



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Entwurf

Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht)

gemäß § 65 EEG

vorzulegen dem Deutschen Bundestag

durch

die Bundesregierung

Stand 3.5.2011

Inhaltsverzeichnis

1	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Bisherige Entwicklung und künftige Herausforderungen	3
2	Transformation des Energiesystems	10
2.1	Markt- und Systemintegration	11
2.2	Netzintegration	35
3	Technologiespezifische Betrachtungen	45
3.1	Wasserkraft (§ 23 EEG)	46
3.2	Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24, 25, 26 EEG)	62
3.3	Biomasse (§27 EEG).....	69
3.4	Geothermie (§28 EEG).....	94
3.5	Windenergie (§§ 29, 30, 31 EEG)	104
3.6	Solare Strahlungsenergie (§§ 32, 33 EEG).....	122
4	Ökonomische Wirkungen des EEG	136
4.1	Kostenwirkungen.....	136
4.2	Nutzenwirkungen.....	147
4.3	Besondere Ausgleichsregelung (§§ 40 ff EEG) und industrieller Eigenverbrauch 152	
5	Ökologische Wirkungen des EEG	161
5.1	Wirkungen auf den Klimaschutz.....	161
5.2	Wirkungen auf Umwelt, Natur und Landschaft.....	164
6	Übergreifende Betrachtungen	176
6.1	Statistik der erneuerbaren Energien.....	176
6.2	Bundesnetzagentur (BNetzA).....	178
6.3	Clearingstelle.....	180
6.4	Forschung und Entwicklung	181
6.5	EU-Energiepolitik.....	182
7	Quellenverzeichnis	185

1 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Bisherige Entwicklung und künftige Herausforderungen

Die Bundesregierung hat am 28. September 2010 ein umfassendes **Energiekonzept** beschlossen, das den Weg in das Zeitalter der erneuerbaren Energien weist. Danach sollen bis 2020 die CO₂-Emissionen im Vergleich zu 1990 um 40 % gesenkt werden, bis 2050 um mindestens 80 %. Dies ist die notwendige Mindestreduktion für Industrieländer, damit das erklärte Ziel der Europäischen Union, den weltweiten Temperaturanstieg auf maximal 2 °C zu begrenzen, eingehalten werden kann.

Um diese **Ziele** zu erreichen, sieht das Energiekonzept einen kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor vor: Bis 2020 soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch mindestens 35 % betragen. Bis 2030 strebt die Bundesregierung einen Anteil von 50 % an, 2040 sollen es 65 % sein und 2050 80 %. Der im August 2010 von der Bundesregierung der Europäischen Kommission vorgelegte Nationale Aktionsplan für erneuerbare Energie (NREAP) geht für 2020 sogar von einem Anteil von 38,6 % aus.

Voraussetzung hierfür ist, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland weiterhin ambitioniert vorangetrieben wird. Der in Folge des Reaktorunglücks in Japan angestrebte beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie verstärkt die Notwendigkeit eines beschleunigten Ausbaus der erneuerbaren Energien. Dazu bedarf es auch künftig einer effektiven Förderung. Das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** hat sich seit Inkrafttreten des ersten EEG im Jahr 2000 als ausgesprochen erfolgreich erwiesen: Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch hat sich von 6,4 % im Jahr 2000 auf 16,8 % in 2010 erhöht. Im internationalen Vergleich ist dieses Ausbautempo beispiellos, wie Abb.1-1 eindrucksvoll belegt. Im Gegensatz zur Entwicklung in Deutschland hat sich der Anteil erneuerbarer Energien weltweit bzw. in der OECD kaum geändert. Der steigende Anteil in der EU ist zu großen Teilen auf den deutschen Ausbauerfolg zurückzuführen.

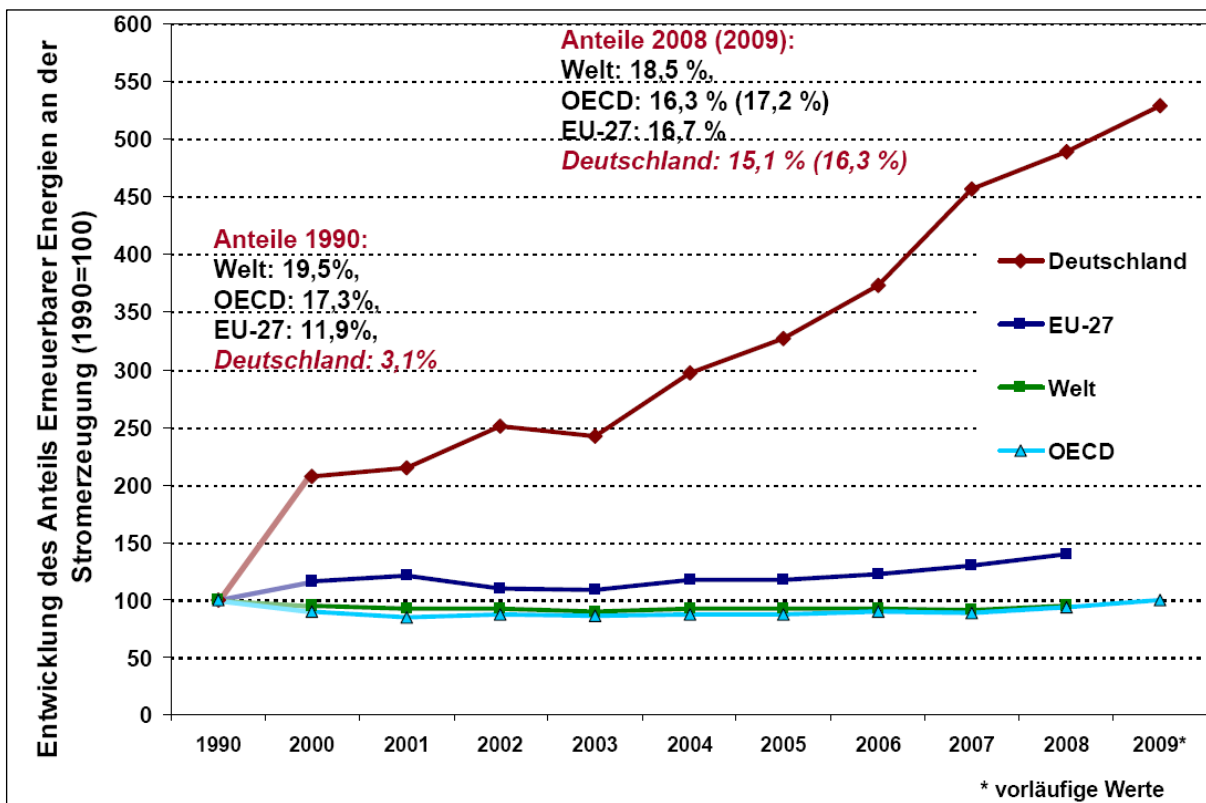


Abb.1-1: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in verschiedenen Regionen bezogen auf das Jahr 1990.

Die für den Ausbauerfolg entscheidenden **Strukturelemente des EEG** sind:

- die Verpflichtung der Netzbetreiber zum **Netzanschluss** von EEG-Anlagen und ggf. zum hierfür erforderlichen **Netzausbau**,
- die vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien, d.h. erneuerbarer Strom genießt einen **Einspeisevorrang** gegenüber Strom aus konventionellen Energieträgern,
- die **Vergütung** des Stroms zu einem i.d.R. über 20 Jahre festen Vergütungssatz, der im Grundsatz kostendeckend sein soll.

Das EEG hat zunächst vor allem die Windenergienutzung an Land und die Stromerzeugung aus Biomasse vorangebracht. In den letzten Jahren wies dagegen die Photovoltaik (PV) die größten Zubauraten auf. Dagegen bleiben die Windenergienutzung auf See sowie die Geothermie noch deutlich hinter den Erwartungen zurück (siehe Abb. 1-2).

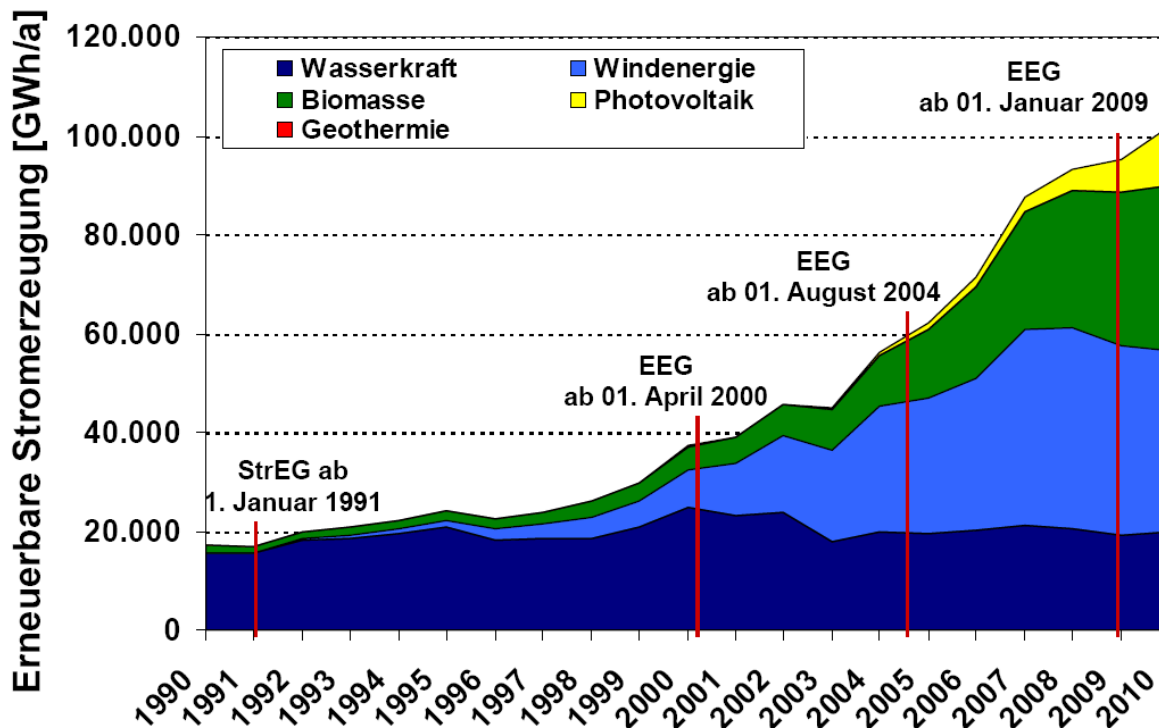


Abb. 1-2 Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland seit 1990 nach Sparten [1].

Mit dem zunehmenden Anteil der erneuerbaren Energien sind jedoch auch neue **Herausforderungen** verbunden. Das derzeitige Energieversorgungssystem ist für sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien an der Stromversorgung nicht ausgelegt und muss entsprechend der Zielsetzung aus dem Energiekonzept weiterentwickelt werden. So sind negative Preise an der Strombörse ein Indiz dafür, dass die Flexibilität des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks im Rahmen des heutigen Marktdesigns nicht ausreichend verfügbar gemacht werden konnte oder nicht immer ausreicht, um die fluktuierende Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne mit der Stromnachfrage in Übereinstimmung zu bringen.

Aber auch bei den erneuerbaren Energien selbst ergibt sich durch das Wachstum heraus aus einem Nischenmarkt und hin zu einem Marktanteil von 35 - 40 % innerhalb der laufenden Dekade dringender Handlungsbedarf. So müssen erneuerbare Energien zunehmend selbst in der Lage sein, zur Stabilität des Gesamtsystems beizutragen. Zudem wird es schon in einigen Jahren zunehmend zu Situationen kommen, in denen selbst bei vollständiger Abschaltung aller konventionellen Kraftwerke die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Stromnachfrage übersteigt. Auch mit Blick auf den EU-Binnenmarkt erfordern wachsende Strommengen im EEG-Vergütungssystem eine Weiterentwicklung der nationalen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien.

Die bestehenden Herausforderungen erfordern insbesondere erheblich mehr Flexibilität im gesamten System. Vor diesem Hintergrund beabsichtigt die Bundesregierung, weiterführende Maßnahmen zur Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien, aber auch zur Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks und der Nachfrageseite (Lastmanagement) zu ergreifen.

Für die langfristig angestrebte **Transformation des Energiesystems** hin zu einer Stromversorgung, die zu 80 % auf – überwiegend fluktuierenden – erneuerbaren Energien beruht, sind noch deutlich weitergehende Schritte notwendig. Hier geht es um eine grundlegende Weiterentwicklung des Strommarktes, da im derzeitigen Marktdesign die Preise perspektivisch nicht genügend Anreize für den Bau der erforderlichen Kapazitäten – seien es erneuerbare Energien, Speicher oder flexible konventionelle Kraftwerke – bieten werden.

Der vorliegende **Erfahrungsbericht** hat vor allem die zum 1. Januar 2012 vorgesehene **EEG-Novelle** im Blick und konzentriert sich auf den kurz- bis mittelfristigen Handlungsbedarf, wobei auch außerhalb des EEG bestehender Handlungsbedarf identifiziert wird. Die langfristigen Herausforderungen werden ebenfalls in den Blick genommen, und erste Weichenstellungen werden hierfür vorgenommen. Die Bundesregierung wird die für die Transformation des Energiesystems erforderliche Diskussion in den nächsten Jahren aktiv vorantreiben.

Die Bundesregierung wird die zum 1. Januar 2012 anstehende Novellierung des EEG an sechs strategischen Linien ausrichten:

- **Ausbau der erneuerbaren Energien dynamisch fortsetzen**

Die im Energiekonzept formulierten Ausbauziele werden als Mindestziele in das EEG aufgenommen. Um diese Ziele zu erreichen, müssen die erneuerbaren Energien dynamisch ausgebaut werden. Handlungsbedarf besteht vor allem dort, wo der Ausbau bisher nicht die erforderliche Dynamik entfaltet hat. Dies ist insbesondere bei der Windenergie auf See der Fall. Mit einem erwarteten Anteil von 35 – 40 % an der inländischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in 2050 stellt sie perspektivisch die wichtigste Säule der Stromversorgung dar. Ohne eine erfolgreiche Erschließung der Windenergie auf See werden die Ausbauziele nicht erreichbar sein. Daher sind hier gezielte und effektive Verbesserungen der Rahmenbedingungen vorgesehen, wie z. B. ein optionales Stauchungsmodell, das eine schnellere Refinanzierung von Windparks auf See ermöglicht. Ein beschleunigter Ausbau ist auch bei dem derzeit wichtigsten Volumensträger, der Windenergie an Land, möglich.

Ansatzpunkt ist hier allerdings nicht die Vergütung im EEG, sondern in erster Linie das in der Zuständigkeit der Länder liegende Planungsrecht (z. B. Ausweisung von Eignungsgebieten, Höhenregelungen). Auch in anderen Bereichen, wie Geothermie und Wasserkraft, werden im Erfahrungsbericht konkrete Verbesserungen vorgeschlagen.

- **An bewährten Grundprinzipien des EEG festhalten**

Das EEG schafft für Investoren in erneuerbare Energien ein hohes Maß an Investitionssicherheit. Entscheidend dafür sind der Einspeisevorrang, die feste Vergütung und die Verpflichtung zum Netzanschluss bzw. Netzausbau. Diese Kernelemente sind die Garanten für den Ausbau der erneuerbaren Energien.

- **Kosteneffizienz steigern**

Die Vergütungszahlungen im Rahmen des EEG beliefen sich 2010 nach ersten Schätzungen auf über 12 Mrd. €. Inwieweit der weitere Ausbau die von den Stromverbrauchern zu tragenden (Differenz-)Kosten des EEG erhöht, hängt maßgeblich davon ab, welche Vermarktungserlöse für den EEG-Strom an der Strombörse erzielt werden. Unabhängig davon ist eine möglichst effiziente Förderung erforderlich, um die aus dem EEG resultierenden finanziellen Belastungen für die privaten Haushalte und Unternehmen zu begrenzen, Hier ist es in den letzten Jahren zu Fehlentwicklungen gekommen. So entfielen 2010 im Stromsektor von rund 23,7 Mrd. € Investitionen in erneuerbare Energien allein 19,5 Mrd. € und damit über 80 % auf die Photovoltaik. Die Vergütungsstruktur bei Biomasse führte dazu, dass dort vor allem teure Kleinanlagen mit Vergütungen von theoretisch bis zu 30,67 ct/kWh errichtet wurden. Insgesamt stieg seit dem Jahr 2000 die durchschnittliche Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien von 8,5 ct/kWh auf voraussichtlich 15,5 ct/kWh (2010) an. Diese Entwicklung musste dringend gestoppt werden. Die Bundesregierung und der Deutsche Bundestag haben daher bereits vor der zum 1. Januar 2012 vorgesehenen EEG-Novelle wirksam gegengesteuert und insbesondere mit dem Abbau der Überförderung der Photovoltaik entschlossen gehandelt. Eine Überförderung muss auch künftig vermieden und die Förderung kostengünstiger Technologien in den Vordergrund gerückt werden. Auf Dauer kann nur eine kosteneffiziente Förderung die notwendige Akzeptanz des EEG sicherstellen.

- **Basis der EEG-Finanzierung sichern**

Ein Grundprinzip des EEG ist, dass die daraus resultierenden Kosten über die EEG-Umlage von den Stromverbrauchern getragen werden. Hiervon gibt es jedoch Ausnahmen. Dazu gehört z. B. die Besondere Ausgleichsregelung, die eine die internationale Wettbewerbsfähigkeit gefährdende Belastung stromintensiver

Unternehmen verhindern soll. Ein weiteres Beispiel ist das so genannte Grünstromprivileg, durch das Stromhändler, bei denen der EEG-Strom einen Anteil von mindestens 50 % erreicht, von der EEG-Umlage befreit werden. Jede Befreiung von der EEG-Umlage führt aber zu einer Mehrbelastung der übrigen Stromverbraucher. So erhöht die Besondere Ausgleichsregelung 2011 die EEG-Umlage der nicht begünstigten Unternehmen sowie der privaten Haushalte um rund 20 %. Daher kommt es entscheidend darauf an, Ausnahmen auf die objektiv erforderlichen Bereiche zu begrenzen, um sowohl die Kosten für die im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen als auch die daraus resultierenden Mehrkosten für die privaten Stromverbraucher sinnvoll zu begrenzen.

- **Markt- und Systemintegration**

Mit zunehmendem Anteil an der Stromversorgung gewinnt die Optimierung des Zusammenspiels von erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Speichern und den Stromverbrauchern an Bedeutung. Das Energiekonzept der Bundesregierung fordert vor diesem Hintergrund eine bedarfsgerechtere Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Mit der Einführung einer optionalen Marktprämie sowie eines Anreizes für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biomasse werden hierzu gezielte Maßnahmen ergriffen. Darüber hinaus enthält der Erfahrungsbericht eine Reihe weiterer Maßnahmen zur Markt- und Systemintegration, beispielsweise Netz stabilisierende Maßnahmen bei der Photovoltaik.

- **Vereinfachung und Transparenz**

Einige Regelungen im EEG weisen ein unnötig hohes Maß an Komplexität auf. Dies ist beispielsweise bei der Biomasse der Fall, wo im EEG 2009 mit einer Vielzahl verschiedener Boni, die miteinander kombiniert werden können, eine unnötig komplexe und intransparente Vergütungsstruktur geschaffen wurde, die noch dazu teilweise gravierende Fehlsteuerungen verursachte. Hier ist eine deutliche Vereinfachung vorgesehen. Auch in anderen Bereichen soll die Zahl der Boni reduziert und die Vergütungsstruktur einfacher und transparenter gestaltet werden.

Mit dem vorliegenden Erfahrungsbericht erfüllt die Bundesregierung ihre Berichtspflicht gegenüber dem Deutschen Bundestag gemäß § 65 EEG. Der Erfahrungsbericht stellt umfassend dar, welche Änderungen die Bundesregierung im EEG - aber auch darüber hinaus - anstrebt. Um den Bericht nicht zu überfrachten, wurden Maßnahmen von eher geringerer Bedeutung bewusst nicht aufgenommen. Der Erfahrungsbericht beruht auf einer Reihe wissenschaftlicher Vorhaben, die vom Bundesumweltministerium vergeben wurden (s Quellenverzeichnis). Darin wurden die verschiedenen Aspekte aus unterschiedlichen

Blickwinkeln analysiert und entsprechende Handlungsempfehlungen entwickelt. Mit Blick auf die notwendige Planungssicherheit für Investoren sollte der im EEG verankerte vierjährige Evaluierungszyklus beibehalten werden.

2 Transformation des Energiesystems

Die erneuerbaren Energien entwickeln sich zunehmend zu einer immer wichtiger werdenden Säule der Energieversorgung. Damit einhergehend muss allerdings das gesamte Energieversorgungssystem weiterentwickelt werden. Ziel ist es, die Transformation zu einer Energieversorgung, die auf erneuerbaren Energien basiert, für Wirtschaft und Verbraucher wirtschaftlich vernünftig zu gestalten. Dies ist die zentrale Herausforderung für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien.

Hierzu muss das Zusammenspiel von konventionellen und erneuerbaren Energien sowie Netzen, Speichern und Stromverbrauch optimiert werden. Dazu bedarf es mehr Flexibilität sowohl im konventionellen Kraftwerkspark als auch bei den erneuerbaren Energien und auf der Nachfrageseite sowie eines großräumigen Ausgleichs der wetterbedingten Fluktuationen der erneuerbaren Energien. Um dies zu erreichen, gibt es klare Herausforderungen für die Gestaltung der Strommärkte und den Netzausbau.

Diese Fragen werden in den folgenden Abschnitten „Markt- und Systemintegration“ und „Netzintegration“ adressiert. Der Erfahrungsbericht konzentriert sich dabei auf Lösungsbeiträge, die im Zusammenhang mit der anstehenden EEG-Novelle außerhalb des EEG umgesetzt werden können. Darüber hinaus stellen sich im Hinblick auf die gemäß Energiekonzept langfristig angestrebten sehr hohen Anteile erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung weitere Herausforderungen, die hier nicht vertieft abgehandelt werden können. Zwar befinden sich trotz bestehender Überkapazitäten Kraftwerke mit einer Leistung von über 10 GW im Bau, und auch der Neubau eines Pumpspeicherkraftwerks mit einer Leistung von 1,2 Gigawatt ist in Planung. Ob allerdings die Strompreise im derzeitigen Strommarktdesign mittel- und langfristig betrachtet ausreichende Anreize für die erforderlichen Investitionen in erneuerbare Energien, Speicher und flexible konventionelle Kraftwerke bieten, ist derzeit nicht sicher prognostizierbar. Investitionen sind aber insbesondere zur Leistungsabsicherung und Überbrückung von Phasen mit geringer Stromerzeugung durch Windenergie und Photovoltaik unabdingbar. Hierzu sind vertiefte Untersuchungen erforderlich, die im Rahmen des vorliegenden EEG-Erfahrungsberichts nicht geleistet werden konnten. Das Bundesumweltministerium hat hierzu bereits im August 2010 eine Förderbekanntmachung veröffentlicht. Ziel ist es, Erkenntnisse zu den mittel- und langfristig erforderlichen Rahmenbedingungen für eine Energieversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu gewinnen.

2.1 Markt- und Systemintegration

Der Weg der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in die Strommärkte erfolgt derzeit weitestgehend über die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV). Danach sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, den Strom täglich am Spotmarkt der Strombörse zu vermarkten. Eine Direktvermarktung nach § 17 EEG bzw. eine Vermarktung im Rahmen des „Grünstromprivilegs“ nach § 37 EEG erfolgte bisher nur für relativ geringe Mengen.

Mit der täglichen Vermarktung der EEG-Strommenge am Spotmarkt ist bereits ein erster Schritt zu einer besseren Marktintegration getan worden. Bis Ende 2009 wurde der EEG-Strom als physisches Band an die Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert. Seit Anfang 2010 wird er dagegen auf dem day-ahead-Markt der Börse transparent vermarktet und löst dort für alle Marktakteure nachvollziehbare Preissignale aus.

Die alleinige Vermarktung am Spotmarkt führt allerdings dazu, dass teilweise nicht die maximal möglichen Preise erzielt werden, weil z. B. eine Vermarktung als Regelenergie im Rahmen der AusglMechV nicht möglich ist. Auch spielen die Nachfrage und der sich am Markt bildende Strompreis für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, der über die ÜNB nach AusglMechV vermarktet wird, unter den derzeitigen Rahmenbedingungen faktisch keine Rolle. Damit leisten diese Strommengen aus erneuerbaren Energien derzeit auch keinen aktiven Beitrag zur Grundfunktion eines jeden Marktes, dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage.

Das Energiekonzept der Bundesregierung fordert vor diesem Hintergrund eine bedarfsgerechtere Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Dies setzt einen geeigneten Anreiz voraus. In einem normalen Markt wird diese Funktion vom Marktpreis ausgefüllt. Für die Betreiber von EEG-Anlagen spielt das Preissignal des Marktes allerdings keine Rolle.

Für eine verstärkte Bedarfsorientierung der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien bieten sich vor diesem Hintergrund zwei grundsätzliche Ansatzpunkte an:

- (1) Es werden Optionen zur Vermarktung geschaffen oder verbessert, die sich am Markt- bzw. Börsenpreis orientieren. Auch hier gibt es zwei grundsätzliche Ansatzpunkte:

- (a) Es wird eine ökonomisch optimierte Vermarktung von Strommengen ermöglicht, die weiterhin die EEG-Vergütung erhalten. Ansatzpunkt dafür wäre die Weiterentwicklung der AusgIMechV.
 - (b) Betreiber von Anlagen von Strom aus erneuerbaren Energien werden zu Marktakteuren. Dazu werden die Möglichkeiten zur Direktvermarktung weiterentwickelt bzw. weitere Optionen für eine direkte Vermarktung geschaffen, z. B. in Form einer Marktprämie und der Vermarktung von Teilen der erzeugten Strommengen an den Regelenergiemärkten.
- (2) Es werden ergänzend zum Börsenpreis zusätzliche Steuerungsmechanismen speziell für Strom aus erneuerbaren Energien eingeführt, wie dies z. B. bei dem bereits in der letzten Legislaturperiode diskutierten Kombikraftwerks-Bonus der Fall war. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht hierzu die Prüfung eines „Stetigkeits-Bonus“ vor.

Letztlich setzt allerdings der Ausgleich fluktuierender Einspeisung neben geeigneten Anreizmechanismen auch konkrete Ausgleichsoptionen voraus. Dafür kommen Stromspeicher, regelbare Erzeugung, Lastmanagement auf der Nachfrageseite, der räumliche Ausgleich über das Netz sowie Kombinationen dieser Möglichkeiten in Frage. Eine besondere Herausforderung bei der Marktintegration der erneuerbaren Energien sind die dargebotsabhängigen Energieträger Sonne und Wind.

Die verschiedenen Handlungsoptionen für eine verbesserte Markt- und Systemintegration werden im Folgenden analysiert. Im Ergebnis wird ein Handlungspaket vorgeschlagen, das im Kern aus folgenden Elementen besteht:

- Einführung einer **optionalen, technologiespezifischen Marktprämie**, die Anreize für eine marktorientierte Betriebsweise bietet.
- Zusätzliche Anreize für **Investitionen in Biogasanlagen**, die eine flexible Stromerzeugung ermöglichen (in Anlehnung an die Technologiekomponente des in der letzten Legislaturperiode diskutierten Kombikraftwerks-Bonus).
- Modifizierung des **Grünstromprivilegs**: Einführung eines Mindestanteils von 25 % Strom aus fluktuierenden Quellen, so dass künftig ein Beitrag zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien geleistet werden muss.
- Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Teilnahme von direkt vermarkteten erneuerbaren Energien, Speichern und abschaltbaren industriellen Lasten an den **Regelenergiemärkten**.

- Erweiterung der Verordnungsermächtigung für die **Ausgleichsmechanismusverordnung**, um ihre Weiterentwicklung in Richtung einer ökonomisch optimierten Vermarktung zu vereinfachen.
- Mit einer **Speicheroffensive** (insbesondere ressortübergreifendes Speicherforschungsprogramm mit einem Gesamtvolumen von 200 Mio. €, Befreiung neuer Speicher von den Netzentgelten) werden Entwicklung und Bau von Speichern vorangetrieben.
- Im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes wird eine Verordnungsermächtigung geschaffen, die es ermöglicht, Anforderungen an die Flexibilität von Stromerzeugungsanlagen festzulegen, damit der Vorrang erneuerbarer Energien möglichst umfassend gewährleistet ist.

2.1.1 Optionale Marktprämie

Die Einführung einer optionalen, technologiespezifischen Marktprämie ist ein wichtiges Instrument, um eine marktorientierte Strombereitstellung durch erneuerbare Energien zu ermöglichen. Das Prämienmodell stellt einen Paradigmenwechsel dar: Anlagenbetreiber erhalten einen Anreiz, sich vom passiven Beteiligten zum aktiven Marktakteur zu entwickeln. Dazu werden technologiespezifische Prämien vorgesehen, die im Grundsatz die Differenz zwischen dem (durchschnittlichen) Börsenpreis und der technologiespezifischen EEG-Einspeisevergütung abdecken sollen. Dabei wird berücksichtigt, dass z. B. Strom aus Photovoltaikanlagen aufgrund deren Einspeisecharakteristika an der Börse höhere Preise erzielt als Strom aus Windenergieanlagen.

Konkret wird folgendes Modell vorgeschlagen:

- Anlagenbetreiber können optional monatlich statt der EEG-Vergütung eine Marktprämie wählen; die Fristen des § 17 EEG gelten entsprechend.
- Die jeweilige **Marktprämie** ergibt sich aus der Differenz zwischen der anlagenspezifischen EEG-Vergütung und dem monatlich ex post ermittelten durchschnittlichen Börsenpreis korrigiert um einen technologiespezifischen Wertigkeitsfaktor, der den Marktwert der jeweiligen erneuerbaren Energie an der Börse widerspiegelt.
- Die technologiespezifischen **Wertigkeitsfaktoren** für Windenergie und Photovoltaik werden monatlich ex post wie folgt bestimmt: Zunächst wird technologiespezifisch die Summe der stündlichen Verkaufserlöse durch die erzeugte Strommenge geteilt. Man erhält so den technologiespezifischen Durchschnittserlös. Dieser wird dann in Bezug zum durchschnittlichen Marktpreis gesetzt. Wendet man dies auf die vergangenen Jahre an,

so ergeben sich für Wind Wertigkeiten zwischen rund 88 und 95 %, während die Wertigkeit von PV-Strom zwischen etwa 115 und 135 % schwankt. Für dargebotsunabhängige Energieträger (z. B. Wasser, Biomasse) wird die Wertigkeit mit 100 % festgelegt.

- Als weitere Komponente der Marktprämie erhalten die Teilnehmer eine **Managementprämie**. Damit werden die Kosten ausgeglichen, die aus Prognoseabweichungen bei fluktuierenden EE-Anlagen sowie aus der Handelsteilnahme resultieren. Diese Kosten fallen derzeit auch im Zusammenhang mit der Vermarktung des EEG-Stroms durch die ÜNB an. Zwar ist davon auszugehen, dass der Umgang mit dem neuen Instrument „Marktprämie“ anfangs höhere Kosten als im derzeitigen System verursachen dürfte, jedoch ist hier schon kurzfristig mit deutlichen Lerneffekten zu rechnen. Vor diesem Hintergrund ist bei der Managementprämie - für Neu- und Bestandsanlagen - jährlich eine starke Abschmelzung gemäß der nachfolgenden Aufstellung vorgesehen:

	Wind und PV	Regelbare (Biomasse etc.)
2012	12 €/ MWh	1 €/MWh
2013	10 €/MWh	0,75 €/MWh
2014	8,5 €/MWh	0,5 €/MWh
2015	7 €/MWh	0,25 €/MWh

- Es wird geprüft, ob die Marktprämie so ausgestaltet werden kann, dass der auf diesem Wege vermarktete Strom dem Verbraucher gegenüber transparent als Strom aus erneuerbaren Energien ausgewiesen werden kann.

In mehreren Forschungsvorhaben und begleitenden Workshops wurden insbesondere folgende Fragen zur Marktprämie intensiv diskutiert:

- **Kosten der Marktprämie:**

Anlagenbetreiber werden die Option der Marktprämie nur dann wählen, wenn sie sich besser stellen als mit der EEG-Vergütung. Sie müssen also mit der Marktprämie höhere Erlöse erzielen können. Diese zusätzlichen Erlöse kommen jedoch im Kern nicht über die Marktprämie, sondern aus Mehrerlösen, die am Markt erzielt werden können. Mehrbelastungen für die EEG-Umlage würden sich zum einen bei einer fehlerhaften Festlegung der Wertigkeitsfaktoren ergeben; dies ist jedoch durch die hier vorgeschlagene Methode (Ex-Post-Festlegung der Wertigkeitsfaktoren) weitgehend ausgeschlossen. Zum anderen ergeben sich Mehrbelastungen zumindest in der Einführungsphase durch die Vergütung der Kosten für den Ausgleich von Prognoseabweichungen sowie die Kosten für den Handelszugang (Managementprämie).

Diese Kosten fallen derzeit bei den ÜNB an, werden aber aufgrund einer höheren Zahl von Vermarktern durch die Marktprämie in begrenztem Maße ansteigen.

Insgesamt kommen Berechnungen des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) allerdings zu dem Ergebnis, dass die Marktprämie nur zu maximalen Mehrkosten von zunächst (2012-2014) rund 200 Mio. € pro Jahr führt und diese danach (2015) sogar auf 115 Mio. € pro Jahr sinken. Dabei wurde im Sinne einer Maximalschätzung eine sehr starke Teilnahme an der Marktprämie unterstellt, so dass die genannten Zahlen in der Realität deutlich unterschritten werden dürften. Dem gegenüber resultieren nach einem von Consentec und r2b im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellten Gutachten [2] aus der Marktprämie – konkret: aus der initiierten Lastverlagerung der erneuerbaren Energien - Einsparungen im konventionellen Energiesystem in Höhe von 425 Mio. € im Jahr 2015 bzw. 670 Mio. € im Jahr 2020, die vor allem aus der veränderten Einspeisung der Biomasseanlagen resultiert.

Der Saldo aus Kosten und Nutzen ist also positiv. Die im Gutachten von Consentec und r2b enthaltenen Schätzungen von Mehrkosten der Marktprämie i.H.v. bis zu 2,1 Mrd. € im Jahr 2020 beruhen im Übrigen auf einem veralteten Vorschlag zur Ausgestaltung der Marktprämie und sind – unabhängig von der Frage, wie belastbar sie für den früheren Vorschlag waren – auf den neuen Ausgestaltungsvorschlag nicht übertragbar. Insgesamt sorgt die Marktprämie für mehr Flexibilität im Gesamtsystem und damit für sinkende Systemkosten. Diese schlagen sich zwar nicht in der EEG-Umlage nieder, können aber durchaus einen – wenn auch begrenzten – Einfluss auf den Strompreis haben.

- **Fluktuierende Energien:**

Die Einbeziehung fluktuierender Energien, d.h. insbesondere Windenergie und Photovoltaik, stellt eine besondere Herausforderung dar, da der für diesen Strom an der Börse erzielbare Preis vom durchschnittlichen Börsenpreis abweicht und dabei die Relation nicht stabil ist. Soweit die festgelegten Wertigkeitsfaktoren von den tatsächlichen Relationen abweichen, kann es zu Mitnahmeeffekten kommen. Durch das hier vorgeschlagene Vorgehen zur Festlegung der Wertigkeitsfaktoren (Ex-Post-Festlegung) ist dies jedoch weitgehend ausgeschlossen.

Auch für fluktuierende erneuerbare Energien sollte daher die Option der Marktprämie geöffnet werden, da dies zusätzliche Handlungsoptionen für die Akteure schafft. Dazu gehören kurzfristig die Teilnahme am Regelenergiemarkt, die Möglichkeit auf negative Preise zu reagieren und die Planung von Wartungsintervallen. Auch bietet die

Marktprämie einen Anreiz, Lastmanagementpotenziale zu erschließen, indem fluktuierende erneuerbare Energien im Verbund mit abschaltbaren industriellen Lasten betrieben werden. Mittel- bis langfristig bietet die Marktprämie einen – wenn auch schwer zu quantifizierenden - Anreiz, Windenergieanlagen anders auszulegen (Optimierung des Verhältnisses von Generator zu Rotor im Hinblick auf eine gleichmäßigere Einspeisung). Zudem wird die Technologieentwicklung (z. B. die Weiterentwicklung von Speichertechnologien) angestoßen.

Insgesamt sorgt die Marktprämie dafür, dass das Marktpreissignal die Anlagenbetreiber erreichen kann. Sie schafft so neue Handlungsoptionen und damit eine – mit Blick auf die wachsende Bedeutung fluktuierender Energieträger - dringend erforderliche Erhöhung der Flexibilität des Gesamtsystems. Sie erleichtert z. B. die Teilnahme der erneuerbaren Energien an den Regelenenergiemärkten, bietet Anreize zur Verbesserung von Prognosen und ist wichtig für weitere Flexibilisierungsmaßnahmen, wie die bedarfsgerechte Einspeisung von Strom aus Biogas oder die Akquisition von zusätzlichen Optionalitäten zur Preisabsicherung der Prognosefehler (z. B. Lastmanagement). Zudem wird die Technologieentwicklung (z. B. Speicher) angereizt.

2.1.2 Direktvermarktung in Verbindung mit dem Grünstromprivileg nach § 37 EEG

Nach § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), die mehr als 50 % Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 EEG liefern. Dieses sogenannte Grünstromprivileg ist bislang die wesentliche wirtschaftliche Motivation für die Direktvermarktung von EEG-Strom nach § 17 EEG. Während es unter dem EEG 2004 faktisch noch keine Rolle gespielt hat, wächst seit Inkrafttreten des EEG 2009 die Bedeutung des Grünstromprivilegs. So überstieg nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die durch das Grünstromprivileg von der EEG-Umlage befreite Strommenge¹ nach etwa 0,4 TWh in 2009 im Jahr 2010 erstmals eine Größenordnung von 1 TWh. Für 2011 rechneten die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Festsetzung der EEG-Umlage bereits mit knapp 25 TWh, das wirtschaftlich erschließbare Potenzial wurde sogar bei 70 TWh gesehen. Diese Prognose wird allerdings voraussichtlich deutlich unterschritten, was zumindest teilweise darauf zurückzuführen sein dürfte, dass die Umlagebefreiung im Rahmen des Europarechtsanpassungsgesetzes ab 2012 auf 2 ct/kWh begrenzt wurde und daher das Grünstromprivileg perspektivisch an

¹ Dies umfasst die gesamte Strommenge eines „Grünstromhändlers“, d.h. sowohl der nach EEG vergütungsfähige Anteil (gemäß § 37 EEG mindestens 50 % des Gesamtportfolios) als auch die übrige Strommenge.

Attraktivität verloren hat (Ankündigungseffekt). Vorliegende Daten für das 1. Quartal 2011 lassen hochgerechnet auf das ganze Jahr etwa 8 TWh Stromerzeugung in der Direktvermarktung erwarten.

Im Rahmen der Festsetzung der EEG-Umlage für 2011 hatten die ÜNB den Anstieg der Umlage durch das Grünstromprivileg mit 0,1 ct/kWh angesetzt. Dabei wurde unterstellt, dass 2011 nur ein Drittel des wirtschaftlich erschließbaren Potenzials genutzt würde. Es ist aber davon auszugehen, dass mittelfristig das gesamte wirtschaftliche Potenzial erschlossen wird, so dass – unter Berücksichtigung eines eventuellen weiteren Anstiegs der Umlage - in den nächsten Jahren ohne Anpassung des Instruments ein Anstieg auf bis zu 0,5 ct/kWh möglich gewesen wäre.

Ungeachtet dieser kritischen Punkte ermöglicht aber das Grünstromprivileg, ein ökologisches Stromprodukt anzubieten, das sich qualitativ vom am Markt angebotenen Graustrom abhebt. Dies hat zur Entwicklung eines eigenen Marktsegmentes geführt, in dem sich neue (Öko-)Stromhändler etablieren konnten, die sich einer stark wachsenden Nachfrage gegenüber sehen. Allerdings hatten die meisten der 2009 das Grünstromprivileg nutzenden Stromhändler nahezu ausschließlich Strom aus Wasserkraft und Deponiegas im Portfolio. Wünschenswert wäre es, wenn auch das Grünstromprivileg einen Beitrag zur Integration leisten würde, d.h. wenn im Rahmen des Grünstromprivilegs ein angemessener Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien vermarktet würde. Dies ist aber erst bei einer relativ hohen EEG-Umlage der Fall, so dass dann die Mitnahmeeffekte bei den kostengünstigeren erneuerbaren Energien besonders groß sind. Faktisch bedeutet dies: Je höher die Integrationsleistung, umso höher die Mitnahmeeffekte.

Vor diesem Hintergrund haben die Bundesregierung und der Deutsche Bundestag bereits im Rahmen des Europarechtsanpassungsgesetzes gehandelt und die Befreiung von der EEG-Umlage ab 1. Januar 2012 auf 2 ct/kWh begrenzt. Diese Begrenzung sollte aus den o.g. Gründen beibehalten werden. Um der ursprünglich intendierten Absicht der Förderung von ökologisch hochwertigen Stromprodukten Rechnung zu tragen, sollte zudem ein Mindestanteil an fluktuierenden Energieträgern i.H.v. 25 % vorgegeben werden. Im Ergebnis werden die bisher möglichen Mitnahmeeffekte strikt begrenzt und wird zugleich dem Grünstromhändler ein Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien abverlangt.

Weiterhin hat sich gezeigt, dass die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs bisherig unklar geregelt waren und vereinzelt Geschäftsmodelle entwickelt wurden, bei denen zweifelhaft ist, ob sie mit der bisherigen Rechtslage vereinbar sind. Die Einhaltung und Überwachung der Voraussetzungen müssen daher bei

Beibehaltung des Instruments klarer gefasst und insbesondere konkrete Nachweisanforderungen in das EEG aufgenommen werden. Darüber hinaus bleibt es auch künftig dabei, dass das Grünstromprivileg an die physisch-bilanzielle Lieferung von Grünstrom anknüpft. Der Nachweis der Lieferung von EEG-Strom kann nicht durch RECS-Zertifikate, Herkunftsnachweise oder vergleichbare Stromprodukte erfolgen, da diese ausschließlich der Stromkennzeichnung gegenüber dem Letztverbraucher dienen.

2.1.3 Kombikraftwerks- bzw. Stetigkeits-Bonus

Bereits in der vergangenen Legislaturperiode war ein Modell für einen Kombikraftwerks-Bonus ausgearbeitet worden. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht die Prüfung eines Stetigkeits-Bonus vor. Beide Begriffe zielen in Richtung einer gleichmäßigeren Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien.

Letztlich muss es darum gehen, dass auch erneuerbare Energien einen Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage leisten. Dies kann durch Instrumente der Direktvermarktung, wie z. B. die Marktprämie oder das Grünstromprivileg, erreicht werden. Auch der Kombikraftwerks- bzw. Stetigkeits-Bonus zielt darauf ab. Während sich aber die Instrumente der Direktvermarktung an einem bestehenden Marktmechanismus orientieren und dazu den erneuerbaren Energien eine zusätzliche Option neben der festen Einspeisevergütung eröffnen, geht der Kombikraftwerks-Bonus den umgekehrten Weg des Verbleibs in der festen EEG-Vergütung. Da in diesem Fall der Marktpreis nicht als Steuerungsmechanismus fungieren kann, muss ein zusätzlicher Steuerungsmechanismus etabliert werden. Dazu wird für jede Stunde des folgenden Tages eine residuale Last (RL) aus einem typisierten bundesweiten Lastverlauf abzüglich der prognostizierten bundesweiten Einspeisung aus Wind- und Solarenergieanlagen berechnet. Während der acht Stunden – dabei handelt es sich nicht um einen 8-Stunden-Block, sondern um acht einzeln festgelegte Stunden - mit den höchsten residualen Lasten (HRL-Zeiten) wird die Einspeisung aus Stromspeichern, Biogas- und KWK-Anlagen ins Netz zusätzlich mit 2 ct/kWh belohnt. Während der acht Stunden mit den niedrigsten residualen Lasten (NRL-Zeiten) wird dagegen die Einspeicherung von Strom mit 2 ct/kWh belohnt. Im umgekehrten Fall, d.h. wenn Strom in HRL-Zeiten gespeichert oder in NRL-Zeiten ins Netz eingespeist wird, werden jeweils 2 ct/kWh abgezogen. Auf diese Weise wird ein Anreiz geschaffen, die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien der Nachfrage entsprechend zeitlich zu verschieben.

Die dargestellte Zusatzvergütung („Bedarfskomponente“) erfüllt dabei vor allem eine Steuerungsfunktion. Zusätzlich sah das Modell des Kombikraftwerks-Bonus eine

„Technikkomponente“ vor. Dabei handelte es sich um eine leistungsabhängige Vergütung zur Finanzierung von Speicherkapazität, die jährlich über einen Zeitraum von bis zu 10 Jahren gezahlt werden sollte, solange die Fördervoraussetzungen erfüllt werden. Die vorgesehene Kapazitätskomponente für Biogas greift dies für einen begrenzten Bereich auf (s. Kap. 2.1.4).

Insgesamt sprechen mehrere Gründe gegen die Einführung eines Kombikraftwerks- bzw. Stetigkeits-Bonus im Sinne des dargestellten Modells:

- Das Modell ist sehr komplex und aufwändig in der Umsetzung.
- Das Modell verursacht nicht nur Kosten für die Investitionen, die unabhängig vom gewählten Instrumentarium erforderlich sind, um einen marktorientierten Betrieb in größerem Umfang überhaupt zu ermöglichen (insbesondere Speichertechnologien). Vielmehr entstehen auch durch den konzipierten Steuerungsmechanismus neue Vergütungszahlungen, die letztlich auch die EEG-Umlage erhöhen. Allerdings ist auch der Wert des mit zeitlicher Verschiebung eingespeisten Stroms höher.
- Das Modell sah vor, dass in die Optimierung der Einspeisung ausschließlich Anlagen zur Erzeugung bzw. Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien eingebunden werden sollten. Für das Gesamtsystem ist es aber z. B. effizienter, Speicher zu fördern, deren Nutzung nicht auf Strom aus erneuerbaren Energien begrenzt ist. Auch kann es z. B. wesentlich effizienter sein, fluktuierende erneuerbare Energien mit flexiblen Gaskraftwerken statt mit Speichern zu kombinieren.
- Die Etablierung eines zusätzlichen Steuerungsmechanismus neben dem Börsenpreis erhöht die Komplexität des Systems merklich. Sinnvoll kann dies unter Umständen dann sein, wenn eine Steuerungswirkung entfaltet wird, die vom Börsenpreis nicht erfüllt werden kann. Dies wäre z. B. dann der Fall, wenn das Modell gezielt lokale oder regionale Netzengpässe adressieren und vermeiden könnte. Dies würde allerdings voraussetzen, dass z. B. die Einteilung in HRL- und NRL-Zeiten – wie in der vergangenen Legislaturperiode angedacht - auf lokaler bzw. regionaler Ebene erfolgt, was die Komplexität des Modells nochmals deutlich erhöhen und neue Probleme mit sich bringen würde.
- Derzeit ist unklar, welche Speicher gezielt gefördert werden sollten. Hier ist deshalb ein schrittweises Vorgehen statt einer breit angelegten Förderung angezeigt (F&E, Demoanlagen, allgemeine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Speicher, Entwicklung einer Roadmap für Speicher, siehe dazu unten).

Insgesamt kann daher der Kombikraftwerks- bzw. Stetigkeits-Bonus in der bisher entwickelten Form nicht empfohlen werden. Mit der vorgeschlagenen „Kapazitätskomponente“ für Biogasanlagen (s.u.) wird allerdings ein Element des in der

letzten Legislaturperiode ausgearbeiteten Modells eines Kombikraftwerks-Bonus teilweise aufgegriffen. Dieser Vorschlag sowie die Marktprämie wirken grundsätzlich in Richtung des Ziels einer gleichmäßigeren Einspeisung die mit dem Kombikraftwerks- bzw. Stetigkeits-Bonus angestrebt wurde. Es sollten daher zunächst mit diesen Instrumenten Erfahrungen gesammelt werden und daran anknüpfend ggf. weitere Schritte geprüft werden,

2.1.4 Bedarfsgerechte Einspeisung von Strom aus Biomasse

Grundsätzlich ist die Stromeinspeisung aus allen erneuerbaren Energien steuerbar, wenn sie mit einem Speicher kombiniert werden. Biomasseanlagen weisen allerdings die Besonderheit auf, dass sie – ähnlich wie konventionelle Kraftwerke – speicherbare Brennstoffe (chemisch gebundene Energie) nutzen. Die Stromerzeugung selbst kann also orientiert am jeweiligen Bedarf erfolgen. Durch die Speicherung der Biomasse entstehen im Gegensatz zu Stromspeichern allenfalls geringe Verluste und relativ niedrige Verlagerungskosten. Damit bietet die Biomasse grundsätzlich einen interessanten Ansatzpunkt für eine bedarfsgerechtere Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien. Insbesondere Biogasanlagen können so konzipiert werden, dass sie – wenn auch zeitlich begrenzt - flexibel Strom einspeisen können. Auch Holzheizkraftwerke sind grundsätzlich zu einer flexiblen Einspeisung in der Lage; sie können allerdings wegen ihres Dampfkraftprozesses ähnlich wie Kohlekraftwerke nur im Teillast- oder Wechsellastbetrieb und damit mit Wirkungsgradverlusten eingesetzt werden.

Durch die Einführung der optionalen Marktprämie wird ein grundsätzlich geeigneter Anreiz für eine marktorientierte Einspeisung geschaffen. Auf die feste EEG-Vergütung hin optimierte Biogasanlagen weisen aber nur begrenzte Flexibilitätspotenziale auf. Durch die Marktprämie können diese erschlossen und in gewissem Umfang auch Investitionen in eine zusätzliche Flexibilisierung angereizt werden. Die Anreizwirkung der Marktprämie allein reicht allerdings bei den derzeitigen Preisunterschieden zwischen Hoch- und Niedrigpreisphasen nicht für Investitionen aus, die z. B. für eine Speicherung über 12 Stunden erforderlich sind. Bei gasförmiger Biomasse, die das kostengünstigste Potenzial zur Verschiebung der Einspeisung aufweist, sind z. B. zusätzliche Investitionen in Motorenleistung und Speicher (Gas- und/oder Wärmespeicher) erforderlich, um eine derartige zeitliche Verlagerung der Stromeinspeisung zu ermöglichen.

Zur Flexibilisierung von Biogasanlagen wird daher – neben der Marktprämie und in Anlehnung an das Kombikraftwerksmodell aus der letzten Legislaturperiode – eine Förderung in Form einer „**Kapazitätskomponente**“ vorgeschlagen:

- Die Kapazitätskomponente orientiert sich an der von einer Biogasanlage bereit gestellten zusätzlichen Leistung („Zusatzkapazität“).
- Die **Zusatzkapazität** ergibt sich aus der ex-post ermittelten Differenz zwischen der installierten Leistung und der für das abgelaufene Jahr ermittelten Bemessungsleistung nach § 18 Abs. 2 EEG. Die Bemessungsleistung wird zuvor pauschal um 10 % (bei Vor-Ort-Verstromung von Biogas) bzw. 60 % (bei Biomethan-KWK-Anlagen) nach oben korrigiert, um die unterschiedlichen Verfügbarkeiten der Anlagen zu berücksichtigen. Vereinfacht ausgedrückt ergibt sich somit die Zusatzkapazität als installierte Leistung abzüglich der 1,1fachen Bemessungsleistung bzw. im Falle von Biomethan der 1,6fachen Bemessungsleistung.
- Die **Bemessungsleistung** drückt die durchschnittliche Jahresleistung einer Anlage aus. Sie ist gemäß § 18 Abs. 2 EEG der Quotient aus der in einem Kalenderjahr eingespeisten Strommenge und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres.
- Der **Vergütungssatz** für die Zusatzkapazität beträgt 130 € pro Jahr und kW der jeweils ex-post ermittelten Zusatzkapazität. Sie wird für maximal 10 Jahre zzgl. des Jahres gewährt, in dem die Kapazitätskomponente erstmals geltend gemacht wird. Die Finanzierung erfolgt über die EEG-Umlage.
- Anspruch auf die Kapazitätskomponente besteht nur, wenn der Strom vollständig direkt bzw. im Rahmen der Marktprämie vermarktet wird und die Zusatzkapazität mindestens 20 % der installierten Leistung beträgt; als Zusatzkapazität anrechenbar ist maximal 50 % der installierten Leistung. Diese Begrenzungen stellen sicher, dass zum einen die bereitgestellte Zusatzkapazität auch tatsächlich für die flexible Stromerzeugung genutzt wird und zum anderen die Anlagenerweiterung auf sinnvoll nutzbare Zusatzkapazitäten beschränkt bleibt.
- Im Falle von Biogas können gegenüber einer nichtflexibilisierten Nutzung reduzierte Anforderungen an die Wärmenutzung gelten (40 % statt 60 %), da eine flexible, am Strommarkt orientierte Betriebsweise die Wärmenutzung erschweren kann.
- Das Modell wird zunächst für neue Biogasanlagen eingeführt. Eine spätere Ausweitung auf Bestandsanlagen ist denkbar und sollte auf der Grundlage ausreichender Erfahrungen mit dem Modell geprüft werden. Im EEG sollte eine entsprechende Verordnungsermächtigung vorgesehen werden.

Die vorgeschlagenen Parameter sind auf Grundlage des neuen Vergütungssystems für Biogasanlagen (vgl. Kapitel 3.3) berechnet worden.

Es ist derzeit nicht abschätzbar, in welchem Umfang Anlagenbetreiber von diesem Mechanismus Gebrauch machen werden. Um im Gesamtsystem möglichst viele Flexibilitäten zu schaffen, ist eine möglichst hohe Beteiligung erforderlich. Die Bundesregierung wird daher die Entwicklung beobachten und ggf. neue Vorschläge vorlegen um sicherzustellen, dass die Lastverschiebepotenziale der Biomasse möglichst umfassend genutzt werden [3].

2.1.5 EEG-Wälzungs- und Ausgleichsmechanismus

Durch die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) aus dem Jahre 2009 wurde die bisherige physikalische Wälzung des EEG-Stroms an die Vertriebe zum 1. Januar 2010 abgeschafft und durch eine rein finanzielle Kostenwälzung ersetzt. Der EEG Strom wird weiterhin vom Anlagenbetreiber über die Verteilnetzbetreiber an die Übertragungsnetzbetreiber geliefert. Diese vermarkten die gesamte EEG-Strommenge ausschließlich und täglich am Spotmarkt der Strombörse, wobei zwischen Vermarktern und Anlagenbetreibern keine Optimierung der Einspeisung stattfindet. Prognosefehler werden, soweit wie möglich, am Intraday-Markt ausgeglichen. Die Differenz aus den Einnahmen und Ausgaben der ÜNB im Rahmen der EEG-Wälzung wird als EEG-Umlage an die Stromvertriebe gewälzt. Auf diese Weise entsteht eine bundesweit einheitliche EEG-Umlage. Diese Neuregelung der EEG-Wälzung im EEG 2009 hatte folgende Ziele:

- Die Risiken der Stromvertriebe, die sich insbesondere aus schwankenden Mengen innerhalb der rollierenden physikalischen Wälzung ergaben, sollten eliminiert werden.
- Durch umfangreiche Veröffentlichungspflichten für die ÜNB sollte die Transparenz im Rahmen der EEG-Wälzung gesteigert werden.
- Durch den Wegfall der Bandherstellung durch die ÜNB sollten die Kosten des EEG-Managements erheblich reduziert werden.

Erste Erkenntnisse deuten darauf hin, dass diese Ziele weitgehend erreicht wurden. Allerdings wird der neue Wälzungsmechanismus erst seit relativ kurzer Zeit praktiziert, so dass zunächst weitere Erfahrungen gesammelt werden sollten. Die Bundesnetzagentur wird bis zum 31. Dezember 2011 einen Evaluierungsbericht zur Verordnung vorlegen, der Vorschläge zur weiteren Ausgestaltung enthalten wird. Vor diesem Hintergrund werden hier keine konkreten Empfehlungen zur Weiterentwicklung gegeben. Allerdings sollte die Verordnungsermächtigung erweitert werden, um eine spätere Weiterentwicklung der AusglMechV in Richtung einer ökonomisch optimierten Vermarktung zu vereinfachen. In Betracht kommen hier insbesondere eine Ausschreibung der Vermarktung und die

Erweiterung der Vermarktungsmöglichkeiten, die derzeit auf den Spotmarkt beschränkt sind. Hierbei treten jedoch eine Reihe von Problemen auf, die bisher von keinem der untersuchten Modelle zufriedenstellend gelöst werden konnten.

