßnahme bleibt daher der Bau neuer Leitungen (3.).

¹⁵ Vgl. ECOFYS Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009, Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie e.V., Oktober 2010.

5.1 Optimierung und Einspeisemanagement als Übergangslösung

Herausforderung

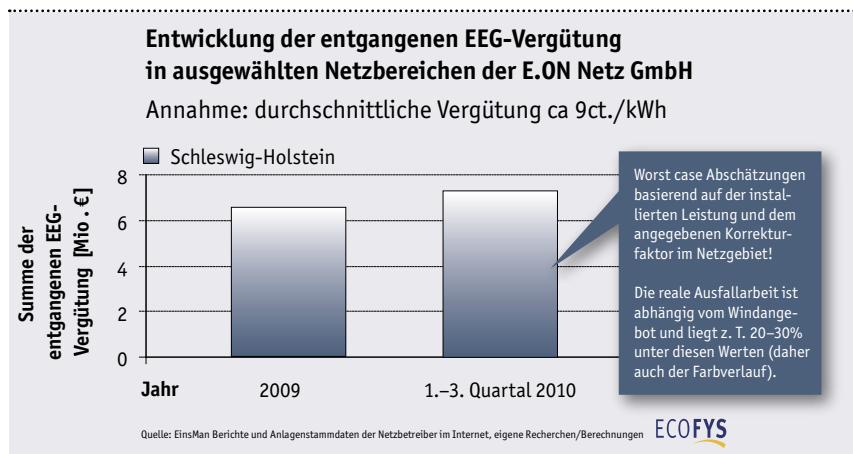
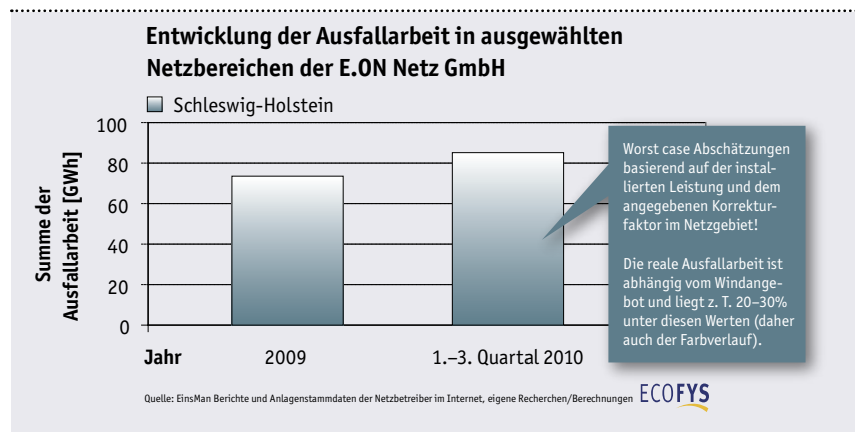
Im EEG 2009 wurde das Einspeisemanagement (vorher: Erzeugungsmanagement) neu geregelt. Insbesondere wurde die Härtefallregelung nach § 12 EEG zur Entschädigung eingeführt. Bis ein effizienter Netzausbau erfolgt sein wird, ist ein volkswirtschaftlich optimiertes Engpassmanagement notwendig, welches die nicht abnehmbaren Strommengen minimiert. Wichtig ist hierbei, dass das Einspeisemanagement nicht als Ersatz für den Netzausbau missbraucht wird. Endziel muss die Abnahme der gesamten produzierten Strommenge aus Erneuerbaren Energien und der dazu erforderliche Netzausbau sein. Eine Kurzstudie zu den bisherigen Erfahrungen hat gezeigt, dass allein in Schleswig-Holstein im Jahr 2009 ca. 70 GWh nicht eingespeist werden konnten.¹⁶

Die Tendenz lässt erkennen, dass die Maßnahme des Einspeisemanagements in den nächsten Jahren noch deutlich zunehmen wird. Dies wird auch weiterhin zu steigenden Kosten für die Volkswirtschaft führen, wenn nicht der Netzausbau in solchen Regionen schneller vorangetrieben wird.

Vorschlag

An den Netzbetreiber müssen höhere Nachweisanforderungen gestellt werden, dass er alle erforderlichen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes unternommen hat.

Sollte der Netzbetreiber dieser Verpflichtung über gewisse Zeiträume nicht nachkommen, sollte die **Umlagefähigkeit** der Zahlungen nach **§ 12 Absatz 2 EEG 2009** über die Netzentgelte stark **degressiv gestaltet** werden.



¹⁶ Ebda.