2.1.6 Teilnahme am Regelenergiemarkt

Beim Regelenergiemarkt handelt es sich um die Vorhaltung von Kapazitäten zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in den Regelzonen. Sie kommen zum Einsatz, wenn es eine Abweichung von der Zielfrequenz von 50 Hertz gibt. Diese Abweichungen können durch unvorhersehbare Einzelereignisse wie Kraftwerks- oder größere Produktionsausfälle sowie durch Prognoseabweichungen der erneuerbaren Energien oder der Last entstehen. Unterschieden wird dabei zwischen positiver und negativer Regelleistung. Im Falle der positiven Regelleistung besteht ein kurzfristiger Bedarf an zusätzlicher Stromeinspeisung bzw. Lastreduzierung. Dazu kann z. B. ein gedrosselt laufendes Kraftwerk – z. B. auch eine gedrosselt laufende Windenergieanlage – hochgefahren oder eine industrielle Last abgeschaltet werden. Im Falle negativer Regelenergie ist es umgekehrt. Die Teilnahme an den Regelenergiemärkten ist lukrativ, weil hier hohe Preise erzielt werden können.

Die Rahmenbedingungen für die Regelenergiemärkte haben weit reichende Auswirkungen auf die erneuerbaren Energien. Beispielsweise führt die Anforderung an Primärregelreserve, mindestens für einen Monat mit der vereinbarten Leistung verfügbar zu sein, faktisch dazu, dass sich dargebotsabhängige erneuerbare Energien nicht beteiligen können. Hinzu kommt, dass die konventionellen Kraftwerke, die die Regelleistung bereitstellen, bei den geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen auch bei hoher Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien am Netz bleiben müssen („Must-run-units“). Auf diese Weise wird das Einspeisepotenzial für erneuerbare Energien unnötig begrenzt. Es ist daher für den Ausbau der erneuerbaren Energien von erheblicher Bedeutung, dass diese - wie auch geeignete Verbraucher (regelbare Lasten) und KWK-Anlagen - bessere Möglichkeiten erhalten, an den Regelenergiemärkten teilzunehmen.

Ansatzpunkte sind insbesondere die Verkürzung der Ausschreibungsfristen und –zeiträume, die Absenkung der jeweiligen Mindestgebotsgrößen, die Aufhebung der ausschließlichen Vergabe von Sekundär- und Minutenreserve auf Basis von Leistungspreisen und die Einführung eines Vergabekriteriums unter Einbeziehung von Arbeits- und Leistungspreisen. Zudem sollten auch die Zugangsmöglichkeiten für Speicher und regelbare Lasten verbessert werden. Schließlich sollte eine Anbieterpoolung auch in der Primärreserve zugelassen werden.

Die Bundesnetzagentur hat zu den Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien wie auch für regelbare Lasten Konsultationsverfahren eingeleitet, von denen erhebliche Fortschritte in den genannten Bereichen zu erwarten sind.

Die Bereitstellung von Regelenergie durch erneuerbare Energien wird im EEG unterschiedlich behandelt:

- Die Bereitstellung positiver Regelenergie ist nur im Rahmen einer Direktvermarktung nach § 17 zulässig, da sie anderenfalls gegen das Doppelvermarktungsverbot nach §56 verstößt. Dies ist auch fachlich sinnvoll, weil zusätzliche Einnahmen für die Bereitstellung positiver Regelenergie erzielt würden. Durch die Einführung der Marktprämie wird die Bereitstellung positiver Regelenergie durch erneuerbare Energien im Rahmen der Direktvermarktung jedoch deutlich verbessert. Daher besteht kein weiterer Handlungsbedarf.
- Die Bereitstellung negativer Regelenergie durch erneuerbare Energien ist nach geltender Rechtslage bei Inanspruchnahme der EEG-Einspeisevergütung zulässig, da sich das Doppelvermarktungsverbot nur auf die Vermarktung der elektrischen Arbeit bezieht. Dies soll auch künftig gelten, um erneuerbare Energien stärker auch in diesen wichtigen Markt zu integrieren. Zugleich soll die BNetzA ermächtigt werden, klare Umsetzungsregelungen – insbesondere zur Bilanzkreisverantwortlichkeit – festzulegen, um Missbrauch und negativen Auswirkungen auf die Regelenergiemärkte vorzubeugen.

Insgesamt werden die Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien auf den Regelenergiemärkten durch die Aktivitäten der Bundesnetzagentur und die Einführung der optionalen Marktprämie deutlich verbessert.

2.1.7 Negative Börsenpreise am Spotmarkt

Im September 2008 wurde an der Strombörse die Möglichkeit negativer Preise eingeführt. Dies ist bislang weltweit einzigartig. Tatsächlich sind negative Preise inzwischen mehrfach vorgekommen, im Extremfall wurden Preise bis zu minus 500 €/MWh erreicht. Im Jahr 2009 konnten in zehn Stunden negative Preise unter minus 100 €/MWh beobachtet werden. Zu negativen Preisen kommt es, wenn das Stromangebot die Nachfrage deutlich übersteigt. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass zu Zeiten negativer Strompreise in erheblichem Maße konventionelle Kraftwerke am Netz blieben. Bei den erneuerbaren Energien führen negative Preise zu höheren Differenzkosten, da diese sich als Differenz zwischen den

Vergütungszahlungen und dem Börsenpreis ergeben. Es ist daher von erheblicher Bedeutung, dass konventionelle Kraftwerke bei hoher Einspeisung erneuerbarer Energien und gleichzeitig geringer Nachfrage so weit heruntergefahren werden, wie dies ohne Gefährdung der Netzstabilität möglich ist. Um die Höhe negativer Preise zu begrenzen, sah die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) vom 22. Februar 2010 eine bis zum Jahresende 2010 befristete Übergangsregelung vor, welche die ÜNB in Ausnahmefällen von der Pflicht befreite, EEG-Strom um jeden Preis an der Börse verkaufen zu müssen. So waren die ÜNB in bestimmten Fällen berechtigt, preislimitierte Gebote am vortägigen Spotmarkt abzugeben. Um das Kostenrisiko auch über das Jahr 2010 hinaus zu reduzieren, enthält die AusglMechAV seit dem 1. Januar 2011 eine bis zum 28. Februar 2013 befristete Möglichkeit, negative Preise zu begrenzen. Danach greifen Preislimits zwischen minus 150 und minus 350 Euro. Die Regelung wird gemeinsam mit dem gesamten neuen Ausgleichsmechanismus evaluiert und ggf. verlängert oder angepasst. Im Jahr 2010 konnten keine nennenswerten Preisausschläge nach unten beobachtet werden. Im gesamten Jahr traten an nur wenigen Tagen negative Strompreise auf, die in der Summe der Tage und der negativen Ausprägung deutlich unter dem Niveau des Vorjahres lagen. Inwiefern dies den o. g. Ausnahmeregelungen oder dem vergleichsweise schwachen Windjahr zugeschrieben werden kann, ist Gegenstand der Evaluierung der Bundesnetzagentur.

2.1.8 Flexibilisierung bestehender und neuer konventioneller Kraftwerke

Der Anteil erneuerbarer Energien, wird kontinuierlich weiter wachsen. Dies erfordert eine Optimierung des gesamten Energiesystems, insbesondere des Zusammenspiels von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, konventionellen Kraftwerken, Speichern und der Nachfrageseite. Durch zunehmende Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien erhöhen sich die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark, den Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie die Systemstabilität jederzeit sicherzustellen. Hierzu sind Kraftwerke erforderlich, die in ihrer Fahrweise ein möglichst hohes Maß an Flexibilität aufweisen, so dass die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden kann.

Wegen Lebensdauern von mehr als 40 Jahren müssen neue konventionelle Kraftwerke bereits heute die Flexibilitätsanforderungen der Zukunft erfüllen. Bei konventionellen Kraftwerken zeigt allerdings die Praxis, dass neue Anlagen bisher nicht ausreichend mit den

technisch sowie organisatorisch möglichen Flexibilitäten geplant werden. Dies ist volkswirtschaftlich ineffizient und kann die Sicherheit der Stromversorgung gefährden.

Auch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien müssen trotz des Vorrangprinzips technisch und betrieblich flexibel sein, da sie mit wachsendem Anteil fluktuierender Erzeugung zunehmend selbst zur Systemsicherheit beitragen müssen. Das EEG legt für diese Anlagen bereits technische Mindestanforderungen fest.

Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) soll eine Verordnungsermächtigung geschaffen werden, um technische und betriebliche Mindestanforderungen an die Flexibilität neuer Stromerzeugungsanlagen festzulegen zu können. Die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Kraft-Wärmekopplungs-Gesetzes bleiben davon unberührt.

2.1.9 Energiespeicher

Speichertechnologien

Der angestrebte Ausbau der erneuerbaren Energien führt dazu, dass ein erheblicher Teil der künftigen Stromversorgung aus Wind- und Sonnenenergie und damit aus fluktuierenden Quellen stammen wird. Bereits heute hat die insgesamt installierte Leistung dieser beiden Energieträger die niedrigste Last eines Jahres erreicht, 2020 stellen sie voraussichtlich über 100 GW und damit das 2,5 – 3fache der niedrigsten Last bereit. Damit steigt die Wahrscheinlichkeit, dass es zu Situationen kommen wird, in denen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien den Bedarf selbst dann übersteigen wird, wenn alle konventionellen Kraftwerke abgeschaltet werden. Sofern der überschüssige Strom dann nicht exportiert, durch sinnvollen zusätzlichen Verbrauch bzw. Verbrauchsverlagerung genutzt oder gespeichert werden kann, muss er abgeregelt werden, wobei der Anlagenbetreiber nach § 12 EEG kompensiert wird. Umgekehrt wird es Zeiten geben, in denen eine hohe Stromnachfrage witterungsbedingt einem geringen Angebot aus fluktuierenden erneuerbaren Energien gegenübersteht. Dieses Problem kann durch eine intelligente Kombination von Speichern, konventionellen Kraftwerken und Stromimporten gelöst werden.

Stromspeicher können anhand ihrer Speicherkapazität als Kurz- bzw. Langzeitspeicher klassifiziert werden. Mit **Kurzzeitspeichern** können Lastschwankungen im Bereich von Stunden ausgeglichen werden. Geeignet hierfür sind Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher sowie verschiedene Batterietechnologien in der stationären wie auch in der mobilen Anwendung (Elektrofahrzeuge). Stationäre Batterien können dabei beim derzeitigen Stand

der Entwicklung erhebliche räumliche Dimensionen erreichen. Um die Energie eines kleinen Windparks bestehend aus 10 Windkraftanlagen mit jeweils 2 MW Leistung für eine Stunde speichern zu können, werden 20 MWh Speicherkapazität benötigt. Eine hierfür geeignete Bleibatterie wäre nach dem derzeitigen Stand von Forschung und Entwicklung noch rund 300 m³ groß und müsste in einer Halle mit einer Grundfläche von 20 x 20 Metern untergebracht werden. So genannte Redox-flow-Batterien sind mehr als doppelt so groß. Lithium-Ionen-Batterien benötigen zwar etwa viermal weniger Platz als Bleibatterien, sind aber wesentlich teurer und befinden sich - in dieser Größenordnung - noch in der Entwicklungsphase. Bei Photovoltaikanlagen kann der Einsatz eines Speichers zur Erhöhung des Eigenverbrauchs führen. Die Kosten der Speichertechnologien sind unterschiedlich und liegen zwischen 100 bis 250 Euro pro Kilowattstunde Speicherkapazität bei einer Blei-Säure-Batterie und zwischen 300 und 1800 Euro pro Kilowattstunde Speicherkapazität bei einer Lithium-Ionen-Batterie.

Bei sehr hohen Anteilen an erneuerbaren Energien gewinnen **Langzeitspeicher** mit einer Reichweite von mehreren Tagen bis Monaten an Bedeutung. Hierfür kommen Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke mit sehr hohem Speichervolumen in Frage, wie sie z. B. in Norwegen und in den Alpenländern - in der erforderlichen Größe jedoch nicht in Deutschland - vorhanden sind.

Alternativ bzw. ergänzend zur Speicherung in Pumpspeicher- bzw. Speicherwasserkraftwerken ist innerhalb Deutschlands eine Langzeitspeicherung durch Nutzung „überschüssigen“ Stroms zur Erzeugung von **Wasserstoff** möglich („**Power to gas**“). Dieser kann entweder vor Ort in Tanks oder unterirdischen Kavernen gespeichert oder direkt ins Erdgasnetz eingespeist werden. Bisher ist dabei ein Anteil von maximal 5 % zulässig. Eine Anhebung auf 10 % ist technisch problemlos möglich, und eine entsprechende Anpassung des technischen Regelwerks ist in Vorbereitung. Schon damit wäre die Einspeisung ganz erheblicher Stromüberschüsse möglich. Die hierfür notwendige Qualifizierung des Erdgasnetzes – beispielsweise die Umrüstung von Transportkapazitäten und Übergabestationen für einen bidirektionalen Gastransport – bedarf weiterer Infrastrukturinvestitionen, die zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht quantifiziert werden können. Höhere Wasserstoffanteile erfordern zusätzliche Investitionen.

Ggf. kann der Wasserstoff auch in **Methan** (Erdgas) umgewandelt und ins Erdgasnetz eingespeist werden. In diesem Fall kann im Grundsatz die gesamte Erdgasinfrastruktur einschließlich der vorhandenen Speicher genutzt werden. Dabei gilt es darauf zu achten, dass Methanschlußpf vermieden wird, auch um den Klimaschutzbeitrag nicht zu gefährden.

Die Rückumwandlung von Wasserstoff oder Methan in Strom (und Wärme) kann bedarfsgerecht in Gas- oder Blockheizkraftwerken bzw. Brennstoffzellen erfolgen. Der Wirkungsgrad dieser Umwandlungskette „Strom – Wasserstoff (- Methan) – Strom“ ist stark abhängig vom Wirkungsgrad der eingesetzten Rückverstromungseinheit. Für Methan ist beim Einsatz moderner GuD-Kraftwerke ein „Strom-zu-Strom“ Wirkungsgrad von rund 35 % erzielbar, d.h. es werden etwa 3 kWh Windstrom benötigt, um nach der Speicherung 1 kWh Strom ins Netz einspeisen zu können. Bei weniger effizienten Rückverstromungseinheiten ist der elektrische Wirkungsgrad niedriger. Durch Kraft-Wärme-Kopplung kann ein höherer Gesamtnutzungsgrad erreicht werden, der dann von den konkreten Wärmenutzungsmöglichkeiten abhängt. Für die effiziente Stromerzeugung aus Wasserstoff fehlt bislang eine ausgereifte, großtechnisch einsetzbare Technologie, der Wirkungsgrad bewegt sich jedoch in einer ähnlichen Größenordnung.

Im Ergebnis kann also mit dem „Power to gas“-Konzept mit 3 kWh Überschussstrom aus Wind oder Sonne 1 kWh Strom für den Endverbraucher „erzeugt“ werden, dies allerdings zu derzeit sehr hohen Kosten. So kostet z. B. ein Elektrolyseur derzeit das 3 – 4fache einer einfachen Gasturbine, die Investitionskosten für die Methanisierung liegen sogar noch höher. Dies ist umso wichtiger, als diese Anlagen zumindest in den nächsten Jahren nur sehr selten genutzt würden, da nur selten Überschussstrom anfällt. Daher ist das „Power to gas“-Konzept erst langfristig eine sinnvolle Option. Abb. 2-1 veranschaulicht den Anteil „überschüssigen“ Stroms aus erneuerbaren Energien im Jahr 2020. Dabei ist ein kontinuierlicher „Sockel“ an konventioneller Kraftwerksleistung i.H.v. knapp 20 GW zur Gewährleistung der Systemstabilität unterstellt (sogenannte „must-run“-Kraftwerke, rote Linie).

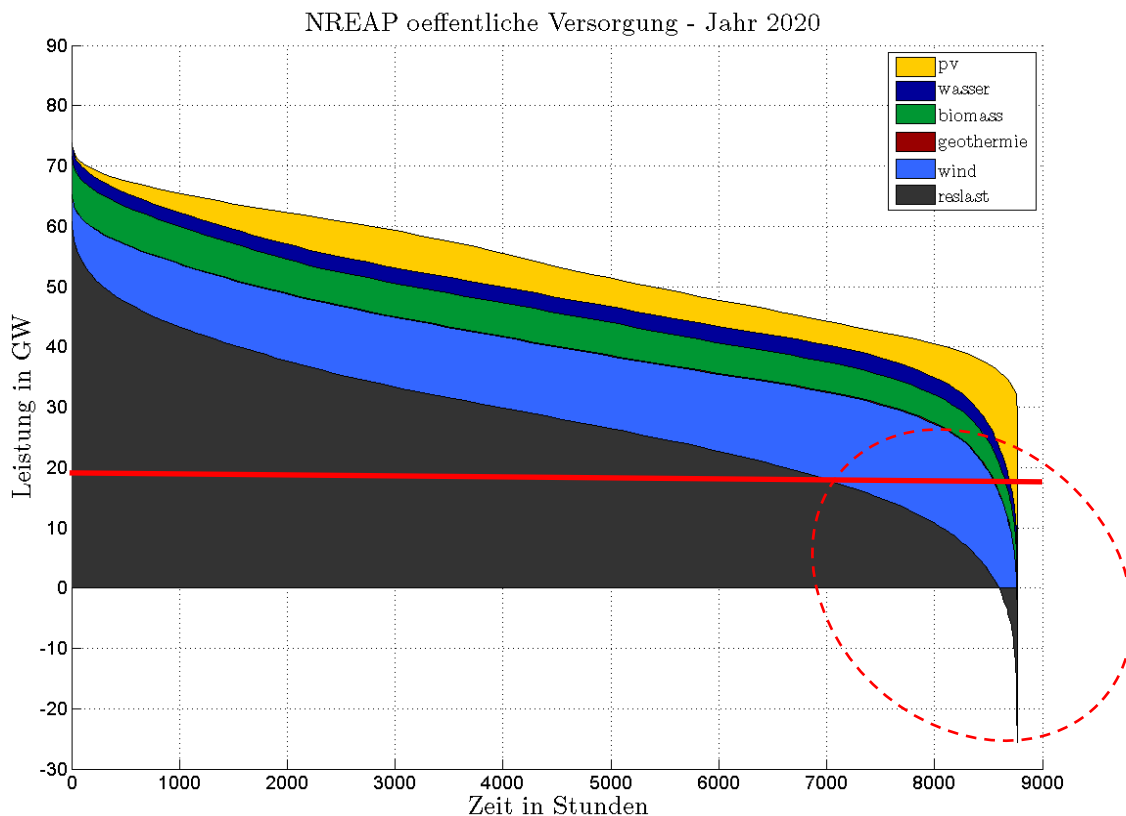


Abb. 2-1: Jahresdauerlinie für das Jahr 2020, Quelle: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)

Auch mit dem Einsatz anderer Speicher sind neben zum Teil erheblichen Umwandlungsverlusten hohe **Kosten** für die zeitliche Verlagerung verbunden. Diese liegen heute für Kurzzeitspeicher zwischen etwa 5 ct/kWh (Pumpspeicher) und 50 ct/kWh (Li-Ionen-Batterie). Die Potenziale der sehr kostengünstigen und effizienten Pumpspeicher in Deutschland gelten als weitgehend ausgeschöpft, das einzige größere Projekt, das sich derzeit in Planung befindet, ist das Pumpspeicherkraftwerk Atdorf im Schwarzwald mit einer Leistung von 1.400 MW und einem Arbeitsvermögen von 13,4 GWh. Bei den heute noch sehr teuren Speichertechniken wird bis zum Jahr 2020 ein deutlicher Kostenrückgang erwartet.

Quantitative Abschätzungen zum **Speicherbedarf** hängen u. a. in hohem Maße davon ab, welche Annahmen zum Ausbau der nationalen und europäischen Stromnetze getroffen werden. Dementsprechend finden sich in einschlägigen Studien sehr unterschiedliche Angaben. In laufenden Arbeiten für das BMU wird für 2050 ein Langzeitspeicherbedarf von 10-30 TWh_{el} abgeschätzt [6]. Zum Vergleich: Das Speichervolumen aller derzeitigen deutschen Pumpspeicher liegt bei 0,04 TWh. Die erforderlichen Langfrist-Speichervolumina sind – von der Option Pumpspeicher in Norwegen abgesehen - nur über Wasserstoff oder

Methan in Verbindung mit der Speicherkapazität der vorhandenen Erdgasinfrastruktur darstellbar. Für die jederzeitige Deckung der Stromnachfrage relevant würde der Bedarf an langfristigen Speicherkapazitäten jedoch voraussichtlich – je nach Umfang der Investitionen im konventionellen Kraftwerksbereich - erst nach dem Jahr 2030, da die bestehenden konventionellen Stromerzeugungskapazitäten den erforderlichen Ausgleich zunächst weiterhin leisten können.

Die vorhandenen wissenschaftlichen Untersuchungen reichen noch nicht aus, um eine effektive und effiziente, breit angelegte **Speicherförderung** zu initiieren. Diese Einschätzung stützt sich auch darauf, dass sich viele Speichertechnologien noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden. Dies gilt z. B. für Redox-Flow-Batterien, Druckluftspeicher (s.u.) oder auch die Methanisierung im „Power to gas“-Konzept. Daher wird ein schrittweises Vorgehen empfohlen. Zunächst sollten die Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von Speichern allgemein verbessert, die Technologieentwicklung vorangetrieben und Demonstrationsprojekte initiiert werden.

Eine entsprechende gemeinsame Förderinitiative mit einem Gesamtvolumen von 200 Mio. € haben das Bundeswirtschaftsministerium, das Bundesumweltministerium und das Bundesforschungsministerium im Frühjahr 2011 gestartet. Die Initiative knüpft an laufende Forschungsprojekte an. So wird die Weiterentwicklung von Druckluftspeicherkraftwerken bereits durch gezielte Projekte unterstützt und beschleunigt. In einem vom Bundesumweltministerium geförderten Projekt werden Niedertemperatur-Druckluftspeicherkraftwerke zwischen fünf und 50 MW elektrischer Leistung mit interner Wärmenutzung und Wirkungsgraden zwischen 60 bis 65 % entwickelt. In einem weiteren Projekt (ADELE), das vom Bundeswirtschaftsministerium gefördert wird, soll ab 2013 ein solches Druckluftspeicherkraftwerk als Demonstrationsanlage mit einer Speicherkapazität bis zu 360 MWh und einer elektrischen Leistung bis zu 90 MW errichtet werden. Damit kann z. B. die Stromerzeugung von 40 Windenergieanlagen mit je 2 - 2,5 MW Leistung bei einer Windflaute für fünf Stunden ersetzt werden.

Parallel dazu soll eine **Speicher-Roadmap** entwickelt werden, die einen effizienten Pfad für den Aufbau der erforderlichen Speicherinfrastruktur sowie geeignete Fördermodelle aufzeigt. Die Förderung entsprechender Forschungsprojekte durch das Bundesumweltministerium ist in Vorbereitung. Auch die Möglichkeiten, perspektivisch das hohe und kostengünstige Speicherpotenzial in Skandinavien und in den Alpen zu nutzen, sollen verstärkt in den Blick genommen werden.

Um die **Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von Speichern** allgemein zu verbessern, sollen Stromspeicher künftig rechtlich nicht mehr als Letztverbraucher gelten. Anderenfalls würde zwischengespeicherter Strom sowohl bei der Einspeicherung als auch beim eigentlichen Letztverbraucher mit Stromsteuer, EEG-/KWKG-Umlage und Konzessionsabgabe belastet.

Ein erster Schritt für eine gezielte Speicherförderung stellt die vorgeschlagene Förderung für die **bedarfsgerechte Einspeisung von Strom aus Biogas** dar (s.o.). Auch die Maßnahmen zur verstärkten Nutzung der **Elektromobilität** im Rahmen des Nationalen Entwicklungsplans können wichtige Beiträge zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien leisten.

Von Bedeutung ist auch, wie vorhandene Speicher betrieben werden. Soweit z. B. Speicher vorrangig genutzt werden, um konventionell erzeugten Strom in nachfragestarke Zeiten zu verlagern, stehen sie für die Herausforderungen, die sich im Rahmen der Transformation der Stromversorgung hin zu einem System mit sehr hohen Anteilen (fluktuierender) erneuerbarer Energien stellen, nicht zur Verfügung. Auch hierzu sind vertiefte wissenschaftliche Untersuchungen erforderlich, die die derzeitige Praxis untersuchen und darauf abzielen, Rahmenbedingungen zu entwickeln, die einen Speichereinsatz im Sinne einer Optimierung des Gesamtsystems sicherstellen.

Die Ausführungen zu Speichertechnologien lassen sich wie folgt **zusammenfassen**:

- Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert mittel- bis langfristig Speicher.
- Speichertechnologien sind technisch teilweise noch nicht hinreichend ausgereift und zudem noch mit relativ hohen Kosten verbunden. Daher ist die Förderung einer breit angelegten Markteinführung derzeit nicht sinnvoll.
- Angesichts langer Vorlaufzeiten sind jedoch schon heute die Planungen für Speicher in Angriff zu nehmen und geeignete Voraussetzungen für den Bau und den Betrieb von Speichern zu schaffen. Dazu werden u. a. die Rahmenbedingungen für Speicher verbessert (z. B. Befreiung von Strom aus neuen Speichern von Netzentgelten), F&E-Projekte sowie Demonstrationsprojekte gefördert (u. a. ressortübergreifendes Speicherforschungsprogramm), die Regelungen im EEG für gespeicherten Strom verbessert und gezielte Anreize zur Erschließung der Speichermöglichkeiten von Biogasanlagen eingeführt. Darüber hinaus soll eine Speicher-Roadmap entwickelt werden.

Spezifische Aspekte von gasförmigen Speichermedien

Auch physikalisch/chemisch hergestellte Gase, insbesondere Wasserstoff und Methan, können künftig eine wichtige Speicherfunktion und damit einen Beitrag zur Transformation der Energieversorgung übernehmen. Ein Beispiel hierfür ist die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse unter Einsatz von Windenergiestrom (s.o.: „Power-to-gas“). Für gasförmige Speichermedien stellen sich spezifische vergütungsrechtliche Fragen, da sie aufgrund ihrer Beschaffenheit mit gasförmigen erneuerbaren Energien vergleichbar und somit ähnlich wie diese zur Stromerzeugung – getrennt oder auch gemischt in derselben Stromerzeugungseinheit – einsetzbar sind:

- Der Vergütungsanspruch für zwischengespeicherten EEG-Strom ist zwar im Grundsatz bereits heute in § 16 Absatz 3 EEG vorgesehen, allerdings enthält das EEG keine direkte Regelung zu den in diesen Fällen anwendbaren Vergütungssätzen. Daher scheint zur Vermeidung von in der Praxis auftretenden Rechtsunsicherheiten eine Klarstellung sinnvoll, wie sich die Vergütungssätze für Strom etwa aus dem Speichermedium Wasserstoff ermitteln. Hierbei sollte sich der Vergütungssatz für Strom aus einem gasförmigen Speichermedium an der Vergütung für Strom aus demjenigen erneuerbaren Energieträger orientieren, der mit Hilfe des gasförmigen Speichermediums zwischengespeichert wurde; ein unmittelbarer Anreiz für Investitionen in Zwischenspeicherungstechnologien (z.B. Elektrolyse, Methanisierungstechnik) folgt hieraus jedoch nicht. Für den Hauptanwendungsfall der Zwischenspeicherung von Windstrom in Form von Wasserstoff bedeutet dies, dass sich die Vergütung des aus dem „Wind-Wasserstoff“ erzeugten Stroms an den Vergütungssätzen für Strom aus Windenergie orientiert. Dies sollte sinngemäß auch für solche Fälle gelten, in denen Strom aus erneuerbaren Energien mit unterschiedlichen Vergütungssätzen zwischengespeichert wird, etwa bei einer anteiligen Speicherung von Strom aus Windenergie an Land und aus Windenergie auf See; in diesem Fall sollten die verschiedenen Vergütungssätze anteilig gelten.
- Zudem sollte klargestellt werden, inwieweit eine gemischte Stromerzeugung aus gasförmigen Speichermedien wie Wasserstoff einerseits und gasförmigen erneuerbaren Energieträgern wie etwa Biogas andererseits in derselben Stromerzeugungseinheit zulässig ist. Dies ist nach derzeitiger Rechtslage insbesondere in Bezug auf „Nawaro-Biogas“ (ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen und/oder Gülle erzeugtes Biogas) wegen des in diesen Fällen geltenden strengen Ausschließlichkeitsprinzips problematisch. Es sollte insoweit sichergestellt werden, dass der gemischte Einsatz von aus EEG-Strom erzeugtem „erneuerbarem“

Wasserstoff und anderen erneuerbaren Energien in derselben Stromerzeugungseinheit keinen Verstoß gegen das Ausschließlichkeitsprinzip darstellt. Angesichts der vorgeschlagenen Auflösung des bisherigen strengen Ausschließlichkeitsprinzips für Strom, der aus Nawaro erzeugt wurde (siehe hierzu Kapitel 3.3), wäre auch ein gemischter Einsatz von „erneuerbarem“ Wasserstoff und Nawaro-Biogas in einem solchen System zukünftig vergütungsrechtlich zulässig, ohne dass der – in diesen Fällen nur noch anteilige – Anspruch auf EEG-Rohstoffvergütung für Strom aus Nawaro verloren ginge.

- Schließlich können für gasförmige Speichermedien perspektivisch eigene Regelungen zur Stromerzeugung und zur Vergütung des so erzeugten Stroms sinnvoll sein. Entsprechende Vergütungsregeln könnten beispielsweise Speicherungsverluste berücksichtigen oder die Vergütung auch für Strom aus Speichermedien an bestimmte Wärmenutzungsanforderungen knüpfen. Solche Regelungen können grundsätzlich auch auf andere Speichermedien – beispielsweise Batteriespeicher – ausgedehnt werden. Da derzeit jedoch noch keine ausreichenden wissenschaftlichen Grundlagen für eine solche gesetzliche Regelung vorliegen, kommt kurzfristig nur eine Verordnungsermächtigung für die Formulierung von Rahmenbedingungen einer entsprechenden Speicherstromvergütung in Betracht. Parallel dazu sind sinnvolle Parameter für eine solche Regelung wissenschaftlich zu untersuchen.

Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG

- Einführung einer optionalen, gleitenden Marktprämie für Strom aus allen EEG-Anlagen;
- Erweiterung der Verordnungsermächtigung für die AusglMechV, um eine spätere Weiterentwicklung der AusglMechV in Richtung einer ökonomisch optimierten Vermarktung zu vereinfachen;
- Einführung einer Förderung für Biogasanlagen in Form einer Kapazitätskomponente, die einen Anreiz bietet, die Voraussetzungen für die Steuerbarkeit der Stromerzeugung zu schaffen; die Förderung beträgt jährlich 130 € je kW zusätzlich bereitgestellter Leistung über einen Zeitraum von zehn Jahren;
- Modifizierung des Grünstromprivilegs: Einführung eines Mindestanteils von 25 % fluktuierender erneuerbarer Energien.
- Weiterentwicklung beziehungsweise Klarstellung des Regelungsrahmens für die

Vergütung von Strom aus gasförmigen Speichermedien, wie insbesondere Wasserstoff, und Einführung einer Verordnungsermächtigung zur näheren Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für die Einspeisung und Vergütung von Strom aus Speichermedien.

Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG

- Weiterentwicklung der Zugangsbedingungen zum Regelenergiemarkt durch die Bundesnetzagentur mit dem Ziel, die Beteiligung der erneuerbaren Energien wie auch industrieller Verbraucher und Speicher zu verbessern;
- Entwicklung einer Speicher-Roadmap;
- Befristete Befreiung von Strom aus neuen Speichern von Netzentgelten;
- ressortübergreifendes Programm zur Speicherforschung bis hin zu Demonstrationsprojekten;
- Festlegung von Mindestanforderungen an die technische und betriebliche Flexibilität neuer Stromerzeugungsanlagen.

2.2 Netzintegration

Das Stromerzeugungs- und Verteilungssystem, so wie es heute in Deutschland existiert, wurde im Verlauf der letzten 100 Jahre aufgebaut und weist typische strukturelle Merkmale für den Einsatz von großen, verbrauchsnahe konventionellen Kraftwerken auf, wie z. B. eine zentrale Stromerzeugungsstruktur und eine Top-Down-Stromverteilung von der Hoch- zur Niederspannung. Durch den starken Zubau von bereits über 1 Mio. räumlich sehr viel stärker verteilten Stromerzeugungsanlagen der erneuerbaren Energien werden an das Stromnetz neue Anforderungen gestellt. War es bisher primär das 110 kV-Netz in einigen Regionen Norddeutschlands, das von Lastflussänderungen und regionalen Kapazitätsengpässen bei hoher Windstromeinspeisung betroffen war, ist es wegen des rasanten Zubaus von PV-Anlagen in bestimmten Regionen Süddeutschlands inzwischen auch das Nieder- und Mittelspannungsnetz, das zunehmend an Grenzen stößt und verstärkt werden muss.

Der angestrebte Ausbau der erneuerbaren Energien macht daher einen massiven Ausbau der Stromnetze auf allen Ebenen erforderlich, der den bestehenden Herausforderungen nicht nur quantitativ, sondern auch qualitativ („intelligente Netze“) gerecht werden muss. Die Ausgestaltung der notwendigen Transformation erfordert an vielen Stellen außerhalb des EEG Anpassungen am bestehenden Regelwerk für die Stromversorgung, vor allem im EnWG, in der StromNZV, im EnLAG sowie in nachgeordneten Verordnungen und technischen Anschlussbedingungen. Der Abschnitt „Netzintegration“ konzentriert sich auf das Einspeisemanagement und die technischen Anschlussbedingungen für erneuerbare Energien. Die Handlungsempfehlungen sind teilweise zusätzlich auch in den technologiespezifischen Kapiteln des Erfahrungsberichtes erwähnt.

2.2.1 Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Übertragungsnetzes

Von zentraler Bedeutung für den Ausbau der erneuerbaren Energien sind die zügige Modernisierung und der Ausbau des Stromnetzes. Insbesondere das Wachstum der Windenergie in den Küstenregionen macht die Planung und Umsetzung eines deutschen Overlay-Netzes erforderlich. Um den schleppenden Netzausbau zu beschleunigen, müssen die wirtschaftlichen Anreize und planerischen Instrumente des Netzausbaus verbessert werden. Dazu gehört insbesondere die Einführung einer Bundesfachplanung, um das Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, die Rechtssicherheit für Investitionen zu gewährleisten und die Akzeptanz für den Netzausbau durch ein transparentes

Entscheidungsverfahren zu erhöhen. Darüber hinaus ist der Regulierungsrahmen investitionsfreundlicher zu gestalten (z. B. t-2-Verzug, Anerkennung von Kosten für Forschung & Entwicklung).

Aufgrund der langen Realisierungszeiträume sowie der Korrelation zwischen langfristigen Zielen zum Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Netzausbaubedarf sollte der langfristige Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz (also auch der Bedarf für die Zeit nach 2020) bereits heute von den ÜNB angegangen und dies von der BNetzA auch anerkannt werden. Insofern ist im Rahmen der EnWG-Novelle sicherzustellen, dass bei der Aufstellung der 10-Jahrespläne das Zielnetz 2050 die wesentlichen Strukturen vorgibt und die 10-Jahrespläne die dafür notwendigen kurz- und mittelfristigen Realisierungsschritte entwickeln. In diesem Sinne ist für die Bewertung des volkswirtschaftlichen Optimums der Maßnahmen stets der Zeitraum bis 2050 das Hauptbewertungskriterium.

Die notwendigen umfangreichen Kapazitätserweiterungen sind nur durch einen sinnvollen und technisch innovativen Mix aus höherer Netzauslastung und –verstärkung sowie Leitungsneubau erreichbar. Eine innovative Strategie ist geboten, die sich an der Erzeugungsstruktur sowie der Übertragungstechnik des 21. Jahrhunderts orientiert. Hier bietet sich u. a. auch die Gleichstromtechnologie an. Mit der Gleichstromübertragung kann Strom problemlos über große Entfernungen (über 500 km) von Punkt zu Punkt und damit direkt in die Verbrauchszentren transportiert werden, ohne dass das restliche Netz hiervon beeinflusst wird. Der Netzausbau kann damit deutlich besser örtlich und zeitlich am notwendigen Bedarf ausgerichtet werden. Mit einem leistungsstarken Gleichstrom-Overlay-Netz könnte man z. B. auch Windenergie zu den Pumpspeicherwerken im Süden transportieren und dadurch die (kurzfristigen) Schwankungen der Windenergieerzeugung teilweise ausgleichen. Wie ein solches Overlaynetz ausgestaltet sein soll und welche Trassen als Pilottrassen benannt werden sollen, wird 2011 durch die Bundesregierung geprüft. Grundsätzlich werden die gesetzlichen Rahmenbedingungen hierfür bereits in der anstehenden EnWG-Novelle geschaffen. Ziel muss der Aufbau eines mehrpunktfähigen HGÜ-Overlaynetzes sein, das sich an den technischen Bedürfnissen des Zielnetzes 2050 orientiert.

Da im Einzelfall unklar ist, ob und ab wann sich eine Verpflichtung zum unverzüglichen Netzausbau auch auf vorgelagerte Netze erstreckt, soll in § 9 EEG klargestellt werden, dass die Verpflichtung zum unverzüglichen Netzausbau auch für die Betreiber übergeordneter Netze gilt, sofern die EEG-Einspeisung aus untergelagerten Netzen sonst ein Einspeisemanagement erzwingen würde.

Daraus folgen gegenseitige Auskunftspflichten und –rechte, um entsprechende Planungen vornehmen zu können. Dies soll eine strategische Netzplanung befördern.

Zur Optimierung des Netzausbaus auf See hat die Bundesregierung im Energiekonzept eine gesetzliche Regelung im EnWG noch für das Jahr 2011 angekündigt, die klare Rahmenbedingungen für die Cluster-Anbindung von Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee enthalten soll. Effizienz und Naturverträglichkeit werden dabei wesentliche Entscheidungskriterien sein. Cluster sollen darüber hinaus den modularen Ausbau eines Offshore-Netzes im europäischen Verbund ermöglichen. Damit können zu einem gewissen Maße auch freie Anschlusskapazitäten vorgehalten werden, was die Netzanbindung neuer Windparks deutlich beschleunigen kann.

Bei der zukünftigen Anbindung von Offshore-Windparks ist die Errichtung eines europäischen Offshore-Netzes mitzudenken. Dabei ist auch die Frage zu beantworten, wie bei Störung einer Anschlussleitung die Ableitung des Stroms gesichert werden kann und welche Haftungsregelungen gelten. Darüber hinaus müssen europaweite technische Standards geschaffen werden, die es erlauben, die unterschiedlichen europäischen Offshore-Netzbereiche miteinander zu verbinden.

Innerhalb der „Ständigen Gesprächsplattform zukunftsfähige Netze“ hat die Bundesregierung eine eigene Arbeitsgruppe „Netzanbindung von Offshore-Windparks“ unter Leitung des BMU eingerichtet. Die Arbeitsgruppe spricht sich für eine Weiterentwicklung der Netzanbindung von Offshore-Windparks und den Aufbau eines Nordsee-Netzes aus und kommt in diesem Zusammenhang zu folgenden Ergebnissen:

1. Im Grundsatz ist ein sogenannter Systemansatz zu verfolgen (losgelöst vom Einzelwindpark). Dies wird u. a. durch das Energiekonzept, die dena-Netzstudie II und die Weiterentwicklung des Positionspapiers der BNetzA gestützt.
2. Dem Systemansatz ist ein übergeordneter Betrachtungsansatz (Masterplan o.ä.) zugrunde zu legen, der Rechtsverbindlichkeit erlangt (Raumordnungsplan, EnWG). Die Arbeitsgruppe ist sich darin einig, dass das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie für die Erstellung des Masterplans infrage kommt. Die Erarbeitung des Masterplans muss in die Fortschreibung der Raumordnungspläne für Nord- und Ostsee einfließen und spätestens 2012 abgeschlossen werden. Diese Aufgabe kann das BSH nur mit entsprechenden Personalressourcen erfüllen.
3. Notwendig ist eine zeitliche und räumliche Steuerung der Offshore-Entwicklung. Der Netzanschluss der Cluster in der sogenannten 1. und 2. Reihe hat Priorität.
4. Die noch offenen Fragen zur technischen Ausgestaltung des Gesamtsystems sind im weiteren Prozess zu prüfen (u. a. Prüfung der Option 16 2/3 Herz, Verbindung der

Cluster untereinander sowie mit den Anrainerstaaten). Insofern muss bei einer Änderung des § 17 Abs. 2a EnWG eine technologische Offenheit sichergestellt werden. Dies kann ggf. über eine Verordnungsermächtigung erfolgen.

5. Bis zur Veröffentlichung der überarbeiteten Raumordnungspläne Ende 2012 darf der Spielraum für den Gesamtansatz nicht zu stark eingeschränkt werden. Gleichzeitig darf aber die aktuelle Entwicklung nicht behindert werden. Insofern bedarf es einer Art Veränderungssperre für die möglichen Kabelkorridore, die heute in ihrer Struktur erkennbar sind.

2.2.2 Einspeisemanagement

Nach § 11 EEG können Netzbetreiber die an ihr Netz angeschlossenen EE-Anlagen abregeln, sofern die Netzkapazität ansonsten überlastet wäre (Einspeisemanagement). Voraussetzung ist, dass die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird. Nach § 12 EEG (Härtefallregelung) müssen die Netzbetreiber für den abgeregelten Strom eine Kompensation zahlen, die den entgangenen Vergütungen entspricht. Die Kosten können auf die Netzentgelte umgelegt werden.

Nach einer aktuellen Untersuchung von ecofys im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie führten 2009 7 von 237 Netzbetreibern, an deren Netze Windenergieanlagen angeschlossen waren, Einspeisemanagement durch. Betroffen waren ausschließlich nord- und ostdeutsche Netzgebiete, also jene Regionen, in denen der Windstromanteil besonders hoch ist.

Insgesamt wurden 53 bis 89 GWh abgeregelt, was einem Anteil von 0,1 bis 0,2% an der 2009 insgesamt eingespeisten Strommenge aus Windenergie entspricht. In einzelnen Regionen betrug die Ausfallarbeit allerdings mehr als 15 Prozent der eingespeisten Windenergie. Die Ursachen für das Einspeisemanagement lagen nicht im Übertragungsnetz, sondern in den nachgelagerten Netzebenen. Je nach Netzbetreiber waren bis zu 42 Prozent der installierten Windleistung betroffen.

Obwohl sich die betroffenen Netzbetreiber bemühten, die bestehenden Netzengpässe im Verteilnetz zu überwinden, stieg die durch das Einspeisemanagement abgeregelte Strommenge aus Windenergieanlagen von 2004 bis 2009 auf das 7-fache an. Einzelne Netzausbaumaßnahmen an kritischen Stellen im Netz könnten große Wirkung entfalten und diesen Trend abschwächen. Dennoch dürfte das Einspeisemanagement mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien weiter an Bedeutung gewinnen, weil es zunehmend zu

Netzengpässen kommen wird. Vor diesem Hintergrund kommt es darauf an, die Regelungen zum Einspeisemanagement so weiterzuentwickeln, dass einerseits tatsächlich eine möglichst große Strommenge aus erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, und andererseits ein effizienter und stabiler Netzbetrieb jederzeit möglich ist. In diesem Sinne sind folgende Maßnahmen vorgesehen:

- Die Regelung in § 11 EEG stellt eine *lex specialis* zu den Bestimmungen des energiewirtschaftlichen Engpassmanagements nach § 13 EnWG dar. Die beiden Regelungen sind allerdings unzureichend aufeinander abgestimmt. Die gegenseitigen Verweise sind verwirrend, in sich nicht stimmig und bergen die Gefahr von Missverständnissen. Die Stufenfolge des von den Netzbetreibern geforderten Handelns zur Vermeidung und Behebung von Engpasssituationen ist nicht eindeutig genug bestimmt. Daher bedarf es einer ausdrücklichen Regelung in § 13 Abs. 2 EnWG, dass Anpassungen der Einspeisung aus EE-Anlagen nur zulässig sind, wenn die Anpassung der Einspeisung aus konventionellen Anlagen nicht möglich ist, ohne die Sicherheit des Systems der Elektrizitätsversorgung zu gefährden. Dies soll ein Unterlaufen des Vorrangs von erneuerbaren Energien in Engpasssituationen verhindern. Dies sehen bereits die europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG und die hierauf Bezug nehmende Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG vor.
- Werden Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf Grund von Netzengpässen geregelt, sollen sie zukünftig immer nach § 12 EEG entschädigt werden. Damit soll ausgeschlossen werden, dass Netzbetreiber Anlagen nach § 13 Abs. 2 EnWG drosseln, um die Entschädigungszahlungen zu umgehen. Auch behalten Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ihre zivilrechtlichen Haftungsansprüche gegenüber dem Netzbetreiber, sofern von ihnen unzulässigerweise eine Drosselung der Einspeiseleistung verlangt wurde. Der Haftungsausschluss nach § 13 Abs. 4 EnWG für Folgeschäden soll diesen Schadenersatzanspruch ausdrücklich unberührt lassen.
- Es muss davon ausgegangen werden, dass der Netzausbau auch künftig nicht in dem erforderlichen Maß vorankommen wird. Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, dass mögliche künftige Netzrestriktionen schon bei der Planung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien berücksichtigt werden können. Dazu sollen Netzbetreiber verpflichtet werden, in einer Mittelfristprognose (5 Jahre) Szenarien über die mögliche Entwicklung von Maßnahmen des Einspeisemanagements zu veröffentlichen. Diese Prognose soll alle zwei Jahre aktualisiert werden.
- Die Regelungen zum Einspeisemanagement stehen in einem Spannungsverhältnis zum Grundprinzip der vorrangigen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien. Damit das Vorrangprinzip auch weiterhin zur Geltung kommt, muss

sichergestellt sein, dass das Einspeisemanagement und die Härtefallregelung tatsächlich nur im Fall von kapazitätsbedingten Netzengpässen eingesetzt werden. Dazu soll klargestellt werden, dass Netzengpässe im Sinne dieser Regelungen nur dann vorliegen, wenn sie durch Strom aus EEG-Anlagen, KWK-Anlagen oder netztechnisch notwendigen sonstigen konventionellen Kraftwerken entstehen. Zudem soll das Einspeisemanagement für alle Beteiligten mit einem Höchstmaß an Transparenz erfolgen. Daher sollen Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien künftig spätestens am Vortag vom Netzbetreiber über erwarteten Zeitpunkt, Umfang und Dauer des Einspeisemanagements informiert werden. Mit den vorliegenden Informationen können im Übrigen auch die für Gewässernutzer skizzierten Risiken im Zusammenhang mit der Regelung von Wasserkraftanlagen (vgl. Kapitel 3.1) reduziert werden. Wasserkraftanlagenbetreiber haben dann die Möglichkeit, Gewässernutzer frühzeitig über eine Änderung der Abflussverhältnisse, die im Zusammenhang mit einer Regelung der Einspeiseleistung eintritt, zu warnen.

- Darüber hinaus werden Netzbetreiber verpflichtet, einheitlich aufgebaute Datensätze aufgeschlüsselt nach Energieträgern für jeden Einsatz von Einspeisemanagement im Internet sowie bei der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Die BNetzA wird hierzu ein zentrales Register führen. Die zurzeit von Netzbetreibern im Internet veröffentlichten Angaben zu Einsätzen des Einspeisemanagements dienen allein betroffenen Anlagenbetreibern, ausgefallene EEG-Vergütungszahlungen zu berechnen und beim Netzbetreiber in Rechnung zu stellen. Die Angaben erlauben es unabhängigen Dritten nicht, die Menge der nicht eingespeisten Leistung und die geleisteten Entschädigungszahlungen zu berechnen. Das Einspeisemanagementregister soll hier für mehr Transparenz sorgen.
- Nach § 8 Abs. 3 EEG können Netzbetreiber mit Betreibern von EE-Anlagen zur besseren Integration der Anlage ins Netz vertraglich vereinbaren, von der Vorrangregelung abzuweichen. Kosten die hierdurch entstehen, können nach § 15 EEG auf die Netzentgelte umgelegt werden. Diese Kosten unterliegen zwar nach § 15 Absatz 2 der Prüfung durch die Bundesnetzagentur, allerdings ist der Prüfungsmaßstab hierfür derzeit unklar. Um einen Missbrauch der Regelungen zu Lasten der Netzentgelte zu verhindern, soll klargestellt werden, dass Kosten nur umgelegt werden können, wenn sie im Hinblick auf die Zielerreichung nach § 1 EEG wirtschaftlich angemessen sind.
- Photovoltaikanlagen ab 100 kW installierter Leistung werden ins Einspeisemanagement nach §6 EEG einbezogen, wie es auch ursprünglich beabsichtigt war. Hier bestehen derzeit Unklarheiten, da nicht die Gesamtanlage, sondern das einzelne Modul als Anlage i. S. d. Gesetzes gilt. Dies wird klargestellt. Alle Bestandsanlagen müssen mit einer Übergangsfrist von 6 Monaten nachgerüstet

werden. Eine Entschädigung von entstehenden Kosten der Nachrüstung ist nicht vorgesehen, da die Kosten zumutbar sind. Darüber hinaus ist vorgesehen, alle Anlagen ab 30 kW mit einer Einrichtung zur Abregelung nach § 6 Nr. 1 lit. a EEG verpflichtend auszurüsten, so dass sie in ein neu zu schaffendes, vereinfachtes Einspeisemanagement einbezogen werden können. Mit einer angemessenen Übergangsfrist von 2 Jahren sollen auch Bestandsanlagen ab dem Jahr 2009 einbezogen werden.

- Für Anlagen unter 30 kW soll eine Option vorgesehen werden, am vereinfachten Einspeisemanagement teilzunehmen. Für Anlagen, die diese Option nicht nutzen wollen, soll geprüft werden, durch welche intelligente Lösung Einspeisespitzen im Netz reduziert werden können und damit der Netzausbaubedarf gesenkt werden kann. Mit Blick auf die Kosten ist es unsinnig, die Netzinfrastruktur auf die maximale Einspeisung auszulegen, obwohl diese nur in wenigen Stunden des Jahres auftritt. Hier ist ein wirtschaftlich sinnvolles Optimum anzustreben. Dazu ist auch eine „Kappung“ der bei der Photovoltaik sehr seltenen Leistungsspitzen vorgesehen, indem die Einspeisung am Netzanschlusspunkt auf 70 % der maximalen Modulleistung begrenzt wird. Dies wäre mit einem Verlust von nur etwa 2 % des erzeugten elektrischen Stroms verbunden, würde aber den Netzausbaubedarf deutlich reduzieren bzw. bei gegebenem Netz die Installation einer um gut 40% höheren Kapazität an PV-Anlagen ermöglichen (siehe auch Kap. 3.6.3).
- Da das Einspeisemanagement künftig weiter an Bedeutung gewinnen wird, muss geregelt werden, nach welchen Kriterien die Abregelung innerhalb der erneuerbaren Energien erfolgen soll. Hierzu bedarf es einer Verordnungsermächtigung im EEG.
- Die Häufigkeit der Anwendung des Einspeisemanagements in einer Region ist ein Indiz für die Leistungsfähigkeit des jeweiligen Netzes und der vorausschauenden Netzausbauplanung. Ein Anreiz für einen bedarfsgerechten Ausbau der Netze kann über das Qualitätselement der Anreizregulierung (ARegV Abschnitt 4) gegeben werden. Dies erhöht die Erlösobergrenze, sofern die Netzzuverlässigkeit oder die Netzleistungsfähigkeit eines Verteilnetzes eine vorgegebene Kennzahl übertrifft. In diesem Kontext ist die Netzleistungsfähigkeit - die Fähigkeit, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen - von Bedeutung. In die Messung der Netzleistungsfähigkeit kann nach ARegV § 20 Abs. 5 die Häufigkeit und Dauer eines Einspeisemanagements nach EEG eingehen. Für einen Netzbetreiber, der häufiger ein Einspeisemanagement anwendet, würde dann eine geringere Erlösobergrenze gelten. Bisher wurde das Qualitätselement von der Bundesnetzagentur aufgrund fehlender Daten noch nicht angewandt. Insofern ist die BNetzA in § 20 ARegV Abs. 5 zum Aufbau einer hinreichend belastbaren Datenbasis, mit der die Häufigkeit und

Dauer des Einspeisemanagements nach dem EEG als Kennzahl für die Bewertung der Netzleistungsfähigkeit herangezogen werden kann, zu verpflichten.

- Die Gleichbehandlung des Vorrangs von EEG-Strom und KWKG-Strom wurde bislang gesetzlich nicht konsequent umgesetzt. Es fehlt insbesondere an mit § 6 EEG vergleichbaren, spezifisch auf die KWK zugeschnittenen Anforderungen zur ferngesteuerten Regelbarkeit der Stromeinspeisung durch die Netzbetreiber. Wichtig wären solche nicht nur für Neu-, sondern vor allem auch für Bestandsanlagen (wie es in § 66 EEG für EE-Anlagen vorgesehen ist). Auf Grund der insofern derzeit lückenhaften Rechtslage besteht im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements die Gefahr, dass EEG-Strom praktisch in die Rolle der Nachrangigkeit gegenüber KWKG-Strom gerät. Auch die Regeln zur Entschädigung nach § 12 EEG sollen auf KWK-Anlagen übertragen werden.
- Derzeit kann nicht ausgeschlossen werden, dass mit der Anwendung des Einspeisemanagements auch Risiken für Gewässernutzer einhergehen. Außerdem werden unerwünschte ökologische Auswirkungen befürchtet. Deshalb sollte klargestellt werden, dass Wasserkraftanlagenbetreiber durch das EEG nicht verpflichtet werden dürfen, gegen wasserrechtliche Vorgaben zu verstoßen. Wenn aufgrund anderer rechtlicher Vorgaben eine Erfüllung der Anforderungen nach den §§ 6 und 11 nicht möglich ist, sollten bestehende Wasserkraftanlagen vom Einspeisemanagement, nicht aber von der Vergütung ausgeschlossen werden.

2.2.3 Technische Anschlussbedingungen

Im EEG bestehen für EE-Anlagen eine Reihe von Vorgaben zu Anschlussbedingungen sowie technischen und betrieblichen Einrichtungen. Diese sind für einen stabilen Netzbetrieb von erheblicher Bedeutung und sollen künftig als Voraussetzung für die Gewährung einer EEG-Vergütung festgelegt werden. Folgende Änderungen werden empfohlen:

- Die Anforderungen aus der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) gelten auch künftig als Voraussetzung für die Gewährung der EEG-Vergütung. Der dafür bisher gezahlte SDL-Bonus entfällt ab 1. Januar 2012 für Neuanlagen.
- Die Bundesnetzagentur soll ermächtigt werden, die technischen Anforderungen an den Netzanschluss für Anlagen der erneuerbaren Energien in einem Konsultationsverfahren weiterzuentwickeln. Das Nebeneinander von gesetzlichen und nicht-gesetzlichen technischen Anforderungen (VDE-Anwendungsregeln) sollte dabei nach Möglichkeit überwunden werden. Deshalb sollen die Anforderungen mittelfristig wieder ausschließlich auf der Grundlage des EnWG festgelegt werden.

- Alle neuen EE-Anlagen ab 100 kW bzw. bei Photovoltaik ab 30 kW (s. nächster Punkt) sollen mit technischen Einrichtungen ausgestattet werden, auf die Netzbetreiber zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung zugreifen können. Derzeit ist alternativ auch eine betriebliche Einrichtung zulässig. Darüber hinaus sollen nach einer Übergangsfrist auch Bestandsanlagen nachgerüstet werden.
- Erheblicher Handlungsbedarf bei den technischen Anschlussbedingungen besteht aufgrund des rasanten Wachstums bei der Photovoltaik. So soll sich der Anwendungsbereich des § 6 EEG auch auf PV-Anlagen erstrecken, so dass auch diese in das Einspeisemanagement nach § 11 EEG einbezogen werden. Dringender Handlungsbedarf besteht weiterhin, weil PV-Anlagen derzeit so ausgelegt sind, dass alle Anlagen – wie in der bisherigen Niederspannungsrichtlinie des BDEW gefordert - bei einer Netzfrequenz von 50,2 Hz gleichzeitig vom Netz gehen. Dies kann zu einem Netzausfall führen. Detailliert wird auf die Netzintegration der Photovoltaik im Kapitel 3.6 eingegangen.
- Die Nachrüstung mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Abregelung nach § 6 EEG sollte als Maßnahme zur Modernisierung einer Wasserkraftanlage anerkannt werden.

Schließlich erscheint es angesichts der Bedeutung technischer Anforderungen zweckmäßig, diese künftig systematischer weiterzuentwickeln. Die Aktualisierung der Anschlussbedingungen sollte fortlaufend durch ein Fachgremium der relevanten Akteure erfolgen („Road-Map technische Anschlussbedingungen“) und anschließend nach einer Konsultation durch die BNetzA als Festlegung für verbindlich erklärt werden.

Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG

- Abstimmung von § 11 EEG und § 13 EnWG mit dem Ziel, Rechtssicherheit für Anlagen- und Netzbetreiber zu schaffen und den Vorrang der erneuerbaren Energien sowie der KWK auch im EnWG zu verankern.
- Verordnungsermächtigung im EEG zur Regelung der Abschaltreihenfolge im Rahmen des Einspeisemanagements aufnehmen;
- Einrichtung eines Einspeisemanagementregisters bei der BNetzA;
- Einbeziehung der Photovoltaik ins Einspeisemanagement (im Detail siehe Kapitel 3.6).

Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG

- Einführung einer Bundesfachplanung für den Netzausbau.
- Änderung des § 17 Abs. 2a EnWG mit dem Ziel des Aufbaus eines Offshore-Netzes sowie Clusteranbindungen für Offshore-Anlagen, Grundlage soll ein durch das BSH zu erarbeitender Masterplan „Offshore-Netz“ sein, der durch die Raumordnung abgesichert wird.
- Schaffung der rechtlichen Rahmenbedingungen im EnWG zum Aufbau eines Overlay-Netzes.
- Erarbeitung einer Roadmap zur Weiterentwicklung der Netzanschlussbedingungen (siehe auch Sicherstellung der Netzsicherheit bei Frequenzabweichungen).
- Anerkennung von Investitionsbudgets auf Basis von Plankosten und unmittelbare Berücksichtigung bei Erlösobergrenzen.
- Anerkennung der tatsächlichen Fremdkapitalkosten in der Stromnetzentgeltverordnung.
- Anerkennung von Kosten für Forschung & Entwicklung im Rahmen von Investitionsbudgets.

3 Technologiespezifische Betrachtungen

Vorbemerkung zur Vorgehensweise

Ein Kernelement der Analyse der verschiedenen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien ist die Berechnung von **Stromgestehungskosten**. Dazu wurden umfangreiche Befragungen bei Anlagenbetreibern durchgeführt, die mit veröffentlichten Kostendaten und Erfahrungswerten abgeglichen wurden.

Die Kalkulation der durchschnittlichen Stromgestehungskosten der Anlagen erfolgt mittels der in der Praxis üblichen dynamischen Investitionsrechnung. Die Ermittlung erfolgte auf nominaler Basis, wobei die Berechnungsmethodik gemäß den Vorgaben der VDI-Richtlinie 2067 („Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. Grundlagen- und Kostenberechnung“) aufgebaut und eine Inflationsrate von 2 % pro Jahr einbezogen wurde. So ist eine direkte Vergleichbarkeit der Stromgestehungskosten mit den EEG-Vergütungssätzen, die ebenfalls als nominale Größen ausgewiesen sind, gewährleistet. In der grafischen Darstellung sind somit die nominalen Stromgestehungskosten den nominalen Vergütungssätzen gegenüber gestellt. Die der Kostenrechnung zugrunde gelegten Modellfälle entsprechen dabei in ihrer Differenzierung den Vergütungskategorien des EEG. Zudem wurde der Ansatz so gewählt, dass die kalkulatorische Nutzungsdauer der Anlagen dem jeweiligen Vergütungszeitraum entspricht. Da sich das Investitionsrisiko der einzelnen Technologien deutlich unterscheidet, werden für die Finanzierung entsprechend unterschiedliche Eigenkapitalanteile angesetzt. Aber auch die Renditeerwartungen in Form der Eigenkapitalverzinsung hängen sehr stark vom jeweiligen Risiko ab. Um dies einerseits angemessen zu berücksichtigen und andererseits die nötige Transparenz zu schaffen, wurde jeweils ein individueller Kalkulationszinssatz aus den nach Finanzierungsanteilen gewichteten Zinssätzen für Eigenkapital und Fremdkapital errechnet und für die einzelnen Sparten ausgewiesen. Die ausgewiesenen Stromgestehungskosten beinhalten also technologiespezifische Eigenkapitalrenditen.

Energiedaten für den Erfahrungsbericht entstammen überwiegend der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) und der Bundesnetzagentur. Auf Grund unterschiedlicher Methodiken ist es möglich, dass es bei diesen Daten zu Abweichungen gegenüber Daten aus den wissenschaftlichen Vorhaben zum Erfahrungsbericht (s. Kap. 7, Quellenverzeichnis) kommt. Alle energetischen Daten im Bericht basieren auf der Grundlage der Datenverfügbarkeit zum März 2011.

3.1 Wasserkraft (§ 23 EEG)

3.1.1 Derzeitige Regelungen (EEG 2009)

Bei der Vergütung von Wasserkraftstrom wird unterschieden zwischen Anlagen bis 5 MW und Anlagen größer als 5 MW. Ebenso wird differenziert zwischen Anlagen, die neu gebaut wurden, und solchen, die modernisiert wurden. Dabei wird bei modernisierten Anlagen größer als 5 MW nur die Stromerzeugung aus der zusätzlich installierten Leistung vergütet. Mit dem Ziel der Vereinheitlichung und Vereinfachung wurde im EEG 2009 die Vergütungsdauer für die Stromerzeugung aus Wasserkraft bis 5 MW von zuvor 30 Jahren auf 20 Jahre reduziert. Im Gegenzug wurden die Vergütungssätze angehoben. Zusätzlich wurde für Strom aus neuen Wasserkraftanlagen eine neue Leistungsklasse von 0,5 MW bis 2 MW eingeführt, um die Spreizung der Stromgestehungskosten zwischen Anlagen im unteren und oberen Leistungsbereich besser abbilden zu können. Im Leistungssegment über 5 MW wurden u. a. die Vorgabe einer im Modernisierungsfall mindestens zu erreichenden Leistungserhöhung sowie die obere Leistungsgrenze von 150 MW aufgehoben. Dagegen wurde der Vergütungszeitraum von 15 Jahren hier beibehalten und insoweit auf eine Vereinheitlichung verzichtet. Auch bei der Degression wird weiterhin differenziert: Anlagen bis 5 MW unterliegen keiner Degression, für Anlagen über 5 MW beträgt die Degression 1 % pro Jahr. Die ökologischen Anforderungen für Wasserkraftanlagen wurden mit dem neuen EEG erweitert und konkretisiert; sie sind für alle Leistungsklassen bindend. Als Nachweis für den guten ökologischen Zustand wurde neben der wasserrechtlichen Zulassung die Möglichkeit der Bescheinigung durch einen Umweltgutachter oder durch die zuständige Wasserbehörde neu aufgenommen.

Die Erzeugung aus **Speicherkraftwerken** ist nach § 23 (5) 1 EEG von der Vergütung ausgenommen. Dabei ist die Unterscheidung zwischen Lauf- und Speicherwasserkraftwerke in der Praxis nicht immer eindeutig darstellbar. Beide Wasserkraftwerkstypen werden ausschließlich durch natürlichen Zufluss gespeist. Die Stromerzeugung in einem Laufwasserkraftwerk zeichnet in etwa den Tagesgang des abfließenden Wassers nach. Speicherkraftwerke können Abflussspitzen nivellieren oder bedarfsgerecht Strom einspeisen.

Mit dem EEG 2009 wurden Wasserkraftanlagen erstmalig verpflichtet, am **Einspeisemanagement** teilzunehmen. Die Verpflichtung gilt für alle Erneuerbaren-Energien-Anlagen (außer PV) und ist an den Vergütungsanspruch gekoppelt. Hierfür haben Anlagenbetreiber eine betriebliche oder technische Einrichtung vorzuhalten, damit

Netzbetreiber die Einspeiseleistung reduzieren können. Neue Wasserkraftanlagen und modernisierte Anlagen sind seit 1.1.2009 und Bestandsanlagen seit 1.1.2011 von der Verpflichtung erfasst, am Einspeisemanagement teilzunehmen.

Tab. 3-1: Vergleich der durchschnittlichen Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftanlagen nach EEG 2004 und 2009

Durchschnittliche Vergütungssätze in ct/kWh für die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftanlagen				
Mit Blick auf die Vergleichbarkeit ist jeweils Inbetriebnahme in 2009 unterstellt.				
	EEG 2004		EEG 2009	
	Vergütungsdauer		Vergütungsdauer	
	<ul style="list-style-type: none"> für Anlagen ≤ 5 MW: 30 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr für Anlagen > 5 MW: 15 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr 		<ul style="list-style-type: none"> für Anlagen ≤ 5 MW: 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr für Anlagen > 5 MW: 15 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr 	
Anlagenleistung	Neuanlage	Modernisierte Anlage	Neuanlage	Modernisierte Anlage
500 kW	9,67	9,67	12,67	11,67
2 MW	7,41	7,41	9,66	9,41
5 MW	6,95	6,95	8,45	8,95
20 MW	6,08		6,08	

Tab. 3-2: Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 für Strom aus Wasserkraft (§ 23).

	Staffelung der Mindestvergütung für das Inbetriebnahmejahr 2009	Vergütungszeitraum	Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen
Neubau bis einschließlich 5 MW	bis einschl. 500 kW: 12,67 ct/kWh bis einschl. 2 MW: 8,65 ct/kWh bis einschl. 5 MW: 7,65 ct/kWh	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	keine
Modernisierung bis einschließlich 5 MW	bis einschl. 500 kW: 11,67 ct/kWh bis einschl. 5 MW: 8,65 ct/kWh	20 Jahre zzgl. Modernisierungsjahr	keine
Anlagen ab 5 MW: Neubau und Modernisierung (bei Modernisierung für den Anteil der zusätzlich generierten Stromerzeugung)	für den jeweiligen Leistungsanteil bis einschl. 500 kW: 7,29 ct/kWh bis einschl. 10 MW: 6,32 ct/kWh bis einschl. 20 MW: 5,80 ct/kWh bis einschl. 50 MW: 4,34 ct/kWh Ab 50 MW: 3,50 ct/kWh	15 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr 20 Jahre zzgl. Modernisierungsjahr	1 % p.a.
Besondere Anforderungen	<ul style="list-style-type: none"> Vergütung nur für Laufwasserkraft Nachweis eines guten ökologischen Zustands oder einer wesentlichen Verbesserung des bisherigen Gewässerzustands durch Vorlage der Nutzungszulassung bzw. einer Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde oder eines Umweltgutachters. Eine wesentliche Verbesserung ist in der Regel durch Verbesserungen in folgenden Bereichen erreichbar: Stauraumbewirtschaftung, Biologische Durchgängigkeit, Mindestwasserabfluss, Feststoffbewirtschaftung, Uferstruktur, Anlegung von Flachwasserzonen, Gewässeralt- oder Seitenarmanbindung 		

3.1.2 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

In Deutschland wurden im Jahr 2009 in etwa 7.400 Wasserkraftanlagen betrieben. Davon sind 6.848 Anlagen vergütungsfähige Anlagen, 6.431 Anlagen haben eine **EEG-Vergütung** in Anspruch genommen. Während im Jahr 2008 ein deutlicher Rückgang der Zahl von Neuinbetriebnahmen und modernisierten Anlagen zu verzeichnen war, haben sich die Zubauzahlen 2009 wieder erholt. Dies legt den Schluss nahe, dass Investoren den Zeitpunkt der Inbetriebnahme ihrer Anlagen mit Blick auf erwartete Vergütungserhöhungen im EEG 2009 bewusst in das Jahr 2009 verschoben haben. Eine Vergütung nach EEG 2009 erhielten lediglich 620 der vergütungsfähigen Anlagen. 4880 Anlagen, also die überwiegende Mehrzahl der Anlagen beansprucht weiterhin eine Vergütung nach dem EEG 2000. 511 der 620 Anlagen (82 %), die im Jahr 2009 eine Vergütung nach EEG 2009 erhielten, sind Bestandsanlagen der Leistungsklasse bis 500 kW installierter Leistung, die nach dem 31.12.2008 modernisiert wurden. Einen Anspruch auf Vergütung nach EEG 2009 erhalten dabei nur die Anlagen, die nach der Modernisierung eine wesentliche ökologische Verbesserung nachweisen können. Die hierfür durchgeführten Maßnahmen dienen in der Mehrzahl der Herstellung der biologischen Durchgängigkeit.

Die Technologie zur Nutzung von Wasserkraft zur Stromerzeugung ist im Gegensatz zu anderen regenerativen Energien ausgereift. Hier können also keine Kostensenkungspotenziale im Sinne einer Lernkurve erschlossen werden. Dies ist mit ein Grund für den Verzicht auf eine **Degression** der Vergütungssätze bei Anlagen bis 5 MW. Insgesamt wird die Kostenentwicklung im Wesentlichen von Rohstoffpreisen und Baukosten bestimmt. Durch die ökologischen Anforderungen der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie, die mittlerweile insb. durch das Wasserhaushaltsgesetz in nationales Recht umgesetzt wurden, steigen die Kosten für den Bau von Wasserkraftanlagen. In diesem Zusammenhang ist allerdings darauf hinzuweisen, dass bereits vor Inkrafttreten des neuen WHG in einer Reihe von Ländern Vorschriften zu entsprechenden Anforderungen existierten, die den verbindlichen Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie Rechnung getragen haben.

Das **Potenzial** der Wasserkraft zur Stromerzeugung gilt als weitgehend ausgeschöpft. Über Zubaumaßnahmen, insbesondere über die Modernisierung und den Ausbau bereits bestehender Anlagen oder den vereinzelt Neubau an bestehenden Querbauwerken ist aber langfristig eine Steigerung der Stromerzeugung um bis zu 15 % möglich [4].

Heute existieren in Deutschland zahlreiche **Speicheranlagen** insbesondere an mittelgroßen und kleinen Gewässern, die aufgrund anderer Nutzungen (Trink- und Brauchwasserspeicher,

Hochwasserschutz etc.) errichtet wurden. An diesen Speichern sind durch den Zubau von neuen Wasserkraftanlagen oder durch die Erweiterung bestehender Wasserkraftanlagen Zubaupotenziale realisierbar. Das mögliche Zubaupotenzial lässt sich nicht genau spezifizieren. Bei den bisher noch nicht oder nur unzureichend genutzten Speicherkraftwerksstandorten ist davon auszugehen, dass deren Nutzung ohne unterstützende Maßnahmen, wie beispielsweise das EEG, nicht wirtschaftlich möglich ist. Die Kostenstruktur für Bau und Betrieb entspricht überschlägig derjenigen von Laufwasserkraftwerken, die Erweiterungs- bzw. Modernisierungsmaßnahmen durchführen.

Die Kosten für die Nachrüstung einer Einrichtung zur Fernsteuerung (**Einspeisemanagement**) gerade an kleinen Bestandsanlagen sind unverhältnismäßig hoch. Dabei können neben sogenannten technischen auch betriebliche Einrichtungen gewählt werden, die verhältnismäßig geringe Kosten verursachen. Zu der Frage, welche betrieblichen Einrichtungen ein Netzbetreiber anerkennen muss, hat die EEG-Clearingstelle eine von den Branchen getragene Empfehlung verabschiedet [5]. In diesem Zusammenhang ist zu unterstreichen, dass Wasserkraftanlagen auch unabhängig von § 11 EEG vom Netz getrennt werden können, wenn eine Gefährdung des Netzes vorliegt. Es entsteht also durch § 11 EEG kein neuer Risikotatbestand. Die 2009 registrierte, sehr geringe Anzahl an Einspeisemanagement-Anwendungen in Netzregionen mit hoher Wasserkraftanlagendichte lässt die Wahrscheinlichkeit als sehr gering erscheinen, dass Wasserkraftanlagen in Zukunft in einem relevanten Maß vom Einspeisemanagement betroffen sein werden. Gleichwohl ist den Auswirkungen auf Gewässernutzer und die Gewässerökologie Rechnung zu tragen.

Die durchschnittliche **EEG-Vergütung** für Strom aus Wasserkraft ist von 2007 bis 2009 von 7,53 auf 7,83 ct/kWh leicht gestiegen. Dies ist ein Indiz dafür, dass die durch das EEG gesetzten Anreize für Modernisierung, Erweiterung und Neubau greifen. Alte, nicht modernisierte Anlagen bis 5 MW erhalten mit 7,67 ct/kWh eine deutlich niedrigere Vergütung als dies nach einer Modernisierung der Fall ist. So kann gemäß EEG 2009 eine Anlage bis 500 kW nach einer Modernisierung eine Vergütung von 12,67 ct/kWh erreichen. Trotz der im EEG 2009 vorgenommenen Erhöhungen ist die Wasserkraft aber nach wie vor die kostengünstigste erneuerbare Energie.

Die ökologischen Anforderungen im neuen Wasserhaushaltsgesetz (WHG), insbesondere die Anforderungen an den Fischschutz und –abstieg, sind in vielen Fällen wirtschaftlich und technisch noch nicht darstellbar. Hier besteht entsprechender Forschungsbedarf, um mittelfristig zu bezahlbaren und effizienten Maßnahmen zu kommen, die die derzeit noch erheblichen Defizite beim Fischschutz überwinden. Wenn geeignete Maßnahmen zum Fischschutz fehlen, können Neukonzessionierungen, die für die Erweiterung der installierten

Leistung bestehender großer Anlagen in der Regel erforderlich sind, erschwert werden. Damit wird auch die Erschließung des gerade hier bestehenden Ausbaupotenzials gebremst.

Tab. 3-3: **Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraft in den Jahren 2007- 2010.**

	2007	2008	2009	2010 ⁴⁾
installierte Leistung der EEG-Anlagen [MW _{el}] ¹⁾	1.260	1.270	1.340	k.A.
vergütungsfähige Anlagen ¹⁾	6.510	6.637	6.848	k.A.
ingespeiste EEG-Strommenge [GWh/a] ¹⁾	5.547	4.981	4.877	5.000
Mindestvergütung nach EEG [Mio. €/a] ¹⁾	418	379	382	k.A.
durchschnittliche EEG-Vergütung [ct/kWh]	7,53	7,61	7,83	k.A.
Stromerzeugung aus gesamter Wasserkraft [GWh/a] ²⁾	21.249	20.446	19.059	19.694
vermiedene CO ₂ -Emissionen der gesamten erneuerbaren Wasserkraft [Mio. t/a] ²⁾	17,54	16,65	15,52	16,04
Arbeitsplätze (EEG-induziert) ³⁾	1.900	1.800	1.800	1.700

Für das Jahr 2010 liegen gegenwärtig nur teilweise Daten vor
k.A. – keine Angaben

1) BMU nach Daten Bundesnetzagentur (BNetzA), März 2011

2) BMU nach AGEE-Stat, UBA und weiteren Quellen

3) nach DLR, DIW, GWS, ZSW

4) Daten für 2010: erste vorläufige Abschätzungen, BMU nach AGEE-Stat, IfnE, UBA, DLR, DIW, GWS, ZSW
Daten teilweise vorläufig

Bei der Ermittlung der **Stromgestehungskosten** wurde zwischen Anlagenneubau und Modernisierung bestehender Anlagen unterschieden. Bei der Modernisierung wurde zusätzlich zwischen Anlagen größer und kleiner 5 MW Leistung unterschieden, da bei Anlagen kleiner 5 MW der gesamte Stromanteil und bei Anlagen größer 5 MW nur der Anteil der zusätzlichen Strommenge vergütet wird. Der Berechnung sind jeweils Daten exemplarischer Anlagen verschiedener Leistungsklassen zu Grunde gelegt. Die Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen sind in sehr starkem Maße standortabhängig, weshalb eine Definition repräsentativer Modellfälle nicht möglich war.

Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen

Die wichtigsten Parameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen sind Tab. zu entnehmen.

Tab. 3-4: Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen (Basisjahr 2010).

		Anteil [%]				Zinssatz [%]			
Privatinvestor	Fremdkapital	70 – 80				5 - 7			
	Eigenkapital	20 – 30				4 - 8			
Gewerblicher Investor	Fremdkapital	70 – 80				5 - 7			
	Eigenkapital	20 – 30				10 - 12			
		Installierte Leistung							
		100 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW
kalkulat. Betrachtungszeitraum	a	20	20	20	20	20	20	20	20
Lebensdauer baulicher Anteil (70%)		60 Jahre							
Lebensdauer maschinelle und elektrische Ausrüstung (30%)		30 Jahre							
Inflationsrate		2,0 %							
Investitionskosten Neubau	€/kW	9.000	5.800	5.000	4.000	3.100	3.100	3.000	2.800
Betriebskosten (prozentualer Anteil zur Investition)	%	2,65	2,53	2,27	2,07	1,85	1,74	1,53	1,21
Personalkosten	T€/a	5	13	45 ^{a)}	90	188	300	375	600
Volllaststunden pro Jahr	h/a	3.500-4.500	4.000-5.000	4.000-5.000	4.300-5.300	4.500-5.500	5.300-5.800	5.000-6.000	5.000-6.000

a) Anlagen bis 500 kW werden in der Regel von Privatpersonen betrieben, die die Wartung ihrer Anlage in Eigenleistung erbringen und hierfür geringere Personalkosten in Ansatz bringen. Ab 500 kW werden Anlagen zunehmend von Energieversorgern betrieben. Entsprechend fallen erhöhte Personalkosten an.

Durch Berücksichtigung unterschiedlicher Volllaststunden im Anlagenbetrieb ergibt sich die in Abb. 3-1 dargestellte Bandbreite der Stromgestehungskosten. Diese ist den Vergütungssätzen gemäß EEG 2009 für das Jahr 2010 gegenübergestellt. Für eine 100-kW-Anlage liegen die ermittelten Stromgestehungskosten deutlich über der derzeitigen EEG-Vergütung. Dass in diesem Leistungssegment dennoch ein Zubau erfolgt, ist darauf zurückzuführen, dass die hier aktiven Investoren Kriterien für die Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigen, die über den Erlös aus der Vergütungszahlung nach EEG hinausgehen. Hierunter fallen deutlich über den Vergütungszeitraum hinausgehende Nutzungsdauern, Fördergelder insbesondere der Länder vorrangig für die Umsetzung ökologischer Maßnahmen, steuerliche Abschreibungsmöglichkeiten, eine Reduzierung der Betriebskosten durch Eigenarbeit sowie ideelle Werte.

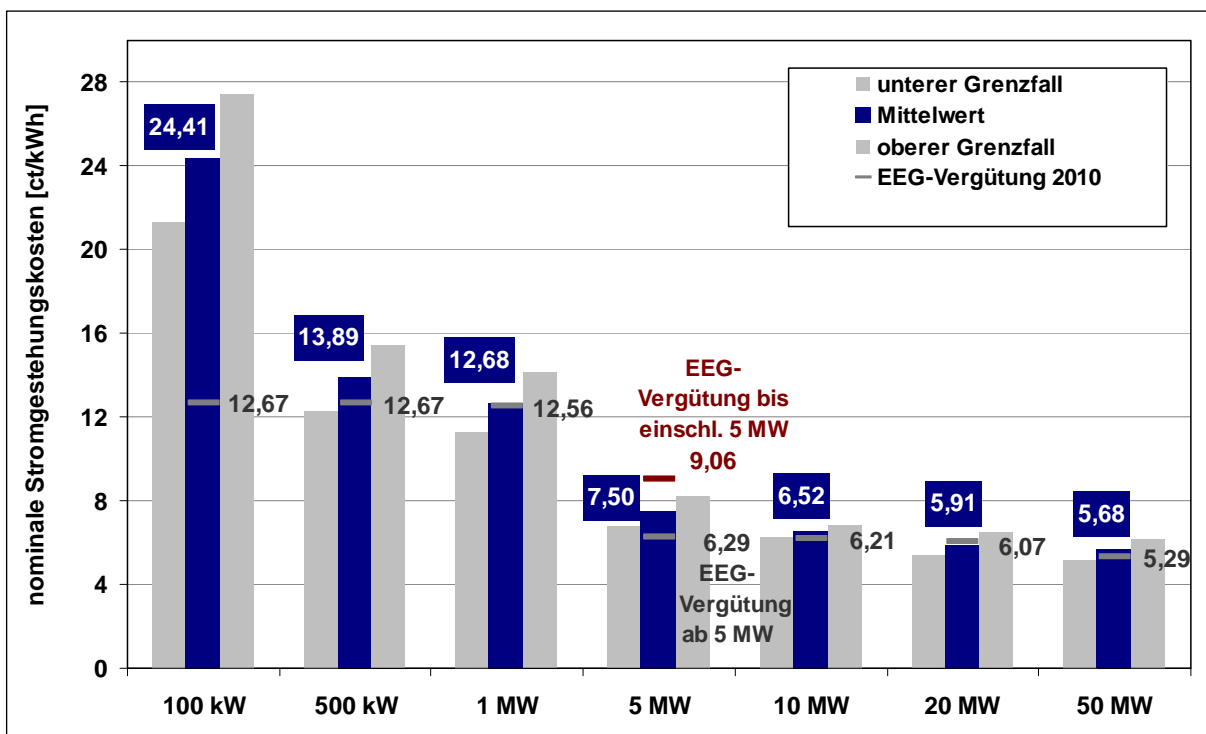


Abb. 3-1: Stromgestehungskosten für Wasserkraftanlagen (Neubau)

Für eine Anlage mit 500 kW kann im unteren Grenzfall die EEG-Vergütung als auskömmlich bezeichnet werden, der Mittelwert der Stromgestehungskosten liegt jedoch deutlich über dem entsprechenden Vergütungssatz. Für Anlagen mit einer Leistung von 1 MW ist der geltende Vergütungssatz unter günstigen Randbedingungen auskömmlich. Bei neuen Anlagen mit einer installierten Leistung von etwas weniger als 5 MW liegt der Vergütungssatz deutlich oberhalb der Stromgestehungskosten, bei Anlagen zwischen 5 und 15 MW liegt der Vergütungssatz unterhalb der Stromgestehungskosten und bei Anlagen von etwa 20 MW und mehr liegt der Vergütungssatz etwa innerhalb der Bandbreite der Stromgestehungskosten.

Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW

Im Unterschied zur Stromgestehungskostenermittlung von Neuanlagen wurde bei der Berechnung für Modernisierungen von Anlagen bis einschließlich 5 MW eine mittlere Lebensdauer der Anlagen von 40 Jahren angesetzt. Zudem gehen die Betriebs- und Instandhaltungskosten mit 1,5 bis 2,5 % ein. Von 6501 EEG-Anlagen haben im Jahr 2009 ca. 4.880 Anlagen eine Vergütung nach dem EEG 2000 erhalten. Gerade diese Anlagen kommen für Modernisierungsmaßnahmen in Frage. Vor diesem Hintergrund wird auch im Rahmen der Berechnung der Stromgestehungskosten für modernisierte Anlagen bis 5 MW die Grundannahme getroffen, dass die Anlagenbetreiber vor der Modernisierung eine Vergütung nach dem EEG 2000 erhalten.

Daher werden die Kosten der Modernisierungsmaßnahmen je erzeugter Kilowattstunde ermittelt und der durchschnittlichen Mehrvergütung gegenübergestellt, die sich aus dem EEG 2009 verglichen mit der zuvor für den Strom aus der jeweiligen Altanlage erhaltenen Vergütung gemäß EEG 2000 ergibt. Dargestellt sind die perspektivischen Maßnahmenkosten. Enthalten sind demnach Kosten für die technische Optimierung der Anlage sowie für ökologische Maßnahmen, die aufgrund der Anforderung des WHG an die Nutzung der Wasserkraft in Zukunft verbindlich umzusetzen sind. Im Einzelfall sind hier also kostenintensive Maßnahmen für den Fischschutz und den -abstieg enthalten. Dabei zeigen die Ergebnisse in Abb. 3-2, dass die durch die Modernisierung verursachten Kosten in fast allen Fällen deutlich höher liegen als die Mehrvergütung. Lediglich bei den Anlagen größer 2 MW reicht die Mehrvergütung bei günstigen Randbedingungen zur Kostendeckung aus.

Tab. 3-5: Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis einschl. 5 MW (Basisjahr 2010).

		Installierte Leistung				
		100 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW
Kalkulat. Betrachtungszeitraum	A	20	20	20	20	20
Lebensdauer (Durchschnitt)	40 Jahre					
Inflationsrate	2,0 %					
Investitionskosten für Modernisierung	€/kW	2.000	1.000	800	600	450
Betriebs- und Instandhaltungskosten (prozentualer Anteil zur Investition)	1,5 - 2,5 %					
durchschnittl. Volllaststunden pro Jahr	h/a	3.500 - 4.500	4.000 - 5.000	4.000 - 5.000	4.300 - 5.300	4.500 - 5.500

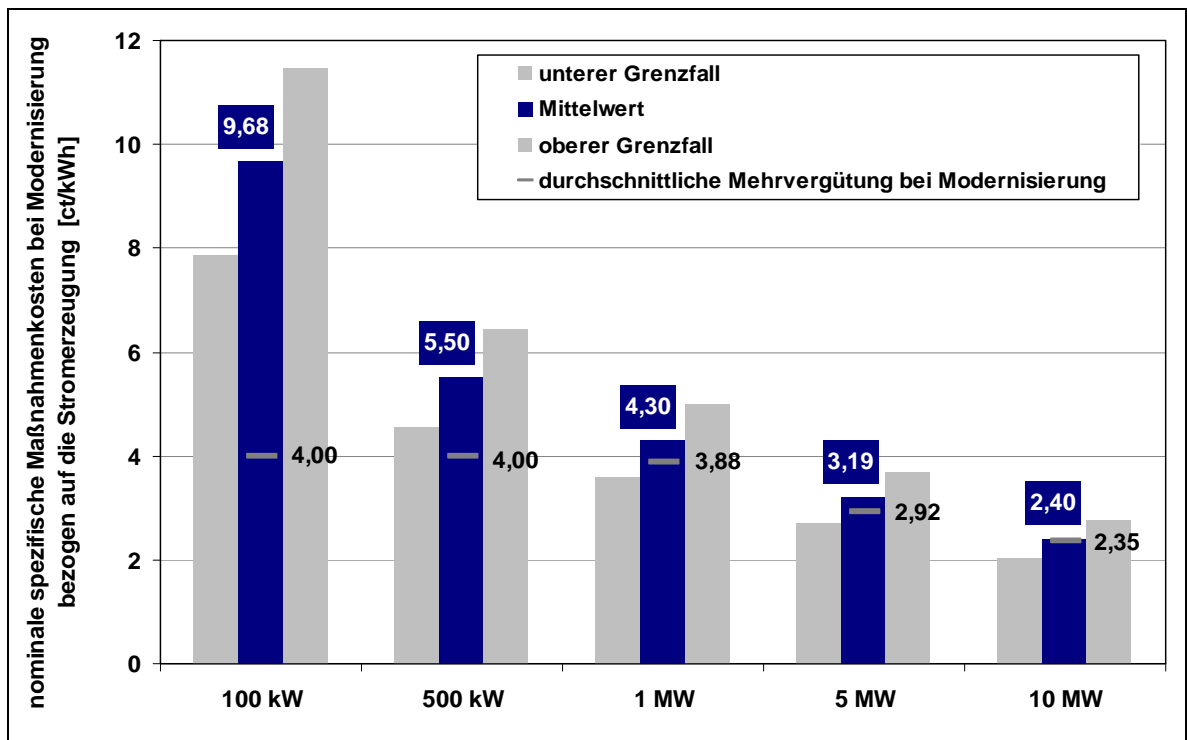


Abb. 3-2: Spezifische Maßnahmenkosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis einschließlich 5 MW bezogen auf die Stromerzeugung

Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen über 5 MW

Während Strom aus Wasserkraftanlagen bis einschließlich einer Leistung von 5 MW grundsätzlich und in Gänze nach EEG vergütet werden kann, besteht ein Vergütungsanspruch nach EEG für Anlagen größer 5 MW erst seit dem Inkrafttreten des EEG 2004 am 1.8.2004. Eine bestehende Altanlage größer 5 MW, die vor dem 1.8.2004 in Betrieb genommen wurde und nach dem 31.7.2004 nicht modernisiert wurde, erhält damit keine Vergütung nach EEG.

Vergütet wird bei Anlagen über 5 MW nur die Stromerzeugung, die zusätzlich an einem Standort gewonnen wird. Damit hat der Neubau einer 10 MW Anlage an einem noch ungenutzten Standort für die gesamte Strommenge Anspruch auf EEG-Vergütung. Eine Anlage, deren Leistung durch Modernisierung z. B. von 8 MW auf 10 MW gesteigert wird, hat dagegen nur für den zusätzlichen Stromanteil (2 MW) Anspruch auf Vergütung. Stark vereinfacht bedeutet dies, dass im vorgenannten Beispiel lediglich etwa 20 % des erzeugten Stroms aus der modernisierten 10 MW-Anlage über das EEG vergütet werden. Der Rest des Stroms ist weiterhin anderweitig zu vermarkten.

Tab. 3-6: **Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen größer als 5 MW (Basisjahr 2010).**

		Höhe der Erweiterung der installierten Leistung			
		100 kW	500 kW	1 MW	2 MW
kalkulat. Betrachtungszeitraum	a	20	20	20	20
Lebensdauer (Durchschnitt)		40 Jahre			
Inflationsrate		2,0 %			
Investitionskosten für Modernisierung	€/kW	7.500	6.000	5.000	5.000
Betriebs- und Instandhaltungskosten (prozentualer Anteil zur Investition)		1,5 - 2,5 %			
durchschnittl. Volllaststunden pro Jahr	h/a	5.000 - 6.000	5.000 - 6.000	5.000 - 6.000	5.000 - 6.000

In Tab. 3-6 bzw. Abb. 3-3 sind nur die Kosten von Maßnahmen für eine Erhöhung der Leistung der Anlage dargestellt, obwohl auch hier der Vergütungsanspruch an die wesentliche ökologische Verbesserung der Anlage gebunden ist und deshalb auch Kosten für Maßnahmen zur ökologischen Optimierung anfallen. Diese hier nicht berücksichtigten Kosten können erheblich sein. Zudem streuen Anlagengröße, Zubaupotenzial, Anlagenalter und Kosten für notwendige ökologische Maßnahmen sehr stark. Daher musste darauf verzichtet werden, die Kosten für ökologische Maßnahmen in die Berechnung der Stromgestehungskosten einzubeziehen.

Die garantierte EEG-Vergütung kann nur einen Anteil der Refinanzierung der Maßnahmen zur ökologischen Verbesserung übernehmen. Sie kann trotzdem ein Anreiz für die

Modernisierung und Erweiterung der Anlagen sein, da sie zumindest für einen Teil der Investitionen fest kalkulierbare Einnahmen garantiert.

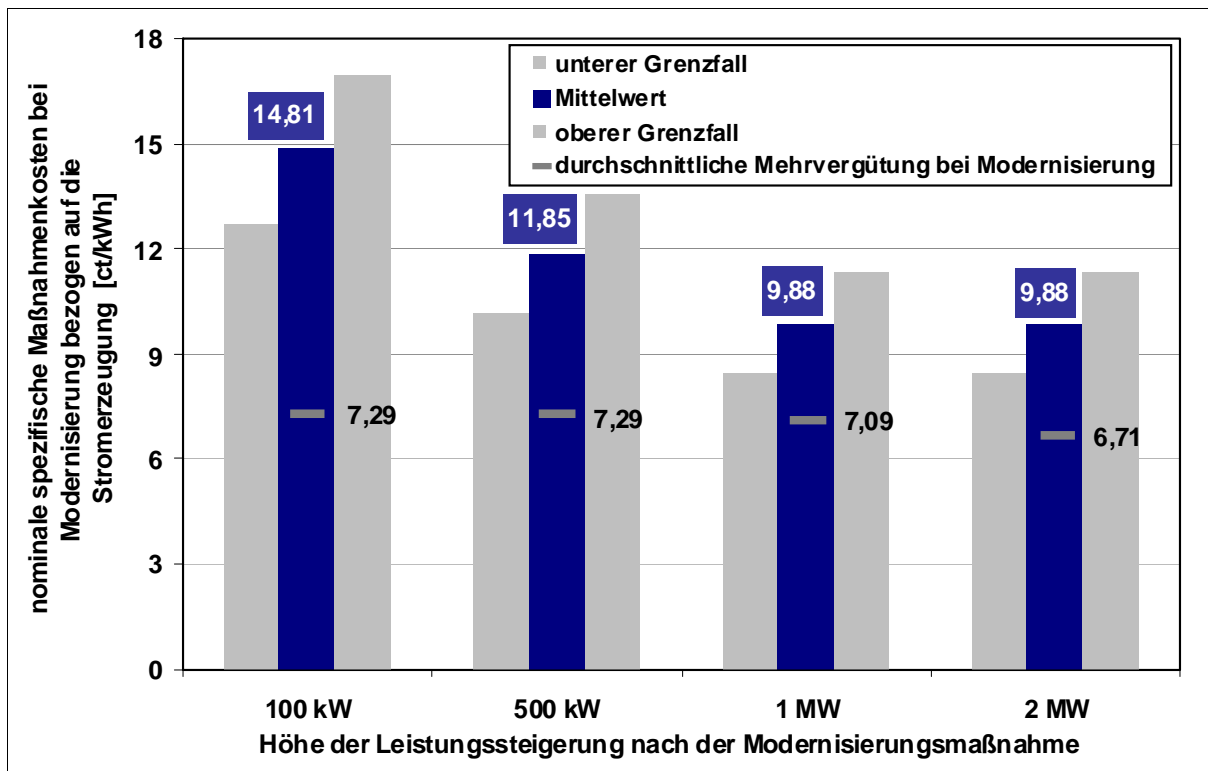


Abb. 3-3: Spezifische Maßnahmenkosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen ab 5 MW bezogen auf die zusätzliche Stromerzeugung gestaffelt nach der jeweils durch die Maßnahme erzielten Leistungssteigerung.

Die vorliegende Darstellung zeigt die spezifischen Kosten für eine Leistungssteigerung großer Anlagen um ein bis drei Prozent. Hier liegen auch die wesentlichen Zubaupotenziale bei großen Anlagen. Bei einer 50 MW-Anlage bedeutet z. B. eine Leistungssteigerung um 2 % eine zusätzliche Leistung von 1 MW. Wie die Ergebnisse in Abb. 3-3 zeigen, liegen die Kosten allein für technische Maßnahmen deutlich über den Vergütungssätzen. Eine Leistungssteigerung über diese Größenordnung hinaus erfordert in der Regel weitaus umfassendere Maßnahmen. So können größere Zuwächse in der installierten Leistung in der Regel nur über neue Turbinen, neue Generatoren und umfassende wasserbauliche Maßnahmen erschlossen werden. Die Stromgestehungskosten für größere Erweiterungsmaßnahmen und für den Neubau nähern sich entsprechend an.

Meeresenergie

Die Stromerzeugung aus Meeresenergie wird im EEG gemäß § 23 (Wasserkraft) vergütet. In Deutschland werden derzeit keine Meeresenergieanlagen zur Stromerzeugung betrieben. Es werden nach derzeitigem Kenntnisstand nur geringfügige Potenziale gesehen, wobei auch

die ökologischen Auswirkungen zu berücksichtigen sind. Allerdings bietet die Meeresenergie Chancen für deutsche Unternehmen, die heute als führende Technologieanbieter insbesondere in den Bereichen Wind- und Wasserkraft, aber auch in der maritimen Technik und Logistik aktiv sind. Um deren Know-how zu stärken, sollten sie z. B. durch Forschungsförderung geeignet unterstützt werden

3.1.3 Handlungsempfehlungen

Die Wasserkraft ist eine vergleichsweise kostengünstige erneuerbare Energie. Die noch nicht erschlossenen Potenziale sollten möglichst genutzt werden.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten zeigt, dass in einigen Kategorien Anpassungen der **Vergütungshöhe** erforderlich sind. Gerechtfertigt ist diese Anpassung gerade dort, wo die größten zusätzlichen Potenziale der Wasserkraft liegen, also bei der Leistungssteigerung an großen Wasserkraftanlagen. Die Mehrheit der großen Wasserkraftanlagen weist dabei ein Zubaupotenzial an installierter Leistung im Bereich weniger Prozentpunkte auf, also von 100 kW bis 2 MW. Bisher hat das EEG für die hierfür notwendigen Investitionen zu geringe Anreize gesetzt. Auch sind mit der Umsetzung der Vorgaben der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie erhöhte ökologische Anforderungen zu beachten, die zu weiteren Kosten führen.

Mit drei verschiedenen Gruppen (modernisierte Anlagen unter 5 MW – Neuanlagen unter 5 MW – Anlagen über 5 MW) weist die derzeitige Vergütungssystematik im EEG 2009 ein hohes Maß an Komplexität auf. Hier soll eine Vereinfachung angestrebt werden, die insbesondere das Vergütungsniveau der Anlagen unter und über 5 MW vereinheitlicht, da die an dieser Schwelle derzeit bestehende Ungleichbehandlung nicht durch entsprechend unterschiedliche Stromgestehungskosten zu begründen ist. Deutlich wird dieser Unterschied bei Gegenüberstellung der durchschnittlichen Vergütung einer Neuanlage mit einer installierten Leistung von knapp unter 5 MW und einer Neuanlage knapp über 5 MW. So würde beispielsweise eine Neuanlage mit 4,9 MW mit durchschnittlich etwa 9,06 ct/kWh vergütet, während eine 5,1 MW Anlage lediglich eine Vergütung von etwa 6,29 ct/kWh für den erzeugten Strom erhalten würde (vgl. Abb. 3-1). Das ist ein ungewünschter Anreiz, am jeweiligen Standort nicht das volle zur Verfügung stehende Potenzial zu nutzen. Daher sollen künftig alle Vergütungsgruppen zusammengeführt und einheitlich behandelt werden. Dies bedeutet eine kontinuierliche Reduzierung der Vergütungshöhe entsprechend dem kontinuierlichen Absinken der Stromgestehungskosten bei steigender installierter Leistung. Tab. 3-7 gibt einen Überblick über die vorgeschlagenen neuen Vergütungssätze.

Tab. 3-7: Vorgesehene Vergütungssätze für den Neubau und die Modernisierung von Wasserkraftanlagen im Vergleich zum EEG 2009.

Leistungs- anteil	Vergütungshöhen in ct/kWh				
	EEG 2009			Empfehlung 2012	
	bis einschl. 5 MW		ab 5 MW	bis einschl. 5 MW	ab 5 MW
P_{inst} (bis einl.)	Neubau	Moder- nisierung	Neubau, Erweiterung in 2010 (inkl. Degression bei Inbetriebnahme 2012)	Neubau, Modernisierung	Neubau, Erweiterung
500 kW	12,67	11,67	7,22 (7,08)	12,7	12,7
2 MW	8,65	8,65	6,26 (6,14)	8,3	8,3
5 MW	7,65			6,3	6,3
10 MW					5,5
20 MW			5,74 (5,63)		5,3
50 MW			4,30 (4,22)		4,2
ab 50 MW			3,47 (3,41)		3,4

Die nachfolgende Tabelle zeigt, wie sich die durchschnittlichen Vergütungen gemäß der vorgenannten empfohlenen neuen Vergütungssätze gegenüber den Vergütungssätzen auswirken, die nach dem EEG 2009 für 2012 gelten würden.

Tab.3-8: Durchschnittliche Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftanlagen nach EEG 2009 im Vergleich mit vorgeschlagenen neuen Vergütungssätzen

Durchschnittliche Vergütungssätze in ct/kWh für die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftanlagen					
Mit Blick auf die Vergleichbarkeit ist jeweils Inbetriebnahme in 2012 unterstellt.					
Anlagen- leistung (Volllast- stunden [h/a])	EEG 2009			Empfehlung 2012	
	Vergütungsdauer			Vergütungsdauer für alle Anlagengrößen:	
	<ul style="list-style-type: none"> für Anlagen ≤ 5 MW: 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr für Anlagen > 5 MW: 15 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr 			20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	
	bis einschl. 5 MW		ab 5 MW	bis einschl. 5 MW	ab 5 MW
	Neubau	Moder- nisierung	Neubau, Erweiterung	Neubau, Modernisierung	Neubau, Erweiterung
500 kW (4.500)	12,67	11,67	7,08	12,70	12,70
2 MW (4.800)	10,48	10,03	6,57	10,31	10,31
5 MW (5.000)	9,06	9,18	6,30	8,47	8,47
20 MW (5.500)			6,07		6,27
50 MW (5.500)			5,29		5,29

Diese neue Struktur hat folgende Auswirkungen:

Für **Neuanlagen bis 5 MW** bleiben die Vergütungssätze für den Leistungsanteil bis 500 kW und bis 2 MW annähernd gleich. Für den Leistungsanteil zwischen 2 und 5 MW kommt es zu einer leichten Absenkung der Vergütungshöhe.

Bei **modernisierten Anlagen bis 5 MW** kommt es für den Leistungsanteil bis 500 kW zu einer leichten Vergütungserhöhung, für die Leistungsanteile zwischen 2 und 5 MW zu einer Vergütungsabsenkung.

Bei **modernisierten Anlagen größer 5 MW** soll auch weiterhin nur der Stromanteil über das EEG vergütet werden, der einer Leistungserhöhung zugeordnet werden kann. Die Vergütung für die Erhöhung der Leistungsanteile um bis zu 20 MW soll erhöht werden. Bislang war es in Einzelfällen attraktiver, nur das Zubaupotenzial bis einschließlich 5 MW zu erschließen. Im Bereich der Erweiterungen um bis zu 5 MW soll die Vergütung deutlicher erhöht werden. In diesem Bereich der Modernisierung und in der Erweiterung bestehender Standorte liegen langfristig die wesentlichen technischen und ökologisch verträglichen Ausbaupotenziale der Wasserkraft (vgl. [4]). Jedoch wurden in diesem Segment in der Vergangenheit nur wenige Projekte umgesetzt. Die vorgesehene Vergütungsstruktur bedeutet z. B. für eine Anlage über 5 MW, die ihre Leistung um 1 MW erhöht, dass die durchschnittliche Vergütung für diese zusätzliche Leistung – also nicht für die Gesamtleistung – von bisher rund 7 ct/kWh auf künftig etwa 12,5 ct/kWh steigt und zudem über einen Zeitraum von 20 statt bisher 15 Jahren gezahlt wird. Insgesamt dürften die Mehrkosten, die aus der vorgeschlagenen deutlichen Vergütungserhöhung für die ersten 500 kW resultierenden, unter 50 Mio. € liegen.²

Beim **Neubau von Anlagen größer 5 MW** wird nur im Leistungsbereich zwischen 5 und 20 MW eine Erhöhung der durchschnittlichen Vergütung vorgeschlagen. Diese liegt bei rund 2 ct/kWh bei Anlagen knapp über 5 MW und nimmt mit zunehmender Größe kontinuierlich ab (vgl. Abb. 3 - 4). Auch hierdurch wird die Erschließung der Zubaupotenziale im Bereich zwischen 5 und 20 MW stärker als bislang angereizt. Auch beim Neubau war es in Einzelfällen attraktiver, nur das Zubaupotenzial bis einschließlich 5 MW zu erschließen.

Bei **Neubau oder Modernisierung von Anlagen größer 20 MW** bleibt die Vergütungshöhe etwa gleich.

² Dabei wird angenommen, dass von den 160 Anlagen über 5 MW 120 Anlagen modernisiert werden.

Insgesamt trägt die vorgeschlagene Vergütungsstruktur dem im Koalitionsvertrag beschriebenen Ziel Rechnung, die Rahmenbedingungen für eine ökologisch verträglichere Wasserkraftnutzung zu verbessern.

Das zusätzlich realisierbare Wasserkraftpotenzial ist im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energien aufgrund der naturräumlichen Verhältnisse begrenzt und kann aufgrund langer Genehmigungs- und Planungsphasen nur schrittweise und langfristig realisiert werden. Mit dem am 01. März 2010 in Kraft getretenen neuen Wasserhaushaltsgesetz (WHG) liegen nunmehr neue Vorschriften zur Erhaltung oder Wiederherstellung der Durchgängigkeit, zur Mindestwasserführung sowie zum Schutz der Fischpopulation bei Bau und Betrieb von Wasserkraftanlagen vor.

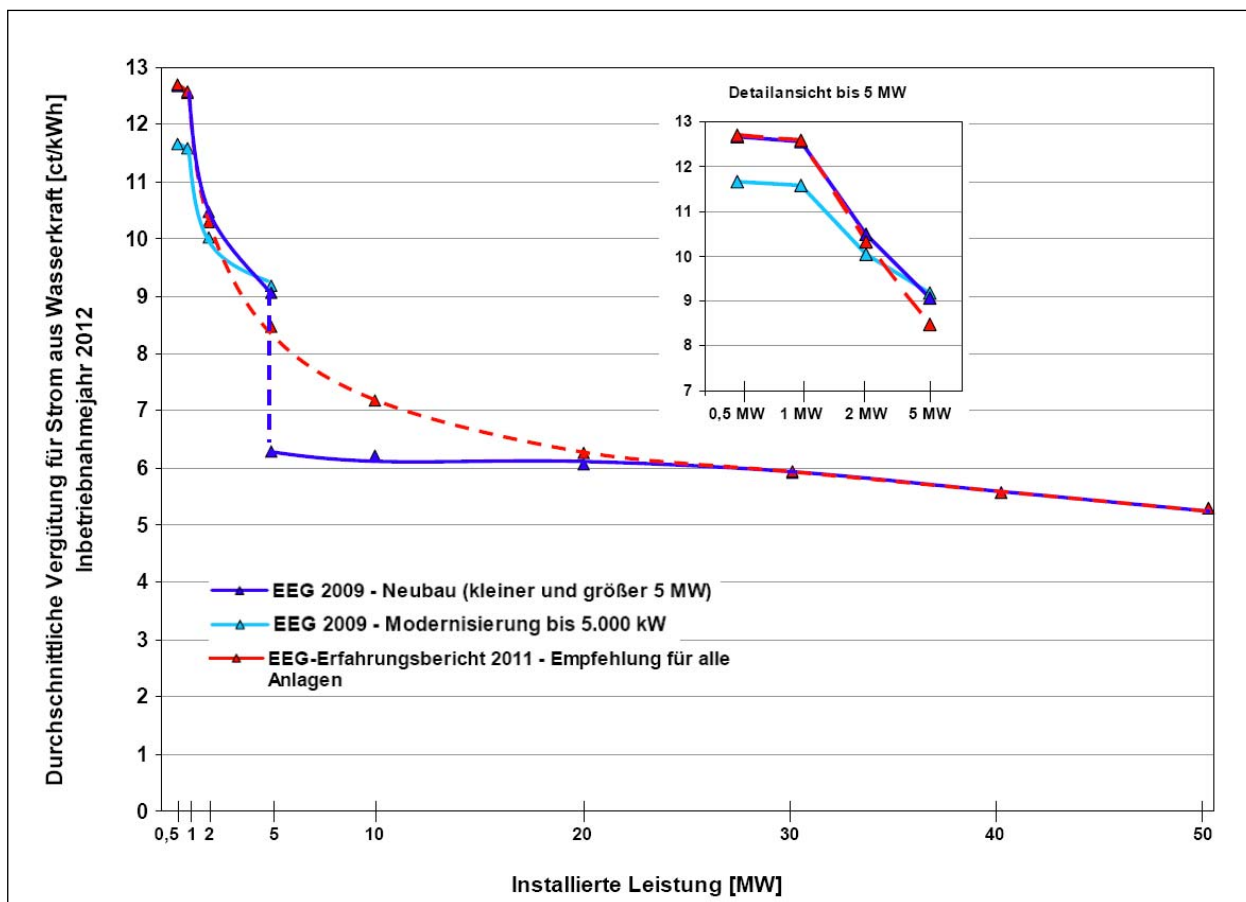


Abb. 3-4: Vorgesehene Durchschnittsvergütung für Strom aus Wasserkraftanlagen im EEG 2012 im Vergleich zum EEG 2009; hier: für den Neubau und die Modernisierung (bis einschließlich 5 MW) sowie für den Neubau größer 5 MW

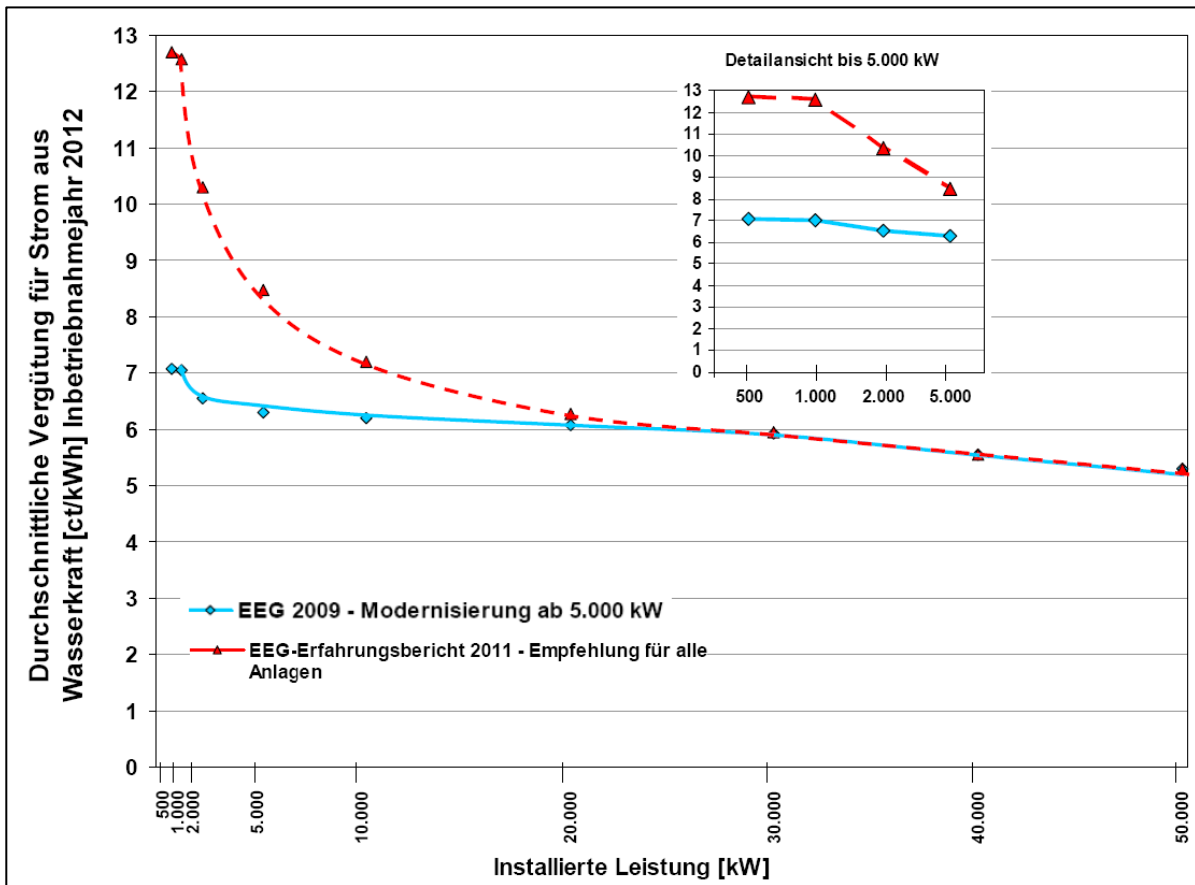


Abb. 3-5: Vorgesehene Durchschnittsvergütung für Strom aus Wasserkraftanlagen gemäß Empfehlung für das EEG 2012 im Vergleich zum EEG 2009; hier: Zusätzlich installierte Leistung bei Modernisierung von Wasserkraftanlagen größer 5 MW

Die Stromerzeugung aus bestehenden Speichern oder **Speicherkraftwerken**, die ausschließlich aus natürlichem Zufluss gespeist werden, soll in das EEG aufgenommen werden. An diesen Speichern können entweder vorhandene Wasserkraftanlagen erweitert werden oder erstmalig Wasserkraftanlagen installiert werden. Die Bereitstellung von Strom aus Pumpspeicherkraftwerken soll weiterhin keine Vergütung nach EEG beanspruchen können.

Es sollte klargestellt werden, dass Wasserkraftanlagenbetreiber durch das EEG nicht verpflichtet werden dürfen, gegen wasserrechtliche Vorgaben zu verstoßen. Wenn also aufgrund anderer rechtlicher Vorgaben eine Erfüllung der Anforderungen nach den §§ 6 und 11 nicht möglich ist, sollen bestehende Wasserkraftanlagen von der Verpflichtung auf Teilnahme am Einspeisemanagement ausgenommen werden. Der Anlagenbetreiber sollte in dem Fall nicht von dem Vergütungsanspruch ausgeschlossen werden. Sofern Wasserkraftanlagen weiterhin dem Einspeisemanagement unterliegen sollen, sollten Netzbetreiber in Zukunft zumindest verpflichtet werden, den Anlagenbetreiber spätestens am Vortag über den erwarteten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer des

Einspeisemanagements in Kenntnis zu setzen. Damit können zumindest Gewässernutzer frühzeitig vor einer Änderung der Abflussverhältnisse gewarnt werden. Möglichen ökologischen Schäden kann damit allerdings nicht vorgebeugt werden.