5.2 Netzausbau

Herausforderung

Die im EEG festgeschriebenen Verpflichtungen, um den Netzausbau durch die Netzbetreiber zu beschleunigen, sind grundsätzlich sinnvoll. Leider führen sie aktuell nicht im ausreichenden Maße dazu, dass es tatsächlich zu einem beschleunigten Netzausbau kommt.

Vorschlag

Um die dringend notwendige Umsetzung des Ausbaus zu beschleunigen, fordert der BWE eine neue Möglichkeit für Betreiber: den unabhängigen Aufbau und Betrieb von Einspeisenetzen durch EEG-Einspeiser. Diese können solche Netze schneller, kostengünstiger und mit besserer Akzeptanz realisieren als öffentliche Netzbetreiber. Zahlreiche technische Regeln, die für die Versorgungsnetze angewandt werden, müssen bei Einspeisenetzen nicht berücksichtigt werden.

Als notwendig erachtet wird eine Regelung, die die Betreiber von Windenergieanlagen unabhängig vom EEG anreizt, ein Einspeisenetz zu errichten und zu betreiben. Damit wäre dieser Ausbau auch durch eine mittelständische Projektfinanzierung zu leisten. Die Refinanzierung könnte analog zum EEG in einer Umlage organisiert werden. Dies sollte allerdings in einem eigenen Gesetz geregelt werden. Der BWE erarbeitet hierzu einen gesonderten Vorschlag.

5.3 Netzanschluss

Herausforderung

Von entscheidender Bedeutung für den Ausbau der Windenergie in Deutschland sind die Regelungen im EEG zum unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss der Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Die Regeln der §§ 5 ff. EEG 2009 werden vom BWE grundsätzlich befürwortet. Im Detail besteht jedoch Nachbesserungsbedarf.

Vorschlag

Gemäß § 5 Abs. 5 EEG 2009 müssen Einspeisewillige und Netzbetreiber einander die erforderlichen Unterlagen zur Ermittlung des Verknüpfungspunktes vorlegen.

Im Wortlaut unklar ist, ob der Netzbetreiber auch den richtigen Netzverknüpfungspunkt berechnen und benennen muss. Diese Pflicht wird vielfach vorausgesetzt, weil sonst kaum konkrete Anschlusskosten angegeben werden könnten. Im Wortlaut muss dies klargestellt werden.

Ferner werden die erforderlichen Unterlagen häufig unvollständig vorgelegt, was zu erheblichen Zeitverzögerungen führt. Streitpunkt ist dabei des Öfteren, welche Unterlagen erforderlich sind. Daher muss die Beweislast hierfür entsprechend geändert werden.

6. Verschiedenes

6.1 § 60 EEG: Nutzung von Seewasserstraßen

Herausforderung

Nach § 60 EEG können Anlagenbetreiber die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) oder das Küstenmeer unentgeltlich für den Betrieb der Anlagen nutzen, solange sie den Vergütungsanspruch nach § 16 EEG geltend machen.

Vorschlag

Dies muss ebenso für den Fall der (temporären) Direktvermarktung nach § 17 EEG gelten. Daher ist ein klarstellender Hinweis aufzunehmen.¹⁷

6.2 Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

Herausforderung

Die Bundesregierung kann nach § 64 Abs. 1 Nr. 9 EEG ein Anlagenregister einrichten. Eine ähnliche Verordnungsermächtigung enthielt bereits § 15 Abs. 3 des EEG 2004. Bis heute ist von dieser Verordnungsermächtigung nicht Gebrauch gemacht worden.

Vorschlag

In § 16 Abs. 2 des EEG 2009 wurde für Solaranlagen eine Meldepflicht an die Bundesnetzagentur eingeführt. Eine solche Pflicht sollte für alle EEG-Anlagen eingeführt werden und die Daten als eine Art Anlagenregister nutzbar gemacht werden.

¹⁷ Der BWE verweist an dieser Stelle auch auf das im September 2010 von sieben Verbänden veröffentlichte Positionspapier zur Offshore-Windenergie. Das Positionspapier kann auf www.eeg-aktuell.de abgerufen werden.

Impressum

Herausgeber:

Bundesverband WindEnergie e.V.
Marienstraße 19/20
10117 Berlin
www.wind-energie.de
www.eeg-aktuell.de

Redaktion:

Nils Borstelmann, Ulf Gerder, Sonja Hemke,
Dania Röpke, Stephanie Ropenus, Georg Schroth

Gestaltung:

bigbenreklamebureau, Fischerhude

2. Auflage
Berlin, Dezember 2010





www.eeg-aktuell.de

www.wind-energie.de