Die **Vergütungsdauer** soll einheitlich für alle Leistungsklassen auf 20 Jahre festgelegt werden. Da zukünftig auch im Bereich der größeren Anlagen über 5 MW keine signifikanten Kostensenkungen möglich sind, kann die Degression keinen Innovationsanreiz setzen. Im Gegenteil sind hierdurch nicht zuletzt durch die langen Planungszeiträume und aufgrund der Durchsetzung von Anforderungen des Gewässer- und Fischschutzes eher negative Effekte zu erwarten, d. h. weitere Anlagen werden aufgrund der degressiv sinkenden Vergütung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können und daher nicht gebaut. Um die größtmögliche Nutzung der Wasserkraft zu ermöglichen, soll daher die **Degression** auch für die Leistungsklasse ab 5 MW aufgehoben werden.

Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG:

- Anpassung der Vergütung gemäß Tab. 3-7.
- Vereinheitlichung des Vergütungszeitraums auf 20 Jahre.
- Abschaffung der Degression für Wasserkraftanlagen ab 5 MW, d.h. bei Wasserkraft einheitlich Verzicht auf Degression.
- Aufnahme von Stromerzeugung aus bestehenden Speichern oder Speicherkraftwerken mit ausschließlich natürlichem Zufluss.

3.2 Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24, 25, 26 EEG)

3.2.1 Derzeitige Regelungen (EEG 2009)

Bei Deponie-, Klär- und Grubengas wurden mit dem EEG 2009 nur kleinere Änderungen vorgenommen. Die Vergütung für kleine Deponiegasanlagen (bis einschließlich 500 kW) wurde auf 9 ct/kWh angehoben. Dies sollte einen Ausgleich für die durch zunehmende Ausgasung der Deponien rückläufige Gasausbeute schaffen, so dass auch für das verbleibende Deponiegaspotenzial die energetische Nutzung wirtschaftlich möglich ist. Eine Absenkung der Vergütungssätze um 1 ct/kWh erfolgte für Grubengasanlagen mittlerer Leistung (500 kW bis 5 MW) und um 2 ct/kWh für Grubengasanlagen über 5 MW. Im Übrigen wurden die Vergütungssätze des EEG 2004 mit der entsprechenden Degression fortgeschrieben.

Tab. 3-9: Vergleich der durchschnittlichen Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas nach EEG 2004 und 2009

Durchschnittliche Vergütungssätze in ct/kWh für die Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen		
Mit Blick auf die Vergleichbarkeit ist jeweils Inbetriebnahme in 2009 unterstellt.		
Anlagenart und -leistung	EEG 2004	EEG 2009
Deponiegasanlage 250 kW	7,11	9,00
Klärgasanlage 200 kW	7,11	7,11
Klärgasanlage 200 kW Innovative Technologie	9,11	9,11
Grubengasanlage 2,7 MW	6,34	5,90

Tab. 3-10: Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 für Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24,25,26).

	Vergütungszeitraum	Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen
Deponiegas	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	1,5 % p.a. ab 01.01.2010
Klärgas		
Grubengas		
Technologie-Bonus	Der Anspruch auf den Technologie-Bonus besteht für Strom, der in Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 5 MW in einem innovativen Verfahren erzeugt wird: <ul style="list-style-type: none"> • Gasaufbereitung: Aufbereitung des eingespeisten Gases auf Erdgasqualität unter Einhaltung der Kriterien in Anlage 1 Nummer I EEG: <ul style="list-style-type: none"> ○ Bis max. Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von 350 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde 2,0 ct/kWh ○ Bis max. Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von 700 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde 1,0 ct/kWh • Innovative Anlagentechnik: Unter Einhaltung der Kriterien in Anlage 1 Nummer II EEG 2,0 ct/kWh 	
Besonderheiten Grubengas	Die Pflicht zur Vergütungszahlung für Grubengasanlagen besteht lediglich dann, wenn das Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt.	

3.2.2 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

Deponiegas

Die energetische Nutzung von Deponiegas ist in Deutschland durch entsprechende Rahmenbedingungen, wie das Stromeinspeisungsgesetz von 1990 und die TA Siedlungsabfall, schon lange etabliert. Durch das Verbot der Deponierung unbehandelter organischer Abfälle im Jahr 2005 geht die Gasbildung in den vorhandenen Deponien kontinuierlich zurück. Hierdurch verringert sich die verwertbare Gasmenge sowohl quantitativ als auch qualitativ, da der Methananteil im Deponiegas mit zunehmendem Alter der Deponien immer mehr abnimmt. Zudem sind die Standorte für die Stromerzeugung aus Deponiegas weitestgehend erschlossen. Der Höhepunkt der Anlagenneueinstellungen wurde bereits in den Jahren 2000 und 2001 nach Inkrafttreten des EEG 2000 erreicht. Seit 2005 ist die Zahl neuer Anlagen deutlich rückläufig. Dass die Stromerzeugung im Deponiegasbereich mittelfristig auslaufen wird, zeichnet sich bereits ab: Seit 2007 ist sie von 1.008 GWh auf 680 GWh in 2010 gesunken.

Klärgas

Die installierte Leistung der Klärgasanlagen hat sich von 2009 mit 192 MW_{el} auf rund 200 MW_{el} in 2010 erhöht. Die Stromerzeugung erhöhte sich damit von 1.057 GWh auf rund 1.100 GWh. Ein Großteil des aus Klärgas erzeugten Stroms wird zur Eigenstromversorgung der Kläranlagen eingesetzt. In das öffentliche Netz eingespeist und nach EEG vergütet werden nur 20 % der erzeugten Strommenge. Der Anreiz aus der EEG-Vergütung ist vielfach

nicht ausreichend, um Investitionen im Klärgasbereich auszulösen. Dennoch stellt der Vergütungsanspruch gemäß EEG eine Rückfallposition dar, falls andere Vermarktungsoptionen ausfallen. In diesem Sinne kann das EEG im Klärgasbereich als Instrument zur Investitionssicherung angesehen werden. Die Stromerzeugung aus Klärgas betrug 2009 1.057 GWh und lag damit um 8 % höher als 2007 (976 GWh).

Grubengas

Das im Wesentlichen aus Methan bestehende Grubengas fällt im aktiven und inaktiven Steinkohlenbergbau an, ist somit fossilen Ursprungs und zählt daher nicht zu den erneuerbaren Energien. Gleichwohl wurde das Grubengas im Jahr 2000 aus Gründen des Klimaschutzes in das Vergütungssystem des EEG aufgenommen. Denn von unkontrolliert in die Atmosphäre entweichendem Methan in Form von Grubengas geht eine deutlich höhere Schadwirkung aus, als von dem bei der energetischen Nutzung freigesetzten CO₂. Durch die regionale Verteilung der Steinkohlenvorkommen in Deutschland ist die Nutzung von Grubengas auf Nordrhein-Westfalen und das Saarland beschränkt. Die von der EEG-Vergütung ausgehende Anreizwirkung führte zu einem verhältnismäßig starken Zuwachs an Neuinstallationen zwischen 2002 und 2004. Mit fast 70 MW wurde der Höchstwert im Jahr 2002 erreicht. Seit 2005 findet kein nennenswerter Anlagenzubau mehr statt, da die möglichen Standorte weitgehend erschlossen sind. Teilweise ist sogar eine Abnahme der installierten Leistung zu beobachten. Dies spiegelt sich auch in der erzeugten Strommenge wider. Mit 1.231 GWh in 2009 lag sie um 20 % niedriger als 2007 (1.541 GWh).

Tab. 3-11: Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Deponiegas, Klär und Grubengas in den Jahren 2007- 2010.

	2007	2008	2009	2010 ⁶⁾
installierte Leistung der EEG-Anlagen [MW _{el}] ¹⁾	647	638	641	k.A.
eingespeiste EEG-Strommenge [GWh/a] ¹⁾	2.751	2.208	2.020	2.000
Mindestvergütung nach EEG [Mio. €/a] ¹⁾	193	156	143	k.A.
durchschnittliche Vergütung [ct/kWh]	7,01	7,06	7,08	k.A.
gesamte Strommenge [GWh/a]	3.525	3.180	3.098	k.A.
davon:				
Deponiegas ²⁾	1.008	941	810	680
Klärgas ²⁾	976	1.021	1.057	1.100
Grubengas ³⁾	1.541	1.218	1.231	k.A.
vermeidene CO ₂ -Emissionen (nur erneuerbare Gase) [Mio. t CO ₂ /a] ⁴⁾	1,46	1,43	1,36	1,29
Arbeitsplätze (nur erneuerbare Gase, EEG-induziert) ⁵⁾	1.200	1.200	1.100	1.100

Für das Jahr 2010 liegen gegenwärtig nur teilweise Daten vor

k.A. – keine Angaben

1) BMU nach Daten Bundesnetzagentur (BNetzA)

2) BMU nach AGEE-Stat

3) BDEW-Angaben

4) BMU nach AGEE-Stat, UBA und weiteren Quellen

5) BMU nach DLR, DIW, GWS, ZSW

6) Daten für 2010: erste vorläufige Abschätzungen, BMU nach AGEE-Stat, IfnE, UBA; DLR, DIW, GWS, ZSW
Daten teilweise vorläufig

Stromgestehungskosten

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wurden pro Gasart jeweils vier nach Leistung gestaffelte Modellfälle entwickelt. Diese wurden so gewählt, dass der Trend zur rückläufigen Anlagengröße abgebildet wird. Bei den Deponie- und Klärgasanlagen werden für jeden Modellfall ein Basisfall und ein Variationsfall mit geringeren Jahresvolllaststunden berücksichtigt. Für Grubengas wurden ebenfalls jeweils zwei Fälle betrachtet, wobei hier nach vorhandener Entgasungsinfrastruktur (Basisfall) bzw. deren notwendigem Neuaufbau (Variationsfall) unterschieden wird.

Tab. 3-12: Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten von Deponie-, Klär- und Grubengas (Basisjahr 2010).

Kapitalbereitstellung	Eigenkapitalanteil: 30 %	Eigenkapitalzinssatz: 8-15 %
	Fremdkapitalanteil: 70 %	Fremdkapitalzinssatz: 4-6 %
Betrachtungszeitraum	20 Jahre	
Inflation	2 %/a	
Betriebsart	reine Stromerzeugung	
Volllaststunden im Jahr	Deponiegas	Basisfall: 6.000 h/a
		Variationsfall: 4.200 h/a
	Klärgas	Basisfall: 8.000 h/a
		Variationsfall: 6.000 h/a
Grubengas	6.000 h/a	
Betrachtete Modellfälle	Deponiegas	100 / 250 / 400 / 800 kW _{el}
	Klärgas	60 / 100 / 200 / (00 kW _{el}
	Grubengas	200 / 400 / 1.000 / 2.700 kW _{el}
Anlagentechnik	Standard-Gasmotor-BHKW	

Abb. 3-6 zeigt die Stromgestehungskosten der beiden jeweils kleinsten Anlagengrößen der je Gasart betrachteten Modellfälle. Für jeden der dargestellten Modellfälle sind die Ergebnisse der Stromgestehungskostenberechnung sowohl für den Basisfall als auch für den zugehörigen Variationsfall abgebildet.

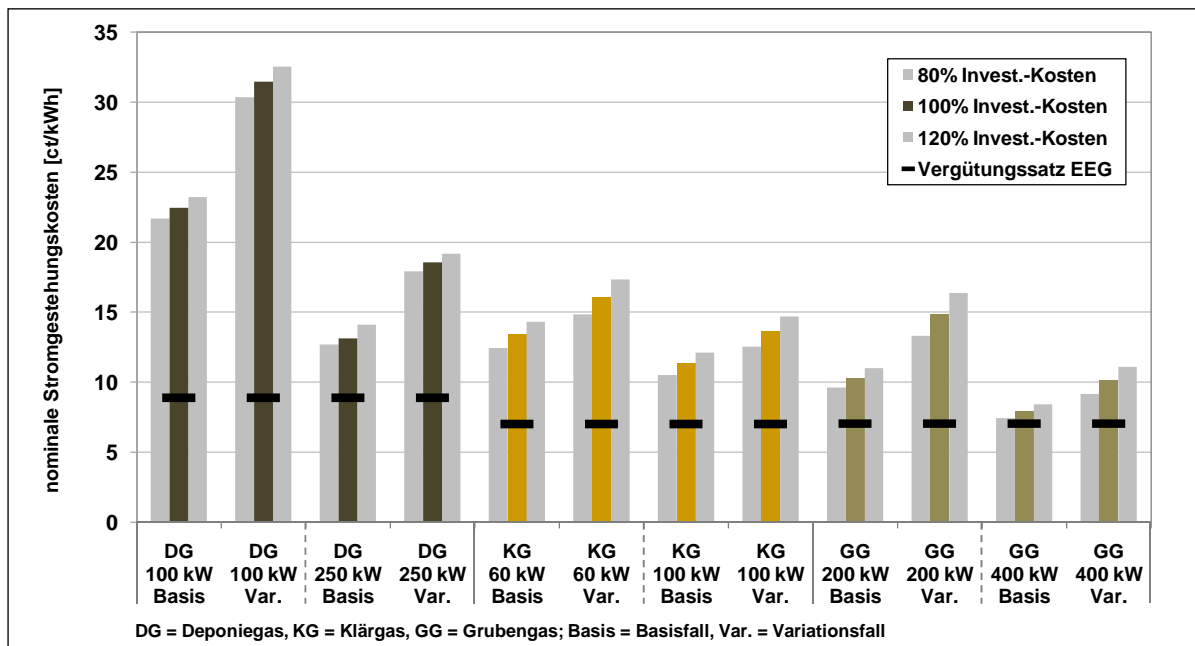


Abb. 3-6: Stromgestehungskosten für Deponie-, Klär- und Grubengas (kleine Anlagen)
 (Quelle: IWR auf der Grundlage von Daten von Betreibern, Verbänden, Unternehmen, eigenen Berechnungen, Oktober 2010)

Die Stromgestehungskosten liegen bei allen drei Gasen für Anlagen kleiner 400 kW deutlich über der EEG-Vergütung. Lediglich die größere der betrachteten Grubengasanlagen (400 kW) befindet sich an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit, wenn sie auf eine vorhandene Entgasungsinfrastruktur zurückgreifen kann und über günstige Rahmenbedingungen hinsichtlich der Betriebskosten verfügt.

Für die größeren Leistungsklassen (Abb. 3-7) ist die Vergütung in der Regel ausreichend, um die Kosten zu decken. Dies gilt in der Regel auch für Grubengas-Anlagen - die aufgrund einer Leistung von mehr als 20 MWth ab 2013 dem Emissionshandel unterliegen -, da diese zumeist in KWK betrieben werden und für die Wärmeproduktion eine nahezu auskömmliche Zuteilung kostenloser Emissionszertifikate erhalten. Dadurch können auch zusätzliche Zertifikatkosten aus der Stromproduktion kompensiert werden. Die Anlagen profitieren zudem vom teilweisen Wegfall der EEG-Umlage durch überwiegende Direktvermarktung des Stroms im Rahmen des Grünstromprivilegs.

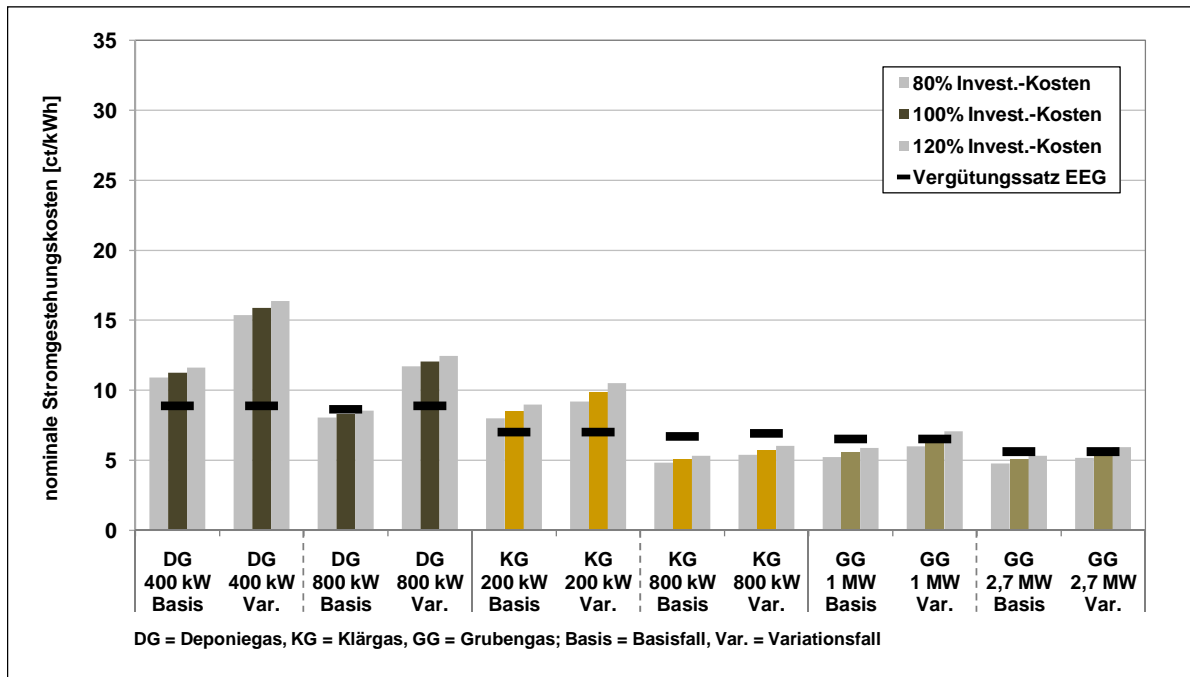


Abb. 3-7: Stromgestehungskosten für Deponie, Klär- und Grubengas (größere Anlagen)
Quellen: IWR auf der Datengrundlage von Betreibern, Verbänden, Unternehmen und eigenen Berechnungen, Oktober 2010)

Die Analyse der Nutzung des derzeit für Deponie-, Klär- und Grubengas anzuwendenden Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik zeigt, dass in der Praxis dieses Instrument der Technologieförderung den gewünschten Effekt einer Markteinführung innovativer Technologien verfehlt hat. Ziel des Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik ist es, technische Verfahren zur Anwendung zu bringen, die durch möglichst hohe Wirkungsgrade und niedrige Schadstoffwerte gekennzeichnet sind. Der Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik wird derzeit bei der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär oder Grubengas lediglich in Ausnahmefällen genutzt.

3.2.3 Handlungsempfehlungen

Die Potenziale von Deponie-, Klär- und Grubengas sind weitgehend ausgeschöpft. Die bisherigen EEG-Regelungen tragen dazu bei, eine Nutzung der ansonsten unkontrolliert freigesetzten, klimaschädlichen Energieträger zu geringen Stromgestehungs- und Vergütungskosten zu ermöglichen und – wie bei Klärgas – Investitionen abzusichern. Wollte man die sehr geringen restlichen Potenziale erschließen, müsste man deutlich höhere Vergütungssätze für Kleinanlagen einführen (z. B. bei Klärgas in einer Größenordnung von 13 bis 15 ct/kWh, bei Deponiegas sogar bis über 30 ct/kWh), was nicht als sinnvoll erachtet wird. Die Erschließung noch bestehender Potenziale im Klärgasbereich kann im Rahmen der

bisher stattfindenden Eigenstromnutzung erfolgen. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, unter Einbeziehung von Gasspeicherkapazitäten – hierbei kommt auch die Nutzung des Gasnetzes als Speicher in Betracht – den erzeugten Strom direkt zu vermarkten und einen Beitrag für eine bedarfsgerechte Einspeisung zu leisten.

Vor diesem Hintergrund sind keine Änderungen an der Höhe der Vergütung oder an der Vergütungsstruktur vorgesehen. Da der Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik im Deponie-, Klär- und Grubengassektor kaum in Anspruch genommen wurde, soll er Sinne einer Vereinfachung des EEG gestrichen werden.

Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG

- Streichung des Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik

3.3 Biomasse (§27 EEG)

3.3.1 Derzeitige Regelungen (EEG 2009)

Mit der zum 1. Januar 2009 in Kraft getretenen Neufassung des EEG wurden die Regelungen zur Einspeisevergütung für Strom aus Biomasse weiter differenziert und die Vergütungssätze zugleich teilweise deutlich erhöht. Die Grundvergütung ist in vier Leistungsklassen gestaffelt und unterliegt einer gegenüber dem EEG 2004 um einen halben Prozentpunkt abgesenkten Degression von 1 %. Auch die Boni sind seit dem EEG 2009 der Degression unterworfen. Außerdem wurde neu geregelt, dass auch für Strom aus Anlagen mit einer Leistung über 20 MW_{el} ein Anspruch auf EEG-Vergütung bis zu einem Leistungsäquivalent von 20 MW_{el} besteht.

Die Kombination aus leistungsabhängiger Staffelung und Kumulierbarkeit der verschiedenen Boni führt zu einer Vielzahl verschiedener Vergütungssätze, die in einer Bandbreite zwischen 7 ct/kWh und theoretisch maximal 30,67 ct/kWh³ liegen. Berücksichtigt man nur technisch mögliche und wirtschaftlich sinnvolle Anlagenkonzepte, liegt die für Neuanlagen maximal erreichbare Vergütung für Strom aus Biomasse nach dem EEG 2009 bei 25,77 ct/kWh⁴. Dabei handelt es sich um eine Biogasanlage mit einer Äquivalenzleistung von 150 kW_{el}, die vollständig mit nachwachsenden Rohstoffen („Nawaro-Bonus“) und 30 Masseprozent Gülle („Gülle-Bonus“) betrieben wird und die Vergütungserhöhungen für die Einhaltung des Formaldehydgrenzwertes und die weitgehende Wärmenutzung nach Abzug der Fermenterheizung („KWK-Bonus“ für einen KWK-Stromanteil von 70%) erhält. In Tab. 3-13 sind für exemplarische Biomasseanlagen die Vergütungssätze nach dem EEG 2004 und dem EEG 2009 einander gegenübergestellt.

3.3.2 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

Im Jahr 2009 hat die Biomasse (feste und flüssige Biomasse, Biogas) mit ca. 23.000 GWh und im Jahr 2010 mit ca. 25.000 GWh zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beigetragen. Der Anteil der Biomasse an der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien betrug 2010 rund 26 % (2009: rund 25 %).

³ Vergütung im Inbetriebnahmejahr 2009 unter der Annahme, dass alle kumulierbaren Boni in Anspruch genommen werden können.

⁴ Angenommenes Inbetriebnahmejahr 2009, grundsätzlich können derartige Biogasanlagen auch den so genannten „Landschaftspflegebonus“ (2 ct/kWh) nach Nummer VI.2.c der Anlage 2 des EEG 2009 in Anspruch nehmen. Dies geschieht aber nur in Ausnahmefällen. Bestandsanlagen, die unter dem EEG 2004 in Betrieb genommen wurden und die die Trockenfermentationsverfahren anwenden, haben aus dem EEG 2004 noch Anspruch auf eine um 2 ct/kWh erhöhte Einspeisevergütung (Technologie-Bonus)

Ende 2009 umfasste der Bestand an EEG-Biomasseanlagen 8.741 Anlagen mit einer installierten Leistung von 4.102 MW_{el}.

Tab. 3-13: Durchschnittliche Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Biomasse

Durchschnittliche Vergütungssätze in ct/kWh für die Stromerzeugung aus Biomasse		
Aus Gründen der Vergleichbarkeit ist jeweils das Inbetriebnahmejahr 2009 unterstellt.		
Anlagenart und äquivalente Leistung nach § 18 Abs.1 und Abs. 2 EEG 2009	EEG 2004	EEG 2009
Biomasseanlage Einsatz von Sägenebenprodukten, 2,5 MW _{el} mit vollständiger Wärmenutzung, Dampfturbine	10,53	11,59
Biomasseanlage (Einsatz von Waldrestholz 1 MW _{el} mit Nawaro-, KWK- und Technologie-Bonus (vollständige Wärmenutzung, ORC-Technik)	17,19	18,34
Biogasanlage 150 kW _{el} mit Nawaro- und KWK-Bonus ^{a)} und 35 % Gülleanteil sowie Einhaltung des Formaldehydgrenzwertes	18,07	25,77
Biogasanlage 500 kW _{el} mit Nawaro- und KWK-Bonus ^{a)} sowie Einhaltung des Formaldehydgrenzwertes	17,03	20,03

a) KWK-Stromanteil 70%

Die durchschnittliche EEG-Vergütung ist von 13,58 ct/kWh (2007) auf 16,10 ct/kWh (2009) deutlich angestiegen (s. Tab. 3-14). Ursache war der Boom bei kleinen Biogasanlagen, bei denen die Vergütung für Anlagen im Leistungsbereich bis 150 kW bei rund 26 ct/kWh liegt. Bei einem anlegbaren Börsenpreis von 5 ct/kWh bedeutet dies Differenzkosten von 21 ct/kWh.

Tab. 3-14: Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse in den Jahren 2007 bis 2010

	2007	2008	2009	2010 ⁴⁾
installierte Leistung der EEG-Anlagen [MW _{el}] ¹⁾ :	3.290	3.836	4.102	k.A.
davon Neuinbetriebnahmen [MW _{el}] ¹⁾	593	287	287	k.A.
Anlagenzahl EEG-Anlagen ¹⁾	7.289	7.872	8.741	k.A.
ingespeiste EEG-Strommenge [GWh/a] ¹⁾	15.924	18.947	22.980	25.000
Mindestvergütung nach EEG [Mio. €/a] ¹⁾	2.162	2.699	3.700	k.A.
durchschnittliche EEG-Vergütung [ct/kWh _{el}]	13,58	14,24	16,10	k.A.
vermiedene CO ₂ -Emissionen durch Biomasse (feste/flüssige/Biogas) [Mio. t CO ₂ /a] ²⁾	12,8	14,8	16,8	18,7
Arbeitsplätze [EEG-induziert] ³⁾	44.500	47.200	54.100	55.300

Für das Jahr 2010 liegen gegenwärtig nur teilweise Daten vor

k.A. – keine Angaben

1) BMU nach Daten Bundesnetzagentur

2) BMU nach AGEE-Stat, UBA und weiteren Quellen

3) BMU nach DLR, DIW, GWS, ZSW

4) Daten für 2010: erste vorläufige Abschätzungen, BMU nach AGEE-Stat, IfnE, UBA, DLR, DIW, GWS, ZSW

Daten teilweise vorläufig

Feste Biomasse

Im Bereich der festen Biomasse (Waldrestholz, Sägenebenprodukte, Altholz u. a.) ist die Höhe der installierten elektrischen Leistung bis Ende 2009 auf 1.210 MW_{el} und damit gegenüber dem Jahr 2000 um mehr als das Zehnfache angestiegen. Insgesamt ist von etwa 248 Anlagen auszugehen. Im Jahr 2009 wurden insgesamt 39 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt ca. 132 MW_{el} in Betrieb genommen. Davon wurden 27 Anlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich (unter 5 MW_{el}) und 12 Anlagen im Leistungsbereich über 5 MW_{el} zugebaut. 2010 wurden schätzungsweise 15 Anlagen mit einer installierten Leistung von 39 MW_{el} zugebaut. Im Leistungsbereich über 5 MW_{el} (Anlagenleistungsäquivalent) wurden 2010 keine Neuanlagen zugebaut. Insgesamt liegt der Bioenergieausbau auf Basis fester Biomasse mit 12,1 TWh [1] unterhalb des im Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie angesetzten Entwicklungspfad (17,5 TWh).

Das in Deutschland vorhandene Altholzpotezial wird bereits weitgehend stofflich und energetisch genutzt. Weitere Anlagen zur energetischen Nutzung von Altholz würden auf bisher stofflich verwertete Altholzsortimente zurückgreifen müssen.

Der Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen (sogenannter „Nawaro-Bonus“) fördert den Einsatz von Waldrestholz sowie von Holz aus Kurzumtriebsplantagen und aus der Landschaftspflege in Heizkraftwerken.

Zunehmend werden Biomassekraftwerke von einer reinen Stromerzeugung auf die gekoppelte Strom- und Wärmeversorgung (KWK) umgestellt, so dass nur noch ein kleiner Teil der erfassten Biomasseanlagen (rund 5 %) ausschließlich Strom erzeugen. Neuanlagen werden in der Regel nur noch gebaut, wenn auch eine sinnvolle Wärmenutzung möglich ist. Im Hinblick auf die Entwicklung innovativer Verfahrensarten haben sich zwei Technologien mittlerweile am Markt durchgesetzt: der Dampfkraftprozess und der Organic-Rankine-Cycle-Prozess (ORC-Prozess). Andere Technologien, wie z. B. die Holzvergasung, befinden sich noch im Demonstrationsstadium.

Tab. 3-15: Übersicht über die Vergütungssätze nach dem EEG 2009

Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Biomasse nach dem EEG 2009 in €/kWh^{a)}
(dargestellte Vergütungssätze gelten für eine im Jahr 2009 in Betrieb genommene Anlage)

Anlagenleistungs- äquivalent	Mindest- vergütung ^{b)} Inbetriebnahme- jahr 2009	Bonusvergütung ^{b)}											Vergütungser- höhung für Emissions- minderung ⁴⁾ Biogas	
		KWK ¹⁾	Innovative Verfahren ²⁾ (Technologie-Bonus) Gasaufbereitung ^{2a)}		Nachwachsende Rohstoffe („Nawaro-Bonus“ ³⁾									
					thermo-chem. Konversion			bio-chem. Konversion (Biogas)						
					bis 350 Nm ³ /h	bis 700 Nm ³ /h	Holz (außer KUP- + LP- Holz)	KUP- + LP- Holz, sonstige Biomasse	Pflanzenöl	Basis	LP-Bonus (überwiegend LP-Material)	Gülle-Bonus (Anteil ≥ 30 %)		
Vor-Ort- Verstromungs- anlagen	Bio- methan													
≤ 150 kW _{el}	11,67	3,00	2,00	2,00	1,00	6,00	6,00	6,00	7,0	2,0	4,0	0	1,0	
≤ 500 kW _{el}	9,18	3,00	2,00	2,00	1,00	6,00	6,00		7,0	2,0	1,0	0	1,0	
≤ 5.000 kW _{el}	8,25	3,00	2,00	2,00	1,00	2,5	4,0		4,0					
≤ 20.000 kW _{el} ^{c)}	7,79	3,00												

a) Die Vergütungen sind für jeweils 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres der Anlage zu zahlen.

b) Die jährliche Degression für die Mindestvergütung und Boni beträgt 1%.

c) Anlagen > 5 MW haben nur einen Anspruch auf EEG-Vergütung, soweit dieser in KWK erzeugt wird.

Bonusleistungen: Alle Boni sind addierbar - Ausnahmen:

- Technologie-Bonus „Gasaufbereitung“ bis 350 Nm³/h und bis 700 Nm³/h aufbereitetes Rohgas (Biomethan) sind nicht addierbar.

- Auch Technologie-Bonus „Gasaufbereitung“ und Technologie-Bonus „Innovative Anlagentechnik“ sind nicht kumulierbar (d.h. für eine Anlage kann nicht zwei Mal der Technologie-Bonus beansprucht werden).

- Bestimmte Boni sind schon aus verfahrenstechnischen Gründen nicht kombinierbar (z. B. sind KUP+LP-Holz-„Bonus“ und „Gülle-Bonus“ faktisch nicht kombinierbar).

1) Anspruch besteht nur für den KWK-Stromanteil (Nachweispflicht nach AGFW-Arbeitsblatt FW 308 durch Umweltgutachter; Ausnahme Klein-KWK-Anlagen bis 2 MW: nach Herstellerunterlagen) und wenn die Wärmenutzungsvariante auf der Positivliste benannt ist oder nachweislich fossile Energieträger ersetzt werden und die Mehrkosten dieser Wärmebereitstellung mind. 100 €/kW betragen

2) Gilt nur bei KWK oder bei einem elektr. Anlagenwirkungsgrad von ≥45% (außer für „Biogasaufbereitung“), soweit Stromerzeugung unter Anwendung der in Anlage 1 abschließend genannten innovativen Technologien/Verfahren (therm.-chem. Vergasung, Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, ORC- oder Mehrstoffgemisch-Anlagen (insb. Kalina-Cycle), Stirling-Motoren, therm.-chem. Konversion von Stroh oder halmgutartiger Biomasse, Bioabfallanlagen mit Nachrotte der Gärrückstände zur stofflichen Verwertung).

2a) Wenn die max. Methanemissionen während der Biogasaufbereitung 0,5 % und der dazu notwendige Strom 0,5 kWh/Nm³ (Rohgas) nicht überschreiten sowie die dazu eingesetzte Prozesswärme nicht aus fossilen Energiequellen stammt.

3) Bonus gilt nur für den nachgewiesenen Anteil der Stromerzeugung aus Nawaro (einschließlich Gülle; Ausschlussprinzip; Einsatzstofftagebuch-Pflicht). Ab 150 kW_{el} gilt der Nawaro-Bonus nur noch für gasförmige und feste Nawaro. Bei Biogaseinsatz in Anlagen im Sinne der 4. BImSchV müssen die Gärrestlager gasdicht abgedeckt und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen vorgehalten werden.

4) Für nach BImSchG genehmigungspflichtige Anlagen zur anaeroben Vergärung, die kein „virtuelles“ Biogas aus dem Gasnetz entnehmen und die dem Emissionsminimierungsgebot der TA-Luft entsprechenden Formaldehydgrenzwerte einhalten und bescheinigen können.

Biogas

Bei Biogas hat das EEG 2009 zu einem kräftigen Anlagenzubau geführt. Nach einem Zubau von rund 350 Anlagen im Jahr 2008 wurden 2009 knapp 900 Anlagen zugebaut. Dabei dominierten kleinere Biogasanlagen, wenngleich auch der Zubau größerer Anlagen fortgeführt wurde.

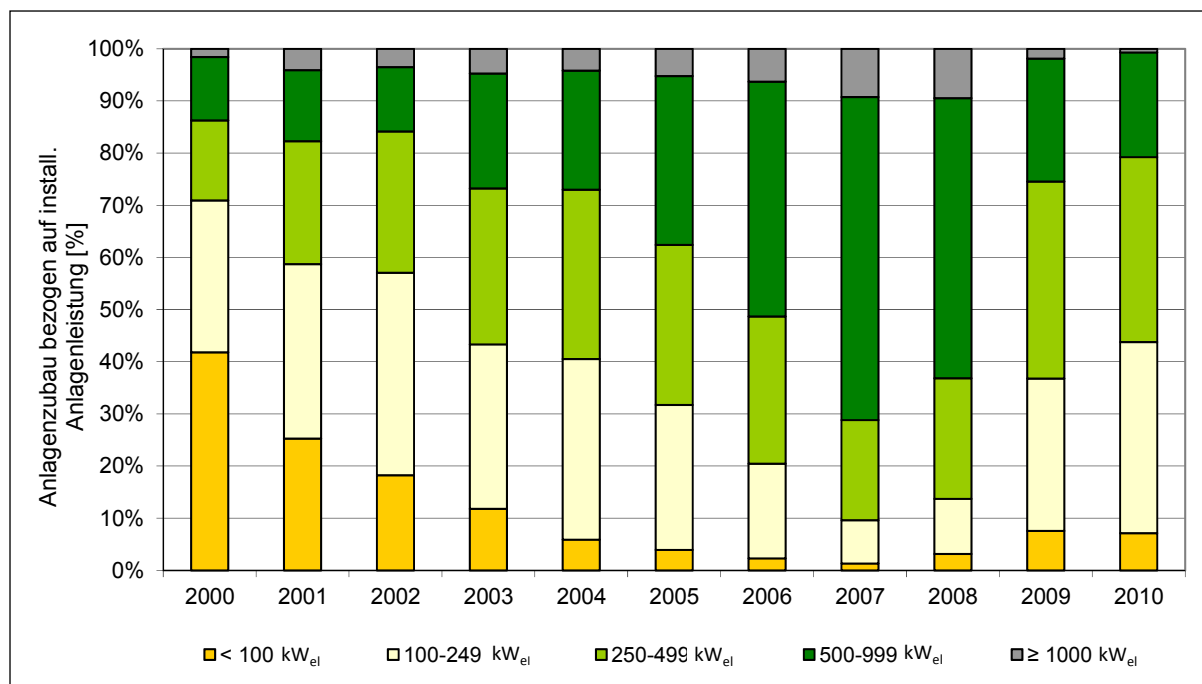


Abb. 3-8: Veränderung der Größenklassen im Biogasanlagenzubau nach Inbetriebnahmejahr (DBFZ)

Der massive Zubau von neuen Biogasanlagen ging mit einem entsprechenden Zuwachs an Substratbereitstellung und dafür benötigter Flächeninanspruchnahme einher. Seit 2006 stieg die Stromerzeugung von 3.344 GWh auf nunmehr 12.800 GWh (2010) bei gleichzeitiger Steigerung der für die entsprechende Biomasseproduktion benötigten Anbaufläche von 160.000 ha (2006) auf 650.000 ha (2010), d.h. beide Größen vervierfachten sich in den letzten fünf Jahren.

Auf den nur begrenzt verfügbaren Ackerflächen konkurriert der Anbau von Biogassubstraten, insbesondere Mais, mit der Erzeugung von Nahrungs- und Futtermitteln. Zugleich wächst der Druck auf die Umwidmung von Grünlandflächen. Damit werden bestehende agrarische Probleme vor allem in Viehhaltungsregionen und inzwischen auch anderen Regionen (z.B. überproportional hoher Maisanbau mit Fruchtfolgeneinschränkung, Bodenerosion, Einsatz von Pflanzenschutzmitteln, Verringerung der Biodiversität) verschärft.

Die geltende EEG-Vergütung spiegelt für Biogas mittlerweile in vielen Regionen Deutschlands die tatsächliche Flächenknappheit und den gesellschaftlich gewollten Vorrang der Ernährung vor der Bioenergieerzeugung nicht mehr wider. In der Öffentlichkeit entsteht der Eindruck, dass sogar ein Vorrang der Bioenergie bestünde. Diese Entwicklung führt zu zunehmenden Akzeptanzschwierigkeiten in der Bevölkerung und Konflikten mit Umwelt- und Naturschutzziele. Diese Situation macht es erforderlich, durch die EEG-Novelle moderierend auf die Entwicklung einzuwirken.

Maßgeblichen Einfluss auf den Zubau der Biogasanlagen haben der **Nawaro-Bonus** und der **KWK-Bonus** sowie die als „**Gülle-Bonus**“ bezeichnete Erhöhung des Nawaro-Bonus für einen Mindestanteil eingesetzter Gülle. So wird der Nawaro-Bonus von 88 %, der KWK-Bonus von 73% und der Gülle-Bonus von rund 70 % aller Biogasanlagen genutzt.

Die Kopplung des erst im parlamentarischen Verfahren eingebrachten Gülle-Bonus an den Nawaro-Bonus sowie dessen Ausgestaltung führt allerdings zu Fehlanreizen in Regionen mit intensiver Viehhaltung. Der Gülle-Bonus wird erst ab einem Gülle-Anteil von 30 Masseprozent, dann aber für den gesamten erzeugten Strom gewährt. Dies führt zu dem, dass der Einsatz von Gülle in Biogasanlagen nur in begrenztem Umfang angereizt wird, nämlich in der Regel nur bis zum geforderten Mindestanteil von 30%. Zum anderen ergibt sich eine starke Überförderung von Gülle-Biogasanlagen. Dies ermöglicht die Zahlung von Höchstpreisen für Energiemais. Infolgedessen wird gerade in Regionen mit intensiver Viehhaltung und hierdurch hohem Gülleanfall und hohem Futtermittelbedarf (Silo- und Körnermais) der Maisanbau nochmalig ausgeweitet und der bereits bestehende Druck auf Ackerflächen verstärkt. Damit werden bestehende Probleme in Viehhaltungsregionen (z. B. Fruchtfolgeverengung und überproportional hoher Maisanbau) verschärft, was sowohl aus Sicht des Klimaschutzes wie auch aus Naturschutzsicht bedenklich ist. Die derzeitigen Regelungen zum Gülle-Bonus bewirken damit das Gegenteil dessen, was angereizt werden sollte.

Der Gülle-Bonus wird überdies auch für Bestandanlagen gewährt, die vor 2009 in Betrieb gingen und wirtschaftlich betrieben wurden. Lediglich 4,5 % der in 2009 geleisteten Gülle-Bonus-Zahlungen gingen an Neuanlagen. Betreiberbefragungen bestätigen, dass seit der Einführung des Gülle-Bonus höchstens 30 % der Bestandsanlagen mehr Gülle als zuvor einsetzen. Ein Teil der Bestandsanlagen reduzierte dagegen den Gülleeintrag auf 30 Masseprozent, um die EEG-Vergütung zu optimieren. Dies läuft der Zielsetzung des Gülle-Bonus entgegen und bedeutet zudem erhebliche Mitnahmeeffekt.

Im Jahr 2009 wurden ca. 170 Mio. € als Gülle-Bonus ausgezahlt.⁵ Kumuliert über die Restförderzeiträume betragen die Kosten mindestens 2,4 Mrd. €. Dies unterstreicht das Ausmaß der Mitnahmeeffekte und den Änderungsbedarf beim Gülle-Bonus.

Im Gegensatz zu den o.g. Boni wird die als „**Landschaftspflege-Bonus**“ bezeichnete Erhöhung des Nawaro-Bonus für einen überwiegenden Anteil Landschaftspflegematerial nur von rund 1 % der Anlagen in Anspruch genommen. Zurückzuführen ist dies vor allem auf den geforderten hohen Mindestanteil von Landschaftspflegematerial in Höhe von 50 %, dessen Bereitstellung in der Regel mit Schwierigkeiten verbunden ist, die teilweise fehlende Wirtschaftlichkeit der zugrunde liegenden Konzepte (hohe Bereitstellungs- und Transportkosten des Landschaftspflegematerials bei geringen Biogaserträgen). Hinzu kamen Unsicherheiten bei der Begriffsbestimmung des Landschaftspflegematerials. Es bedarf künftig einer klaren, fachlich begründeten Definition für „Landschaftspflegematerial“. Die derzeit teilweise vertretene, durch die heutige Gesetzesformulierung jedoch nicht gestützte Auffassung, dass zum Beispiel auf Flächen in Kulturlandschafts- oder Agrarumweltprogrammen gezielt zur energetischen Nutzung angebaute Mais, Raps oder angebautes Getreide ggfs. auch als Landschaftspflegematerial eingestuft werden können, muss durch eine rechtssichere gesetzliche Formulierung ausgeschlossen werden. Durch klare Definition der Begrifflichkeiten im EEG oder in der Biomasseverordnung sollte die Rechtssicherheit für Anlagenbetreiber und Investoren erhöht werden.

Der **Technologie-Bonus** hat in der Vergangenheit insbesondere die Biogasaufbereitung und -einspeisung angereizt. Dieser Anreiz sollte grundsätzlich beibehalten und an den gegenwärtigen Technologiestand angepasst werden. Die innovativen Anlagentechniken wie z. B. Brennstoffzellen, ORC-Anlagen und Gasturbinen finden dagegen zur Stromerzeugung aus Biogas praktisch keine Anwendung. Eine Fortführung dieser Anreize erscheint gegenwärtig nicht sinnvoll.

Biomethan

Auch die Biogasaufbereitung und -einspeisung in das Erdgasnetz konnte einen deutlichen Zuwachs verzeichnen. Im Dezember 2010 waren in Deutschland 50 Biogaseinspeiseanlagen in Betrieb⁶. Das ist eine knappe Verdreifachung gegenüber 2008. Der weitere Zubau von Biogaseinspeiseanlagen entwickelt sich allerdings nur zögerlich, Gründe sind u. a. lange Planungszeiträume, Verzögerungen beim Netzanschluss sowie die aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Hierbei sind die Gründe für die eingeschränkte Wettbewerbsfähigkeit

⁵ Auf Grundlage von Datenerhebungen der Bundesnetzagentur berechnet.

⁶ Ergebnisse einer Erhebung der Bundesnetzagentur (Anlagenbestand zum 31.12.2010)

von Biomethan im KWK-Sektor vor allem in den derzeit relativ niedrigen Erdgaspreisen und der damit verbundenen höheren wirtschaftlichen Attraktivität von erdgasbetriebenen und nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) geförderten Erdgas-KWK-Anlagen zu suchen.

Ein weiteres Hemmnis für den Ausbau der Biomethaneinspeisung stellt die mit steigender Anlagenleistung abnehmende EEG-Vergütung insbesondere durch die stark leistungsgestaffelte Höhe des Nawaro-Bonus dar. Zwar sind mit Biomethan betriebene KWK-Anlagen bis 500 kW_{el} auf Basis der derzeitigen EEG-Vergütung für sich genommen wirtschaftlich betreibbar. Die Absenkung des Nawaro-Bonus im Leistungsbereich über 500 kW_{el} von 7 auf 4 ct/kWh führt aber dazu dass gerade bei großen gewerblichen und industriellen Wärmesenken Biomethan gegenüber Erdgas wirtschaftlich benachteiligt ist. Biomethan-BHKW stehen hier im Wettbewerb zu klassischen Erdgas-KWK-Anlagen. Die höheren Aufwendungen bei Handel, Transport und Dokumentation für Biomethan gegenüber Erdgasanwendungen wirken ebenfalls hemmend gegenüber der Etablierung dieses Biogasnutzungspfads.

In der zum 3. September 2010 novellierten Fassung der Gasnetzzugangsverordnung wurden auf Initiative des Bundesumweltministeriums eine Reihe weiterer Erleichterungen für Anlagen zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz geschaffen. So wurden die Netzanschlussbedingungen für Anschlussnehmer von Biogasaufbereitungsanlagen deutlich vereinfacht bzw. präzisiert (z. B. Verantwortlichkeiten, Kosten, Verfügbarkeit), die Umsetzung des Netzanschlussverfahrens beschleunigt und die Bilanzierungsregeln für den Biomethantransport durch die Gasnetzzugangsnovellen 2008 und 2010 vereinfacht (Erhöhung des Flexibilitätsrahmens, neue Netzentgeltregelungen). Mit dem „Biogasregister Deutschland“ der Deutschen Energie-Agentur (dena) wird der Nachweis der zur Biomethanerzeugung eingesetzten Rohstoffe deutlich vereinfacht.

Auch über den **Technologie-Bonus** wurde der vermehrte Zubau von Anlagen zur Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins Erdgasnetz angereizt. Dieser Anreiz hat sich grundsätzlich bewährt. Allerdings zeigt die Analyse bestehender und geplanter Biogaseinspeiseanlagen, dass die im EEG 2009 gewählten Leistungsgrenzen von 350 Nm³/h (2 ct/kWh Technologie-Bonus) bzw. 700 Nm³/h (1 ct/kWh) nicht optimal sind. Angesichts der hohen Investitions- und Betriebskosten von Biogaseinspeiseanlagen überrascht es nicht, dass trotz besonderer Förderung kleiner Biogasaufbereitungsanlagen über den Technologie-Bonus und zusätzlich über Investitionszuschüsse aus dem Marktanreizprogramm kleine Biogaseinspeiseanlagen die Ausnahme bleiben. Um das beachtliche Potenzial oberhalb von

700 Nm³/h erschließen zu können, wird vorgeschlagen, die Leistungsgrenzen auf 700 Nm³/h bzw. 1.400 Nm³/h zu erhöhen. Die Anhebung der Leistungsgrenzen trägt den gegebenen Kostenstrukturen Rechnung und ermöglicht eine kosteneffiziente und nachhaltige Biomethanbereitstellung. Des Weiteren bleibt der Kostenvorteil einer effizienten Biogasnutzung am Ort der Biogasanlage in KWK-Anlagen mit hohem Wärmenutzungsgrad erhalten.

Bioabfallvergärungsanlagen

Bioabfallvergärungsanlagen weisen bestimmte Besonderheiten auf. Die Investitionen in die Substratkonditionierungstechnik sind bei diesen Bioabfallanlagen deutlich höher als bei Nawaro- oder Gülleanlagen. Daher wird seit dem EEG 2009 für die Vergärung von Bioabfällen mit Nachrotte und stofflicher Verwertung der Gärreste der Technologiebonus von 2 Cent/kWh gewährt. Dies reicht jedoch nicht aus, um die Mehrkosten der Vergärung gegenüber der Kompostierung zu kompensieren, weshalb gegenüber den Vergütungssätzen nach dem EEG 2009 eine leichte Anhebung sinnvoll erscheint. Damit können auch die im Energiekonzept beschlossenen Ziele zur verstärkten Nutzung von Abfall- und Reststoffen umgesetzt werden.

Flüssige Biomasse

Auch BHKWs zur Stromerzeugung aus Pflanzenöl (PÖL-BHKWs) profitieren vom Nawaro- und vom KWK-Bonus. Etwa 80 % dieser Anlagen erhalten derzeit beide Boni. Aufgrund der hohen Marktpreise für Pflanzenöle stagnierte der Anlagenzubau in 2009 und 2010 im Vergleich zu den Vorjahren. Die Rohstoffkosten haben einen Anteil von bis zu 85 % der Stromgestehungskosten von PÖL-BHKW. Damit sind die Preisrisiken beim Betrieb dieser Anlagen deutlich höher als bei gasförmigen oder festen Bioenergieträgern.

Zum 1. Januar 2011 ist die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) wirksam geworden. Sie setzt die Nachhaltigkeitsanforderungen zu THG-Bilanzen und dem Schutz ökologisch wertvoller Flächen der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie an die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse um. Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) ist für die Kontrolle und Anerkennung von Zertifizierungssystemen und Zertifizierungsstellen zuständig, welche die Nachhaltigkeitszertifizierung durchführen. Derzeit sind bereits 29 Zertifizierungsstellen und 3 Zertifizierungssysteme (Stand: 06.04.2011) für diese Tätigkeit anerkannt, die Ausstellung von Zertifikaten und Nachhaltigkeitsnachweisen ist bereits im Laufe des Jahres 2010 angelaufen. Die BioSt-NachV sieht darüber hinaus die Anerkennung von Nachhaltigkeitsnachweisen anderer Mitgliedsstaaten vor. Damit wirkt

dieser Regelungsmechanismus steuernd darauf, auf welchen Flächen der Biomasseanbau gefördert werden kann (direkte Landnutzungsänderungen), löst aber nicht grundsätzlich das Problem der Flächenkonkurrenzen, da von diesen Nachhaltigkeitskriterien keine Signalwirkung auf den Umfang der Flächeninanspruchnahme ausgeht. Diese derzeit geltenden Kriterien bieten auch noch keinen Schutz vor sogenannten indirekten Landnutzungsänderungen, wenn z. B. flüssige Brennstoffe auf zulässigen Flächen unter Verdrängung der bisherigen Nutzung erzeugt wird, während die herkömmlichen Nutzungen in ökologisch sensible Bereiche abwandern.

Stromgestehungskosten

Für typische Bioenergieanlagen zur Verstromung fester, flüssiger und gasförmiger Bioenergieträger wurden Stromgestehungskosten berechnet. Dabei wurde ein durchschnittlicher Wärmeerlös von 3 ct/kWh_{th} unterstellt. Die in der Praxis tatsächlich erzielbaren Wärmeerlöse beeinflussen wesentlich die Höhe der Stromgestehungskosten und somit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Die Höhe der Wärmeerlöse ist bundesweit sehr verschieden und hängt zudem auch von den jeweiligen Anlagenkonzepten ab. Dabei ist zu beachten, dass die EEG-Vergütung und insbesondere der KWK-Bonus die Höhe der erzielbaren Wärmeerlöse negativ beeinflussen können.

Festbrennstoffe: Im Rahmen der hier betrachteten Modellfälle für Festbrennstoffe kann nur der Modellfall FB1 (ORC-Anlage) kostendeckend betrieben werden (Abb. 3-9). Allerdings können die Modellfälle FB2 bis FB4 bei einer marginalen Änderung der Kostenparameter beispielsweise durch eine standortspezifische Anpassung des Konzepts ggf. ebenfalls wirtschaftlich betrieben werden. FB4 stellt aufgrund der Anlagengröße von über 5 MW einen Sonderfall dar, da bei einer Leistung über 5 MW lediglich der in KWK erzeugte Strom nach EEG vergütungsfähig ist. Nach § 17 EEG darf jedoch die Gesamtmenge oder ein fester Anteil des erzeugten Stroms direkt vermarktet werden, was im Modell FB4 zur Anwendung kommt. Die Gestehungskosten sinken damit durch die Erlöse sowohl aus dem Wärmeverkauf als auch aus der möglichen Direktvermarktung des nicht in KWK erzeugten und damit nicht nach EEG vergütungsfähigen Stroms.

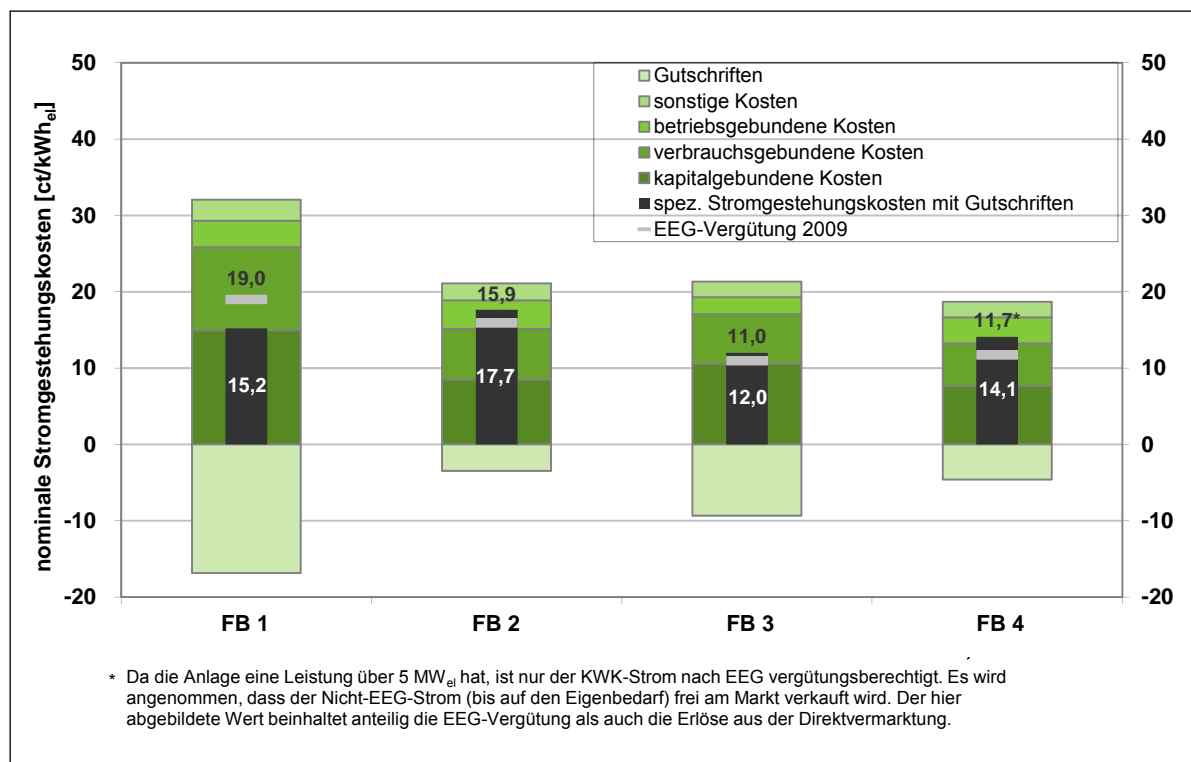


Abb. 3-9: Spezifische Stromgestehungskosten, EEG-Vergütung und Gutschriften für die Festbrennstoff-Modellanlagen (Datenbasis: 2009). FB 1: ORC, 1 MW_e, Waldrestholz; FB 2: Vergasung, 3 MW_e Waldrestholz; FB 3: Dampfkraft, 4 MW_e Wadrest- und Altholz; FB 4: Dampfkraft, 7,5 MW_e Waldrest- und Landschaftspflegeholz.

Biogasanlagen: Bei kleinen Biogasanlagen unter 250 kW_e ist ein Anstieg der spezifischen Investitionskosten feststellbar. Ursachen hierfür sind erhöhte technische Anforderungen (z. B. zur Abdeckung von Gärrestlagern), aber auch die hohe Auslastung der Anlagenhersteller. Hier zeigt sich, dass ein durch Überförderung ausgelöster Boom preistreibend wirkt. Unter den angenommenen Parametern liegt die Vergütung für die Modellfälle BG1 und BG2 deutlich über den Stromgestehungskosten (Abb. 3-10). Unterstellt man bei der Bioabfallanlage (BG3) einen – am Markt durchaus realisierbaren – höheren Erlös für die Verwertung von Bioabfall, so ist auch hier ein kostendeckender Betrieb möglich. Die Nutzung von Biomethan zur Verstromung in einem BHKW mit einer Leistung von 600 kW_e (BG4) ist bei den dargestellten Stromgestehungskosten inklusive der Markterlöse aus dem Wärmeverkauf, d. h. dem hier unterstellten Wärmepreis von 3 ct/kWh_{th}, gegenüber der Nutzung von Erdgas nicht attraktiv.

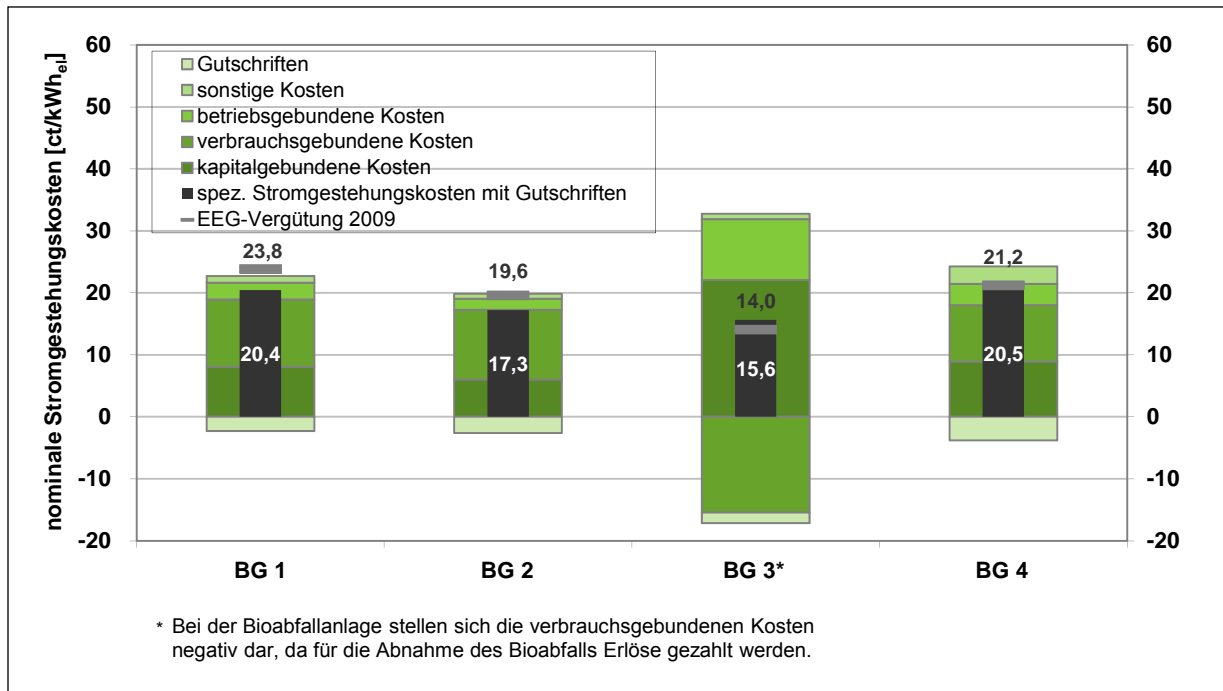


Abb. 3-10: Spezifische Stromgestehungskosten, EEG Vergütung und Gutschriften für die Biogas-Modellanlagen (Datenbasis: 2009). BG 1: 190 kW_{el}, NawaRo+Gülle; BG 2: 600 kW_{el}, NawaRo+Gülle; BG 3: 600 kW_{el}, Bioabfall; BG 4: 6,5x600 kW_{el}, NawaRo.

Flüssige Biomasse: Bei flüssigen Bioenergieträgern weisen die Stromgestehungskosten eine große Bandbreite auf. Dies ist insbesondere auf die Schwankungen des Preisniveaus der Rohstoffe Palmöl und Rapsöl zurückzuführen. Bei keinem der betrachteten Modellfälle ist derzeit ein kostendeckender Betrieb möglich.

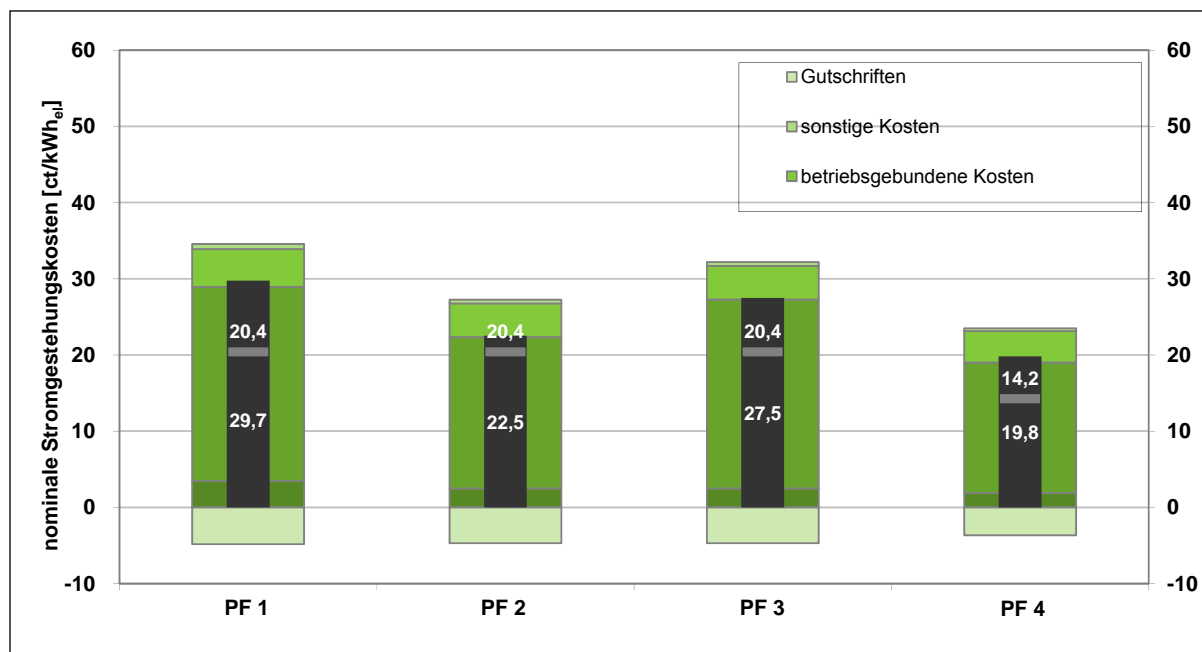


Abb. 3-11: Spezifische Stromgestehungskosten, EEG-Vergütung und Gutschriften für die Pflanzenöl-Modellanlagen (Datenbasis: 2009). PF 1: 100 kW_{el}, Raps; PF 2: 150 kW_{el}, Palmöl; PF 3: 150kW_{el}, Raps; PF 4: 200 kW_{el} Palmöl

Künftige Kostenentwicklung von Bioenergie: Bezüglich der zukünftigen Kostenentwicklung von Bioenergie insgesamt ist bei den Rohstoffpreisen davon auszugehen, dass kurz- bis mittelfristig keine Kostensenkungen zu erwarten sind und diese letztlich an den Weltagarmärkten bestimmt werden. Bei der Technik bestehen Optimierungspotenziale vor allem bei der Biogaserzeugung und bei der Biogasaufbereitung. Steigende genehmigungsrechtliche und technische Anforderungen (z. B. zur Vermeidung von Methanschlupf) können den Kostensenkungspotenzialen jedoch entgegen wirken.

3.3.3 Handlungsempfehlungen

Wesentliche Ergebnisse

Für die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Stromerzeugung aus Biomasse sind folgende Punkte von entscheidender Bedeutung:

- Durch die Vielzahl der Boni ist die **Vergütungsstruktur** inzwischen unübersichtlich und intransparent geworden. Hier ist eine drastische Vereinfachung anzustreben.
- Die Änderungen im EEG 2009, insbesondere die Möglichkeiten der Kombination von Boni, haben zu einer deutlichen **Überförderung** kleinerer Biogasanlagen geführt. Diese

Anlagen waren neben der Photovoltaik der entscheidende Treiber für die Erhöhung der EEG-Differenzkosten und damit der EEG-Umlage. Um den weiteren Anstieg der EEG-Umlage deutlich zu bremsen, ist ein konsequenter Abbau der Überförderung insbesondere bei kleinen Biomasseanlagen unabdingbar.

- Ursache für die hohe durchschnittliche Vergütung vor allem im Bereich der Biogasanlagen ist die Ausgestaltung der Boni, insbesondere des **Gülle-Bonus**. Die derzeitigen Regelungen zum Gülle-Bonus bewirken das Gegenteil dessen, was angereizt werden sollte. Ungeachtet des bestehenden Änderungsbedarfs beim Gülle-Bonus ist die energetische Nutzung von tierischen Exkrementen (Gülle) in Biogasanlagen ökologisch sinnvoll, weshalb gerade auch in Viehhaltungsregionen Biogasanlagen weiterhin betrieben und genehmigt werden sollen. Die EEG-Vergütung für die Stromerzeugung aus tierischen Exkrementen sollte deshalb überarbeitet und künftig auf den Energiegehalt bezogen sowie von den Nawaro-Inputmengen entkoppelt werden. Flankierend sollten Änderungen im Fachrecht (Düngerecht) in Betracht gezogen werden. Ziel ist die Begrenzung der Ausbringung von Nährstoffen aus Gärresten auf landwirtschaftlichen Flächen, wie dies bereits für Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft geregelt ist.
- Der Gülle-Bonus hat ein erhebliches Ausmaß an Mitnahmeeffekten bewirkt. Der Gülle-Bonus nach Maßgabe des EEG 2009 soll daher für Bestandsanlagen, die vor 2009 in Betrieb gingen, halbiert werden. Diese Anlagen haben den Gülle-Bonus erst nachträglich erhalten. Sie wurden zuvor auch ohne Gülle-Bonus wirtschaftlich betrieben und haben teilweise aufgrund der Ausgestaltung des Gülle-Bonus den Gülleinsatz sogar reduziert. Ein Anspruch auf Bestandsschutz besteht nicht. Dies bedeutet für die aus diesen Anlagen stammende Stromerzeugung geringere EEG-Vergütungszahlungen und damit auch eine Entlastung der EEG-Umlage.
- Die Biogasaufbereitung zu **Biomethan** und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz soll auch künftig gefördert werden, wenn dessen energieeffiziente, klimaschonende und umwelt- und naturverträgliche Nutzung gesichert ist. Um das beachtliche Potenzial von Biogaseinspeiseanlagen im mittleren Leistungsbereich zu erschließen, wird vorgeschlagen die Leistungsgrenzen bei Biomethan von gegenwärtig 350 bzw. 700 Nm³/h auf 700 bzw. 1.400 m³/h zu erhöhen.
- Die Stromerzeugung aus Biomasse und hierbei insbesondere aus der flexibel einsetzbaren gasförmigen Biomasse ist technisch sehr gut für eine bedarfsorientierte, **steuerbare Stromerzeugung** geeignet. Mit der Marktprämie und konkreten Anreizen für Investitionen in Anlagenkonzepte, die einen flexiblen Betrieb ermöglichen, soll ein Rahmen geschaffen werden, der es ermöglicht, die Flexibilitätspotenziale zu erschließen (siehe hierzu Kapitel 2.1.4). Dabei bestehen durch die engen Privilegierungsvoraussetzungen des BauGB zusätzliche Hemmnisse: Die Errichtung von

Biomasseanlagen im Außenbereich ist bis zu einer installierten elektrischen Leistung von 500 kW_{el} bauplanungsrechtlich privilegiert. Damit künftig Anlagen dieser Leistung für eine flexible Einspeisung ausgelegt werden können (etwa durch Zubau eines weiteren BHKW), ohne aus der Privilegierung heraus zu fallen, ist eine Änderung des § 35 Absatz 1 Nummer 6 BauGB erforderlich.

- Die Einhaltung von **Emissionsanforderungen** bei Biogasanlagen (z. B. Formaldehydgrenzwerte) ist im Fachrecht zu regeln.
- Jede Biomasseerzeugung und -nutzung muss an **Nachhaltigkeitskriterien** gekoppelt werden. Heimische wie globale Bioenergiepotenziale sind Flächen- und Nutzungskonkurrenzen (energetische Nutzung versus stoffliche Nutzung und Nutzung im Futter- und Lebensmittelbereich) ausgesetzt. Verfügbare Anbauflächen sind zudem durch Anforderungen des Umwelt- und Naturschutzes und der Biodiversität begrenzt. Aus diesen Gründen muss die energetische Nutzung von Biomasse nachhaltig und effizient erfolgen und zugleich den größtmöglichen Beitrag zur Minderung von Treibhausgasemissionen leisten. Deshalb soll der Erhalt der EEG-Grundvergütung zukünftig noch stärker als bisher an ökologisch sinnvolle Mindestanforderungen gebunden werden. Dazu gehört, eine Mindestwärmenutzung bei der Erzeugung von Biomassestrom verbindlich zu machen.
- Es ist notwendig, ökologisch vorteilhafte Stoffströme für die energetische Verwertung über eine höhere EEG-Vergütung verstärkt zu mobilisieren. Dazu sind diese in einer Positivliste zu definieren und fachlich zu begründen.
- Darüber hinaus sollen **Einsatzstoffe** mobilisiert werden, die nicht in Konkurrenz mit anderen Nutzungen stehen, keinen oder nur einen geringen Bedarf an Flächen aufweisen, und durch deren Nutzung verstärkt Treibhausgasemissionen vermieden werden. Dies bedeutet eine verstärkte Nutzung von Abfall- und Reststoffen. Auch die energetische Nutzung von Gülle als Reststoff aus der Viehzucht in Biogasanlagen leistet einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz, da hierdurch Treibhausgasemissionen vermieden werden, welche ansonsten bei der Lagerung der Gülle in offenen oder nur abgedeckten Behältern und bei der Ausbringung der Gülle auf dem Feld freigesetzt würden. Wegen des hohen Beitrags zum Klimaschutz ist die Förderung von Anlagen, welche einen hohen Anteil Gülle einsetzen, ausnahmsweise auch ohne Erfüllung der Mindestwärmenutzung sinnvoll.
- Der Einsatz von Mais ist künftig zu begrenzen, um die beschriebenen negativen Auswirkungen des Anbaus der dominanten Energiepflanze Mais einzudämmen und damit der sich hieran zunehmend entzündenden Kritik („Vermaisung“) Rechnung zu tragen. Damit soll zugleich ein Anreiz geschaffen werden, andere Einsatzstoffe, vor allem ökologisch vorteilhafte Substrate, zu mobilisieren.

- Neben einer Eindämmung des Zuwachses beim Maisanbau ist es parallel erforderlich, im Biogassektor Überhitzungen des Marktes vorzubeugen und den Ausbau der Bioenergie zu verstetigen, ohne dabei die Ausbaupotenziale in diesem Sektor einzuschränken. Eine Antwort auf den boomenden Biogasausbau und die damit einhergehenden wachsenden Flächen- und Nutzungskonkurrenzen sowie Akzeptanzschwierigkeiten ist eine nachhaltig ausgerichtete und effiziente Biomassenutzung. Daher sollen im Einklang mit europarechtlichen Entwicklungen zielgenaue Kriterien für eine nachhaltige, umwelt- und naturschutzgerechte Entwicklung der Biomasse zur Nutzung als Bioenergie erarbeitet und verordnungsrechtlich innerhalb des EEG verankert werden.

Konkrete Handlungsempfehlungen

1. Vor diesem Hintergrund ist eine deutlich vereinfachte **Vergütungsstruktur** vorgesehen (Tab. 3-16). Sie besteht im Kern aus zwei Säulen: einer leistungsgestaffelten Grundvergütung und einer von der Anlagenleistung unabhängigen Rohstoffvergütung. Die bisher bestehenden Boni werden weitgehend abgeschafft; sie wurden bei der Ermittlung der vorgeschlagenen Grund- und Rohstoffvergütung berücksichtigt. Die Grundvergütung spiegelt durch ihre Leistungsstaffelung die mit der Anlagengröße sinkenden spezifischen Investitions- und Betriebskosten wider. Im Gegensatz dazu sind die Rohstoffkosten nicht von der Anlagengröße abhängig, so dass hier eine von der Anlagengröße unabhängige, einheitliche Vergütung vorgeschlagen wird. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die Rohstoffkosten der einzelnen Einsatzstoffe sich signifikant unterscheiden. Vor diesem Hintergrund differenziert der Vergütungsvorschlag zwischen
 - Rohstoffen, die keine oder nur geringe Bereitstellungskosten verursachen und daher über die Grundvergütung hinaus nicht gesondert vergütet werden; diese Kategorie beinhaltet alle Substrate, die nach der Biomasseverordnung als anerkannte Biomasse gelten und nicht der Rohstoffvergütungsklasse I bzw. II zugeordnet sind, z. B. Sägenebenprodukte, aussortierte Gemüse, Biertreber, Kartoffelschalen, Rapskuchen, Getreideschlempe u. a.;
 - einer Rohstoffvergütungsklasse I, die zusätzlich zur Grundvergütung mit 6 ct/kWh vergütet wird und im Wesentlichen nachhaltig produzierte, nachwachsende Rohstoffe (Energiepflanzen) umfasst, z.B. Getreideganzpflanzen und Getreideganzpflanzensilage, Mais und Maissilage; Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP);
 - einer Rohstoffvergütungsklasse II, die zusätzlich zur Grundvergütung mit 8 ct/kWh vergütet wird und bestimmte ökologisch vorteilhafte Einsatzstoffe umfasst, z. B.

Gülle, Landschaftspflegematerial, Stroh, Gras aus der Grünlandpflege, Klee gras, Luzerne gras, Sommer- und Winterzwischenfrüchte.

Die einzelnen Rohstoffvergütungsklassen werden mit Positivlisten unterlegt. Durch die Einführung der Rohstoffvergütungsklasse II werden insbesondere Rohstoffe mit geringen Flächen- und Nutzungskonkurrenzen und einem hohen Beitrag für den Klimaschutz gefördert, welche in der Regel nur zu höheren Kosten mobilisiert werden können. Die verstärkte Verwendung von organischen Rest- und Abfallstoffen, landwirtschaftlichen Koppelprodukten, Landschaftspflegematerial bietet die Möglichkeit, heimische Bioenergiepotenziale besser zu erschließen und Nutzungskonkurrenzen zu vermeiden. In diesem Sinne soll zudem der Einsatz von Mais und Getreidekorn künftig auf maximal 60 % (energetisch) begrenzt werden.

Zur Erhöhung der Rechtssicherheit für Anlagenbetreiber und Investoren sollten die Begrifflichkeiten zu Einsatzstoffen (z. B. Landschaftspflegematerial, Straßenbegleitgrün) in Übereinstimmung mit dem Abfallrecht im EEG oder in der Biomasseverordnung klar definiert werden.

Die Einführung einer Rohstoffvergütung unabhängig von der Anlagengröße ermöglicht den flexibleren Einsatz von Biomasse in größeren und effizienteren Anlagen. Damit wird der Anreiz reduziert, durch Errichtung mehrerer kleinerer Stromerzeugungseinheiten anstelle eines großen Stromerzeugers eine höhere EEG-Vergütung für die Biogasverstromung zu erzielen.

Um Nutzungskonkurrenzen zur stofflichen Verwertung zu vermeiden, soll darüber hinaus eine Ausnahme für etablierte Wald(rest)holzsortimente gelten, für die innerhalb der Rohstoffvergütungsklasse I nur 2,5 ct/kWh gewährt werden. Für Neuanlagen soll Strom aus Altholz nicht mehr im EEG vergütet werden, um Nutzungskonkurrenzen zur stofflichen Verwertung der begrenzt verfügbaren Altholzsortimente zu vermeiden. Die Vergütung für Industrierestholz, Waldrestholz und Landschaftspflegeholz wird weiterhin gewährt.

Das Ausschließlichkeitsprinzip beim bisherigen Nawaro-Bonus, wonach der Mischeinsatz verschiedener Rohstoffe als Bedingung für den Erhalt des Nawaro-Bonus bei Festbrennstoffen ausgeschlossen und bei Biogassubstraten durch eine Stoffliste begrenzt ist, wird aufgegeben. Stattdessen sollen Biomassearten der unterschiedlichen Vergütungsklassen (Grundvergütung und Rohstoffklassen) künftig gemeinsam in einer

Biomasseanlage eingesetzt werden können. Damit wird auch ein entscheidendes Hindernis für den verstärkten Einsatz etwa von Landschaftspflegematerial und anderen Reststoffen beseitigt. Die Vergütung erfolgt in diesen Fällen anteilig entsprechend der einzelnen Vergütungsklassen und des Energiegehaltes. Das Ausschließlichkeitsprinzip des EEG beim Vergütungsanspruch (§16 Abs.1), wonach in EEG-Anlagen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden dürfen, bleibt dagegen erhalten. Die Beibehaltung dieser Regelung ist notwendig, um weiterhin verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen in Biomasseanlagen sicherzustellen.

Die eingesetzten Rohstoffe sind wie bisher in einem Einsatzstoff-Tagebuch nachzuweisen. Die jeweils anteilige Rohstoffvergütung wird folgendermaßen berechnet:

- Bei Festbrennstoffen wird der jeweilige Energiegehalt zur Ermittlung des jeweiligen energetischen Anteils an der Stromerzeugung herangezogen. Werden beispielsweise Sägenebenprodukte (gehört in die Grundvergütung) und Landschaftspflegeholz (gehört in die Rohstoffklasse II) im Verhältnis 1 zu 2 in einer Biomasseanlage eingesetzt, so setzt sich die Gesamtvergütung aus der Grundvergütung und der Rohstoffklasse II (zwei Drittel des eingespeisten Stroms) zusammen.
- Bei der Stromerzeugung aus Biogas erfolgt – sofern zur Biogaserzeugung Substrate unterschiedlicher Vergütungsklassen eingesetzt werden – die Berechnung der anteiligen Rohstoffvergütung auf Grundlage von Standardbiogaserträgen der eingesetzten Stoffe. Die Vergütungsermittlung anhand der drei Vergütungsklassen (Grundvergütung, zusätzliche Rohstoffvergütungsklasse I und zusätzliche Rohstoffvergütungsklasse II) orientiert sich also an dem relativen Verhältnis des Biogasertrags der eingesetzten Rohstoffe zueinander. Setzt beispielsweise eine Biogasanlage Maissilage (Grundvergütung plus Rohstoffklasse I), Gülle (Grundvergütung plus Rohstoffklasse II) und Kartoffelschalen (nur Grundvergütung) ein, so erfolgt die Aufteilung auf die einzelnen Vergütungsklassen im Verhältnis der auf Basis von Standardbiogaserträgen errechneten Anteile der einzelnen Substrate an der Biogaserzeugung. In dem genannten Beispiel könnte sich die Vergütung somit je nach Mengenverhältnis der eingesetzten Rohstoffe zu 60 Prozent nach Rohstoffklasse I (entsprechend dem energetischen Beitrag der Maissilage), zu 30 Prozent nach Rohstoffklasse II (entsprechend dem energetischen Beitrag der Gülle) und zu 10 Prozent ausschließlich aus der Grundvergütung (entsprechend dem energetischen Beitrag der Kartoffelschalen) bestimmen.

Die leistungsgestaffelte Grundvergütung im vorgeschlagenen Vergütungsmodell berücksichtigt wie bisher die größenabhängigen Kapital- und Betriebskosten von

Bioenergieanlagen in angemessener Weise. Der bisherige KWK-Bonus wird in dem vorgeschlagenen Vergütungsmodell in Höhe von 2 ct/kWh anteilig in die neue Grundvergütung integriert; desgleichen wurden bei der Bestimmung der Grundvergütung angemessene Wärmeerlöse in Höhe von 3 ct/kWh thermisch berücksichtigt. Zukünftig wird die Gewährung der Grundvergütung an eine Mindestwärmenutzung gekoppelt. Des Weiteren werden in dem vorgeschlagenen Vergütungsmodell sich aus dem Fachrecht ergebende Anforderungen, die zu höheren anlagenbezogenen Kosten (Investitionen in Immissionsschutz, Sicherheits- und Automatisierungstechnik) führen, sowie der Technologie-Bonus anteilig mit 1,5 ct/kWh berücksichtigt (bei allen Anlagen bis 5 MW_{el}). Der Emissionsminderungsbonus wird ersatzlos gestrichen, da Emissionsminderungsmaßnahmen Stand der Technik sind und darüber hinaus über das Fachrecht geregelt werden sollen. Der Erhalt der Grundvergütung wird zukünftig noch stärker als bisher an Mindestanforderungen hinsichtlich Klimaschutz und Energieeffizienz geknüpft.

Im Hinblick auf die vorgeschlagene Abschaffung beziehungsweise anteilige Integration des Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik in die Grundvergütung wird darauf hingewiesen, dass die Markteinführung von Einzeltechnologien in der Vergangenheit nur eingeschränkt erfolgreich war. Durch den Technologie-Bonus wurden zum Teil Technologien gefördert, welche auch ohne Technologie-Bonus bereits wirtschaftlich betrieben werden konnten. Andererseits wurden noch nicht marktfähige Technologien gefördert, die zukünftig nur noch im Rahmen von Forschungs- und Demonstrationsprojekten unterstützt werden sollten.

Die in Tab. 3-16 vorgeschlagenen Vergütungssätze sind so berechnet, dass die ermittelten Stromgestehungskosten für die Modellanlagen gedeckt sind. Für kleine Biogas-Anlagen wird mit der vorgeschlagenen Vergütung die bestehende massive Überförderung abgebaut und damit einem Anstieg der EEG-Umlage entgegengewirkt. Die Mehrkosten für den Gülleeinsatz bleiben prinzipiell berücksichtigt, werden aber auf ein adäquates Maß zurückgesetzt.

2. Für Biogasanlagen zur Vergärung von **Bioabfällen**, die unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände und deren stofflicher Nutzung verbunden sind, werden aufgrund der besonderen Kostenstrukturen eigene Vergütungssätze vorgeschlagen.
3. Für die **Biomethaneinspeisung** wird weiterhin eine Zusatzvergütung ähnlich dem bisherigen Technologie-Bonus für die Gasaufbereitung vorgesehen. Die bisherigen Obergrenzen für die Zusatzvergütung werden angehoben von gegenwärtig 350 bzw.

700 Nm³/h auf 700 bzw. 1.400 Nm³/h (aufbereitetes Rohgas). Damit soll das Potenzial mittlerer und größerer Biogaseinspeiseanlagen erschlossen werden.

4. Der Pflanzenöleinsatz in der Stromerzeugung hat sich aufgrund stark schwankender Marktpreise als problematisch erwiesen, nicht zuletzt weil die Nutzung von Pflanzenölen zur Stromerzeugung und zur Kraftstoffbereitstellung durch unterschiedliche Mechanismen angereizt werden und damit auf Marktveränderungen nicht in jeweils gleichem Maße reagiert werden kann. Eine dauerhafte Wirtschaftlichkeit der Anlagen wäre nur durch eine signifikante Erhöhung der Vergütung sicherzustellen, die dem Ziel der Kostensenkung entgegensteht. Die Stromerzeugung aus **Pflanzenölen** und anderer flüssiger Biomasse wird daher künftig bei Neuanlagen nicht mehr vergütet.
5. Der hohe Zuwachs im Biogasbereich in den letzten Jahren muss auch als Signal für eine teilweise bestehende Überförderung des Biogassektors durch das EEG 2009 verstanden werden. Vor diesem Hintergrund werden Maßnahmen zur Eindämmung des Maiszuwachses und zur Vermeidung einer Überhitzung des Biogasanlagenzubaues vorgeschlagen (Begrenzung des Maiseinsatzes, geänderte Vergütungsstruktur). Für weitere Nachhaltigkeitsanforderungen sollte die bereits bestehende Verordnungsermächtigung angepasst werden.
6. Die **Degression** soll künftig nur noch auf die Grundvergütung bezogen werden, da es bei den Rohstoffen wegen der Abhängigkeit der Preise von der Entwicklung an den Weltagrarmärkten keine Kostensenkungspotenziale gibt. Um eine beschleunigte Kostensenkung bei den Anlagen anzureizen, soll die Degression zugleich von 1 auf 2 % erhöht werden. Damit sinkt die von Neuanlagen – mit Ausnahme von Biomethananlagen - maximal erzielbare Einspeisevergütung von 22,3 ct/kWh im Jahre 2012 bis 2020 auf 20,2 ct/kWh. In der Summe bewirkt der neue Vergütungsvorschlag voraussichtlich eine Reduktion der durchschnittlichen EEG-Vergütung für Biomasseanlagen um 10-15 % gegenüber dem EEG 2009 und damit eine Entlastung der EEG-Umlage.
7. Der Vorschlag sieht weiterhin die Einführung eines **Mindestwärmenutzungsgrads** für alle Biomasseanlagen als allgemeine Vergütungsvoraussetzung vor. Der Mindestwärmenutzungsgrad soll im Regelfall mindestens 60 % betragen (bezogen auf die nach Deckung des prozessinternen Wärmebedarfs nutzbare Wärme). Diese Regelung soll für den gesamten Leistungsbereich bis 20 MW gelten. Bei Biogasanlagen, die mehr als 60 Masseprozent Gülle einsetzen, sowie bei Biomasseanlagen, die für eine bedarfsorientierte Stromeinspeisung ausgerüstet sind, sind jedoch geringere

Anforderungen an die Wärmenutzung notwendig. Das für Biomethan-KWK-Anlagen bereits geltende Erfordernis einer vollständigen Wärmenutzung bleibt erhalten. Der Mindestwärmenutzungsgrad ist bei Inbetriebnahme nachzuweisen und für mindestens fünf Jahre bindend. Danach haben die Anlagen (im Falle des Wegfalls der Wärmenachfrage) auch ohne Wärmenutzung „vergütungsrechtlichen Bestandsschutz“, erhalten jedoch in diesem Fall nur noch eine reduzierte Vergütung von 80 % der Grundvergütung. Die Anerkennung der KWK erfolgt weiterhin anhand der etablierten, bisher in Anlage 3 des EEG 2009 geregelten Positiv-/Negativlisten. Notwendige Anpassungen bei der Zuordnung betreffen insbesondere Korrekturen bei der Wärmenutzung für Stallheizungen und -kühlungen, die Klärung zulässiger Wärmeverluste bei Nahwärmenetzen, die Abschaffung der Anerkennung von Gärresttrocknung und eine Qualifizierung der technischen Holz Trocknung.

8. Von der Anforderung der Mindestwärmenutzung ausgenommen werden sollen Anlagen, deren Gülleeinsatz zu mindestens 60 Masseprozent zur Biogaserzeugung beiträgt, da hier durch die vermiedenen Methanemissionen der Güllelagerung in jedem Fall hohe Treibhausgasemissionsreduktionen erreicht werden. Anlagen, welche die Anforderung der Mindestwärmenutzung nicht erfüllen, jedoch die Anforderung der Mindestgüllelagerung nachweisen, erhalten für die gesamte eingesetzte Gülle nur die Rohstoffvergütungskategorie I. Diese Einschränkung berücksichtigt, dass bei Anlagen ohne Wärmenutzung keine Kosten für den Aufbau einer Wärmeinfrastruktur anfallen.

Tab. 3-16: Vorgeschlagene Vergütungen für das EEG 2012

	Vergütung für				
	Biogasanlagen (ohne Bioabfall) und Festbrennstoffanlagen				Bioabfallvergärungsanlagen ^{c)}
Anlagenleistungs-äquivalent	Grundvergütung	Rohstoffvergütung I ^{a)}	Rohstoffvergütung II ^{a) b)}	Zusatzvergütung für Biomethaneinspeisung	-
[kW _{el}]	[ct/kWh _{el}]				
≤ 150	14,3	6 (2,5) ^{d)}	8	≤ 700 Nm ³ /h: 2	16
≤ 500	12,3			≤ 1.400 Nm ³ /h: 1	
≤ 5.000	11				
≤ 20.000	6	-	-	-	14

- a) Gewährung der Rohstoffvergütung anteilig basierend auf dem Energiegehalt des jeweiligen Einsatzstoffs
b) nur für ausgewählte Rohstoffe mit entsprechender Definition
c) Gilt ausschließlich für Anlagen, die Bioabfälle vergären und unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind. Die nachgerotteten Gärrückstände müssen stofflich verwertet werden. Die Vergütung ist nur mit der Zusatzvergütung für die Biomethaneinspeisung kombinierbar.
d) Beim Einsatz von Wald(rest)holz unterhalb der Derbh Holzgrenze (Durchmesser unterhalb 7cm) aus PEFC-zertifizierten Wäldern beträgt die Rohstoffvergütungsklasse I 6 ct/kWh, Für die übrigen Wald(rest)holzsortimente ist die Rohstoffvergütungsklasse I auf 2,5 ct/kWh reduziert

Ableitung der Grundvergütung:

Basis bilden die Mindestvergütungen des EEG 2004 (mit Degression von 1,5 % bis ins Jahr 2009). Anschließend wurden diese Vergütungen mit der Degression von 1 % aus dem EEG 2009 auf den Wert für 2012 heruntergerechnet und auf 1 Nachkommastelle gerundet.

- Die Stufung der Anlagenleistungsäquivalente wurde beibehalten
- Bis zu einer Anlagenleistung von 150 kW_{el} wurde die Vergütung im EEG 2009 um 1 ct/kWh erhöht. Diese Erhöhung wurde für den aktuellen Vergütungsvorschlag – mit Wirkung für Neuanlagen – auf 0,5 ct/kWh reduziert
- Der bisherige KWK-Bonus wurde anteilig mit 2 ct/kWh berücksichtigt
- Gestiegene anlagenbezogene Kosten (Investitionen in Immissionsschutz, Sicherheits- und Automatisierungstechnik) sowie der Technologie-Bonus wurden in Anlagen bis 5 MW anteilig mit 1,5 ct/kWh berücksichtigt

Im Vergleich zu einer Fortsetzung der Regelungen des EEG 2009 ergeben sich daraus folgende Änderungen:

Tab. 3-17: Vergütungssätze für exemplarische Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse nach EEG 2009 und nach dem Vorschlag des EEG-Erfahrungsberichts 2011

Durchschnittliche Vergütungssätze in ct/kWh für die Stromerzeugung aus Biomasse		
Mit Blick auf die Vergleichbarkeit ist jeweils Inbetriebnahme in 2012 unterstellt.		
Anlagenart und äquivalente Leistung nach § 18 Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2009	EEG 2009	Vorschlag gemäß EEG-Erfahrungsbericht 2011
Biomasseanlage Einsatz von Sägenebenprodukten, 2,5 MW _{el} mit vollständiger Wärmenutzung (100% KWK-Bonus)	11,24	11,38
Biomasseanlage (Einsatz von Waldrestholz, 1 MW _{el} mit Nawaro-, KWK- und Technologie-Bonus (vollständige Wärmenutzung, ORC-Technik)	17,79	14,45
Biogasanlage 150 kW _{el} mit Nawaro- und KWK-Bonus ^{a)} und 35 Masseprozent Gülleanteil sowie Einhaltung des Formaldehydgrenzwertes	25,00	20,46
Biogasanlage 500 kW _{el} mit Nawaro- und KWK-Bonus ^{a)} sowie Einhaltung des Formaldehydgrenzwertes	19,43	18,94

a) KWK-Stromanteil 70%

Im Ergebnis zeigt sich, dass insbesondere bei den vergleichsweise teuren Kleinanlagen die bestehende Überförderung abgebaut wird. Während für eine Biogasanlage mit einer Leistung von 150 kW nach dem EEG 2009 im Jahr 2012 eine Vergütung von 25 ct/kWh möglich wäre, sind künftig maximal 22,3 ct/kWh erreichbar, und dies auch nur bei Verzicht auf die Rohstoffe der Rohstoffklasse I (u. a. Mais). Wird überwiegend Mais eingesetzt, liegt die maximale Vergütung unter 21 ct/kWh. Zudem soll mit der neuen Vergütungsstruktur ein ausgewogener Zubau an Anlagen im kleinen, mittleren und größeren Leistungsspektrum erreicht werden. Ein stärkerer Zubau von mittleren und großen Anlagen bewirkt eine Absenkung der durchschnittlichen EEG-Vergütung pro Kilowattstunde.

Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG

- Vereinheitlichung und Vereinfachung der Vergütungsstruktur entsprechend der vorstehenden Vorschläge, um eine Reduzierung der durchschnittlichen EEG-Vergütung für Biomasseanlagen um 10-15 % gegenüber dem EEG 2009 sowie Abbau der bestehenden Überförderungen kleiner Biogasanlagen zu bewirken.
- Klare Definitionen der Einsatzstoffe (z.B. Landschaftspflegematerial) im EEG oder in der Biomasseverordnung in Übereinstimmung mit dem Abfallrecht zur Erhöhung der Rechtsicherheit für Anlagenbetreiber und Investoren.
- Einführung einer anteiligen Vergütung der eingesetzten Rohstoffe, um eine gemischte Stromerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen und anderer Biomasse zu ermöglichen.
- Einführung einer besonderen Vergütungsstruktur für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen.
- Förderung einer nachhaltigen Biomassenutzung im Strombereich durch Einführung von Mindestanforderungen an die Wärmenutzung oder alternativ eines Mindestanteils eingesetzter Gülle zur Biogaserzeugung.
- Bei Biogas Begrenzung des Einsatzes von Mais und Getreidekorn auf maximal 60 % (energetisch).
- Streichung des Anspruchs auf EEG-Vergütung für die Stromerzeugung aus Altholz und flüssiger Biomasse für Neuanlagen.
- Einführung geeigneter Anreizinstrumente zur bedarfsgerechten Strombereitstellung (s. Kapitel 2.1.4).
- Klarstellung, dass der Nachweis der Biomethaneigenschaft mit einem Massebilanzsystem geführt werden muss (wie im EE-WärmeG)
- Halbierung des Güllebonus für Bestandsanlagen, die bereits vor 2009 in Betrieb gingen und gemäß EEG 2009 seit dessen Inkrafttreten davon Gebrauch machen konnten
- Anpassung der Verordnungsermächtigung für weitere Nachhaltigkeitsanforderungen im Lichte europäischer Entwicklungen

Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG

- Begrenzung der Ausbringung von Nährstoffen aus Gärresten auf landwirtschaftlichen Flächen im Düngerecht, wie dies jetzt bereits für Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft geregelt ist.
- Änderung der Leistungsbegrenzung für die Errichtung von Biomasseanlagen im bauplanungsrechtlichen Außenbereich, um die Umrüstung beziehungsweise Neuerrichtung solcher Anlagen für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung auch im Außenbereich zu ermöglichen. Die Leistungsbegrenzung könnte etwa statt auf die installierte elektrische Leistung nunmehr auf die elektrische Jahresdurchschnittsleistung der Biomasseanlage abstellen. .

3.4 Geothermie (§28 EEG)

3.4.1 Derzeitige Regelungen (EEG 2009)

Die Vergütung für Strom aus Geothermie wurde in den vergangenen Jahren mehrfach massiv erhöht, zunächst bei der EEG-Novelle 2004 von 8,95 auf 15 ct/kWh. Im EEG 2009 wurde die Einspeisevergütung um einen weiteren Cent angehoben. Zusätzlich wurden ein Wärmenutzungs-Bonus (3 ct/kWh), ein Frühstarter-Bonus für Inbetriebnahmen vor 2016 (4 ct/kWh) und ein Technologie-Bonus für petrothermale Techniken (4 ct/kWh) eingeführt. Diese Erhöhungen erfolgten vor dem Hintergrund, dass bis Ende 2008 lediglich drei Geothermieprojekte (alle kleiner 5 MW) realisiert wurden. Insgesamt ist damit die maximale Vergütung im EEG 2009 etwa dreimal so hoch wie vor dem EEG 2004. Grundvergütung und Boni unterliegen einer Degression von 1 %/a.

Tab. 3-18: Durchschnittliche Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Geothermie – Vergleich EEG 2004 und EEG 2009

Durchschnittliche Vergütungssätze in ct/kWh für die Stromerzeugung aus Geothermie		
Mit Blick auf die Vergleichbarkeit ist jeweils Inbetriebnahme in 2009 unterstellt.		
Anlagenart und -leistung	EEG 2004	EEG 2009
Geothermieanlage 5 MW mit Wärmenutzung	15,00	23,00
Geothermieanlage 5 MW ohne Wärmenutzung	15,00	20,00

Da mit den Vergütungssätzen im EEG nur die Stromgestehungskosten abgebildet werden, und somit zusätzliche Investitionen bei Geothermieprojekten mit Wärmeinfrastruktur nicht allein über die EEG-Vergütung wirtschaftlich betrieben werden können, wurde 2008 die Förderung im Marktanreizprogramm für Wärme aus tiefer Geothermie deutlich erweitert. In diesem Rahmen werden auch Risiken hinsichtlich der Fündigkeit von Geothermieprojekten über das Kreditprogramm „Fündigkeit“ abgedeckt.

Tab. 3-19: Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Geothermie.

	Staffelung der Mindestvergütung für das Inbetriebnahmejahr 2009	Vergütungszeitraum	Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen
Grundvergütung nach § 28 EEG	Leistungsanteil bis einschließlich 10 MW _{el} : 16,00 ct/kWh Leistungsanteil ab 10 MW _{el} : 10,50 ct/kWh	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	1 % auf die Grundvergütung, erstmalig zum 1.1.2010
Bonusregelungen	<ul style="list-style-type: none"> • Für Strom aus Geothermieanlagen, die vor dem 01.01.2016 in Betrieb genommen werden, erhöht sich die Vergütung um 4 ct/kWh. • Für Strom aus Geothermieanlagen, der in Kombination mit einer Wärmenutzung gemäß Anlage 4 des EEG erzeugt wird, erhöht sich die Vergütung um 3 ct/kWh. • Für Strom aus Geothermieanlagen, der auch durch Nutzung petrothermaler Techniken erzeugt wird, erhöht sich die Vergütung um 4 ct/kWh. 		1 % auf alle Boni, erstmalig zum 1.1.2010

3.4.2 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

Die Erhöhung der EEG-Einspeisevergütung für Strom aus Geothermie in 2004 von 8,95 auf 15 ct/kWh führte ab 2005 zu einer starken Ausweitung der Aktivitäten in der Geothermiebranche. Projekte zur geothermischen Stromerzeugung konzentrierten sich auf das Molassebecken im Raum München und den nördlichen Oberrheingraben. Hier war die Verteilung der aussichtsreichen Nutzungsfelder bereits Ende 2005 weitgehend abgeschlossen. Zahlreiche Standorte befanden sich in dieser Zeit in Voruntersuchungen bzw. in der geologischen und technischen Planung. Ende 2006 waren 80 und Ende 2007 bereits 150 Projekte der tiefen geothermischen Strom- und Wärmeproduktion in Planung.

An mehreren Standorten (Offenbach, Speyer, Unterhaching, Landau in der Pfalz) begannen 2004 und 2005 Bohrarbeiten. Es folgten u.a. Bohrungen in Groß Schönebeck (in-situ-Testanlage⁷), Bellheim, Sauerlach, Dürrnhaar, Kirchstockach und Mauerstetten. Bisher wurden aber nur drei Projekte – Neustadt-Glewe (2003), Landau (2007) und Unterhaching (2008/9) - bis zur Stromerzeugung entwickelt. Die Anlagen in Bruchsal und Simbach-Braunau (in Kooperation mit Österreich) befinden sich gegenwärtig im Testbetrieb. Mehrere Projekte wurden aufgegeben. Seit Mitte 2009 ist die Anlage in Neustadt-Glewe wegen einem technischen Schaden vorerst außer Betrieb. Insgesamt wurde die geothermische Stromerzeugungskapazität von 220 kW im Jahr 2003 auf 7,5 MW im Jahr 2010 ausgebaut. Mit 27,2 GWh trug die Geothermie 2010 mit lediglich rund 0,03 % (2009: 18,8 GWh, 0,02 %) zur gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei.

⁷ Anlagenbetreiber: Deutsches Geoforschungszentrum Potsdam (GFZ)

Tab. 3-20: Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Geothermie in den Jahren 2007-2010.

	2007	2008	2009	2010 ⁶⁾
Anlagenzahl ¹⁾	2	2	5	5
Installierte Gesamtleistung [MW _{el}] ¹⁾	3,2	3,2	7,5	7,5
jährliche Neuinstallation [MW _{el} /a] ²⁾	3,0	0	4,3	0
eingespeiste EEG-Strommenge [GWh/a] ²⁾	0,4	17,6	18,8	27,2
Mindestvergütung nach EEG [Mio. €/a] ³⁾	0,06	2,64	3,73	k.A.
EEG-Vergütung [ct/kWh]	15,0	15,0	19,84	k.A.
Arbeitsplätze [EEG-induziert] ⁴⁾	1.100	1.200	1.200	1.200
vermeidene CO ₂ -Emissionen [Mio. t/a] ⁵⁾	0	0,009	0,010	0,014

Für das Jahr 2010 liegen gegenwärtig nur teilweise Daten vor
k.A. – keine Angaben

1) BMU nach Daten Bundesnetzagentur (BNetzA), März 2011

2) BMU nach AGEE-Stat und BNetzA

3) EEG-Abrechnung ÜNB

4) BMU nach DLR, DIW, GWS, ZSW

5) BMU nach AGEE-Stat, UBA und weiteren Quellen

6) Daten für 2010: erste vorläufige Abschätzungen, BMU nach AGEE-Stat, UBA, DLR, DIW, GWS, ZSW
Daten teilweise vorläufig

Trotz der erneuten Erhöhung der Einspeisevergütung und der Einführung der o.g. Boni mit dem EEG 2009 geriet die Entwicklung der Geothermie ins Stocken. In Kirchstockach, Dürrnhaar, Sauerlach, Insheim und Grünwald wurden die Bohrarbeiten 2009 bzw. 2010 beendet, Folgeaufträge für die Bohrfirmen kamen nicht zustande. Entscheidend dafür ist zum einen die schwieriger gewordene **Finanzierung** infolge der Finanzkrise 2008. Konkret führt dies dazu, dass die ersten drei Jahre eines Geothermieprojektes – und damit die komplette Investition – zunächst praktisch vollständig aus Eigenkapital finanziert werden müssen. Zum anderen verursachten seismische Ereignisse in Landau und Basel Akzeptanzprobleme.

Die größten Anteile an den **Gesamtkosten** der geothermischen Stromerzeugung haben die **Bohrkosten**, auf die rund die Hälfte der Gesamtkosten entfallen kann. Im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts wurden sechs Projekte mit elf Bohrungen (46.923 m) untersucht. Diese variieren zwischen rund 20 Mio. und 28 Mio. €. In Einzelfällen sind aber durch unplanmäßige Bohrverläufe auch höhere Kosten entstanden. Die Gesamtkosten aller elf betrachteten Bohrungen belaufen sich auf gut 132 Mio. €. Mit einer Ausnahme wurden die für die Durchführungsentscheidung angenommenen Bohrkosten deutlich überschritten, im Schnitt um etwa 70 %.

Den größten Anteil an den laufenden Kosten hat der **Eigenstrombedarf** für den Betrieb des Kraftwerks. Der Strom wird für den Betrieb des Generators, die Kühlung und die Förderpumpe benötigt. Bei allen diesen Aggregaten bestehen noch technische Optimierungsmöglichkeiten. Der Eigenstrombedarf wird aus dem Stromnetz bezogen und

macht der Höhe nach zwischen 30 und 55 % des erzeugten Bruttostroms aus. Umgerechnet auf die Nettostromerzeugung liegt die tatsächliche Vergütung für Geothermiestrom somit um 43 bis 100 % über dem EEG-Vergütungssatz; bei einem hydrothermalen Projekt mit Frühstarter- und Wärmenutzungs-Bonus liegt die so verstandene „Nettovergütung“ also zwischen rund 33 und 50 ct/kWh. Unter systematischen Gesichtspunkten entspricht die Gewährung der Vergütung für die Bruttostromerzeugung den Regelungen für alle erneuerbaren Energien, allerdings ist die Differenz zwischen Brutto- und Nettoerzeugung bei der Geothermie deutlich höher als bei allen anderen erneuerbaren Energien. Sobald auch in größeren Mengen Wärme geliefert wird, relativiert sich der Eigenstrombedarf in Bezug auf den gesamten genutzten Energieinhalt. Die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung hat hinsichtlich der Emissionsbilanz einen deutlichen ökologischen Vorteil.

Die **Stromgestehungskosten** der sechs untersuchten Projekte wurden mit einer Betriebsdauer der Anlagen von 8.000 Stunden pro Jahr berechnet. Die Hauptparameter der Berechnung sind in Tab. 3-21 aufgeführt. Die ermittelten Stromgestehungskosten sind in Abb. 3-12 dargestellt. Zur Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen erfolgt die Darstellung der wenigen bisher bestehenden Projekte anonymisiert. Die Projekte sind zu unterschiedlichen Zeiten in Betrieb gegangen und erhalten unterschiedlich hohe Vergütungssätze. Nur in zwei Projekten reicht die EEG-Vergütung aus, um die Kosten zu decken.

Tab. 3-21: **Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für den Neubau von Geothermie (Basisjahr 2010).**

		Anteil in %	Zinssatz in %
Privatinvestor	Fremdkapital	Entf.	Entf.
	Eigenkapital	Entf.	Entf.
Gewerblicher Investor	Fremdkapital	59	6
	Eigenkapital	41	12,3
Kalkulat. Betrachtungszeitraum	a	20	
Lebensdauer baulicher Anteil (70%)		> 50 Jahre	
Lebensdauer masch. und elektr. Ausrüstung (30%)		30 Jahre	
Mischzinssatz nominal	%	9,3 ^{a)}	
Inflationsrate	%	2,0	
Bohrkosten (prozentualer Anteil zur Investition)	%	47	
Stromerzeugungsanlage (prozentualer Anteil zur Investition)	%	27	
Planung (prozentualer Anteil zur Investition)	%	6	
Personalkosten	T€/a	100	
Volllaststunden pro Jahr	h/a	8.000	
Invest Neubau	€/kW	10.900	

a) Bei der Kalkulation der Stromgestehungskosten wurde für Projekte der tiefen Geothermie ein Mischzinssatz von 9,3% angenommen. Da während der Bohrphase eine Finanzierung durch Fremdkapital aufgrund des hohen Risikos nicht möglich ist, wird zunächst von 100% Eigenkapital ausgegangen. Nach Feststellung des Erfolgs der Bohrung, d.h. der Fündigkeit, bzw. nach Fertigstellung des Kraftwerks können die Eigenkapitalanteile schrittweise durch Fremdkapital ersetzt werden. Es wird erwartet, dass der Eigenkapitalanteil auf 30% sinken kann (41 % im Durchschnitt) und dass der Fremdkapitalanteil auf 70% (59 % im Durchschnitt) steigt. In der Berechnung wird zunächst eine Verzinsung des Eigenkapitals von 20% angenommen, die dann schrittweise auf 11% reduziert wird (12,3 % im Durchschnitt). Der Fremdkapitalzins wurde auf 6% festgelegt.

Aus der Wirtschaftlichkeitsanalyse von sieben Anlagen (4 Anlagen in Betrieb, 3 Anlagen mit fertig gestellten Bohrungen) wurde eine Kostenstruktur für ein modellhaftes zukünftiges Geothermieprojekt entwickelt. Ergebnis dieser Modellrechnung ist, dass die derzeitige EEG-Vergütung von 23 ct/kWh (Grundvergütung + Frühstarter-Bonus + Wärmenutzungs-Bonus) nur dann ausreicht, wenn die Anlagen Wasser mit einer Temperatur von etwa 140 °C (Beispiel: Molassebecken, Bayern) fördern. Im Molassebecken in Bayern verfügen aber insgesamt nur etwa 18 Projekte über dieses Temperaturniveau. Es ist davon auszugehen, dass auch davon einige Projekte aufgrund geologischer Risiken oder der Investorenstruktur bzw. Finanzierungsproblemen scheitern werden, so dass bei der derzeitigen Vergütung nur wenige Projekte realisiert werden würden. Sollen aber mit der künftigen Geothermievergütung auch Projekte mit niedrigeren Temperaturen realisiert werden, so muss die Vergütung angehoben werden. Für die Wirtschaftlichkeit von Projekten mit

Temperaturen von 125 °C ist z. B. eine Anhebung EEG-Vergütung auf 27 ct/kWh erforderlich. Damit wären etwa 37 Projekten im Molassebecken realisierbar. Dies wäre eine ausreichend große Anzahl, um auch Kostensenkungspotenziale zu realisieren.

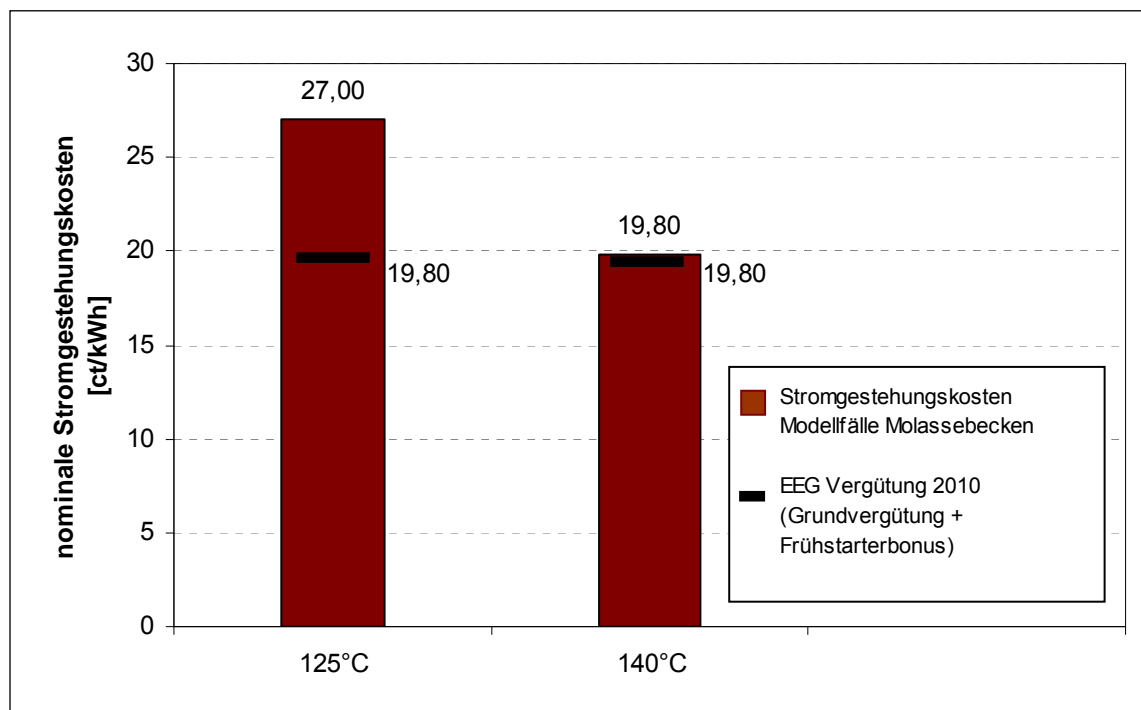


Abb. 3-12: Stromgestehungskosten für Modellfälle von Geothermieanlagen 2010

Kostensenkungspotenziale sehen die für den EEG-Erfahrungsbericht herangezogenen Gutachter u. a. bei den Bohrkosten, den Finanzierungskosten, den Kosten des Kraftwerks sowie den Förderpumpen. Aufgrund von Lerneffekten bei den Bohrungen (Abteufung mehrerer Bohrungen, Durchführung mehrerer Projekte hintereinander durch die ausführenden Firmen, Entwicklung neuer Bohrverfahren) werden die Einsparpotenziale mittelfristig in diesem Bereich mit bis zu 30 % angegeben. Allerdings hängen die Bohrkosten letztlich stark von den Preisen für – und damit von Angebot und Nachfrage nach – Bohrleistungen auf dem Weltmarkt ab. Bei den Finanzierungskosten wirkt das hohe Risiko zum einen für Fündigkeit und zum anderen technisch im Untertagebereich Kosten treibend, da in hohem Maße Eigenkapital eingesetzt und mit einer dem Risiko entsprechenden Verzinsung mobilisiert werden muss. Derzeit sind die Banken auf Grund der hohen Risiken nicht zu einer Fremdkapital- oder Projektfinanzierung für die Bohrphase bereit. Entscheidend kommt es daher darauf an, die Risiken zu reduzieren, z. B. durch bessere Fündigkeitsprognosen. Daneben können durch Verkürzung der Bauzeit Finanzierungskosten eingespart werden (z. B. durch bessere Reservoirkenntnisse sowie einen modularen Aufbau der Kraftwerkstechnik). Bei den verwendeten Kraftwerkstechnologien (Organic-Rankine-Cycle (ORC) und Kalina-Prozess), die aufgrund der in Deutschland niedrigen

Wassertemperaturen einen Wirkungsgrad von lediglich 10 – 11 % aufweisen (brutto; netto 6 – 7 %) werden Effizienzsteigerungen von 15 % bis 25 % (also Bruttowirkungsgrade von 14 %) und Kostensenkungen um bis zu 20 % für möglich gehalten. Schließlich sind Kostensenkungen bei den Förderpumpen zu erwarten, da die bislang eingesetzten Pumpen nicht für die spezifischen Herausforderungen der Geothermie optimiert sind.

Insgesamt sind jedoch die Kostensenkungspotenziale der Geothermie nicht mit denen einer Serienproduktion, wie z. B. bei der Photovoltaik, und den dabei realisierbaren „economies of scale“ vergleichbar. Vielmehr handelt es sich um Projekte mit sehr stark individuellem Charakter, so dass die Kostensenkungspotenziale zurückhaltend beurteilt werden müssen.

3.4.3 Handlungsempfehlungen

Hohe Projekt- und Finanzierungsrisiken, Akzeptanzprobleme und nur begrenzte Kostensenkungspotenziale charakterisieren die aktuell schwierige Lage der Geothermie. Gelingt es in den nächsten Jahren nicht, weitere Projekte zu realisieren und damit die dringend benötigten Erfahrungen zu gewinnen und Erkenntnisfortschritte zu erreichen, so ist der Beitrag der Geothermie für die künftige Stromversorgung in hohem Maße gefährdet. Damit steht auch der Beitrag der Geothermie zur Zielerfüllung im Wärmebereich in Frage.

Der Ausbau der tiefen Geothermie ist aus folgenden Gründen dauerhaft hinter den Erwartungen zurückgeblieben:

- Hohe Projektrisiken (technische Risiken, Fündigkeit, langfristig gesicherter Betrieb der Anlage), was in der Folge zu hohem Eigenkapitalbedarf führt; zudem erfolgt keine Bankenfinanzierung für die Projektphase;
- Akzeptanzprobleme durch seismische Ereignisse;
- Begrenzte Kostensenkungspotentiale, da keine Serienfertigung („economies of scale“) sondern Projekte mit stark individuellem Charakter.

Die Handlungsempfehlungen zielen vor diesem Hintergrund darauf ab, eine signifikante Anzahl von Geothermieprojekten zunächst vor allem im hydrothermalen Bereich (Gewinnung von im Untergrund vorhandenem Thermalwasser) zu realisieren, um damit Lerneffekte und letztlich Kostenreduktionen zu erzielen. Diese Erfahrungen können dann auch gezielt eingesetzt werden für die Weiterentwicklung der petrothermalen Nutzung; hier wird nicht in der Tiefe vorhandenes heißes Wasser gefördert, sondern Wasser in den Untergrund gepresst, dort erhitzt und dann wieder gefördert.

Folgende Maßnahmen werden vorgesehen:

Änderung der Vergütungsstruktur: Die Leistungsklassen für die Vergütungssätze im Bereich Geothermie werden aufgehoben. Es wird nur ein Vergütungssatz vorgeschlagen. Bisher wurden keine Projekte mit mehr als 10 MW installierter Leistung realisiert. Das wird auch absehbar voraussichtlich nicht der Fall sein. Die Zusammenführung der Leistungsklassen dient auch der Vereinfachung des Gesetzes.

Erhöhung der Grundvergütung: Die Vergütungssätze wurden bereits in den EEG-Novellen 2004 und 2009 stark erhöht, insgesamt etwa auf das Dreifache. Dennoch wird jetzt nochmals eine Erhöhung der Vergütung – von 23 auf 25 ct/kWh - vorgeschlagen, um den absolut unzureichenden Ausbaustand der Geothermie (nur 4 realisierte Projekte, Leistung 7,5 MW) zu ändern. Im Gegenzug sollen Frühstarter-Bonus und Wärmenutzungs-Bonus entfallen, so dass die effektive Erhöhung 2 ct/kWh beträgt. Eine spürbare Erhöhung der Umlage ist durch Geothermie nicht zu befürchten, da die Anzahl der umsetzbaren Projekte sehr überschaubar ist. Optimistisch geschätzt könnten bis 2020 etwa 80 Projekte mit knapp 380 MW elektrische Leistung installiert sein. Damit würden 2020 voraussichtlich etwa 3,5% der gesamten EEG-Vergütung auf die Geothermie entfallen. Der Anteil der Geothermie an der EEG-Umlage läge unter 0,2 ct/kWh. Bis zum nächsten EEG-EB im Jahr 2014 dürften maximal 15 Projekte umsetzbar sein.

Vereinfachung der Boni und Wärmeförderung über MAP: Parallel zur Erhöhung der Grundvergütung sollen Frühstarter-Bonus und Wärmenutzungs-Bonus entfallen. Die Förderung der Infrastruktur für Wärme und damit der Anreiz, die Wärme zu nutzen, kann begleitend über das Marktanreizprogramm erfolgen. Zudem ist ein Anreiz zur Wärmenutzung bereits durch die zusätzlichen Einnahmepotenziale gegeben.

Technologie-Bonus und Forschungsförderung: Petrothermale Projekte, d.h. Projekte, die Wärme aus dem trockenen heißen Gestein im Untergrund nutzen, befinden sich noch im Forschungsstadium. Um hier Anreize zu setzen, soll der Technologie-Bonus beibehalten und leicht erhöht werden. Die Erhöhung ist sinnvoll, da mit der Realisierung der Projekte erst mittelfristig zu rechnen ist und die Kostenrisiken aufgrund des Forschungscharakters der Anlagen noch sehr hoch sind. Ergänzend soll dies mit weiteren Forschungsmaßnahmen flankiert werden.

Degression: Die Degression sollte aufgrund der wenigen bislang umgesetzten Projekte analog zur Windenergie auf See bis 2017 ausgesetzt werden. Ab 2018 ist eine Degression

von 5% vorgesehen (bisher 1% ab 2010). Die Vergütung würde dann 21,43 ct/kWh im Jahr 2020 betragen und 12,83 ct/kWh im Jahr 2030. Mit Blick auf die oben dargelegten Kostensenkungspotenziale müsste die Geothermiebranche ihre Anstrengungen zur Kostensenkung also deutlich steigern.

Bohrkostenzuschussprogramm: Da die EEG-Grundvergütung mit 25 ct/kWh nicht kostendeckend ausgestaltet ist, sollen mit einem Zuschussprogramm zur Förderung von Bohrkosten für Projekte der tiefen Geothermie die Risiken und die Höhe des erforderlichen Eigenkapitals für die Investoren gesenkt werden. Die Finanzierung soll über das Marktanreizprogramm erfolgen.

Im Ergebnis führen die Vorschläge zur Vergütung zu folgenden Änderungen:

Tab. 3-22 Durchschnittliche Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Geothermie – Vergleich der Vorschläge mit den Sätzen des EEG 2009

Durchschnittliche Vergütungssätze in ct/kWh für die Stromerzeugung aus Geothermie		
Mit Blick auf die Vergleichbarkeit ist jeweils Inbetriebnahme in 2012 unterstellt.		
Anlagenart/Anlagenleistung	EEG 2009	Vorschlag gemäß EEG-Erfahrungsbericht 2011
Geothermieanlage 5 MW mit Wärmenutzung	22,32	25,00
Geothermieanlage 5 MW ohne Wärmenutzung	19,41	

Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG

- Erhöhung der im EEG 2009 festgelegten Vergütung bei Integration des Frühstarter- und des Wärmenutzungs-Bonus in die Grundvergütung. Erhöhung von insgesamt 23 ct/kWh auf 25 ct/kWh
- Beibehaltung des Technologie-Bonus für petrothermale Projekte und leichte Erhöhung von 4 auf 5 ct/kWh
- Degression ab dem 01.01.2018 um 5 % pro Jahr

Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG

- Bohrkostenzuschuss in Höhe von bis zu 30 %, finanziert aus dem Marktanzreizprogramm (MAP)
- Förderung der Wärmeerzeugung bei Geothermieanlagen durch das MAP

3.5 Windenergie (§§ 29, 30, 31 EEG)

3.5.1 Derzeitige Regelungen (EEG 2009)

Im EEG 2009 wurde die Aufteilung der Vergütung in **Anfangs- und Grundvergütung** beibehalten. Dabei wurde die Anfangsvergütung gegenüber dem EEG 2004 von 7,9 ct/kWh um gut 16 % auf 9,2 ct/kWh (jeweils bezogen auf 2009) angehoben. Sie wird – differenziert nach Windaufkommen am jeweiligen Standort – für mindestens 5 und maximal 20 Jahre gewährt. Die Grundvergütung blieb unverändert und belief sich 2009 auf 5,02 ct/kWh. Die **Degressionsrate** wurde von 2 % pro Jahr auf 1 % pro Jahr abgesenkt, um der zunehmenden technologischen Reife der Windenergieanlagen sowie gestiegenen Rohstoffkosten Rechnung zu tragen. Mit der Einführung eines **Repowering-Bonus** von 0,5 ct/kWh sollte ein deutlicher Anreiz für Repowering-Aktivitäten gesetzt werden.

Um den steigenden Anforderungen der Netzbetreiber an die Netzverträglichkeit von Windenergieanlagen gerecht werden zu können, wurde zusätzlich ein **Systemdienstleistungs-Bonus** eingeführt. Danach erhalten neu installierte Windenergieanlagen, die über die in der Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen (SDLWindV) definierten Eigenschaften zur Netzregelung verfügen, für die Dauer der Anfangsvergütung zusätzlich 0,5 ct/kWh. Die Erfüllung der SDLWindV war für Neuanlagen bis zum 1.4.2011 optional. Seit dem 1.4.2011 ist die Erfüllung der SDLWindV Voraussetzung, um überhaupt Anspruch auf EEG-Vergütung zu haben, so dass der Bonus faktisch für alle EEG-Neuanlagen gewährt wird, um die entstehenden Zusatzkosten abzudecken. Der Bonus ist befristet; er wird nur für Anlagen gewährt, die bis zum 31. Dezember 2013 in Betrieb gehen. Bestandsanlagen, die zwischen dem 31. Dezember 2001 und dem 01. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, erhalten im Falle einer freiwilligen Nachrüstung entsprechend der SDLWindV bis zum 31. Dezember 2010 für die Dauer von fünf Jahren einen Systemdienstleistungs-Bonus von 0,7 ct/kWh.

Für **Windenergieanlagen auf See** wurde die Anfangsvergütung von 8,7 ct/kWh auf 13 ct/kWh deutlich erhöht. Darüber hinaus wird bei Errichtung der Anlagen vor dem 01. Januar 2016 für die Dauer der Anfangsvergütung ein zusätzlicher Bonus in Höhe von 2 ct/kWh gewährt. Dies sollte zusammen mit dem Aussetzen der Degression bis 2015 die notwendigen Investitionsanreize schaffen. Im Gegenzug wurde zum einen der Degressionssatz auf 5 % deutlich erhöht, weil durch die zunehmende Erfahrung bei der Umsetzung hohe Lernraten mit entsprechenden Kostensenkungen erwartet wurden. Zum anderen wurde die Grundvergütung von 5,95 ct/kWh auf 3,5 ct/kWh abgesenkt. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass nach Auslaufen der Grundvergütung die

Direktvermarktung des Stroms deutlich attraktiver ist als die EEG-Grundvergütung. Mit 3,5 ct/kWh liegt die Grundvergütung nach heutigem Kenntnisstand in Höhe der Betriebskosten.

Eine weitere wichtige Verbesserung für die Windenergie auf See war die Verpflichtung der Netzbetreiber zum Bau des Netzanschlusses von Windparks auf See. Die Regelung war ursprünglich im Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz bis zum 31. Dezember 2011 befristet angelegt und wurde im Rahmen des Energieleitungsausbaugesetzes bis zum 31. Dezember 2015 verlängert. Mit der Förderung des Offshore-Testfelds Alpha Ventus (und der Forschungsinitiative RAVE (Research at Alpha Ventus) ermöglichte das Bundesumweltministerium eine umfassende technologische und ökologische Begleitforschung, deren Ergebnisse zeitnah zur Weiterentwicklung und zum Ausbau der Offshore-Nutzung der Windenergie beitragen sollen.

Tab. 3-23 enthält einen Vergleich der durchschnittlichen Vergütungssätze nach EEG 2004 und EEG 2009. Tab. 3-24 fasst die wichtigsten Regelungen des EEG 2009 für die Windenergienutzung zusammen.

Tab. 3-23: Anfangsvergütung nach EEG 2004 und 2009 für Strom aus Windenergie

Mit Blick auf die Vergleichbarkeit ist jeweils Inbetriebnahme in 2009 unterstellt.		
	EEG 2004 (ct/kWh)	EEG 2009 (ct/kWh)
Windenergieanlage an Land	7,9	9,2
Systemdienstleistungs-Bonus	-	0,5
Repowering-Bonus	-	0,5
Windenergieanlage auf See Innerhalb der AWZ	8,7	15,0 (inkl. 2 ct/kWh Sprinter-Bonus)

Tab. 3-24: Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 für Strom aus Windenergie

	Vergütungszeitraum	Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen
Windenergieanlagen an Land	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	1 % p.a. ab 01.01.2010
Windenergieanlagen auf See	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	5 % p.a. ab 01.01.2015
Besondere Regelungen für Windenergieanlagen an Land	<ul style="list-style-type: none"> Keine Vergütungspflicht für Anlagen, die nicht mindestens 60 % des Referenzertrages erzielen können. Anfangsvergütung für mindestens 5 Jahre und maximal 20 Jahre in Abhängigkeit vom Ertrag gegenüber dem Referenzstandort. Verlängerung des Vergütungszeitraumes der Anfangsvergütung um 2 Monate je 0,75 %, um den der tatsächliche Ertrag einer Anlage 150 % des Referenzertrages unterschreitet. Für Neuanlagen: Pflicht zur Einhaltung der in der SDLWindV definierten Eigenschaften zur Netzregelung. Hierdurch Anspruch auf Erhalt eines Systemdienstleistungs-Bonus in 	

	<p>Höhe von 0,5 ct/kWh für den Zeitraum der Anfangsvergütung, wenn die Inbetriebnahme vor dem 01. Januar 2014 erfolgt.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Für Bestandanlagen: Bei einer freiwilligen Nachrüstung der Anlagen gemäß SDLWindV bis zum 31. Dezember 2010 Anspruch auf den Erhalt eines Systemdienstleistungs-Bonus in Höhe von 0,7 ct/kWh für die Dauer von fünf Jahren.
Besondere Regelungen Repoweringanlagen	<ul style="list-style-type: none"> • Für Strom aus Windenergieanlagen, die im selben oder in einem angrenzenden Landkreis eine oder mehrere Anlagen endgültig ersetzen erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,5 ct/kWh wenn <ul style="list-style-type: none"> ○ die Anlagen mindestens zehn Jahre nach den ersetzen Anlagen in Betrieb genommen wurden ○ und deren Leistung mindestens das Zweifache und maximal das Fünffache der ersetzen Anlagen beträgt.
Besondere Regelungen für Windenergieanlagen auf See	<ul style="list-style-type: none"> • Anfangsvergütung für mindestens 12 Jahre und maximal 20 Jahre in Abhängigkeit vom Ertrag gegenüber dem Referenzstandort. • Verlängerung des Vergütungszeitraumes der Anfangsvergütung für Anlagen, die mindestens in einer Entfernung von 12 Seemeilen und in mindestens 20 Metern Wassertiefe errichtet werden, um 0,5 Monate je zusätzliche volle Seemeile und um 1,7 Monate für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe. • Bei Inbetriebnahme vor dem 01. Januar 2016 erhöht sich die Anfangsvergütung um 2,0 ct/kWh (Frühstarter- bzw. Sprinter-Bonus).

3.5.2 Windenergie an Land (§§ 29, 30)

Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

Am 31. Dezember 2010 waren deutschlandweit insgesamt 21.537 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 27.204 MW installiert. Das Ausbauniveau ist seit Erreichen seines Höhepunkts in 2002 tendenziell rückläufig, hat sich aber seit 2007 auf einem Niveau von 1.600-1.700 MW stabilisiert. Der Unterschied von 250 MW zwischen dem Jahr 2008 und 2009 erklärt sich aus einer strategischen Verschiebung von Projekten aus 2008 nach 2009, um von den für das EEG 2009 erwarteten Vergütungserhöhungen profitieren zu können. Der schwache Zubau im Jahr 2010 liegt nicht in der Höhe der EEG-Vergütung begründet. Eine wesentliche Ursache war vielmehr der lange und sehr kalte Winter, der die Errichtung von Windenergieanlagen erheblich erschwerte bzw. verhinderte. Insbesondere die stockende Ausweisung neuer Eignungsflächen erschwert den weiteren Ausbau der Windenergie an Land, wobei aktuell in verschiedenen Ländern positive Bemühungen zur Ausweisung zu erkennen sind.

Der schon in der Vergangenheit zu beobachtende Trend zur Verlagerung des Zubaus von den Küstenländern in die Binnenländer schreitet weiter voran. In 2009 betrug der Anteil des Zubaus in Binnenländern bereits rund 65 %. Diese Entwicklung wird nicht zuletzt durch die erhebliche Weiterentwicklung der Anlagentechnik, insbesondere deren Optimierung für Standorte mit weniger günstigem Windaufkommen (sog. Schwachwindstandorte) getragen.

Tab. 3-25 Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land in den Jahren 2007- 2010.

	2007	2008	2009	2010 ⁶⁾
Anlagenzahl ¹⁾	19.342	20.148	20.956	21.537
installierte Leistung der EEG-Anlagen (MW) ²⁾	22.116	22.794	25.350	27.204
jährliche Neuinstallation gesamte Windenergie (MW/a) ^{1, 3)}	1.667	1.662	1.859	1.443
davon Anlagen nach Repowering (MW)	102,9	23,9	136,2	204,6
durchschnittliche Anlagenleistung Neuanlagen(MW) ^{1, 3)}	1,9	2,0	2,0	2,0
eingespeiste EEG-Strommenge (GWh/a) ²⁾	39.713	40.574	38.580	36.500
Mindestvergütung nach EEG (Mio. €) ²⁾	3.509	3.561	3.395	k.A.
durchschnittliche EEG-Vergütung (ct/kWh)	8,84	8,78	8,80	k.A.
vermiedene CO ₂ -Emissionen der gesamten Windenergie (Mio. t) ⁴⁾	28,61	28,97	27,59	26,01
Arbeitsplätze Windenergie (EEG induziert, an Land) ⁵⁾	85.300	90.000	95.600	89.200

Für das Jahr 2010 liegen gegenwärtig nur teilweise Daten vor
k.A. – keine

1) DEWI, Stand Februar 2011

2) BMU nach Daten Bundesnetzagentur (BNetzA)

3) DEWI, Daten jeweils zum Jahresende 2007, 2008, 2009

4) BMU nach AGEE-Stat, UBA und weiteren Quellen

5) BMU nach DLR, DIW, GWS, ZSW

6) Daten für 2010: erste vorläufige Abschätzungen, BMU nach AGEE-Stat, UBA, DLR, DIW, GWS, ZSW, DEWI
Daten teilweise vorläufig

Trotz der Einführung des **Repowering-Bonus** bleibt der Ersatz kleinerer, älterer Windenergieanlagen durch moderne, leistungsstärkere Windenergieanlagen vor Ablauf des Gesamtvergütungszeitraums der Altanlagen weiterhin hinter den Erwartungen zurück. In 2009 waren nur etwa 7 % des Zubaus Repowering-Maßnahmen zuzurechnen. Etwaige Rückschlüsse auf die Wirksamkeit des Bonus lässt dies jedoch nicht zu, da Repowering-Projekte Planungszeiträume von drei bis fünf Jahren aufweisen. Der Zeitraum seit Inkrafttreten des EEG 2009 ist daher für eine Beurteilung des Bonus zu kurz.

Technologisch gesehen setzt sich der **Trend zu immer leistungsstärkeren Anlagen** in Kombination mit steigenden Nabenhöhen weiter fort. Knapp 80 % der neu installierten Anlagen sind der Leistungsklasse 2-3 MW zuzuordnen, wobei sich die Anteile deutlich in Richtung 3 MW verschieben. Ziel ist, durch Steigerung der Turmhöhen sowie der Rotordurchmesser eine optimale Ausnutzung des Windaufkommens am jeweiligen Standort zu erreichen. Vorteil der 3 MW-Klasse, insbesondere im Binnenland, ist, dass sie im Gegensatz zur ebenfalls bereits auf dem Markt befindlichen 4-6 MW-Klasse noch mit den vorhandenen Logistikkonzepten transportiert und errichtet werden kann. Im Vergleich dazu ist die 4-6 MW Klasse aufgrund ihrer höheren spezifischen Investitionskosten derzeit noch nicht wettbewerbsfähig. Das Erschließen von Kostensenkungspotenzialen sollte aber zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit der Projekte führen.

Neben der Steigerung der Anlagenleistung ist eine deutliche **Zunahme der Nabenhöhen** der errichteten Anlagen zu beobachten: die Hälfte der 2009 errichteten Anlagen wies eine Nabenhöhe von 100-120 m auf, in Einzelfällen sogar bis 150 m. Durch die ebenfalls steigenden Rotordurchmesser stieg die Gesamthöhe der installierten Anlagen im Durchschnitt auf über 140 m an, sofern dem nicht in einzelnen Bundesländern bzw. Kommunen Höhenbegrenzungen entgegenstanden.

Anwohner fühlen sich - insbesondere nachts - durch die **Lichtemissionen** von Windenergieanlagen belästigt. Um die Lichtemissionen zu umgehen, wurde verschiedentlich nur der Bau von Anlagen bis zu einer Höhe von 100 m ermöglicht. Denn erst ab einer Höhe von 100 m ist eine Anlage als Luftfahrthindernis zu kennzeichnen. Damit schränkt die Höhenbegrenzung als Mittel zur Vermeidung von Lichtemissionen das wirtschaftlich erschließbare Potenzial erheblich ein. Um einen hohen Energieertrag mit möglichst wenigen Windenergieanlagen zu erreichen, müssen moderne Windenergieanlagen in ihrer Gesamthöhe deutlich über 100 m liegen. Bei sehr guter Sicht kann die Lichtstärke schon heute um 90 Prozent reduziert werden. Die Bundesregierung hat sich im Energiekonzept zu einer weiteren Reduzierung von Lichtemissionen durch Windenergieanlagen verpflichtet. Eine Möglichkeit bietet die bedarfsorientierte Befeuerung, die nur dann aktiviert wird, wenn sich tatsächlich ein Flugobjekt dem Windpark nähert. Hierzu gibt es verschiedene technische Optionen.

Weiterhin wird das erschließbare Potenzial durch die mangelnde Verträglichkeit von Windenergieanlagen mit militärischen **Radaranlagen** eingeschränkt. Die Bundeswehr musste deshalb ihre Zustimmung zum Bau einer verhältnismäßig hohen Anzahl an Windenergieanlagen verweigern. Perspektivisch wird dies insbesondere die Potenziale im Bereich Repowering erheblich einschränken. Vor diesem Hintergrund hat sich die Bundesregierung im Energiekonzept verpflichtet, zur besseren Verträglichkeit militärischer Radaranlagen mit der Windenergienutzung entsprechende technische Voraussetzungen zu schaffen, und die Förderung entsprechender Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen in Aussicht gestellt.

Die gestiegenen Ansprüche an die **Netzverträglichkeit** der Anlagen zeigen zunehmend Wirkung. Deutlich wird dies im vermehrten Einsatz der Vollumrichtertechnik, die bislang nur in getriebelosen Anlagen zum Standard gehörte, nun aber gerade in neuen innovativen Konzepten Anwendung findet. Diese Entwicklung ist nicht zuletzt auf den Systemdienstleistungs-Bonus (SDL-Bonus) zurückzuführen. Die damit verbundenen Mehrkosten sind mittlerweile in den Anlagenpreisen enthalten. Diese sind dabei nicht

gestiegen, sondern sogar gefallen. Im Bereich der Bestandsanlagen ist der SDL-Bonus als Anreiz für die nachträgliche, freiwillige Umrüstung der Anlagen konzipiert. Ziel ist es die Netzverträglichkeit zu verbessern. Hier erwiesen sich die im EEG und in der SDLWindV gesetzten Fristen als zu kurz. Bis Ende 2010 haben vermutlich - trotz eines hohen Interesses der Branche - nur 30 % der nachrüstbaren Anlagen von der Regelung Gebrauch gemacht. Aus netztechnischen Gründen war das Ziel der ursprünglichen Regelung, über 60 %, also die doppelte Anzahl, zu erreichen.

Die **Stromgestehungskosten** der Windenergie an Land konnten in den Jahren vor der letzten EEG-Novelle nicht mehr gesenkt werden. Während von 1991 bis 2003 noch Kostensenkungen um über 60 % realisiert werden konnten, kam es danach insbesondere durch steigende Rohstoffkosten zu Kostensteigerungen. Auf diese Entwicklung wurde im EEG 2009 mit der Absenkung der Degressionsrate und der Erhöhung der Anfangsvergütung auf 9,2 ct/kWh (zuzüglich Systemdienstleistungs- und ggf. Repowering-Bonus) reagiert. Damit lag die Anfangsvergütung 2009 höher als 2004. Zum Zeitpunkt der wissenschaftlichen Analysen für den EEG-Erfahrungsbericht lagen die Anlagenpreise trotz des technischen Mehraufwands zur Erfüllung der SDLWindV im Bereich der 2-3 MW-Technologie um durchschnittlich 8,5 % niedriger als 2008. Dagegen sind die Investitionsnebenkosten tendenziell gestiegen. Ursachen dafür sind vor allem längere Planungszeiträume und deutlich höhere Anforderungen an die Fundamente aufgrund steigender Anlagenhöhen. Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten spielen weiterhin die Betriebskosten sowie die Finanzierungskosten eine Rolle, wobei letztere im Wesentlichen durch die Risikobewertung des Projekts bestimmt werden. Die wichtigsten Parameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für Windenergie an Land sind Tab. 3-26 zu entnehmen.

Tab. 3-26: **Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten der Windenergienutzung an Land (Basisjahr 2010).**

Kapitalbereitstellung	Eigenkapitalanteil: 25 %	Eigenkapitalzinssatz (100%-Standort): 12%
	Fremdkapitalanteil: 75 %	Fremdkapitalzinssatz: 5% bzw. 5,5%
Betrachtungszeitraum	20 Jahre	
Inflation	2 %/a	
Spezifische Investitionskosten	60% und 80%-Standort:	1.756 €/kW
	100%-Standort:	1.463 €/kW
	120% und 150%-Standort:	1.336 €/kW
Jährliche Betriebskosten	Jahr 1-10:	2,19 ct/kWh
	Jahr 11-20:	2,49 ct/kWh

Berechnet wurden die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen über 20 Betriebsjahre in Abhängigkeit von der Standortqualität. So wurde der Fall eines Standorts, an dem 80% des Referenzertrags gemäß EEG erzielt werden können, ebenso berücksichtigt, wie ein 100%-Standort und ein 120%-Standort. Durch die standortabhängige

Vergütung ergeben sich für die einzelnen Anlagen jeweils unterschiedliche Durchschnittsvergütungen über den Gesamtzeitraum von 20 Jahren.

Ziel der standortabhängigen Vergütung ist, Mitnahmeeffekte zu vermeiden. Anlagen an guten Standorten können deutlich mehr Strom zu niedrigeren Stromgestehungskosten erzeugen, so dass sie - über den gesamten Zeitraum ihrer Laufzeit gemittelt - eine niedrigere Vergütung als die Anfangsvergütung benötigen, um kostendeckend betrieben werden zu können. Daher wird die Anfangsvergütung den Standortbedingungen entsprechend verkürzt gewährt. Anlagen an Standorten mit schlechteren Windverhältnissen benötigen die Anfangsvergütung dagegen über die gesamte Laufzeit in voller Höhe. Dies ist durch das Referenzertragsmodell gewährleistet. So erhalten Windenergieanlagen an 80%-Standorten die Anfangsvergütung über 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr, 100%-Standorte über 16 Jahre und 120%-Standorte für etwa 12 Jahre; derzeit erhalten weit mehr als die Hälfte der Anlagen die Anfangsvergütung über 20 Jahre und mehr als drei Viertel der Anlagen für mindestens 15 Jahre.

Für die Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten wurde an den jeweiligen Standorten nach Anlagengrößenklassen differenziert, wobei sowohl die aktuell wirtschaftlichste Anlagengrößenklasse 2-2,9 MW als auch die in 2009 zunehmend nachgefragte Größenklasse 3-4,9 MW Berücksichtigung fanden. Abb. 3-13 zeigt für verschiedene Anlagen an unterschiedlichen Standorten einen Vergleich der mittleren Vergütung mit den Stromgestehungskosten (SGK). Die mittlere Vergütung berücksichtigt die Anfangs- und die Grundvergütung über die jeweils relevanten Zeiträume.

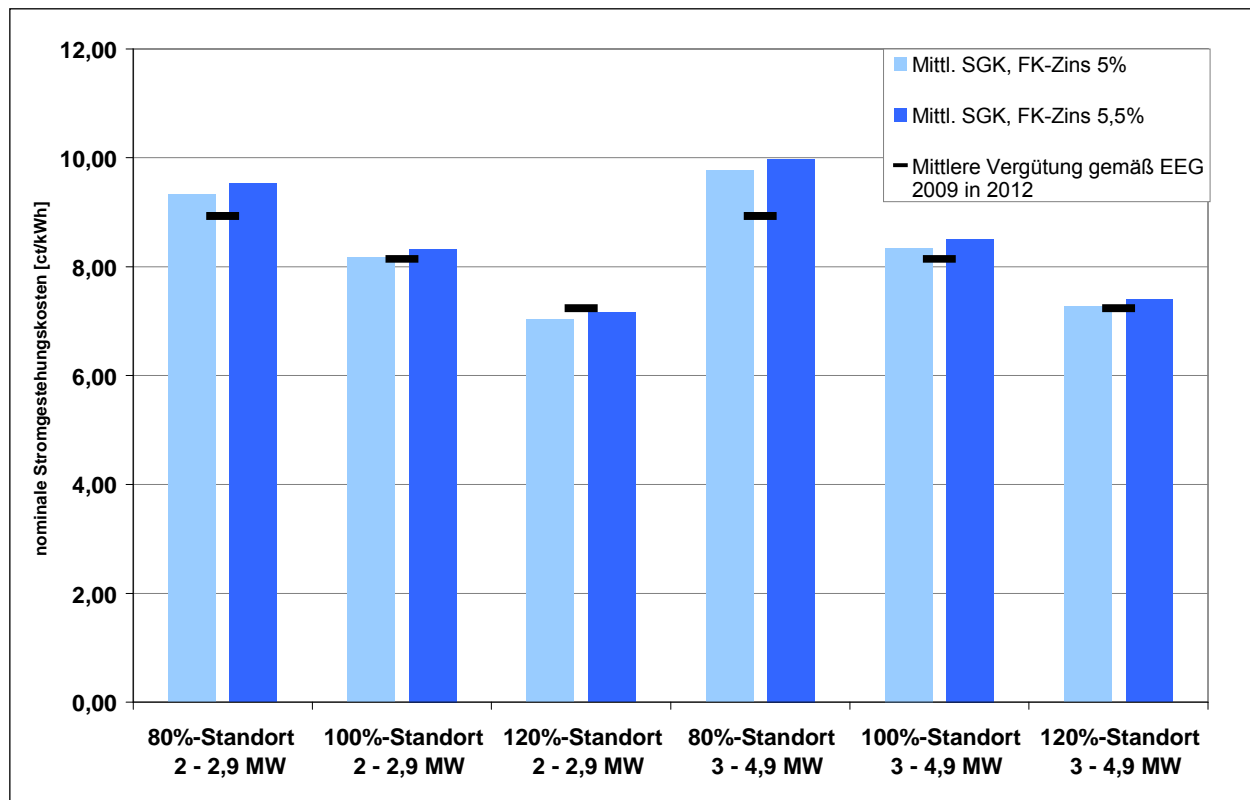


Abb. 3-13: Stromgestehungskosten der Windenergienutzung an Land (Kostenbasis 2010, Vergütungssätze gemäß EEG 2009 für das Jahr 2012).

Auch wenn die Basis für die Kostenbetrachtung das Jahr 2010 ist, wurde den errechneten Stromgestehungskosten der sich nach EEG 2009 ergebende Vergütungssatz des Jahres 2012 gegenübergestellt. Aus Sicht der Gutachter ist dies aufgrund der langen Planungszeiträume erforderlich, denn Windenergieanlagen, für die Verträge zu den in 2010 geltenden Konditionen und Preisen abgeschlossen wurden, können frühestens 2012 in Betrieb genommen werden.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Anlagenklasse zwischen 2-2,9 MW ergab für einen 100 %-Standort durchschnittliche Stromgestehungskosten von 8,16 ct/kWh (bei einem Fremdkapitalzinssatz von 5 %) bis 8,33 ct/kWh (bei einem Fremdkapitalzinssatz von 5,5 %). Aufgrund des Zeitraums der Anfangsvergütung von etwa 16 Jahren und dem Erhalt der Grundvergütung für die verbleibenden 4 Jahre ergibt sich unter der Annahme, dass die Grundvergütung nach EEG 2009 in 2012 4,87 ct/kWh beträgt, eine notwendige Anfangsvergütung in Höhe von 8,96 ct/kWh. Dies ist nahezu übereinstimmend mit dem nach geltendem EEG für 2012 vorgesehenen Anfangsvergütungssatz von 8,93 ct/kWh, so dass die von den Gutachtern angesetzte Eigenkapitalrendite von 12 % an einem 100 %-Standort erreicht wird. An windschwächeren Standorten ergeben sich merklich höhere

Stromgestehungskosten. Die errechneten durchschnittlichen Stromgestehungskosten sind an diesen Standorten höher als die Vergütung. Allerdings ist ein wirtschaftlicher Betrieb auch an diesen Standorten möglich, wenn der Investor sich mit einer geringeren Eigenkapitalrendite begnügt. So kann z. B. an einem 80 %-Standort eine Eigenkapitalrendite von etwa 9 % erreicht werden. An einem 60 %-Standort ist kein wirtschaftlicher Betrieb möglich. An den windstärkeren 120 %-Standorten kann dagegen eine Eigenkapitalrendite von über 14 % erzielt werden. Standorte dieser Qualität sind jedoch für Neuprojekte in Deutschland vorerst kaum noch verfügbar, solange die Küstenstandorte noch mit älteren Anlagen belegt sind. Dort bietet aber das Repowering erhebliche Potenziale wind- und damit renditestarker Standorte. In den Binnenländern konzentriert sich der mögliche Zubau dagegen auf 80 %-100 %-Standorte. Daher ist insgesamt – dies bezieht unter der Annahme von erschließbaren Kostensenkungspotenzialen auch die Ergebnisse für die Anlagenklasse 3-4,9 MW mit ein – die Höhe der Anfangsvergütung gemäß EEG 2009 aus Sicht der Gutachter als angemessen zu bezeichnen. Inzwischen sind die Anlagenpreise allerdings weiter gefallen und liegen um knapp 20 % unter ihrem Höchststand von 2007/2008.

3.5.3 Windenergie auf See (§ 31)

Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

Die Entwicklung der Windenergie auf See blieb in den vergangenen Jahren trotz verschiedener Verbesserungen der Rahmenbedingungen (s.o.) hinter den Erwartungen zurück. Dennoch gibt es erste Erfolge zu verzeichnen. Nach der Inbetriebnahme des Testfeldes „Alpha Ventus“ mit 12 Anlagen der 5 MW-Klasse im Herbst 2009 startete im März 2010 der Bau von zwei weiteren Offshore-Windparks: Baltic I in der Ostsee und Bard Offshore 1 in der Nordsee. Darüber hinaus wurden in großem Umfang weitere Genehmigungen für Windparks in Nord- und Ostsee erteilt, und zwar sowohl innerhalb der 12-Seemeilenzone (4 in der Nord- und 3 in der Ostsee) als auch in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (22 in der Nord- und 3 in der Ostsee).

Ein zentrales Hemmnis für den Ausbau der Windenergie auf See stellen die nach wie vor schwierigen Finanzierungsbedingungen dar. Dies schlägt sich auch in den Berechnungen der **Stromgestehungskosten** nieder, wo mit 35 % ein vergleichsweise hoher Eigenkapitalanteil und mit 6,5 % ein vergleichsweise hoher Fremdkapitalzins anzusetzen waren. Berechnet wurden die Stromgestehungskosten anhand von zwei Modellfällen, einer innerhalb der 12-Seemeilenzone und einer in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) mit entsprechenden Wassertiefen (Tab. 3-27).

Tab. 3-27: Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten der Windenergienutzung auf See (Basisjahr 2010).

Kapitalbereitstellung	Eigenkapitalanteil: 35 %	Eigenkapitalzinssatz : 14-15%
	Fremdkapitalanteil: 65 %	Fremdkapitalzinssatz: 6,5%
Betrachtungszeitraum	20 Jahre	
Inflation	2 %/a	
Spezifische Investitionskosten	Modellfall I: (Wassertiefe 20 m, Entfernung 12 km)	3.323 €/kW
	Modellfall II: (Wassertiefe 30 m, Entfernung 26 km)	3.561 €/kW
Jährliche Betriebskosten	Jahr 1-10:	2,94 ct/kWh / 3,04 ct/kWh
	Jahr 11-20:	3,03 ct/kWh / 3,68 ct/kWh

Die Ergebnisse der Stromgestehungskostenrechnung zeigen, dass geplante Projekte unter den bis Ende 2015 geltenden Vergütungsbedingungen (13 ct/kWh Anfangsvergütung plus 2 ct/kWh Sprinter-Bonus und 3,5 ct/kWh Grundvergütung) die Wirtschaftlichkeit im Sinne einer Eigenkapitalrendite von 14-15 % knapp nicht erreichen. Dies ist vor allem auf die Höhe der Fremdkapitalzinsen zurückzuführen. Der Vergleich beider Modellfälle ergibt zudem, dass höhere Küstenentfernungen und Wassertiefen die Stromgestehungskosten deutlich ansteigen lassen. In Abb. 3-14 werden die Stromgestehungskosten (SGK) für verschiedene Modellfälle mit der mittleren Vergütung gemäß EEG 2009 verglichen. Die mittlere Vergütung berücksichtigt die Anfangs- und die Grundvergütung über die jeweils relevanten Zeiträume.

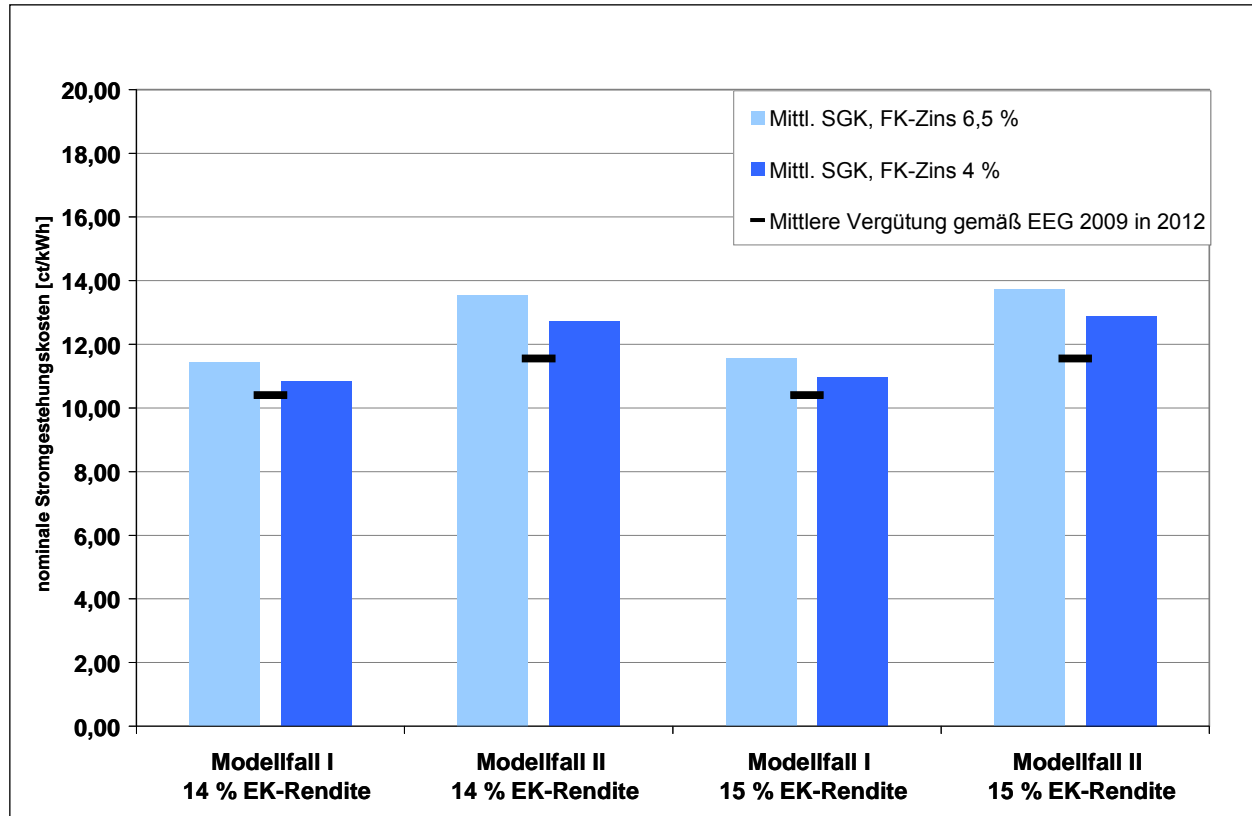


Abb. 3-14: Stromgestehungskosten der Windenergienutzung auf See (Kostenbasis 2010, Vergütungssätze gemäß EEG 2009 für das Jahr 2012).

Die Höhe der Grundvergütung von 3,5 ct/kWh ist zumindest für Modellfall II nicht ausreichend, um die Betriebskosten und damit den Weiterbetrieb des Offshore-Windparks unter den aktuellen Rahmenbedingungen zu gewährleisten. Die Entscheidung für einen Weiterbetrieb auch nach Ablauf des Zeitraums der erhöhten Anfangsvergütung hängt daher davon ab, ob durch Direktvermarktung entsprechend höhere Einnahmen als aus der Grundvergütung erzielt werden können, was wiederum von der Entwicklung der Strompreise abhängt. Einnahmen in Höhe von 4,5 ct/kWh für Windparks innerhalb der 12 Seemeilenzone bzw. 5,5 ct/kWh für Windparks in der AWZ wären notwendig, um den Betrieb auch nach den ersten 12 Jahren sicherzustellen.

3.5.4 Handlungsempfehlungen

Handlungsempfehlungen zur Windenergie an Land

Die Windenergie an Land ist – von Wasserkraft abgesehen – die mit Abstand kostengünstigste erneuerbare Energie. Im Vergleich zur Windenergie an Land betragen z. B. die Differenzkosten der Windenergie auf See mehr als das Doppelte und die einer kleinen Biogasanlage das Drei- bis Vierfache. Für einen kosteneffizienten Ausbau der erneuerbaren Energien muss daher auch künftig die Windenergie an Land eine tragende Säule sein. Gleichwohl gilt es auch hier, vorhandene Spielräume zur Kostensenkung zu nutzen.

So sind die Anlagenpreise trotz des Zusatzaufwandes, der sich aus den Anforderungen der SDLWindV ergibt, deutlich gefallen – gegenüber 2007/2008 um knapp 20 %. Dennoch wird keine Absenkung der Vergütung vorgeschlagen. Die gefallenen Anlagenpreise ermöglichen es aber, die Degression wieder auf das frühere Niveau (2 %) zu erhöhen und so den Anreiz für eine beschleunigte Innovationsdynamik und eine schnellere Kostensenkung zu verstärken. Die Erhöhung der Degression bewirkt, dass die Anfangsvergütung bis 2015 – also bei der nächsten EEG-Novellierung – auf 8,4 ct/kWh gesunken sein wird und damit um moderate 0,26 ct/kWh niedriger liegt als bei Fortsetzung der derzeitigen Degression von 1 %/a. Sie liegt aber 2015 immer noch deutlich höher als 2008 und wird erst 2018 die 8 ct/kWh-Marke unterschreiten. 2020 wird die Vergütung dann auf 7,59 ct/kWh gesunken sein.

Darüber hinaus kann der **SDL-Bonus für Neuanlagen** bereits zum 01. Januar 2012 und damit zwei Jahre früher als geplant auslaufen, da die technischen Anforderungen inzwischen

von allen Anlagen erfüllt werden und die Anlagenpreise dennoch gefallen sind. Für **Bestandanlagen** soll der SDL-Bonus dagegen beibehalten werden bzw. die bereits abgelaufene Frist verlängert werden, da bisher kein nennenswerter Anteil des vorhandenen Potenzials nachrüstbarer Anlagen (ca. 9.500 MW) erschlossen werden konnte. Auch der **Repowering-Bonus** soll grundsätzlich beibehalten werden, da er einen Anreiz bietet, ältere Anlagen zu ersetzen, bei denen eine Verbesserung im Hinblick auf die Netzintegration bzw. Systemdienstleistungen technisch nicht möglich bzw. trotz des SDL-Bonus nicht wirtschaftlich wäre. In der jetzigen Form stellt der Repowering-Bonus allerdings faktisch eine generelle Erhöhung der Vergütung dar, die auch dann in Anspruch genommen werden kann, wenn moderne Anlagen ersetzt werden. Der Bonus sollte daher auf diejenigen Anlagen begrenzt werden, bei denen ein Repowering wünschenswert wäre und die Neuinvestition deutlich vor Auslaufen des Vergütungsanspruches der Altanlage erfolgt. Um diesen Ansprüchen zu genügen sollte der Bonus nur für das Repowering von Anlagen gezahlt werden, die ein Alter von 14 bis 17 Jahren aufweisen und vor dem 31.12.2001 installiert wurden.

Für eine Beschleunigung der Ausbaudynamik bei Windenergieanlagen an Land kommt es entscheidend auf Maßnahmen außerhalb des EEG an, wobei insbesondere die Länder gefordert sind. So müssen ausreichende, und dennoch umweltverträgliche Eignungs-/Vorranggebiete für die Windenergie in Raumordnungsplänen festgelegt werden. Darüber hinaus müssen pauschale Abstands- und Höhenbegrenzungen in Flächennutzungs- und Bebauungsplänen aufgehoben werden, soweit naturschutzfachliche Belange nicht entgegenstehen. Dies erscheint geboten, weil die Umsetzung der Länderempfehlungen bei der Erstellung von Flächennutzungs- und Bebauungsplänen derzeit häufig noch der effizienten Nutzung des noch vorhandenen Flächenpotenzials – nicht zuletzt für Repowering-Vorhaben – entgegen steht. Um dies zu erreichen, bedarf es Akzeptanz steigernder Maßnahmen. So müssen z. B. die notwendigen rechtlichen Voraussetzungen im Luftverkehrsrecht geschaffen werden, um die Lichtemissionen von Windenergieanlagen deutlich zu reduzieren. Darüber hinaus ist den Hemmnissen der mangelnden Verträglichkeit von Windenergieanlagen mit militärischen Radaranlagen zu begegnen.

Mit der gestiegenen Größe der Windenergieanlagen hat auch die Schattenwurfthematik eine größere Bedeutung bekommen. Auch wenn sich hieraus keine Probleme für die Umsetzung von Projekten ergeben, steht seit längerer Zeit die Frage im Raum, ob eine Überführung der derzeitigen Schattenwurfrichtlinie in eine verbindliche Anforderung (Erlass einer neuen Bundes-Immissionsschutzverordnung) für die Verfahren hilfreich ist.

Im Bereich der Kleinwindenergie sollte das Ziel einer Förderung eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote sein. Der bislang verhältnismäßig hohe administrative Aufwand für die Einspeisung und Vergütung von Strom aus Kleinwindanlagen sollte dabei weitgehend reduziert werden. Aufgrund der Kostenstruktur bedarf es insofern keiner eigenen Vergütungsstruktur, da der „in das öffentliche Netz eingespeiste, überschüssige“ Strom durch die Anfangsvergütung ausreichend gefördert wird. Dabei ist die Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Projektes nicht über die Vergütung selbst sondern vor allem über eine Reduzierung der Stromrechnung durch einen erhöhten Eigenverbrauch des Windstroms darstellbar. Zugleich gibt es noch Fragen in den Bereichen ökologische Auswirkungen sowie Planungs- und Genehmigungsrecht. Häufig existiert keine klare Definition in den Ländern, was unter Kleinwindenergieanlagen zu verstehen ist und welchem Genehmigungsregime sie unterliegen. Teilweise orientieren sich in einigen Ländern die Genehmigungsbehörden auch an den Windenergieerlassen der Länder, die wiederum bei der Erstellung nicht die Bedürfnisse der Kleinwindenergieanlagen berücksichtigt haben. Insofern sind die Länder in der Pflicht, sich mit diesen Fragen auseinanderzusetzen und zu prüfen, wie die bestehenden Hemmnisse z. B. im Bereich der Genehmigungsverfahren unter Berücksichtigung naturschutzfachlicher Belange abgebaut werden können.

Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG zur Stromerzeugung aus Windenergie an Land

- Fortführung Vergütungsstruktur gemäß EEG 2009
- Erhöhung der Degression von 1 auf 2 %
- Wegfall des SDL-Bonus für Neuanlagen ab 1. Januar 2012.
- Beibehaltung des SDL-Bonus für Bestandsanlagen, d.h. Verlängerung der Frist zur Gewährung des Bonus für die Nachrüstung von Bestandsanlagen bis einschließlich 31.12.2015.
- Beschränkung des Repowering-Bonus auf Projekte, bei denen Anlagen, die vor dem 31.12.2001 in Betrieb genommen wurden und mindestens 14, maximal aber 17 Jahre betrieben wurden, durch entsprechende Neuanlagen ersetzt werden.
- Kleinwindenergieanlagen werden auch zukünftig innerhalb der Vergütungsstruktur für Windenergie an Land berücksichtigt.

Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG

- Da über die Verpflichtung zur Einhaltung der TA Lärm sowie die Orientierung an der Schattenwurfrichtlinie des Länderausschusses für Immissionsschutz wirkungsvolle Instrumente zur Begrenzung der potenziell negativen Auswirkungen der Windenergienutzung vorhanden sind, ist durch die zuständigen Länder die Aufhebung pauschaler Empfehlungen zu Abstands- und Höhenregelungen - u.a. aus Gründen des Nachbarschaftschutzes - zu prüfen.
- Prüfung der Wirksamkeit technischer Maßnahmen an Radaranlagen und Windenergieanlagen zur Verbesserung der Verträglichkeit von Windenergieanlagen und militärischen Radaranlagen in der Praxis, z. B. durch den Einsatz moderner digitaler Flugsicherungsradaranlagen an einem Standort in Norddeutschland.
- Bewertungsverfahren und -kriterien möglicher Störungen von Windenergieanlagen

auf Radaranlagen im Rahmen der Genehmigungsverfahren weiterentwickeln und mit der Branche kommunizieren.

- Anpassung des Luftverkehrsrechts, u. a. der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen und der Flugsicherungs-ausrüstungsverordnung, so dass Lichtemissionen von Windenergieanlagen bedarfsgerecht reduziert werden können.
- Bei Kleinwindanlagen sollten bürokratische Hemmnisse durch geeignete Regelungen in den Ländern abgebaut werden. Die Belange des Natur- und Artenschutzes sind in den Genehmigungsverfahren entsprechend zu berücksichtigen.

Handlungsempfehlungen zur Windenergie auf See

Die Windenergie auf See ist von zentraler Bedeutung, um die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen. Trotz der massiven Verbesserungen der Rahmenbedingungen in den vergangenen Jahren befindet sich die Branche aber in einem schweren Umfeld, insbesondere hinsichtlich der Finanzierung. Entscheidend kommt es daher darauf an, die Investitionsrisiken und damit auch die Finanzierungskosten weiter zu reduzieren. Dies gilt insbesondere für die ersten Windparks, die dringend benötigt werden, um Erfahrungen zu sammeln und einen Prozess der Kostendegression in Gang zu setzen. Dazu könnte auch ein weiteres Offshore-Testfeld beitragen.

Aus diesem Grund kommt dem im Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 angekündigten **KfW-Programm** für den Bereich der Offshore-Windenergie eine besondere Bedeutung zu. Zudem zeigt sich, dass die Frist für den **Sprinter-Bonus** zu knapp bemessen wurde. Die Vergütung soll daher über die bisherige Frist hinaus auf dieser Höhe beibehalten werden, was gegenüber dem bei ihrer Einführung verfolgten Zweck keine Mehrkosten verursacht, da der bei Einführung der erhöhten Vergütung im EEG 2009 (15 ct/kWh einschließlich Sprinterprämie) angestrebte Bau der ersten Windparks noch nicht realisiert wurde. Zudem soll der Sprinter-Bonus in die Grundvergütung integriert werden, da die Vergütung ansonsten mit Auslaufen des Bonus sprunghaft gesenkt würde. Im Ergebnis wird die derzeitige Vergütung (15 ct/kWh) bis zum 31. Dezember 2017 beibehalten und danach kontinuierlich statt abrupt abgesenkt. Dabei soll die **Degression** von 5 auf 7 % erhöht werden, um die Kosten der Windenergie auf See trotz der Fristverlängerung zügig zu senken und den Druck auf einen zügigen Ausbau aufrecht zu erhalten.

Als weitere Verbesserung wird von der Branche die Einführung eines optionalen **Stauchungsmodells** vorgeschlagen. Hierbei würde die Anfangsvergütung erhöht, zugleich aber der Zeitraum für die Anfangsvergütung verkürzt (8 statt 12 Jahre). Die Phase der Grundvergütung würde entsprechend deutlich früher einsetzen. Insgesamt soll das Modell kostenneutral sein. Ein derartiges Modell bietet vor allem für die großen Akteure Vorteile, da die frühere Realisierung der Einnahmen zu einem schnelleren Kapitalrückfluss und somit einer wesentlich kürzeren Kapitalbindungszeit führen würde. Auch eine Verkürzung von Kreditlaufzeiten würde hierdurch ermöglicht. Dieses Modell wird als Möglichkeit gesehen, die Entwicklung im Offshore-Bereich deutlich zu beschleunigen. Nachteil ist allerdings, dass hierdurch – wenn auch über einen verkürzten Zeitraum – höhere Differenzkosten anfallen. Je nach konkreter Ausgestaltung liegen die Differenzkosten im Stauchungsmodell um 30 bis 40 % höher als bei der normalen Vergütungsstruktur. Die Mehrkosten belasten allerdings die EEG-Umlage je 1.000 MW installierter Leistung nur mit etwa 0,04 ct/kWh. Bei einer zeitlichen Begrenzung des Stauchungsmodells bleiben die Mehrkosten somit überschaubar.

Weitere zentrale Punkte des Energiekonzepts sind der Aufbau eines Offshore-Netzes und die Weiterentwicklung der Genehmigungspraxis sowie der Ziele und Grundsätze der Raumordnung. Um diese Ziele zu erreichen, muss die Befristung der Netzanbindungspflicht der Übertragungsnetzbetreiber für Windparks auf See in § 118 EnWG gestrichen werden. Zudem müssen ein Masterplan Offshore-Netzanbindung erarbeitet und die Raumordnungspläne des Bundes und der Länder weiterentwickelt werden. Die Genehmigungspraxis für Offshore-Windanlagen gemäß Seeaufgabengesetz und Seeanlagenverordnung soll mit dem Ziel weiterentwickelt werden, die „Vorratshaltung“ von Genehmigungen für Offshore-Windparks zu verhindern und Genehmigungen nur noch zu verlängern, wenn die Investoren konkrete Realisierungsschritte (z. B. Bau-, Finanzierungs-, Zeitpläne) nachweisen. Ansonsten sollen die Flächen an andere Marktakteure mit konkreten Auflagen für die Umsetzung vergeben werden. Die Bundesregierung will darüber hinaus die Letztentscheidung über die Genehmigungen bündeln, damit eine Genehmigung alle anderen Zulassungen umfasst (Konzentrationswirkung).

Aufgrund der gegebenen Risiken bei Netzausfällen, die nicht in der Risikosphäre des Parkbetreibers liegen, sollte der hohe Vergütungssatz um den Zeitraum verlängert gezahlt werden, in dem nachweislich durch Netzfehler/-unterbrechungen die Einspeisung des Windstroms nicht möglich war.

Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG zur Stromerzeugung aus Windenergie auf See

- Integration des Sprinter-Bonus in Höhe von 2 ct/kWh in die Anfangsvergütung, so dass diese 15 ct/kWh beträgt.
- Verschiebung des Einsetzens der Degression auf den 01. Januar 2018 und Erhöhung von 5 auf 7 %/a.
- Klarstellung, dass die standortdifferenzierte Vergütung auch bei Erfüllung nur eines der beiden Kriterien „Küstenentfernung von über 12 Seemeilen“ oder „Wassertiefe von mehr als 20 m“ gewährt wird.
- Einführung einer bis zum 31. Dezember 2016 befristeten Option, die Vergütung nach folgendem Stauchungsmodell zu erhalten:
 - Verringerung der Dauer der Anfangsvergütung von 12 auf 8 Jahre bei kostenneutraler Erhöhung des Vergütungssatzes auf 19 ct/kWh.
 - Bei standortbedingter Verlängerung der Dauer der Anfangsvergütung setzt diese nach Ablauf der acht Jahre ein, wobei der reguläre Anfangsvergütungssatz (15 ct/kWh) für die Zeit der Verlängerung gewährt wird. Danach folgt der Übergang in die reguläre Grundvergütung.
- Verlängerung des Zeitraums der Zahlung der Anfangsvergütung bei Netzfehlern

Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG

- Umsetzung des im Energiekonzept der Bundesregierung angekündigten KfW-Programms, um das Risiko für Investoren zu senken und somit die Finanzierungssituation für eine begrenzte Anzahl erster Projekte zu verbessern.
- Streichung der Befristung der Netzanbindungspflicht der Übertragungsnetzbetreiber für Windparks auf See in § 118 EnWG
- Erarbeitung eines Masterplans Offshore-Netzanbindung durch das BSH
- Fortschreibung der Raumordnungspläne des Bundes und der Länder, unter

- Berücksichtigung des Masterplans Offshore-Netzanbindung.
- Weiterentwicklung der Genehmigungspraxis für Offshore-Windanlagen gemäß Seeaufgabengesetz und Seeanlagenverordnung sowie Bündelung der Letztentscheidung über die Genehmigungen, damit eine Genehmigung alle anderen Zulassungen umfasst (Konzentrationswirkung).
 - Erzielung rechtsverbindlicher Regelungen zur Gewerbesteuerpflicht in der AWZ, um Planungssicherheit zu geben

Vergütungen für Windenergieanlagen im Vergleich

Zusammenfassend enthält Tab. 3-28 einen Vergleich der im EEG 2012 vorgesehenen Anfangsvergütung für Windenergieanlagen an Land und auf See mit den Vergütungssätzen nach dem EEG 2009.

Tab. 3-28: Anfangsvergütung nach EEG 2009 und gemäß der Handlungsempfehlungen für das EEG 2012

Anfangsvergütung in ct/kWh für die Stromerzeugung aus Windenergie		
Mit Blick auf die Vergleichbarkeit ist jeweils Inbetriebnahme in 2012 unterstellt.		
	EEG 2009	Vorschlag gemäß EEG-Erfahrungsbericht 2011
Windenergieanlage an Land	8,93	8,93
Systemdienstleistungs-Bonus	0,5	-
Repowering-Bonus	0,5	0,5
Windenergieanlage auf See Innerhalb der AWZ	15,00	15,00

3.6 Solare Strahlungsenergie (§§ 32, 33 EEG)

3.6.1 Derzeitige Regelungen (EEG 2009)

Die solare Strahlungsenergie ist in der Stromversorgung die einzige erneuerbare Energie, bei der die Vergütung seit 2004 sank. Im EEG 2004 wurde ein Degressionssatz von 5 % für Dachanlagen und von 6,5 % für Freiflächenanlagen festgelegt. Die Vergütungssätze wurden 2009 um 8 bzw. 10 % reduziert. Die Basisdegression wurde anschließend auf 9 % pro Jahr festgelegt und eine zubauabhängige Komponente eingeführt.

Aufgrund des 2009 eingetretenen Preisverfalls und der daraus resultierenden rasanten Marktentwicklung wurden die im EEG 2009 festgelegten Vergütungssätze gegen starken Widerstand aus der Branche und im Bundesrat dann bereits mit dem ersten **Änderungsgesetz zum EEG vom 11. August 2010** und damit deutlich vor der für den 1. Januar 2012 vorgesehenen EEG-Novelle angepasst. Um die aus dem Verfall der Marktpreise resultierende Überförderung abzubauen, wurden die **Vergütungssätze** deutlich gesenkt: Nach 9 bzw. 11 % am 1. Januar 2010 folgte eine gesonderte Absenkung um in der Regel 13 % am 1. Juli und um weitere 3 % am 1. Oktober 2010.

Tab. 3-29: Durchschnittliche Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie

Durchschnittliche Vergütungssätze in ct/kWh für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie			
Mit Blick auf die Vergleichbarkeit ist jeweils Inbetriebnahme in 2010 unterstellt.			
Anlagenart und -leistung	EEG 2004	EEG 2009 Inbetriebnahme vor dem 01.07.	EEG 2009 Inbetriebnahme nach dem 01.10.2010
Aufdachanlage 5 kW	42,19	39,14	33,03
Aufdachanlage 5 kW 30 % Eigenverbrauch	keine gesonderte Förderung des Eigenverbrauchs	34,22	28,11
Aufdachanlage 500 kW	39,68	35,75	30,17
Freiflächenanlage 10 MW	31,02	28,43	24,26

Zugleich wurde die mit dem EEG 2009 eingeführte zubauabhängige Komponente der **Degression** („atmender Deckel“) verschärft. Gemäß EEG 2009 sollte die Degression um

jeweils einen Prozentpunkt für das Folgejahr angehoben bzw. abgesenkt werden, wenn ein vorgegebener Zubaukorridor über- bzw. unterschritten würde. Für 2009 betrug der Korridor 1.000 bis 1.500 MW. Da dieser allerdings bereits 2009 massiv und 2010 noch deutlicher überschritten wurde, wurde der „atmende Deckel“ mit dem ersten Änderungsgesetz zum EEG mit Wirkung vom 1. Juli 2010 deutlich verschärft und zugleich der Zubaukorridor auf 2.500 bis 3.500 MW erhöht. Überstieg der Zubau diesen Korridor, so sollte sich die Degression von 9 % zum 1. Januar 2011 pro 1.000 MW um einen Prozentpunkt erhöhen. Die Degression zum 1. Januar 2011 betrug auf Grund dieser Regelung und des hohen Zubaus 13 %. Insgesamt wurde damit die Vergütung für Photovoltaikstrom innerhalb von nur 12 Monaten um ein Drittel abgesenkt.

Für die zum 1. Januar 2012 vorgesehene nächste Degressionsstufe wurde zudem eine weitere Verschärfung des „atmenden Deckels“ festgelegt: Die Degression erhöht sich damit für je 1.000 MW Überschreitung um jeweils 3 Prozentpunkte, bis bei 6.500 MW die maximale Degression von 21 % erreicht ist. In diesem Falle ergäbe sich 2012 im Vergleich zu 2009 nahezu eine Halbierung der Vergütung.

Schon im Frühjahr 2011 erfolgte jedoch – diesmal im Einvernehmen mit der Branche – eine weitere Beschleunigung der Degression. Danach wird ein Teil der zum 1. Januar 2012 vorgesehenen Degression auf den 1. Juli 2011 vorgezogen und zudem eine weitere Degressionsstufe von 3 % bei 7.500 MW eingezogen. Insgesamt stellt sich somit die Degression wie folgt dar:

Tab. 3-30: Degression bei der Vergütung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gemäß geltender Rechtslage

Zubau (in MW)	Degression
unter 1.500	1,5 %
bis 2.000	4 %
bis 2.500	6,5 %
bis 3.500	9 %
bis 4.500	12 %
bis 5.500	15 %
bis 6.500	18 %
bis 7.500	21 %
ab 7.500	24 %

Auch die **Struktur der Vergütung** wurde sowohl mit dem EEG 2009 als auch mit dem ersten Änderungsgesetz zum EEG geändert. So wurde mit dem EEG 2009 die Staffelung der

Leistungsklassen für Aufdachanlagen um eine weitere Kategorie ab 1.000 kW ergänzt, wobei die Vergütung für diese Leistungsklasse deutlich abgesenkt wurde. Der zuvor gewährte Bonus für Fassadenanlagen in Höhe von 5 ct/kWh wurde nicht weitergeführt. Mit dem ersten Änderungsgesetz zum EEG wurden insbesondere die Rahmenbedingungen für Freiflächenanlagen deutlich eingeschränkt. Diese werden künftig nur noch vergütet, wenn sie sich auf versiegelten Flächen, baulichen Anlagen, in bestehenden Gewerbegebieten, auf Konversionsflächen oder innerhalb eines 110 Meter breiten Randstreifens von Autobahnen oder Schienenwegen befinden. Neue Freiflächenanlagen auf Ackerflächen erhalten künftig keine Vergütung mehr.

Eine weitere Neuerung im EEG 2009 war die Einführung einer Förderung für selbst verbrauchten PV-Strom (**Eigenverbrauch**). Diese galt zunächst für neue Dachanlagen bis 30 kW. Die Vergütung für selbst verbrauchten Strom lag 18 ct/kWh unter der regulären Vergütung. Somit konnte z. B. der Betreiber einer Dachanlage bis 5 kW wählen, ob er den Strom einspeiste und dafür die normale PV-Vergütung von 43,01 ct/kWh erhielt, oder ob er den Strom selbst verbrauchte und dafür eine Vergütung von 25,01 ct/kWh erhielt. Bei einem eingesparten Strompreis von 20 ct/kWh netto, ergab sich für den Eigenverbrauch ein Vorteil von 2 ct/kWh gegenüber der normalen Vergütung. Mit dem ersten Änderungsgesetz zum EEG vom 11. August 2010 wurde diese Eigenverbrauchsregelung deutlich attraktiver ausgestaltet: Nun liegt die Vergütung für selbst verbrauchten Strom nur noch um 16,38 ct/kWh unter der Vergütung für eingespeisten Strom. Soweit der vor Ort unmittelbar verbrauchte Strom 30 % der Jahreserzeugung übersteigt, beträgt der Abschlag von der Einspeisevergütung sogar nur 12 ct/kWh. Die Vergütungssätze für den Eigenverbrauch berechnen sich direkt aus dem jeweils gültigen Vergütungssatz für die Netzeinspeisung. Wer z. B. Ende 2010 Anspruch auf eine Einspeisevergütung von 33,03 ct/kWh hatte, konnte stattdessen für den direkt verbrauchten Teil seiner PV-Stromerzeugung bei einem Direktverbrauchsanteil von bis zu 30% eine Vergütung von 16,65 ct/kWh ($33,03 - 16,38$ ct/kWh) in Anspruch nehmen. Bei einem Stromtarif von 20 ct/kWh netto wird der Eigenverbrauch somit gegenüber der Einspeisung um rund 3,6 ct/kWh besser gestellt. Soweit der Eigenverbrauchsanteil 30% übersteigt, betrug die Vergütung für den Eigenverbrauch 21,03 ct/kWh ($33,03 - 12$ ct/kWh), damit lag der Vorteil bei 8 ct/kWh. Zudem steigt dieser Vorteil Jahr für Jahr mit dem Strompreis. Die steuerrechtlichen Auslegungsprobleme zur Eigenverbrauchsregelung wurden durch Schreiben des BMF vom 1. April 2009 (IV B 8 - S 7124/07/ 10002) weitgehend geklärt.

Tab. 3-31: **Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 - zuletzt geändert durch Änderungsgesetz vom 11.8. 2010 - für Strom aus solarer Strahlungsenergie (§§ 32,33).**

	Staffelung der Mindestvergütung für Inbetriebnahme im ersten Halbjahr 2011	Vergütungszeitraum	Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen
Freiflächen-Photovoltaikanlagen	22,07 ct/kWh für Anlagen auf Konversionsflächen 21,11 ct/kWh für Anlagen auf sonstigen Freiflächen	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	Basis-Degression 9% p.a. Bei Überschreiten der Zubauschwelle von 3.500 MW p.a. zusätzlich 3%-Punkte je 1.000 MW Maximal 21 % p.a.
Photovoltaikanlagen an und auf Gebäuden	bis einschl. 30 kW: 28,74 ct/kWh über 30 bis einschl. 100 kW: 27,33 ct/kWh über 100 bis einschl. 1.000 kW: 25,86 ct/kWh Über 1.000 kW: 21,56 ct/kWh	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	Bei Unterschreiten des Zubauziels von 3.000 MW Reduktion um 2,5 %-Punkte je 500 MW Minimal 2,5 % p.a.
Besondere Regelungen gemäß § 32	<ul style="list-style-type: none"> • Anlagen müssen an oder auf einer baulichen Anlage im Geltungsbereich eines Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuches errichtet werden, damit ein Vergütungsanspruch besteht. • Für Anlagen im Geltungsbereich eines Bebauungsplans, der zumindest auch zu diesem Zweck nach dem 1. September 2003 aufgestellt oder geändert worden ist, besteht die Vergütungspflicht des Netzbetreibers nur, wenn die Anlage errichtet wurde <ol style="list-style-type: none"> 1. auf zum Zeitpunkt der Aufstellung bzw. Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelten Flächen (ausgenommen sind vor dem 1. Januar 2010 als solche ausgewiesene Industrie- und Gewerbegebiete), 2. (im Falle eines vorhabenbezogenen Bebauungsplans) auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung, 3. auf Grünflächen, die zur Errichtung dieser Anlage in einem vor dem 25. März 2010 beschlossenen Bebauungsplan ausgewiesen sind und zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans in den drei vorangegangenen Jahren als Ackerland genutzt wurden und sie vor dem 1. Januar 2011 in Betrieb genommen wurde oder 4. auf Flächen längs von Autobahnen oder Schienenwegen in einer Entfernung bis zu 110 Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn. 		
Besondere Regelungen für den Eigenverbrauch von Solarstrom	<ul style="list-style-type: none"> • Für Strom aus Anlagen einer Leistung bis einschließlich 500 kW, die vor dem ersten Januar 2012 in Betrieb genommen werden, besteht ein Anspruch auf Vergütung, soweit die Anlagenbetreiberin, der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbrauchen und dies nachweisen. Für diesen Strom verringert sich die Vergütung <ul style="list-style-type: none"> ○ um 16,38 ct/kWh für den Anteil dieses Stroms, der 30 Prozent der im selben Jahr durch die Anlage erzeugten Strommenge nicht übersteigt, und ○ um 12 ct/kWh für den Anteil dieses Stroms, der 30 Prozent der im selben Jahr durch die Anlage erzeugten Strommenge übersteigt. 		

3.6.2 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

In den letzten Jahren verzeichnete der Photovoltaikmarkt in Deutschland einen massiven Anstieg. Nach einem Zubau von 1,8 GW in 2008 wurden 2009 3,8 GW und 2010 rund 7 GW erreicht. Hauptgrund hierfür war ein starker Preisverfall. Ausgelöst wurde dieser zunächst durch den Wegfall der Nachfrage aus Spanien (2008 mit 2,6 GW der größte Einzelmarkt weltweit) infolge der Anpassung des dortigen Fördersystems. Hinzu kamen ein sehr starker Zuwachs an Produktionskapazitäten in Asien sowie die Beseitigung des zuvor bestehenden Siliziumengpasses. Die um 35 % gesunkenen Preise führten bei gleichbleibender Vergütungshöhe zu Renditeaussichten im deutlich zweistelligen Bereich und damit zu einer erheblichen Überförderung. Diese blieb trotz der zum 01. Januar 2010 greifenden Degressionsstufe bestehen.

Die politische Konsequenz war eine außerplanmäßige Anpassung der Vergütungssätze an die Marktentwicklung. Dieser Schritt stieß auf starken Widerstand sowohl seitens der Branche als auch seitens des Bundesrates, was zu erheblichen zeitlichen Verzögerungen bei der Umsetzung der Gesetzesänderung führte. Dies begünstigte starke Vorzieheffekte, so dass allein im ersten Halbjahr 2010 mit 3,85 GW mehr Photovoltaikleistung installiert wurde als im gesamten Jahr 2009.

Ende 2010 waren deutschlandweit Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 17,3 GW installiert. Die eingespeiste Strommenge betrug 2010 12 TWh, womit der Beitrag der Photovoltaik zur Deckung des Bruttostromverbrauchs auf rund 2 % und ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf rund 12 % anstieg. Betrachtet man die **regionale Verteilung** des Zubaus, fällt aufgrund der Einstrahlungsverteilung ein deutliches Süd-Nord-Gefälle auf. Mit etwa 39 % der installierten Gesamtleistung liegt Bayern deutlich an der Spitze, gefolgt von Baden-Württemberg mit 18 % und Nordrhein-Westfalen mit 10,8 %.

Die **Zusammensetzung der Nachfragesegmente** zeigte 2009 einen starken Trend zu Großanlagen, insbesondere zu Freiflächen. Während der leistungsbezogene Anteil der **Freiflächenanlagen** sich in den Vorjahren eher im einstelligen Bereich bewegte, stieg er in 2009 sprunghaft auf 20 %. Durch die 2010 mit dem ersten Änderungsgesetz zum EEG vorgenommenen Änderungen ist für 2011 ein deutlicher Rückgang des Freiflächenanteils zu erwarten.

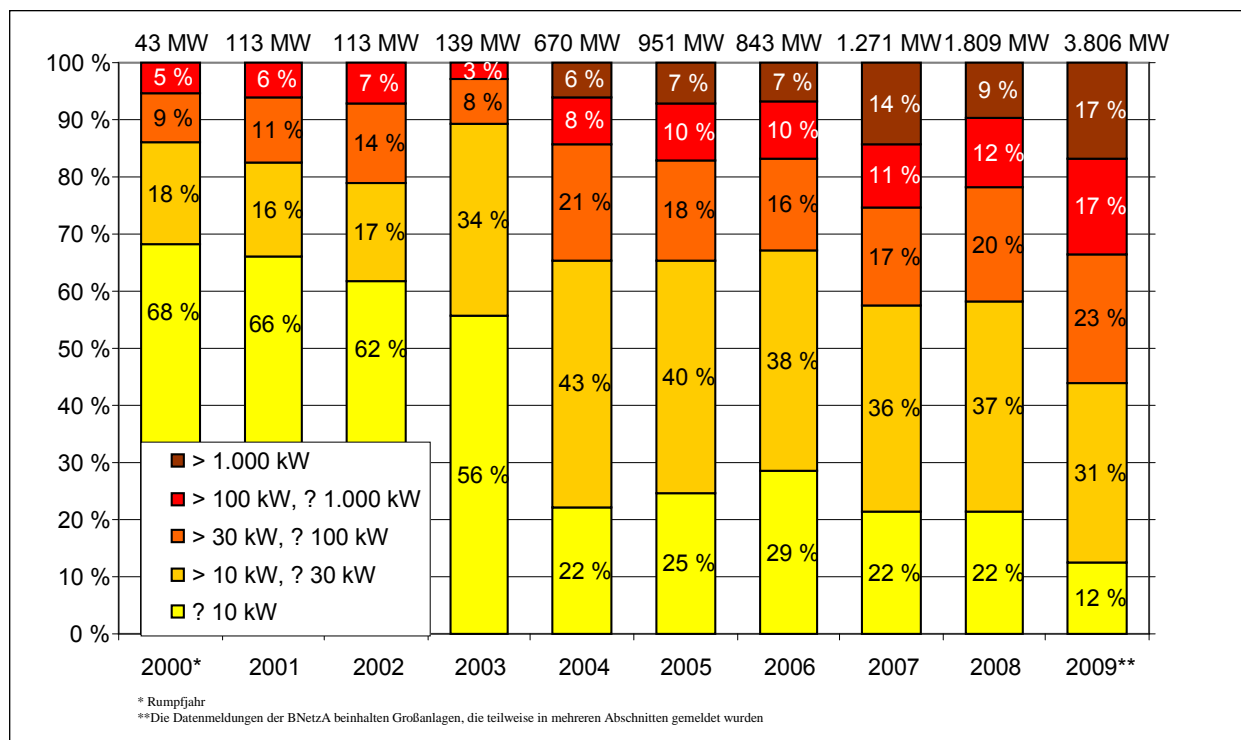


Abb. 3-15: Verteilung der seit 2000 jährlich installierten Leistung von Photovoltaikanlagen nach Anlagengrößenklassen.

Bei **Dachanlagen** ist eine deutliche Tendenz zu größeren Anlagen zu verzeichnen. Der Anteil der Kleinanlagen (bis 10 kW) an der jährlich neu installierten Leistung sank im Vergleich zu 2008 um 10 Prozentpunkte auf 12 % ab, wobei dies angesichts des mehr als verdoppelten Marktvolumens dennoch eine Steigerung der absoluten Installationszahlen bedeutet. Das Kleinanlagensegment (bis 10 kW) weist im Betrachtungszeitraum von 2000 bis 2009 mit 36 % (bezogen auf die installierte Leistung) bzw. 26% (bezogen auf die Anlagenanzahl) im Mittel die niedrigsten jährlichen Wachstumsraten aller Segmente auf.

Der Anteil der **fassadenintegrierten Anlagen** lag 2009 bei 0,044 % des Marktvolumens. Insgesamt wurden in den Jahren 2004 bis 2009 konstant jährlich fassadenintegrierte Anlagen mit einer Leistung von 1 bis 2 MW errichtet. Dies entspricht 100 bis 140 Anlagen pro Jahr. Der im EEG 2004 gewährte Fassaden-Bonus von 5 ct/kWh hat nicht zu einem nennenswerten Wachstum dieses Marktsegments geführt. Dafür gibt es verschiedene Gründe. So liegen die Mindererträge einer fassadenintegrierten Anlage gegenüber einer optimalen Ausrichtung (30° Dachneigung) auf der Südseite bei 30 bis 50 %. Eigenheimbesitzer ziehen aus ästhetischen Gründen in aller Regel eine Dachanlage vor. Dagegen stellen fassadenintegrierte PV-Anlagen bei Neubauten im Bürogebäudesektor eine interessante Option dar. Gerade hier ist aber keine Förderung erforderlich: Werden die

Kosten einer Photovoltaikfassade denen einer hochwertigen Fassadenverkleidung, wie z. B. Stein oder Glas, gegenübergestellt, so ergeben sich keine Mehrkosten. Der Fassaden-Bonus wurde daher mit dem EEG 2009 abgeschafft. Die Nachfrage nach fassadenintegrierten Anlagen ist dennoch 2009 gegenüber 2008 um 40 % gestiegen. Die Wiedereinführung eines Fassaden-Bonus wird im Ergebnis – und auch mit Blick auf das Ziel, die Kosten der PV weiter zu senken - als nicht sinnvoll erachtet. Stattdessen sollten fassadenintegrierte Anlagen ggf. außerhalb des EEG unterstützt werden, z. B. durch Investitionszuschüsse im Bereich der Gebäudesanierung oder Forschungsförderung.

Bei der **Investorenstruktur** liegen 2009 die privaten Investoren mit 42,5 % der Investitionen in PV-Anlagen vorn. Diese sind hauptsächlich dem unteren Leistungssegment unter 10 kW zuzuordnen. Auf den landwirtschaftlichen Bereich entfielen rund 28 % der Investitionen; hier werden vor allem Anlagen um die 30 kW gebaut. Mit 27 % war die Investitionstätigkeit von Gewerbe und Industrie fast ebenso hoch, wobei diese in Anlagen deutlich größerer Leistung investieren. Die verbleibenden 2 % waren dem öffentlichen Sektor zuzuordnen.

Die **Vergütungszahlungen** für den 2009 eingespeisten Photovoltaik-Strom belaufen sich auf insgesamt 3,16 Mrd. €. Damit entfielen 29 % der insgesamt gezahlten EEG-Vergütungen, aber nur knapp 9 % der gesamten EEG-Strommenge auf die Photovoltaik. Die wichtigsten Eckdaten zur Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland sind in Tab. 3-32 zusammengefasst.

Die **Eigenverbrauchsregelung** wurde 2009 kaum in Anspruch genommen, da der zeitliche Vorlauf und der finanzielle Anreiz noch zu gering waren. Zudem gab es Schwierigkeiten in der praktischen Umsetzung sowie steuerrechtliche Fragen. Die Wirkung der neuen Eigenverbrauchsregelung kann aufgrund des kurzen Evaluierungszeitraums von August bis September 2010 noch nicht beurteilt werden.

Tab. 3-32: **Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie in den Jahren 2007- 2010.**

	2007	2008	2009	2010 ⁷⁾
Installierte Gesamtleistung [MW] ¹⁾	4.170	6.120	9.914	17.320
davon Freiflächenanlagen [MW] ²⁾	368	572	1.251	2.373
jährliche Neuinstallation [MW/a] ¹⁾	1.271	1.950	3.794	7.406
davon Freiflächenanlagen [MW] ²⁾	172	205	679	1.122
eingespeiste EEG-Strommenge [GWh] ³⁾	3.075	4.420	6.578	12.000
Mindestvergütung nach EEG [Mio. €/a] ³⁾	1.597	2.219	3.156	k.A.
durchschnittliche EEG-Vergütung [ct/kWh]	51,93	50,20	47,98	k.A.
durchschnittliche EEG-Vergütung von im jeweiligen Jahr hinzugekommenen Neuanlagen ⁴⁾	47,8	45,5	41,2	k.A.
vermiedene CO ₂ -Emissionen [Mio. t] ⁵⁾	1,6	2,4	3,5	6,4
Arbeitsplätze [EEG induziert] ⁶⁾	38.300	60.300	64.700	107.800

Für das Jahr 2010 liegen gegenwärtig nur teilweise Daten vor

k.A. – keine Angaben

1) BMU nach AGEE-Stat

2) ZSW: Spartenvorhaben Photovoltaik, im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts

3) BMU nach Daten Bundesnetzagentur (BNetzA), AGEE-Stat

4) bis 2009 Daten der Übertragungsnetzbetreiber, 2010 Schätzung der IfnE

5) BMU nach AGEE-Stat, UBA und weiteren Quellen

6) BMU nach DLR, DIW, GWS, ZSW

7) Daten für 2010: erste vorläufige Abschätzungen, BMU nach AGEE-Stat, UBA, DLR, DIW, GWS, ZSW

Daten vorläufig

Die Berechnung der **Stromgestehungskosten** berücksichtigt, dass Photovoltaikanlagen von Banken als sehr risikoarm eingestuft werden, weshalb hohe Fremdkapitalanteile bis hin zur Vollfinanzierung zu niedrigen Zinssätzen möglich sind.

Tab. 3-33: **Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten der Solaren Strahlungsenergie (Basisjahr 2010).**

Kapitalbereitstellung		
Eigenkapitalanteil		
M I und II: 10%	M III und IV: 30 %	M V: 70 %
Fremdkapitalanteil		
M I und II: 90 %	M III und IV: 70 %	M V: 30 %
Eigenkapitalzinssatz		
M I und II: 14 %	M III und IV: 7,3 %	M V: 5,4 %
Fremdkapitalzins		4 %
Betrachtungszeitraum		20 Jahre
Inflation		2 % p.a.
Spezifische Investitionskosten		
M I (5 kWp Dach):	2.830 €/kW	M II (30 kWp Dach) 2.770 €/kW
M III (1.000 kW _p Dach):	2.390 €/kW	M IV (1.000 kW _p Freifläche): 2.130 €/kW
M V (20.000 kW _p Freifläche):	2.030 €/kW	
Jährliche Betriebskosten		
M I, II: 1,5 % der Investitionskosten p.a.	M III, IV: 1,5 % der Investitionskosten p.a. plus 8.000 € Personalaufwand p.a.	M V: 1,5 % der Investitionskosten p.a. plus 20.000 € Personalaufwand p.a.
Spezifischer Stromertrag		
M I, II, III: 900 kWh/kW	M IV, V: 950 kWh/kW	

Wie die Ergebnisse der Stromgestehungskostenberechnung in Abb. 3-16 zeigen, liegen trotz der zusätzlichen Absenkung der Vergütungssätze im Jahr 2010 die Stromgestehungskosten für alle betrachteten Modellfälle deutlich unterhalb der EEG-Vergütung. Dies ermöglicht den Betreibern erheblich höhere Renditen als die in der Kalkulation angesetzte Eigenkapitalverzinsung, obwohl hier – mit 14 % in den Modellfällen I und II – teilweise bereits eine sehr hohe Eigenkapitalverzinsung unterstellt wurde.

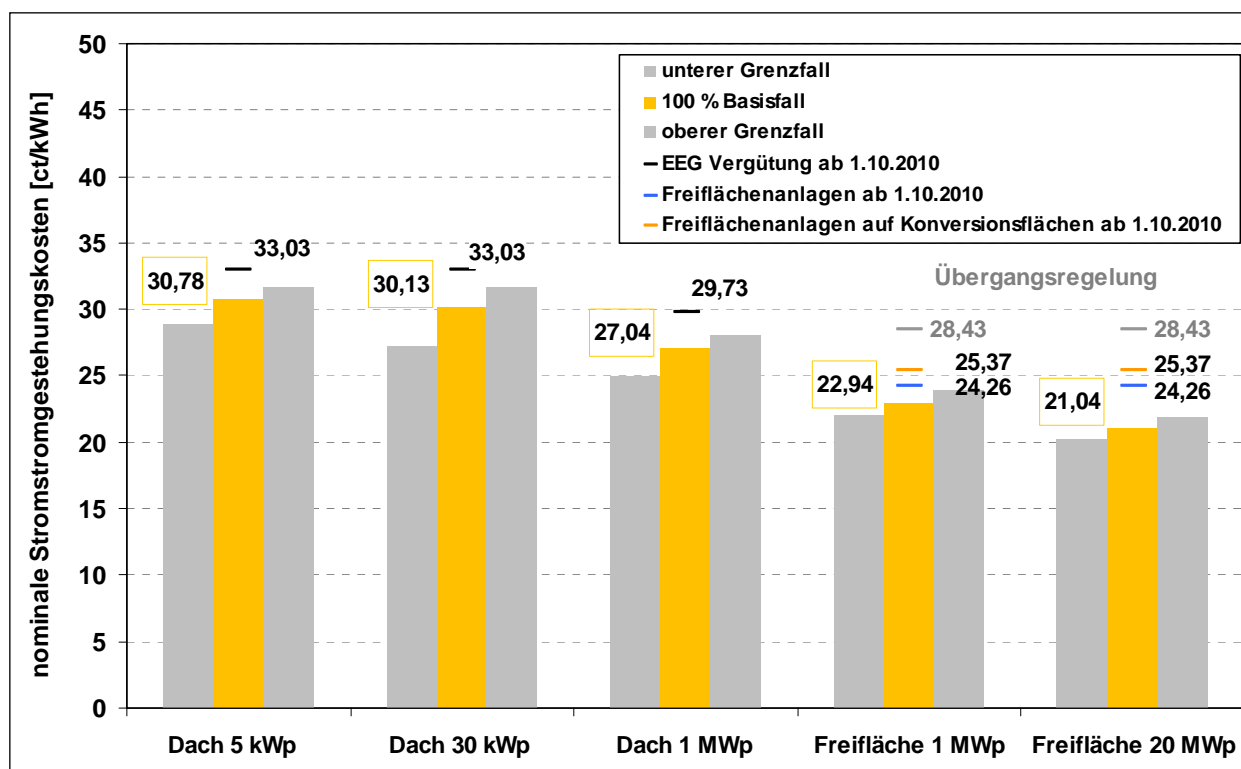


Abb. 3-16: Stromgestehungskosten der Photovoltaiknutzung (Kostenbasis 2010, Vergütungssätze gemäß geändertem EEG 2009 ab dem 01.10.2010).

Die Photovoltaik als Teil der dynamischen Halbleiterindustrie weist auch künftig ein erhebliches Kostensenkungspotenzial auf. Durch die Erweiterung und Neugestaltung des „atmenden Deckels“ wird künftig auf die Markt- und Preisentwicklung automatisch reagiert, so dass bei einem stärkeren Zubau die Vergütungssätze entsprechend fallen werden. Hierdurch werden die Vergütungen für neu in Betrieb genommene Anlagen in den nächsten Jahren weiterhin deutlich sinken. Unterstellt man z. B. für 2011 einen Zubau von bis zu 7.400 MW, für 2012 max. 5.500 MW und danach max. 3.500 MW pro Jahr, so sinkt die Vergütung bis 2015 auf unter 12 ct/kWh für Freiflächen und unter 16 ct/kWh für Dachanlagen (vgl. Tab. 3-34). Bei Aufrechterhaltung des ökonomischen Drucks durch die hohe variable Degression kann sich die Photovoltaik innerhalb von wenigen Jahren von der teuersten zu einer der günstigsten Arten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entwickeln.

Tab. 3-34: Entwicklung der PV-Vergütung bei Rückführung des Zubaus auf den Ausbaupfad

Zubau/Zubauprognose	Termin	Degression	Vergütungshöhe (Ct/kWh)**
2009: 3.800 MW	01.01.2009	8%/10%	31,94 - 43,01
2010: ca. 7.000 MW	01.01.2010	9%	28,43 - 39,14
	01.07.2010	13%	25,02 - 34,05
	01.10.2010	3%	24,26 - 33,03
	01.01.2011	13%	21,11 - 28,74
2011: 6.600-7.400 MW*	01.01.2012	21%*	16,68 - 22,70
2012: 4.600-5.500 MW*	01.01.2013	15%*	14,18 - 19,29
2013: 3.000 -3.500MW*	01.01.2014	9%*	12,90 - 17,55
2014: 2.600- 3.500 MW*	01.01.2015	9%*	11,73 - 15,97

* Prognose – bei höherem Zubau erfolgt eine höhere Absenkung im folgenden Jahr.

** Höhe der Vergütung variiert zwischen Dach- und Freiflächenanlage und der Größe der Anlage.

3.6.3 Handlungsempfehlungen

Die starke Zunahme des Ausbaus der Photovoltaik in den vergangenen Jahren in Deutschland war in diesem Ausmaß und in dieser Geschwindigkeit nicht vorhersehbar. Ausgerechnet die bisher noch teuerste Technologie erzielte – bedingt durch einen in dieser Höhe nicht erwarteten Preisverfall - die höchsten Zubauraten. Von dem Gesamtinvestitionsvolumen von rund 23,7 Mrd. € in Erneuerbare-Energien-Anlagen im Stromsektor entfielen 2009 mit 19,5 Mrd. € über 80 % auf die Photovoltaik. Dies war neben dem sehr niedrigen Börsenpreis der entscheidende Grund für den starken Anstieg der EEG-Umlage. Allerdings lag der Berechnung der EEG-Umlage für 2011 eine zu hohe Zubauprognose durch die Übertragungsnetzbetreiber zu Grunde. Diese gingen für 2010 und 2011 von einem Zubau von je 9.500 Megawatt PV-Leistung aus. Tatsächlich wurden 2010 jedoch rund 7.400 MW installiert. Dies ist ein Grund, warum derzeit davon ausgegangen werden kann, dass die EEG-Umlage im Jahr 2011 zu hoch angesetzt worden ist und im nächsten Jahr entsprechend nach unten korrigiert werden kann. Dennoch lag der PV-Zubau 2010 um das zwei bis dreifache höher als mit der neuen Degressionsregel („atmender Deckel“) künftig angestrebt wird. Der Anteil der Kosten für Strom aus Photovoltaik an der EEG-Umlage stieg dadurch auf gut 50 %.

Vor diesem Hintergrund waren die gegen starke politische Widerstände vorgezogenen Anpassungen der Rahmenbedingungen im Jahr 2010 – insbesondere die Einschnitte bei den Vergütungen und die Begrenzung der nutzbaren Freiflächen – dringend erforderlich und für die Photovoltaikindustrie auch gut verkraftbar. Die Bundesregierung hat hier konsequent im Sinne der Verbraucher und – mit Blick auf die Akzeptanz des EEG insgesamt – auch der übrigen Branchen der erneuerbaren Energien gehandelt. Zugleich berücksichtigten die

Maßnahmen die Situation der Photovoltaik-Branche. Die Entwicklung seit Inkrafttreten der Neuregelungen zeigt, dass die Maßnahmen angemessen und marktverträglich waren.

Die Erweiterung und Neugestaltung des „atmenden Deckels“ im Jahr 2010 hat sich bewährt: Je stärker der Markt wächst, desto stärker sinken die Vergütungssätze im Folgejahr. Diese Regelung steuert zwar die Zubaumenge nicht direkt, sie begrenzt aber sehr wirksam die Kosten. Die Regelung reduziert die Vergütungen sehr schnell und begrenzt damit auch wirksam das absolute Maximum der Kosten. Eine feste Begrenzung des Marktvolumens durch einen festen Deckel wäre mit einem sehr hohen bürokratischen Aufwand (Registrierung aller Anlagen, Missbrauchsaufsicht, Kontingentierung nach Anlagengrößen, hohen Bürokratiekosten) verbunden, würde sich nachteilig auf die deutschen Unternehmen und das Handwerk auswirken (Verlust der Technologieführung, Abwanderung von Unternehmen, Entlassungen im Handwerk) und würde die Planungs- und Investitionssicherheit in Deutschland stark einschränken.

Im Rahmen der EEG-Novelle sind folgende Maßnahmen vorgesehen:

Degression: Die Regelung zum „atmenden Deckel“ wurde 2010 und 2011 angepasst. Das Instrument soll im Grundsatz weitergeführt werden. Dies bedeutet, dass die Degression in Abhängigkeit des Zubaus zwischen 1,5% und 24% pro Jahr betragen kann. Ein unterjähriger Absenkungsschritt zum 1. Juli des Folgejahres erscheint sinnvoll, wenn die durch die BNetzA festgestellte Degression zum Jahresende mehr als 9% beträgt. Dies würde bedeuten, dass bis zu maximal 15% der Degression auf den 1. Juli des Folgejahres verschoben werden. Bemessungszeitraum für die Feststellung der Degression ist der Oktober des Vorjahres bis September des aktuellen Jahres. Durch diesen Mechanismus kann künftig flexibel auf eine dynamische Markt- und Preisentwicklung im Bereich der Photovoltaik reagiert werden.

Vergütungsklassen: In Bezug auf die verwendeten Vergütungsklassen für Photovoltaikanlagen auf Gebäuden ist eine Reduktion von vier (derzeit: bis 30 kW, 30 bis 100 kW, 100 bis 1.000 kW, über 1.000 kW) auf drei Klassen vorgesehen: eine Vergütungsklasse bis einschließlich 30 kW, dann eine Klasse von 30 kW bis 500 kW und schließlich eine dritte Klasse über 500 kW. Denn die spezifischen Investitionskosten sinken bei größeren Anlagen schon ab 500 kW und nicht erst ab 1.000 kW. Im Übrigen soll der Anspruch auf die höhere Vergütung für Anlagen an oder auf Gebäuden nur dann bestehen, wenn das Gebäude tatsächlich einem eigenen Zweck dient und nicht gezielt für die Photovoltaikanlage errichtet wird. Für **Freiflächenanlagen** soll die neu eingeführte

Staffelung der Vergütungssätze nach Flächenkategorien (Konversions- und sonstige Flächen) grundsätzlich beibehalten werden.

Eigenverbrauchsregelung: Mit Blick auf die seit dem 01. Juli 2010 geltende und bis zum 31. Dezember 2011 beschränkte Regelung zum Eigenverbrauch kann noch nicht auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden. Modellrechnungen zeigen einen deutlichen monetären Vorteil für den Anlagenbetreiber bei Nutzung der Eigenverbrauchsregelung vor allem im Hinblick auf künftige Strompreiserhöhungen. Zugleich führt die Eigenverbrauchsregelung zu einer gewissen Entlastung der EEG-Differenzkosten. Allerdings handelt es sich nicht um eine volkswirtschaftliche Einsparung, sondern um eine Umverteilung. Denn einem Rückgang der Umlage stehen z. B. höhere Netznutzungsentgelte bei den übrigen Stromverbrauchern sowie ein sinkendes Aufkommen aus der Konzessionsabgabe, der Stromsteuer und der Mehrwertsteuer gegenüber. Die mit der Eigenverbrauchsregelung angestrebte Netzentlastung wird nur erreicht, wenn es dauerhaft zu einer Lastverschiebung kommt. Das Potenzial zur Lastverschiebung ist allerdings ohne Speicher gering, gleichzeitig reicht der von der Regelung ausgehende Anreiz für einen kostendeckenden Einsatz von Speichertechnologien nicht aus. Die Eigenverbrauchsregelung hat aber auch Vorteile. Sie nimmt den Zustand der Parität der Vergütung mit dem Haushaltsstrompreis vorweg und trägt so dazu bei, technische Innovationen zu entwickeln. Auch kann die PV-Branche durch die Eigenverbrauchsregelung interessante Geschäftsmodelle (z. B. unter Einbeziehung von Speichern) entwickeln, die sich zudem positiv auf die Akzeptanz der PV auswirken können. Vor diesem Hintergrund sollte die Eigenverbrauchsregelung verlängert werden, bis sie sich durch gesunkene Vergütungssätze in wenigen Jahren selbst „abgeschafft“ haben wird.

Maßnahmen zur Netzintegration: Dringende Anpassungen sind unter elektrizitätswirtschaftlichen und Systemintegrationsgesichtspunkten erforderlich. Der rasante Ausbau der Photovoltaik insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg stellt auch für die Stromnetze und das Gesamtsystem eine große Herausforderung dar.

- Photovoltaik-Anlagen wurden bisher technisch so ausgelegt, dass die Anlagen bei einem Netzfehler alle bei der gleichen **Netzfrequenz** von 50,2 Hz vom Netz gehen. Dies war die Vorgabe in der bisherigen Niederspannungsrichtlinie des Forums Netztechnik und Netzbetrieb des VDE (FNN). Bei rund 17 GW installierter Leistung ist dies relevant für die Sicherheit des Netzbetriebs. Die Netzbetreiber haben diese Problematik jetzt erkannt. Um das Problem zu beheben, wird die Niederspannungsrichtlinie derzeit angepasst. Diese gilt allerdings nur für neu installierte Anlagen. Es wird derzeit in der Studie der Übertragungsnetzbetreiber „Auswirkung eines hohen Anteils dezentraler Einspeiser auf

die Netzstabilität bei Überfrequenz“ untersucht, welche Anlagen nachzurüsten sind. Die Ergebnisse der Studie werden ab Mai 2011 zur Verfügung stehen. Erste Abschätzungen gehen davon aus, dass Anlagen ab 5 kW installierter Leistung und ab dem Inbetriebnahmejahr 2008 nachzurüsten sind. Die Nachrüstung sollte dann zeitlich gestaffelt erfolgen: Anlagen ab 100 kW sind innerhalb von 6 Monaten nachzurüsten, Anlagen ab 15 kW innerhalb eines Jahres. Alle anderen Anlagen müssen die Nachrüstung innerhalb von 2 Jahren abgeschlossen haben. Die Anforderungen an die Nachrüstung sind noch zu konkretisieren. Nach Möglichkeit sollten die Anlagen die Anforderungen der neuen Niederspannungsrichtlinie einhalten oder bei einer nach dem Zufallsprinzip ermittelten Frequenz innerhalb eines Frequenzbandes zwischen 50,2 und 51 Hertz abschalten. Dies erfordert eine Umprogrammierung der Wechselrichter.

- Photovoltaikanlagen ab 100 kW installierter Leistung werden ins **Einspeisemanagement** nach § 6 EEG einbezogen, wie es auch ursprünglich beabsichtigt war. Hier bestehen derzeit Unklarheiten, da nicht die Gesamtanlage, sondern das einzelne Modul als Anlage i. S. d. Gesetzes gilt. Dies wird klargestellt. Alle Bestandsanlagen müssen mit einer Übergangsfrist von 6 Monaten nachgerüstet werden. Eine Entschädigung von entstehenden Kosten der Nachrüstung ist nicht vorgesehen, da die Kosten zumutbar sind.
- Darüber hinaus ist vorgesehen, neue Anlagen ab 30 kW mit einer Einrichtung zur Abregelung nach § 6 Nr. 1 lit. a EEG verpflichtend auszurüsten, so dass sie in ein neu zu schaffendes, vereinfachtes Einspeisemanagement einbezogen werden können. Auch wenn die Netzbetreiber unter Umständen derzeit technisch noch nicht in der Lage sind, alle Anlagen im Bereich 30 – 100 kW tatsächlich in ein Einspeisemanagement einzubeziehen, wird dies angesichts des starken Wachstums zukünftig notwendig werden. Da eine Nachrüstung regelmäßig deutlich teurer ist, als die entsprechenden Einrichtungen gleich zu Beginn zu installieren, soll die Anforderung bereits heute an alle neuen Anlagen gestellt werden. Mit einer angemessenen Übergangsfrist von 2 Jahren sollen auch Bestandsanlagen ab dem Jahr 2009 einbezogen werden.
- Für Anlagen unter 30 kW soll eine Option vorgesehen werden, am vereinfachten Einspeisemanagement teilzunehmen. Für Anlagen, die diese Option nicht nutzen wollen, soll geprüft werden, durch welche intelligente Lösung Einspeisespitzen im Netz reduziert werden können, um den Netzausbaubedarf zu senken. Gesamtwirtschaftlich wäre es unsinnig, das Netz auf Einspeisespitzen auszulegen, die nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten. Daher ist eine „Kappung“ der bei der Photovoltaik sehr seltenen Leistungsspitzen vorgesehen, indem die Einspeisung am Netzanschlusspunkt auf 70 % der maximalen Modulleistung begrenzt wird. Dies ist mit einem Verlust von etwa 2 % des erzeugten elektrischen Stroms verbunden und damit für die Anlagenbetreiber

wirtschaftlich zumutbar. Zugleich kann damit bei gleicher Netzkapazität gut 40% mehr PV-Leistung angeschlossen werden.

Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG

- Beibehaltung der Regelung zum „atmenden Deckel“ mit einem unterjährigen Absenkungsschritt von bis zu 15% im Folgejahr, wenn die Degression zum Jahresende 9% übersteigt.
- Reduktion der Vergütungsklassen auf drei Kategorien für Dachanlagen (bis 30 kW, 30 bis 500 kW, über 500 kW) und dadurch geringfügige Anpassung der Vergütung (Abstände der Klassen untereinander sowie im Hinblick auf Freiflächenanlagen).
- Verlängerung der Eigenverbrauchsregelung
- Einbeziehung der Photovoltaik ins Einspeisemanagement bzw. bei Kleinanlagen Begrenzung der Einspeisung am Netzanschlusspunkt auf 70 % der maximalen Modulleistung
- Keine Vergütung erhalten PV-Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen, die Schutzgebiete (Nationalparks, Naturschutzgebiete, gelistete FFH-Gebiete) sind.

Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG

- Weiterentwicklung der Netzanschlussbedingungen, insbesondere auch für Bestandsanlagen (Sicherstellung der Netzsicherheit bei Frequenzabweichungen).
- Fassadenintegrierte Anlagen sollten ggf. außerhalb des EEG unterstützt werden, z. B. durch Investitionszuschüsse im Bereich der Gebäudesanierung oder durch Forschungsförderung.

4 Ökonomische Wirkungen des EEG

4.1 Kostenwirkungen

EEG-Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage

In der öffentlichen Wahrnehmung und politischen Auseinandersetzung zum EEG stehen meist dessen einzelwirtschaftlichen Kostenwirkungen im Vordergrund. Die Diskussion wird dabei von drei Größen geprägt:

- Ausgangsgröße sind zunächst die **EEG-Vergütungen**. Dies sind die Zahlungen, die von den Netzbetreibern an die EEG-Anlagenbetreiber geleistet werden. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien erhöht sich im Grundsatz auch die Gesamtsumme der EEG-Vergütungszahlungen.
- Die Netzbetreiber wälzen den gesamten EEG-Strom an die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weiter. Diese erstatten den Netzbetreibern die gezahlten Vergütungen abzüglich der dort vermiedenen Netznutzungsentgelte und vermarkten den EEG Strom ausschließlich über den Spotmarkt der Strombörse EEX.⁸ Hierbei entstehen die sogenannten **EEG-Differenzkosten**. Sie ergeben sich im Wesentlichen als Differenz zwischen den an die Netzbetreiber geleisteten Zahlungen und den Erlösen aus der Vermarktung des EEG-Stroms. Die Entwicklung der EEG-Differenzkosten hängt also einerseits von den Vergütungszahlungen und andererseits vom Börsenpreis des Stroms ab.
- Die Differenzkosten werden anteilig auf den gesamten an Letztverbraucher gelieferten, EEG-pflichtigen Strom umgelegt. Dieser Quotient ist die sog. **EEG-Umlage** in ct/kWh. Ihre Höhe wird nicht nur durch die Entwicklung der EEG-Differenzkosten bestimmt. Vielmehr kommt es auch entscheidend darauf an, wie sich der EEG-pflichtige Stromletzverbrauch entwickelt. Vermindert sich diese Größe, so erhöht sich automatisch auch die EEG-Umlage. Ursachen dafür sind z. B. Sonderregelungen im EEG wie die Besondere Ausgleichsregelung (vgl. Kap. 4.3) und das Grünstromprivileg (vgl. Kap. 2.1.2). Andere Ursachen sind gezielte Vermeidungsstrategien insbesondere von großen gewerblichen Stromkunden (z. B. vermehrte Eigenerzeugung). Die EEG-Umlage ist Teil der Strombeschaffungskosten der Verkäufer. Ob und in welchem Maße diese die Umlage überwälzen, steht den Vertrieben jeweils frei und hängt entscheidend von der Wettbewerbsintensität ab.

⁸ Grundlage hierfür ist die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) vom 19.7.2009 nebst einer entsprechenden Ausführungsverordnung (vgl. genauer Kap. 2.1). Bis Ende 2009 war der nach EEG vergütete Strom physisch an alle Stromvertriebe gewälzt worden.

Zumindest im Bereich der Haushaltskunden wurde die Umlage bislang in aller Regel vollständig überwältigt.

Seit 2009 wird die EEG-Umlage von den ÜNB jeweils bis zum 15.10. für das gesamte Folgejahr festgelegt. Trotz wissenschaftlicher Fundierung sind diese Prognosen mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. So führten niedrigere Vermarktungserlöse beim EEG-Strom sowie ein deutlich stärkerer Ausbau von PV sowie Biogasanlagen 2010 dazu, dass die im Nachhinein ermittelte, tatsächlich erforderliche EEG-Umlage mit etwa 2,2 ct/kWh merklich über dem im Oktober 2009 durch die ÜNB festgelegten Wert von 2,05 ct/kWh liegen dürfte (vgl. letzte Zeile von Tab. 4-1). Hieraus resultiert 2011 eine – einmalige, d.h. auf 2011 beschränkte - Nachzahlung von etwa 0,2 ct/kWh. Die von den ÜNB auf 3,53 ct/kWh festgelegte EEG-Umlage für 2011 liegt aber sogar um etwa 0,3 ct/kWh über dem Wert, den sie bei korrekter Kalkulation der Umlage für 2010 gehabt hätte. Dies liegt daran, dass die EEG-Umlage für das jeweilige Folgejahr bereits am 15. Oktober festgelegt wird, so dass die tatsächliche Entwicklung im jeweils laufenden Jahr nur begrenzt – nämlich in Form des EEG-Kontostands der ÜNB zum 30.9. – berücksichtigt werden kann. Der zu diesem Zeitpunkt festgestellte Saldo geht in die EEG-Umlageberechnung des Folgejahres ein. Angesichts der genannten Unsicherheiten verwundert es nicht, dass die ÜNB Ende 2010 für die EEG-Umlage 2012 in einer ersten Abschätzung eine relativ große Bandbreite zwischen 3,4 und 4,4 ct/kWh angaben.

Die gesamten EEG-Differenzkosten stiegen seit 2000 von 0,9 auf voraussichtlich rund 8,9 Mrd. € im Jahr 2010 (ursprüngliche ÜNB-Prognose: 8,2 Mrd. €, vgl. Tab. 4-1). Entsprechend deutlich ist auch die EEG-Umlage für alle nicht durch die Besondere Ausgleichsregelung des EEG privilegierten Stromabnehmer (vgl. dazu Kap. 4.3) gestiegen.

Tab. 4-1: Entwicklung der EEG-Differenzkosten 2000 – 2010 (nominal, gerundet).

	EEG-Menge	durchschnittliche EEG-Vergütung ^a	Vergütung gesamt an Anlagenbetreiber	durchschnittlicher Strompreis im Großhandel ^b	Differenzkosten total	EEG-Umlage ^c	Kosten für Referenzhaushalt (3.500 kWh/Jahr)	Anteil EEG am Strompreis für Haushalte
	TWh	ct/kWh	Mrd. €	ct/kWh	Mrd. €	ct/kWh	Euro/Monat	
2000	13,9	8,5	1,2	1,9	0,9	0,2	0,60	1%
2004	38,5	9,3	3,6	2,8	2,5	0,6	1,60	3%
2008	71,2	12,3	9,0	5,7	4,7	1,1	3,30	5%
2009	75,1	13,9	10,8	6,9	5,3	1,3	3,80	6%
2010 ^d	90,2	13,7	12,7	5,0	8,2	2,05	6,00	8%
2010 ^e	80,0	15,4	12,3	4,4	8,9	2,2	6,40	9%

Quellen:

- BDEW, nominale Preise unter Berücksichtigung vermiedener Netznutzungsentgelte.
- Für 2004 – 2008 berechnet nach Wenzel/Diekmann (2006), S. 17. Für 2009 nach § 54 (2) EEG 2009; für 2010^d nach § 4 AusglMechV, 2010^e gewichteter, durchschnittlicher Phelix-Base-Strompreis an der Strombörse EEX für 2010.
- EEG-Umlage für nicht privilegierte Stromletztverbraucher.
- ÜNB-Prognose vom 15.10.2009 für das Jahr 2010
- Berechnungen des Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE, Teltow) auf Basis von Angaben der AGEE-Statistik zur EEG-Stromerzeugung 2010 (Stand: März 2011). Abschließende Ergebnisse sind erst auf Grundlage EEG-Jahresabrechnung zum Ende Juli 2011 möglich.

Wesentlicher Grund für den Anstieg der EEG-Differenzkosten ist zunächst der **deutliche Zuwachs der erneuerbaren Stromerzeugung**. So hat sich die nach dem EEG eingespeiste und vergütete Strommenge seit 2000 etwa versechsfacht. Gleichzeitig ist jedoch auch die **durchschnittliche EEG-Vergütung** trotz der im EEG für fast alle Sparten festgeschriebenen Degression kontinuierlich gestiegen – von 8,5 ct/kWh im Jahr 2000 auf 15,4 ct/kWh in 2010. Dies hat verschiedene Ursachen:

- Im Zuge mehrerer Gesetzesanpassungen wurden Fördersätze angehoben und zusätzliche Vergütungstatbestände (insbesondere Boni) eingeführt (vgl. in Kapitel 3, Ausführungen zu den einzelnen Sparten). Teilweise fanden diese sogar auf den Anlagenbestand Anwendung. So wurden nach Einführung des sogenannten Gülle-Bonus zum 1. Januar 2009 bereits im ersten Jahr etwa 170 Mio. € als Gülle-Bonus ausgezahlt, da auch bereits vor dem Jahr 2009 in Betrieb genommene Biogasanlagen in großem Umfang diesen Vergütungsanspruch geltend machen konnten. Kumuliert über die Restförderzeiträume betragen die Kosten mindestens 2,4 Mrd. €.
- In jüngster Zeit verzeichneten gerade die erneuerbaren Energieträger mit den höchsten Vergütungen die größten Zubauraten. Dies gilt für die PV ebenso wie für kleine Biogasanlagen. In den Differenzkosten macht sich dies überproportional bemerkbar: Während z. B. bei einem Börsenpreis von 5 ct/kWh für eine Windenergieanlage an Land Differenzkosten von 4-5 ct/kWh anfallen, liegen sie bei PV im Durchschnitt aller Bestandsanlagen bei über 40 ct/kWh (2009) bzw. 36 ct/kWh (2010). Im Ergebnis entfielen 2010 bereits etwa 46 % der Differenzkosten auf PV-

Strom, der lediglich 15% der vergüteten EEG-Strommenge stellte (vgl. folgende Abb. 4-1).

- Die Rohstoffkosten für den Bau oder den Betrieb von EE-Anlagen unterliegen Schwankungen bzw. dürften in der Tendenz steigen. Dies gilt z. B. für die zur Stromerzeugung in Biomasseanlagen genutzten Rohstoffe.
- Es ist naheliegend, dass zunächst die kostengünstigsten Potenziale erschlossen werden, also z. B. die besten Wind- und Sonnenstandorte oder die kostengünstigsten Rohstoffe bei Biomasse. Zunehmender Ausbau ist unter diesem Gesichtspunkt mit steigenden Kosten verbunden, die den umgekehrt wirkenden Lernkurveneffekten entgegenlaufen.
- Der deutliche Anstieg der EEG-Durchschnittsvergütung ist schließlich auch im Kontext des allgemeinen Preisanstiegs zu sehen. Bereinigt um die jährliche Inflation seit dem Jahr 2000 ergäbe sich 2010 ein Wert von lediglich 13,3 ct/kWh, also etwa zwei Cent weniger als die tatsächliche (nominale) Größe. Dies ist auch deshalb von Bedeutung, weil auch die Prognosen zur künftigen Entwicklung der EEG-Umlage, wie allgemein üblich, meist reale Werte ausweisen, die Inflationseffekte bewusst ausblenden. Auch die EEG-Umlagesätze des jeweiligen Inbetriebnahmejahres bleiben 20 Jahre konstant, da bei der Vergütungssatzermittlung die Inflationseffekte bereits berücksichtigt wurden.

Im Ergebnis stieg z. B. die Durchschnittsvergütung bei der Biomasse in den vergangenen Jahren deutlich an und auch bei den übrigen Sparten – mit Ausnahme PV – ist allenfalls eine Stagnation festzustellen.

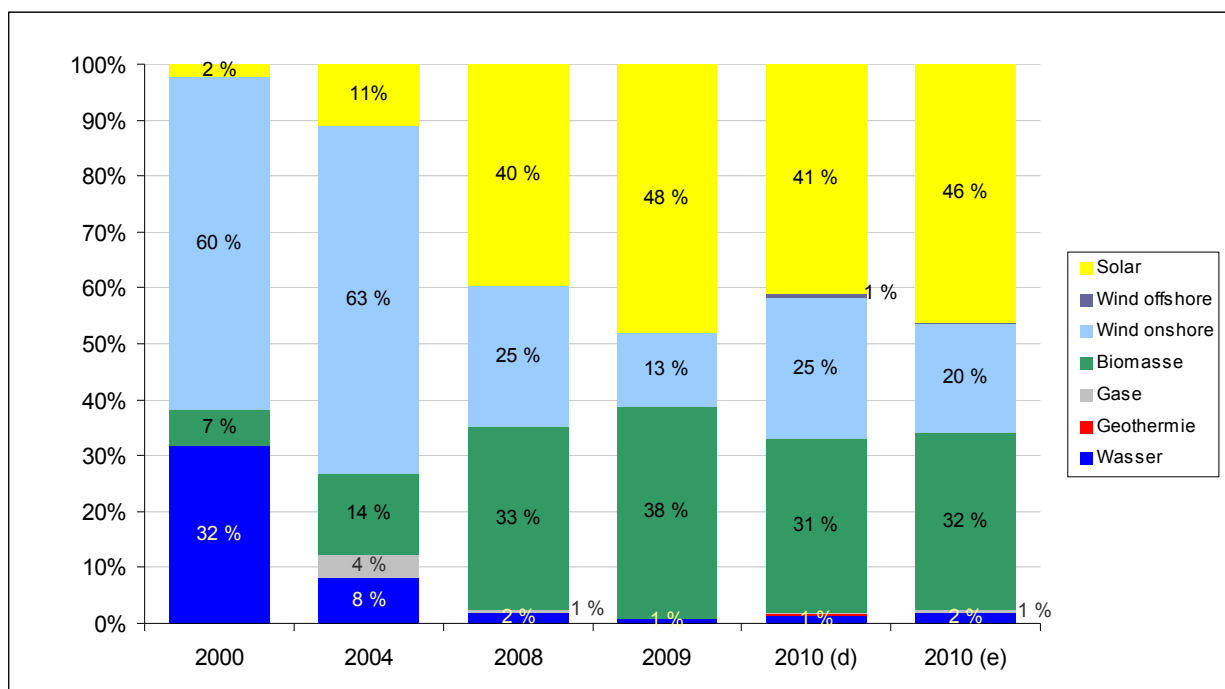


Abb. 4-1: Relative Anteile der EE-Sparten an den EEG-Differenzkosten (Quelle: IfnE, vgl. auch Legende zu Tab. 4-1)

Von Bedeutung für die Differenzkosten ist schließlich auch der anzulegende **Börsenstrompreis**. So sorgte 2009 ein anzulegender Wert von 6,9 ct/kWh dafür, dass die EEG-Umlage trotz der verhältnismäßig starken Zunahme der EEG-Vergütungen nur unterproportional zulegte. 2010 trug dann ein wirtschaftskrisenbedingt niedriger Spotmarktpreis (4,4 ct/kWh) wesentlich zu dem deutlichen Sprung der EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bei. Hierin spiegelt sich u. a. auch die Strompreis dämpfende Wirkung der Vermarktung erneuerbar erzeugten Stroms über die Börse (sog. Merit-Order-Effekt, s. u.).

Zu beachten ist schließlich auch, dass das EEG selbst Auswirkungen auf die Preise der Erneuerbare-Energien-Anlagen haben kann. Führt eine Überförderung im EEG dazu, dass das deren Angebot dem ausgelösten Anstieg der Nachfrage nicht schnell genug folgen kann, so ergeben sich daraus steigende Preise. Dies war z. B. infolge des EEG 2009 bei kleinen Biogasanlagen der Fall. Auch die vor einigen Jahren zu beobachtenden Höchstpreise für Silizium waren darauf zurückzuführen, dass dem EEG-bedingten Anstieg der Nachfrage nach PV-Modulen ein Engpass bei der Siliziumproduktion gegenüberstand. Diese Zusammenhänge sind auch bei der Interpretation der Berechnung von Stromgestehungskosten zu berücksichtigen.

Auswirkungen der Empfehlungen im EEG-Erfahrungsbericht auf die künftig zu erwartenden EEG-Differenzkosten

Um die Auswirkungen der in den Kapiteln 3.1 bis 3.6 vorgeschlagenen, technologiespezifischen Anpassungen bei den Vergütungssätzen und der Degression auf die mittel- bis langfristige EEG-Differenzkostenentwicklung abzuschätzen, wurde auf Basis des Mengengerüsts der Leitstudie 2010 (Basisszenario A) [6] die EEG-Differenzkosten und die EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 berechnet. Die Wirkungen einer Direktvermarktungsprämie und des Grünstromprivilegs konnten in der Modellrechnung noch nicht berücksichtigt werden, da eine Anpassung des Modells erst bei klarer definierten Parametern möglich ist.

Die vergütungsrelevanten Änderungen betreffen alle Sparten. Signifikante Auswirkungen auf die EEG-Differenzkosten sind aber primär durch die Anpassungen in den „teuren“ und mengenmäßig relevanten Sparten Biomasse, Photovoltaik und Windenergie auf See wirksam. Im Bereich der Biomasse fallen die Vergütungssätze durch die Neugestaltung der Vergütungsstrukturen niedriger aus, bei der Windenergie auf See und Geothermie kommt es gegenüber dem EEG 2009 zu höheren Vergütungen. Bei der PV gibt es keine signifikanten Änderungen neben dem geplanten Vorziehen der Zusatzdegression des Jahres 2012 in das Jahr 2011. Dies wirkt sich nur auf die Erstinbetriebnahmen im Jahr 2011 aus.

Änderungen der Vergütungsstrukturen wirken auf die Zubaurate ein. In welchem Maße dies jedoch der Fall ist, ist nicht zuletzt auch wegen anderer Einflussfaktoren nicht belastbar zu prognostizieren. Daher wurde das definierte Ausbauszenario bis zum Jahr 2030 und das verwendete Modell KODARES noch unverändert gelassen [7]. Nur die Vergütungssätze und die jeweilige Degression wurden entsprechend der Empfehlungen im EEG-Erfahrungsbericht geändert. Zum Vergleich der Wirkungen von geltendem EEG und EEG-Empfehlungen wurde bei der Strompreisentwicklung nur ein mäßiger Anstieg der Stromgroßhandelspreise unterstellt [7]. Die Abb. 4-2 (EEG-Erfahrungsbericht) und Abb. 4-3 (geltendes EEG) zeigen spartenspezifisch die voraussichtliche Entwicklung der EEG-Differenzkosten.

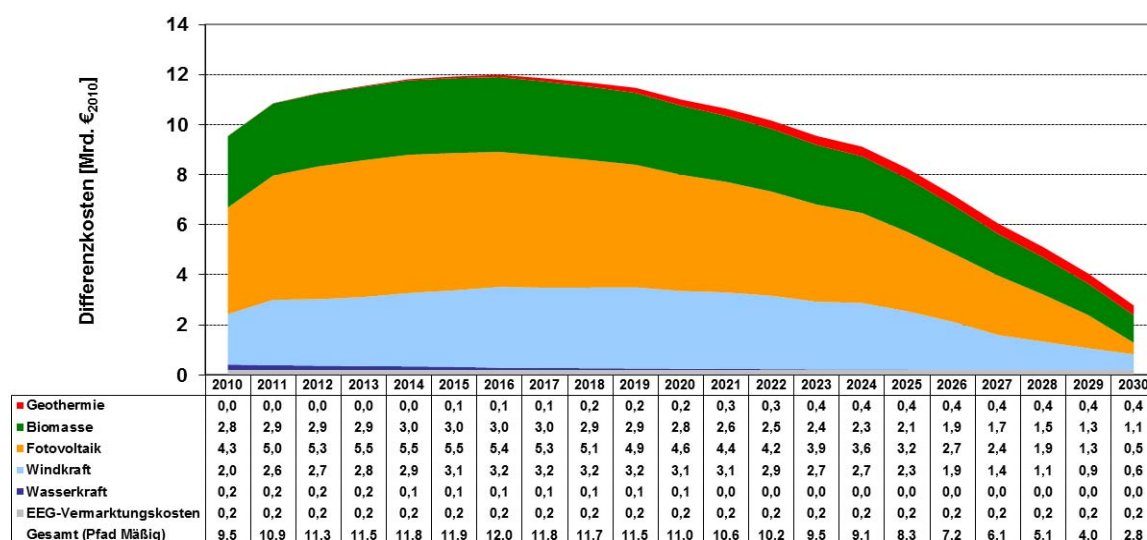


Abb. 4-2: Entwicklung der EEG-Differenzkosten bei Berücksichtigung der Empfehlungen im EEG-Erfahrungsbericht bei nur mäßigem Anstieg des Stromgroßhandelspreises.

Die wesentlichen Auswirkungen ergeben sich - analog zur Entwicklungen bei den Vergütungssätzen – für die Windenergie auf See und die Biomasse. Während die EEG-Differenzkosten bei Umsetzung der Vorschläge des Erfahrungsberichts im Vergleich zum EEG 2009 bei der Biomasse ab 2015 zunehmend niedriger ausfallen, liegen sie bei der Windenergie auf See ab 2016 deutlich höher. Dies liegt im Kern daran, dass nach dem EEG 2009 bei der Windenergie auf See die Sprinterprämie (2 ct/kWh) 2016 wegfällt und zugleich die Degression einsetzt. Dagegen wird im Erfahrungsbericht vorgeschlagen, die Sprinterprämie in die Grundvergütung zu integrieren und den Beginn der Degression auf 2018 zu verschieben. Bei der Interpretation der daraus resultierenden Erhöhung der Kosten ist allerdings zu berücksichtigen, dass sich der Ausbau der Windenergie auf See verzögert hat. Bei einem – entsprechend früheren Erwartungen - schnelleren Ausbau hätten mehr Windparks von der um die Sprinterprämie erhöhten Vergütung des EEG 2009 profitiert und wären somit auch auf der Grundlage des EEG 2009 höhere Kosten angefallen als in den hier angestellten Referenzberechnungen. Letztlich stellen die hier ausgewiesenen Kostenerhöhungen für die Windenergie auf See durch die Vorschläge des Erfahrungsberichts also zumindest teilweise nur eine Kostenverschiebung dar.

Die Auswirkungen bei Wasserkraft und Photovoltaik sind nur von untergeordneter Bedeutung. Bei der Geothermie wurde eine deutliche Vergütungserhöhung vorgenommen, wodurch sich deren EEG-Differenzkosten auf lange Sicht zwar verdoppeln, insgesamt wegen

des geringen Beitrags der Geothermie aber auf niedrigem Niveau verbleiben. Insgesamt erreichen die EEG-Differenzkosten in beiden Fällen jahresscharf berechnet Mitte dieses Jahrzehnts ein Maximum von rund 12 Mrd. €₂₀₁₀ und sinken bis 2030 auf 22,7 Mrd. €₂₀₁₀ (EEG 2009 und EEG 2012) ab. Kumuliert über den Zeitraum 2012 bis 2030 liegen die EEG-Differenzkosten durch die empfohlenen Änderungen mit insgesamt 175 Mrd. €₂₀₁₀ um rund 4 Mrd. €₂₀₁₀ höher als unter dem geltenden EEG zu erwarten wäre.

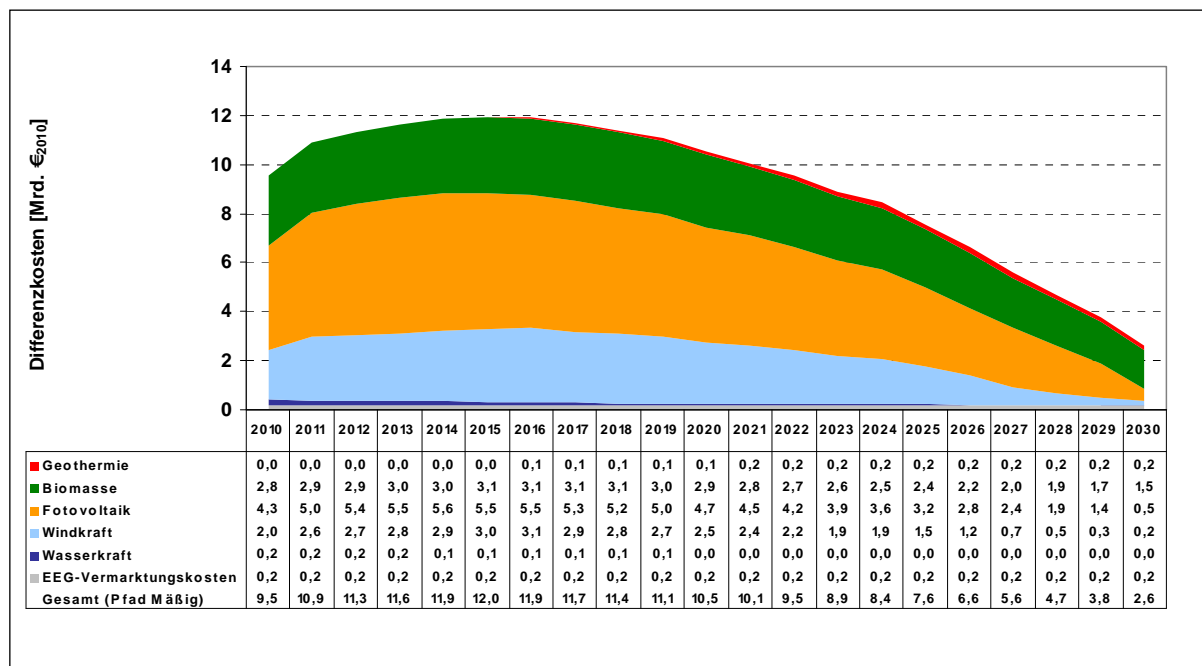


Abb. 4-3: Entwicklung der EEG-Differenzkosten nach geltendem EEG 2009/2010

Bei der Umlage der EEG-Differenzkosten auf die Kilowattstunde Strom zeigt Abb. 4-4 im Vergleich zwischen dem EEG 2009 und einem gemäß der empfohlenen Vergütungssätze geänderten EEG - bedingt durch die höheren Kosten bei der Windenergie auf See und der Geothermie - zwischen 2017 und 2029 einen leichten Anstieg der Umlage (inflationsbereinigt, d.h. in Preisen von 2010). Die maximale Abweichung von knapp 0,1 ct/kWh ist aber vergleichsweise klein.

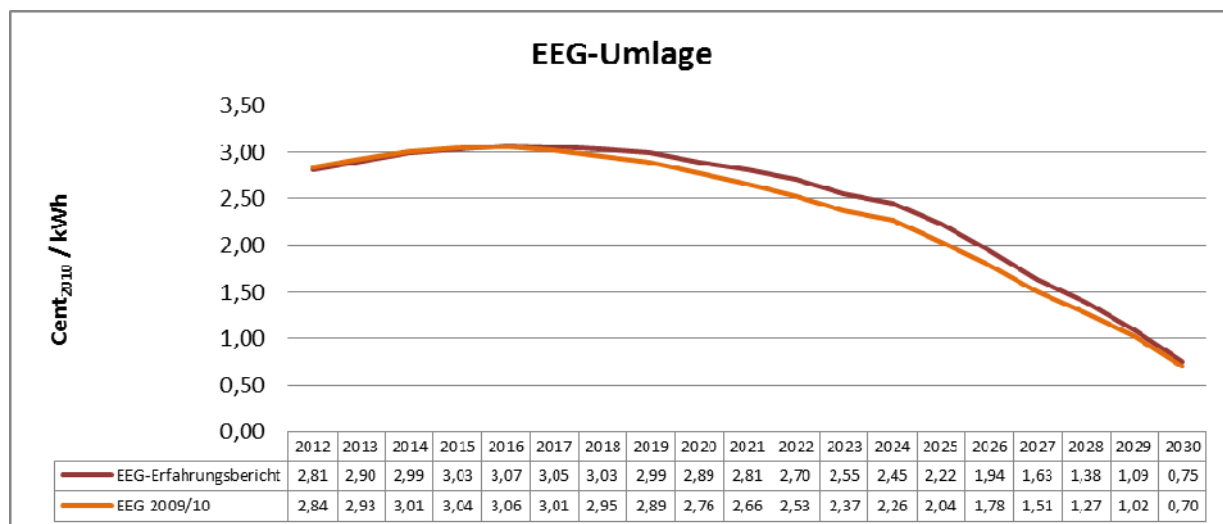


Abb. 4-4: Vergleich der EEG-Umlageentwicklung zwischen 2012 und 2030.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Berechnungen zur Kostenentwicklung naturgemäß in hohem Maße von den getroffenen Annahmen abhängig und mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. Maßgebliche Einflussfaktoren sind dabei

- die weitere Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung, insbesondere im Bereich der höher vergüteten Sparten PV, Wind-Offshore und Biogas,
- Vergütungsstruktur und – höhen im EEG,
- die Höhe des an der Börse für EEG-Strom erzielbaren Strompreises sowie
- die Entwicklung des EEG-pflichtigen Letztabsatzes, auf den die Differenzkosten umgelegt werden.

Weitere Kostenwirkungen des EEG

Neben den oben beschriebenen Größen entstehen im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung weitere Kosten. Sie sind z. T. schwierig zu quantifizieren und spielen quantitativ eine deutlich geringere Rolle als die oben skizzierten EEG-Differenzkosten.

- Bis 2009 verursachte die physische Wälzung des EEG-Stroms bei den ÜNB Kosten für **Regel- und Ausgleichsenergie**, die über die Netzentgelte weitergewälzt wurden. Nach Abschätzungen der BNetzA sowie wissenschaftlicher Untersuchungen lagen sie in einer Größenordnung von etwa 0,5 Mrd. Euro. Mit Inkrafttreten der AusglMechV entfällt dieser Posten; er schlägt sich jetzt in den Differenzkosten nieder.
- **Zusätzliche Brennstoffkosten** durch häufigere Anfahrvorgänge bzw. mehr Teillastbetrieb bei Kraftwerken. Hiermit verbunden sind auch zusätzliche Emissionen von Treibhausgasen. Dies zeigt, dass der Optimierung des konventionellen

Kraftwerksparks im Hinblick auf den wachsenden Anteil fluktuierender Energieträger große Bedeutung zukommt. (vgl. auch Kap. 2.1.8).

- Die mit dem politisch und rechtlich geforderten Ausbau der erneuerbaren Energien verbundene Transformation des Energiesystems erfordert in erheblichem Maße **Netzausbauaktivitäten**. Betroffen sind dabei insbesondere die Übertragungsnetze infolge regional konzentrierter Windstromerzeugung; daneben aber z. T. auch Verteilnetze aufgrund hoher PV- und Biomasseeinspeisung, insbesondere im ländlichen Raum. Die hierbei entstehenden Kosten sind den erneuerbaren Energien bzw. dem EEG aber nur teilweise zurechenbar, weil sie auch dem zunehmenden Stromhandel und der Einbindung neuer fossiler Kapazitäten dienen (insbesondere Übertragungsnetze). Zudem ist eine Abgrenzung zwischen turnusmäßig anfallendem Erneuerungsbedarf einerseits und auf den Ausbau der Erneuerbaren zurückzuführenden Ausbau der Verteilnetze andererseits kaum möglich. Hierzu liegen bislang auch keine belastbaren Daten vor.
- Direkt den erneuerbaren Energien zurechenbar sind allerdings die **Netzanschlusskosten für die Offshore-Windparks**. In der dena II-Studie werden dafür rund 340 Mio. Euro pro Jahr angegeben. Dabei wurde allerdings ein Ausbau auf 14 GW bis 2020 unterstellt, was deutlich über den aktuellen Erwartungen liegt.
- Weiterhin fallen **Bürokratiekosten** an, die Anlagen- und Netzbetreibern bei der Erfüllung der gesetzlichen Transparenzanforderungen nach §§ 45 - 52 EEG entstehen (Wirtschaftsprüfungsbescheinigungen, Datenveröffentlichungen, etc). Nach den letzten hierzu verfügbaren Untersuchungen lagen diese Kosten 2008 bei etwa 30 Mio. Euro.

Neben den dargelegten Kosten hat das EEG jedoch auch Preis senkende Wirkungen im Strommarkt. Verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen belegen dies insbesondere für den Spotmarkt, wo in Zeiten hoher Stromeinspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien und gleichzeitig geringer Nachfrage der Börsenpreis sinkt. Dieser sog. **Merit-Order-Effekt** betrug nach wissenschaftlichen Untersuchungen für das BMU 2006 – 2009 jeweils etwa 0,6 ct/kWh [8]; er dürfte 2010 (so etwa Hinweise der BNetzA) in einer ähnlichen Größenordnung gelegen haben. Vor diesem Hintergrund ist der deutliche Rückgang der Börsenstrompreise nicht nur konjunkturbedingt, sondern auch Folge der seit 2010 laut AusglMechV praktizierten Vermarktung des EEG-Stroms über die Börse. In welchem Ausmaß sich dies auf die Strombeschaffungskosten der Vertriebe und – hieran anschließend – auf die Strompreise auswirkt, hängt stark vom jeweiligen Marktverhalten ab und wird unterschiedlich bewertet. Unstrittig ist jedoch, dass der jüngste Rückgang der Beschaffungspreise Spielraum bietet, die gestiegene EEG-Umlage zumindest teilweise zu

kompensieren. Inwieweit dies geschieht, hängt nicht zuletzt von einem funktionierenden Wettbewerb und damit auch davon ab, inwieweit Stromverbraucher entsprechende Preiserhöhungen akzeptieren bzw. von der Möglichkeit Gebrauch machen, den Stromlieferanten zu wechseln. In besonderer Weise dürften die aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung privilegierten Unternehmen vom Merit-Order-Effekt profitieren, da diese ihren Strombedarf zumindest teilweise über die Börse decken (vgl. Kap. 4.3).

4.2 Nutzenwirkungen

Die Nutzenwirkungen des EEG setzen auf sehr unterschiedlichen Ebenen an. Dies zeigt bereits der Blick auf die in § 1 EEG aufgeführten Ziele des Gesetzes: Neben Klima- und Umweltschutzanliegen werden dort die Schonung fossiler Energieressourcen, Verringerung von Importabhängigkeiten, Technikentwicklung sowie die Berücksichtigung externer Effekte genannt. In der von Differenzkosten und einzelwirtschaftlichen Überlegungen geprägten Diskussion um die ökonomische Sinnhaftigkeit der Förderung erneuerbarer Energien spielten diese Aspekte, die i.d.R. erst langfristig Wirksamkeit entfalten und monetär nur schwer bewertbar sind, bislang eine eher nachgeordnete Rolle. In den letzten Jahren lieferten verschiedene Forschungsvorhaben erste wichtige Erkenntnisse für eine systematische Nutzen-Kosten-Analyse des Ausbaus erneuerbarer Energien, gerade auch im Hinblick auf das sehr komplexe Zusammenwirken der verschiedenen Aspekte.

Strategischer und (geo-)politischer Nutzen

Der zunehmende Einsatz erneuerbarer Energieträger verringert die Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten und die hiermit verbundenen ökonomischen und insbesondere auch politischen Risiken. 2009 konnte allein die erneuerbare Stromerzeugung fossile Energieimporte im Wert von über 2,2 Mrd. € einsparen; hiervon sind etwa 80 % dem EEG zuzuschreiben. Hieraus resultieren neben einheimischer Wertschöpfung z. B. auch außenpolitische Vorteile: Angesichts der künftig weiter zunehmenden Konzentration knapper fossiler Energie in politisch instabilen Regionen ist der maßgeblich vom EEG geprägte Weg in das regenerative Zeitalter eine wesentliche Voraussetzung für künftige Energiesicherheit und – hieraus folgend – politische Unabhängigkeit. Im Hinblick auf Terror- oder Proliferationsgefahren hat eine weitgehend dezentrale, regenerativ ausgerichtete Energieversorgung auch sicherheitspolitische Vorteile gegenüber einem zentral organisierten, fossil-nuklearen Energiesystem.

Akzeptanz

Umfragen zeigen, dass die Zustimmung zum Ausbau der erneuerbaren Energien trotz der jüngsten Kostendiskussion zur EEG-Umlage unverändert hoch ist. Das Reaktorunglück in Japan hat dies noch verstärkt. Zwar zeigt sich, dass sowohl der Bau weiterer EE-Anlagen im Inland als insbesondere auch der hiermit verbundene Netzausbau auf Widerstand stoßen und entsprechende vertrauensbildende Maßnahmen erfordern. Bei sensibler Handhabung ist nicht zuletzt im Hinblick auf die dezentrale Eigentümerstruktur der EEG-Anlagen gleichwohl davon auszugehen, dass das EEG der anstehenden Transformation des Energiesystems

tendenziell einen „Akzeptanz-Bonus“ verschafft und damit auch Politik- und Vollzugskosten senken kann.

Aufweichung der Marktkonzentration im Stromsektor

Nach aktuellen Markterhebungen befand sich Ende 2009 rund 50 % der gesamten in Deutschland installierten EE-Stromerzeugungskapazität in der Hand von Privatpersonen und Landwirten. Die vier ehemaligen Strom-Verbundunternehmen hielten nur einen Anteil von deutlich unter zehn Prozent; mit klarem Abstand hinter anderen Eigentümergruppen (z. B. Projektieren oder Banken/Fonds). Auch wenn die „Großen Vier“ in Zukunft ihr Engagement bei erneuerbaren Energien deutlich verstärken wollen (insbesondere im Kontext der Windenergie auf See), wird der unter Wettbewerbsgesichtspunkten bedenklichen Marktkonzentration im Stromsektor durch das EEG effektiv entgegengewirkt.

Vermeidung von Umweltschäden und hiermit verbundenen Kosten

Im Vergleich zur erneuerbaren Stromerzeugung verursacht die Stromerzeugung durch fossile Energieträger deutlich höhere Klima- und Umweltschäden (vgl. Kap. 5). Diese werden bislang weitgehend noch nicht verursachergerecht den Strompreisen zugerechnet, sondern sind von der Allgemeinheit zu tragen. Die eingesparten Klima- und Umweltschadenskosten fossiler Energieträger sind aus systemanalytischer Sicht den Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien gegenüber zu stellen. Bei Ansatz eines wissenschaftlich gestützten Schätzwerts von 70 € pro Tonne CO₂ und Berücksichtigung aller Luftschadstoffe und Treibhausgase hat die erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2009 nach aktuellen Berechnungen Schäden von insgesamt rd. 5,7 Mrd. Euro vermieden. Wird berücksichtigt, dass ein Teil dieser Kosten bereits über andere Politikinstrumente internalisiert wird, insbesondere über die Kosten der CO₂-Zertifikate, verbleibt immer noch ein Nutzenbeitrag von 4,8 Mrd. Euro [9].

Umsatz- und Arbeitsplatzwirkungen

Die erneuerbaren Energien haben sich in den letzten Jahren zu einem bedeutenden Wirtschaftsfaktor in Deutschland entwickelt. Dies zeigte sich gerade im Jahr der Wirtschaftskrise 2009, in dem die Investitionen in EE-Anlagen gegen den allgemeinen Trend weiter deutlich zulegen konnten. 2010 stiegen sie erneut um etwa 30 % gegenüber dem Vorjahr und erreichten mit knapp 27 Mrd. Euro ihren bislang höchsten Stand (vgl. Abb. 4-5). Hiervon waren rund 90 % (23,7 Mrd.) dem EEG zuzurechnen, allerdings maßgeblich getrieben durch den erheblichen Zuwachs bei PV (rd. 19,5 Mrd. Investitionen). Dazu

kommen Umsätze aus erneuerbaren Brennstoffen sowie Betrieb und Wartung der installierten Anlagen in Milliardenhöhe.

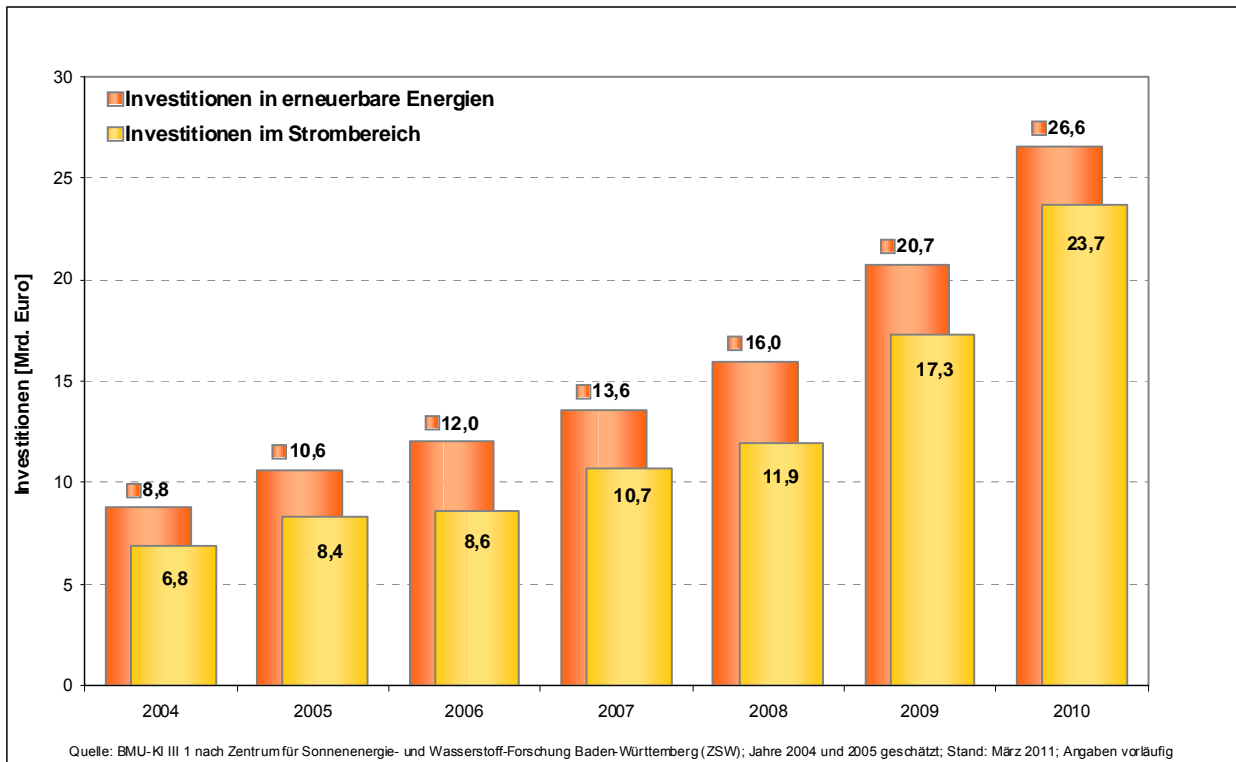


Abb. 4-5: Investitionsentwicklung im Bereich erneuerbarer Energien

Verbunden mit dem kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien im Inland sowie der dynamischen Entwicklung der Exporte weist auch die Beschäftigung aus erneuerbaren Energien seit Jahren einen deutlichen Aufwärtstrend auf. Aktuelle Forschungsvorhaben für das BMU ermittelten für 2010 insgesamt 367.400 Beschäftigte [10]. Mit 262.100 Beschäftigten waren gut zwei Drittel der Arbeitsplätze auf die Wirkung des EEG zurückzuführen, was die Bedeutung dieses Förderinstruments für den deutschen Arbeitsmarkt untermauert.

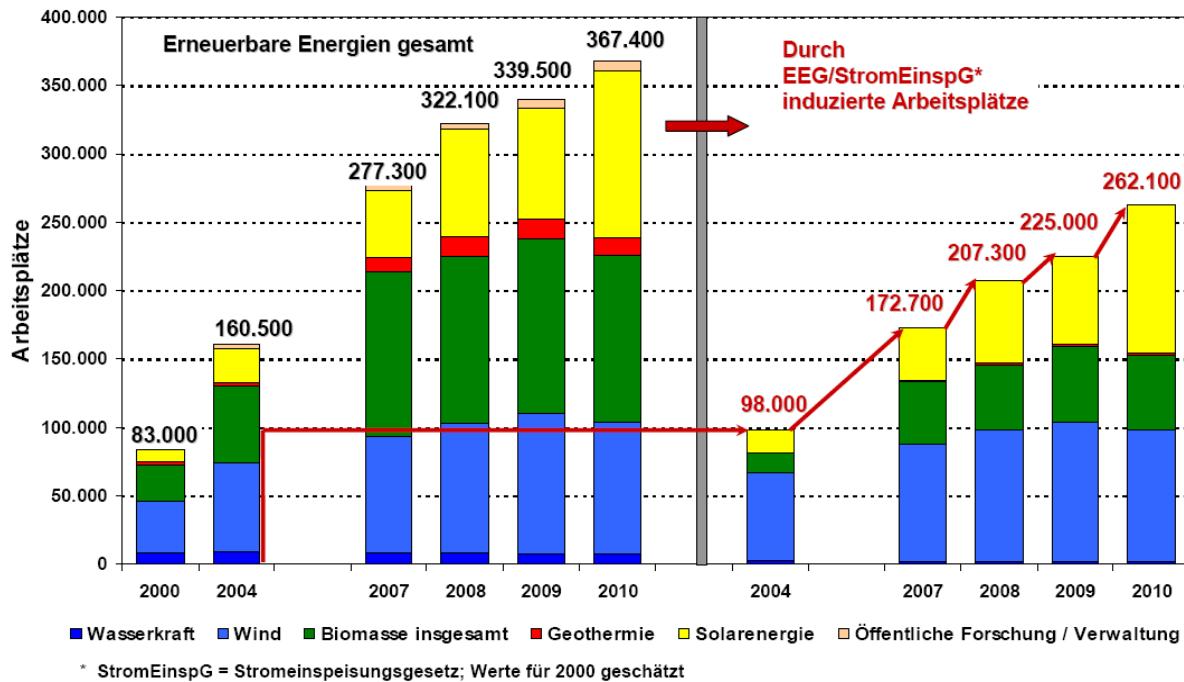


Abb. 4-6: Entwicklung der Beschäftigung in der Branche der erneuerbaren Energien sowie der durch EEG/Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) induzierten Beschäftigung

Bis 2030 kann sich die Brutto-Beschäftigung auf mehr als eine halbe Million Beschäftigte weiter erhöhen, abhängig insbesondere von der Entwicklung der Energiepreise sowie den Exporterfolgen der deutschen EE-Branche [11]. Aktuelle Studien zeigen dabei, dass die genannten (Brutto-) Beschäftigungswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien zwar durch gegenläufige, negative Beschäftigungseffekte (Budgeteffekte infolge EEG-bedingt höherer Stromkosten sowie Verdrängung konventioneller Energieerzeugung) deutlich verringert werden, gleichwohl aber auch die Netto-Effekte insgesamt positiv sind.

Technologieentwicklung und Innovation

Die kontinuierliche Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung insbesondere über das EEG hat im Laufe der letzten 20 Jahre zu einer dynamischen Technologieentwicklung geführt. Deutsche Unternehmen der EE-Branche sind dadurch in vielen Bereichen zu Technologieführern geworden. Durch zahlreiche Innovationen und Großserienproduktion („economies of scale“) ist bei der Photovoltaik der Systempreis pro Kilowatt installierter Leistung von rund 14.000 € im Jahr 1990 um rund 80% auf heute unter 3.000 € gefallen. Eine weitere Halbierung der Kosten in den nächsten Jahren ist schon absehbar. Bei der Windenergie spiegeln u. a. die zunehmende Leistung sowie Größe der Anlagen den technischen Fortschritt wieder.

Hier zahlen sich der durch das EEG schon früh unterstützte Einsatz innovativer Technologien und deren erfolgreicher Transfer in die industrielle Fertigung aus. Dies gilt zum einen für Anlagenhersteller und Systemanbieter. Dank ihrer konstant hohen Exportquote von etwa 75 % konnten z. B. deutsche Windenergieanlagenhersteller 2009 etwa 17,5 % des weltweit mit Windenergieanlagen generierten Umsatzes erzielen [12]. Zum anderen sind es die Komponentenhersteller und Zulieferbetriebe, die sich ganz erhebliche Weltmarktanteile erarbeitet haben. Dies zeigen nicht zuletzt die deutschen Photovoltaik-Produktionsmittelhersteller. In 2009 stammte mindestens jede zweite weltweit installierte Produktionsanlage der Photovoltaikindustrie aus Deutschland. Dabei lag die erzielte Exportquote mit über 80 % sogar noch höher als bei der Windbranche [13].

4.3 Besondere Ausgleichsregelung (§§ 40 ff EEG) und industrieller Eigenverbrauch

Grundsätzlich werden die Differenzkosten des EEG auf die Stromverbraucher umgelegt. Hiervon gibt es jedoch Ausnahmen, zu denen neben dem Grünstromprivileg nach § 37 EEG (siehe Kap. 2.1.2) die Besondere Ausgleichsregelung nach §§ 40 ff EEG gehört. Ausnahmen führen im Grundsatz zu einer entsprechenden Mehrbelastung der nicht begünstigten Stromverbraucher.

Zweck der Regelung und grundlegende Funktionsweise

Die Besondere Ausgleichsregelung begrenzt die EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie Schienenbahnen. Hierdurch sollen die Auswirkungen auf die Stromkosten der begünstigten Unternehmen gesenkt und so ihre internationale bzw. – bei Schienenbahnen - intermodale Wettbewerbsfähigkeit erhalten werden.

Die Besondere Ausgleichsregelung wurde 2003 in das EEG aufgenommen und in ihrer Begünstigungswirkung seitdem mehrfach erweitert. Bei der letzten Novelle des EEG wurden die bis dahin in § 16 EEG verankerten Bestimmungen der besseren Verständlichkeit halber in einen eigenen Abschnitt überführt (§§ 40 ff EEG). Seitdem müssen Unternehmen, die die Besondere Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen, nachweisen, dass sie durch geeignete Maßnahmen ihren Energieverbrauch einschließlich vorhandener Minderungspotenziale erhoben und bewertet haben. Daneben gelten für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes folgende Anspruchsvoraussetzungen (vgl. § 41 f.):

„Vollbegünstigte“ Unternehmen	„Teilbegünstigte“ Unternehmen
(1) Verhältnis Stromkosten zu Bruttowertschöpfung mind. 20 % <u>und</u> (2) jährlicher Stromverbrauch an einer Abnahmestelle mind. 100 GWh/a.	(1) Verhältnis Stromkosten zu Bruttowertschöpfung größer 15 % <u>und</u> (2) jährlicher Stromverbrauch an einer Abnahmestelle größer 10 GWh/a.
Diese Unternehmen (rund ein Viertel der begünstigten Unternehmen) zahlen nur 0,05 ct/kWh ; auf sie entfallen etwa 70 % des gesamten begünstigten Stromverbrauchs.	Auch diese Unternehmen zahlen im Grundsatz nur 0,05 ct/kWh , müssen aber für 10 % ihres begünstigten Stromverbrauchs die volle EEG-Umlage zahlen („Selbstbehalt“).

Die EEG-Kosten, von denen die nach der Besonderen Ausgleichsregelung privilegierten Stromkunden entlastet werden, werden von allen Elektrizitätsversorgungsunternehmen getragen und auf die Gesamtheit aller sonstigen Stromverbraucher verteilt. Dabei tragen private Haushalte, der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie alle übrigen, nicht von der Besonderen Ausgleichsregelung erfassten industriellen Stromabnehmer je ein Drittel der Mehrkosten. Mit Blick auf diese Umverteilungswirkung steht die Begünstigungswirkung der Besonderen Ausgleichsregelung unter dem Vorbehalt, dass die „Begrenzung mit den „Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar“ ist (§ 40 Absatz 1 EEG).

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA; Sitz Eschborn) vollzieht die Besondere Ausgleichsregelung unter Fachaufsicht des Bundesumweltministeriums. Das BAFA erlässt jeweils zum Jahresende für jede antragsberechtigte Abnahmestelle individuelle Bescheide mit Geltung für das folgende Kalenderjahr. Das BAFA setzt diese Aufgabe mit einem hohen Maß an Serviceorientierung um und sorgt für einen reibungslosen Vollzug.

Inanspruchnahme

Tab. 4-2 dokumentiert die bisherige Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung seit 2005 und zeigt u. a. deutlich die Folgen der Wirtschaftskrise. So stieg die im Antragsverfahren privilegierte Strommenge bis 2010 an, da sie sich jeweils auf Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs stützt (d.h. bei Antragstellung in 2009 für 2010 i. d. R. auf Daten aus 2008). Erst im Antragsverfahren für 2011 (Bezugsjahr i. d. R. 2009) ging sie – zeitverzögert – zurück. Im Gegensatz zu der *im Antragsverfahren* geltend gemachten Strommenge sank die *tatsächliche* Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung konjunkturbedingt schon 2009 deutlich, um anschließend wieder leicht anzuziehen.

Unabhängig von diesen Schwankungen ist die Anzahl der antragstellenden und begünstigten Unternehmen kontinuierlich gestiegen. Dies ist Folge der insgesamt steigenden Strompreise, des steigenden Bekanntheitsgrades der Besonderen Ausgleichsregelung sowie nicht zuletzt auch einer zunehmenden Zahl von Antragstellern, die durch spezielle gesellschaftsrechtliche Konstruktionen sowie die Ausgliederung energieintensiver Unternehmensteile in Contracting-Unternehmen versuchen, die Anspruchsvoraussetzungen zu erfüllen.

Tab. 4-2: Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung im Überblick

	Bescheidverfahren nach §§ 40 ff EEG für 2011	Zum Vergleich: Ergebnis des Bescheidverfahrens für				
		2010	2009	2008	2007	2005
gestellte Anträge (z. T. für mehrere Abnahmestellen)	653	595	540	438	406	360
zurückgezogene bzw. abgelehnte Anträge (einschl. Teilerstattungen für einzelne Abnahmestellen)	76	29	49	19	31	65
Bewilligte Begrenzungsbescheide	800	754	695	564	492	397
begünstigte Unternehmen; davon	592	566	507	426	382	297
- produzierendes Gewerbe	543	517	458	378	340	252
- Schienenbahnen	49	49	49	48	42	45
privilegierte Strommenge [GWh] davon	72.598	83.171	79.237	75.887	72.059	59.289
- produzierendes Gewerbe	68.399	78.774	74.852	71.338	67.845	54.817
- Schienenbahnen	4.190	4.397	4.385	4.549	4.214	4.472
Inanspruchnahme [GWh]	<i>74.730</i>	<i>67.886</i>	<i>65.023</i>	<i>77.991</i>	<i>72.050</i>	<i>63.474</i>

Quelle:

BAFA, Stand 15.4. Daten zur Inanspruchnahme nach VDN/BDEW Jahresabrechnung, für 2010/11 Abschätzungen der ÜNB (vgl. www.eeg-kwk.net), da exakte Werte jeweils erst zum 31.7. des Folgejahres veröffentlicht werden (§ 48 Abs. 2 EEG).

Tab. 4-3 zeigt die Branchenverteilung der im Bescheidverfahren nach § 40 ff. EEG für 2011 begünstigten Unternehmen. Der privilegierte Stromverbrauch variiert dabei zwischen den einzelnen Branchen z. T. noch deutlicher, als dies die gezeigten Durchschnittswerte nahelegen. So weisen einzelne begünstigte Unternehmen aus den Bereichen Aluminium und Chemie einen Strombezug von jeweils mehreren Tausend GWh pro Jahr auf. Deutlich wird auch, dass nur vier Branchen – NE-Metalle, Chemie, Eisen/Stahl und Papier – 70 % des gesamten privilegierten Letztverbrauchs stellen und damit Hauptnutznießer der Besonderen Ausgleichsregelung sind.

Aus Gründen der Vergleichbarkeit enthalten die Tabellen nicht die Ergebnisse des vom BAFA im Frühjahr 2011 abgeschlossenen Sonderverfahrens nach § 66 Abs. 5 EEG. Der Gesetzgeber hatte diese Norm 2010 ins EEG aufgenommen, nachdem ein Urteil des Bundesgerichtshofs festgestellt hatte, dass auch Unternehmen, die Strom aus Areal- oder Objektnetzen bezogen, rückwirkend EEG-Umlage zahlen mussten. § 66 Abs. 5 ermöglichte den hiervon betroffenen Unternehmen, bis zum 30.9.2010 eine Begünstigung nach der Besonderen Ausgleichsregelung rückwirkend für die Jahre 2009-2011 zu beantragen. Für 2011 erhielten auf dieser Grundlage 15 Unternehmen mit einer privilegierten Strommenge

von rund 3.400 GWh einen Positivbescheid. 2010 (2009) waren es 14 (11) Unternehmen; die privilegierte Strommenge lag jeweils in einer ähnlichen Größenordnung.

Tab. 4-3: Branchenverteilung bei der Inanspruchnahme von § 40 ff EEG im Jahr 2011

Branche	Anzahl Unternehmen	Privilegierter Letztverbrauch [GWh]	Privilegierter Letztverbrauch pro Unternehmen [GWh]
Herstellung von chemischen Erzeugnissen	69	19.437	282
Papiergewerbe	79	12.125	153
Erzeugung/erste Bearbeitung von NE-Metallen	19	8.081	425
Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	33	8.913	270
Schienenbahnen	49	4.190	86
Herstellung von Zement	24	3.231	135
Holzgewerbe (ohne Möbel)	30	2.196	73
Metallerzeugung und -bearbeitung	64	2.143	33
Ernährungsgewerbe	51	1.579	31
Energieversorgung	21	1.152	55
sonst. Branchen	153	9.542	62
SUMME	592	72.589	123

Quelle:
BAFA, Stand 15.4.2011 (Abweichungen ggf. rundungsbedingt).

Finanzielle Auswirkungen

Tab. 4-4 zeigt, dass die Begünstigungs- und Umverteilungswirkung der Besonderen Ausgleichsregelung seit 2003 kontinuierlich gestiegen ist und 2011 bereits mehr als 2 Mrd. € betragen dürfte (Berechnungsgrundlage: ÜNB-Prognose für 2011 vom 15.10.2010). Das ist fast das Siebenfache ihres Wertes von 2005 bzw. eine Steigerung um rund 75 % gegenüber 2010 (rd. 1,2 Mrd. €). Die von den voll privilegierten Unternehmen noch zu tragende Rest-Umlage beträgt mittlerweile nur noch weniger als 2 % des von den nicht privilegierten Unternehmen zu tragenden Wertes. In den ersten Jahren der Besonderen Ausgleichsregelung hatte sie noch in einer Größenordnung von 10 % gelegen.

Die EEG-Umlage aller nicht privilegierten Stromkunden wird durch die Besondere Ausgleichsregelung inzwischen um knapp 20 % erhöht. Hierdurch steigen 2011 die EEG-

Kosten der nicht privilegierten Industrieunternehmen, des Sektors „Gewerbe, Handel, Dienstleistung, Transport“ sowie der Privathaushalte jeweils um rund 700 Mio. €. Konkret bedeutet dies z. B.:

- Die monatliche Stromrechnung eines Referenzhaushalts (3.500 kWh/a) erhöht sich 2011 infolge der Besonderen Ausgleichsregelung um gut 1,50 Euro.
- Eine Bäckerei (Strombedarf 125 MWh/a) hat 2011 Zusatzkosten von etwa 600 €/a; ein Maschinenbaubetrieb (300 Mitarbeiter, 2 GWh/a) etwa 13.000 €/a.
- Für ein gerade nicht privilegiertes Unternehmen an der unteren Schwelle der Inanspruchnahme (10 GWh/a) ergeben sich aus der Besonderen Ausgleichsregelung zusätzliche Kosten von 50.000 €/a.

Die 10 %-Selbstbehaltregelung hat mit steigender EEG-Umlage deutlich an Bedeutung gewonnen. Die hiervon betroffenen, teilprivilegierten Nutznießer der Besonderen Ausgleichsregelung haben hierdurch 2011 eine Umlage von rd. 0,4 ct/kWh zu tragen. Das ist das Achtfache des Wertes voll privilegierter Unternehmen. Unternehmen, die mit etwas unter 100 GWh/a gerade noch unter die Selbsthaltsregelung der Besonderen Ausgleichsregelung fallen, haben 2011 gegenüber voll privilegierten Unternehmen Mehrkosten von etwa 400.000 €/a.

Vor allem aber sind an der unteren Schwelle der Regelung die Unterschiede zwischen begünstigten und nicht begünstigten Unternehmen deutlich gestiegen. Ein Unternehmen, dessen Stromverbrauch knapp unter 10 GWh/a liegt, hat 2011 gegenüber einem gerade noch privilegierten Unternehmen im äußersten Fall Mehrkosten von etwa 300.000 €/a. Die stark gestiegene EEG-Umlage hat daher gerade im stromintensiven Mittelstand den Ruf nach einer Senkung der Schwellen und Ausweitung der Besonderen Ausgleichsregelung auf weitere, bislang nicht begünstigte Unternehmen laut werden lassen. Dies würde jedoch die Umlage der nicht privilegierten Verbraucher weiter erhöhen.

Tab. 4-4 Finanzielle Auswirkungen der Besonderen Ausgleichsregelung

Ausgangswerte	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 (IlnE 9.3.2011)	2010	2011
Letztverbrauch [TWh]; ab 2011 ohne umlagebefreite Mengen nach § 37 EEG	478	488	491	495	495	493	466	485	468	458
EEG-Strommenge [GWh], ab 2011 ohne direkt vermarktete und selbstgenutzter EEG-Strom	28.471	38.511	44.004	51.545	66.841	71.148	74.942	80.500	90.231	97.995
EEG-Durchschnittsvergütung [ct/kWh]	9,2	9,3	10,0	10,88	11,4	12,3	13,9			
anlegbarer Preis für EEG-Strom [ct/kWh]	2,4	2,9	3,7	4,4	5,3	5,5	6,9			
EEG-Umlage bei Gleichverteilung, d.h. ohne § 16/§40 ff EEG [ct/kWh]	0,40	0,51	0,56	0,67	0,82	0,98	1,14	1,83	1,76	2,96
Privilegierte Unternehmen										
Inanspruchnahme der BesAR EEG [GWh] ¹⁾	5.847	36.865	63.474	70.161	72.050	77.991	65.003	74.500	67.886	74.730
EEG-Umlage [ct/kWh]	0,05	0,05	0,11	0,05 ²⁾	0,05	0,05	0,05		0,05	0,05
Ersparnisse der Begünstigten [Mio. €] aufgrund § 16/§ 40 ff EEG davon Schienenbahnen	20 -	170 -	290 <20	435 25	560 35	720 40	700 50	1.300	1.200 75	2.200 120
Sonstiger, nicht privilegierter Verbrauch										
EEG-Umlage [ct/kWh]	0,41	0,54	0,63	0,78	0,96	1,15	1,3	2,15	2,05	3,53
EEG-Kosten Referenzhaushalt (3.500 kWh/a) [€/Monat] davon Mehrkosten aufgrund §16/§§ 40 ff	1,18	1,59	1,84	2,27*	2,79	3,36	3,83	6,30	5,97	10,30
	0,03	0,09	0,20	0,30	0,40	0,50	0,50		0,85	1,70
EEG-Umlage Unternehmen (1 GWh/a) [€/a]	4.100	5.400	6.300	7.800	9.600	11.500	13.000		20.500	35.300
davon Mehrkosten wg. § 16 EEG [€/a]	100	300	700	1.100	1.300	1.700	1.800		2.900	5.700

Erläuterungen

- 1) Bis 2009: Daten lt. EEG-Endabrechnung. Für 2010 und 2011 Ansatz der jeweils per 15.10. des Vorjahrs in die ursprüngliche Umlageberechnung eingeflossenen Abschätzungen der ÜNB (vgl. www.eeg-kwk.net). Aktuellere Quellen gehen inzwischen für 2010 von einer höheren Inanspruchnahme aus. Vgl. hierzu in der Tabelle die IlnE-Abschätzung vom 9.3.2011
- 2) Rechnerischer Wert. Aufgrund des sog. 10%-Deckels lag die EEG-Umlage der privilegierten Unternehmen 2006 zunächst bei rund 0,2 ct/kWh, wurde nach Inkrafttreten des EEG-ÄG vom 1.12.2006 im Folgejahr rückwirkend erstattet.

Bewertung der Wirkungen

Die gestiegene Ungleichbehandlung zwischen nicht, teilweise und vollständig Privilegierten der Besonderen Ausgleichsregelung wirft zunächst aus ökonomischer Sicht das Problem möglicher **Wettbewerbsverzerrungen** zwischen Unternehmen einer Branche auf. In welchem Ausmaß dies an der **unteren Schwelle** relevant ist, ist aufgrund fehlender Daten zwar nicht exakt quantifizierbar. Für die betroffenen, meist mittelständischen Unternehmen stellt dies aber ebenso ein Problem dar wie die aufgrund steigender EEG-Umlage zunehmenden Nachteile im internationalen Wettbewerb. Vor diesem Hintergrund sollte die Besondere Ausgleichsregelung künftig bereits ab einem jährlichen Strombezug von 5 GWh (bisher 10 GWh) pro Abnahmestelle gelten und der „Selbstbehalt“ – d.h. der Anteil des Stromverbrauchs, auf den die volle Umlage zu zahlen ist - gleitend von 100 % (bei 5 GWh) auf 10 % (bei 10 GWh) reduziert werden. Dieser „gleitende Einstieg“ verhindert an der unteren Schwelle eine Sprungstelle. Eine Auswertung des Bescheidverfahrens für 2010 für das Verhältnis zwischen voll- und teilprivilegierten Unternehmen (**obere Schwelle**) zeigt, dass es nur in Einzelfällen zu einer unmittelbaren Wettbewerbssituation zwischen Unternehmen einer Branche kommt. Eine grundsätzliche Korrektur der geltenden Regelung erscheint an dieser Stelle daher nicht erforderlich.

Zur Gegenfinanzierung“ des vorgeschlagenen „gleitenden Einstieg“ an der unteren Schwelle (s. o.) könnte - auch mit Blick auf den Merit-Order-Effekt des EEG - die finanzielle Beteiligung der voll privilegierten Unternehmen erhöht werden. Mit Blick auf den meist sehr intensiven internationalen Wettbewerb, in dem diese Unternehmen stehen, wird diese Änderung jedoch nicht empfohlen.

Von Bedeutung ist dagegen ein zuletzt deutlicher Trend zu einer vermehrten Antragstellung durch Contracting-Unternehmen. Hier wird die Besondere Ausgleichsregelung missbraucht, indem durch Ausgliederung relevanter Unternehmensteile Tochtergesellschaften geschaffen werden, welche die Kriterien für die Begünstigung erfüllen. Diesen Umgehungsversuchen sollte in der EEG-Novelle ein Riegel vorgeschoben werden.

Andere mögliche Ansätze, den Begünstigtenkreis der Besonderen Ausgleichsregelung stärker einzugrenzen, würden entweder zu einer unangemessen starken Reduzierung des privilegierten Stroms führen (z. B. die grundsätzliche Umstellung der Regelung auf die Begünstigung energieintensiver Prozesse analog zum Energiesteuerrecht) oder aber erhebliche Vollzugs- und Umsetzungsprobleme aufwerfen. Letzteres gilt insbesondere auch für den Vorschlag, die Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung künftig branchenweise anhand von Kriterien wie Handelsintensität o. ä. zu begrenzen. Schon aus

Mangel an aktuellen und verlässlichen Daten sind die Folgen solcher Ansätze nicht verlässlich vorhersehbar.

Die starren Schwellen der Besonderen Ausgleichsregelung bergen grundsätzlich die Gefahr, dass einzelne Unternehmen wirtschaftlich realisierbare Stromminderungspotenziale nur deshalb nicht nutzen, um weiterhin in den Genuss der Regelung zu kommen. Vor diesem Hintergrund war die seit 2009 geltende Pflicht zur Einführung eines **Energiemanagementsystems** folgerichtig, um möglichen Fehlanreizen entgegenzuwirken und die Akzeptanz der Besonderen Ausgleichsregelung zu gewährleisten. Allerdings wird mit der bisherigen Vorschrift nicht sichergestellt, dass die Begünstigten ihre Einsparpotenziale auch umsetzen. Eine entsprechende Verpflichtung sollte – auch mit Blick auf die im Energiekonzept formulierten Effizienzziele – im EEG verankert werden.

Dringend korrekturbedürftig erscheint im gleichen Zusammenhang die bislang festgeschriebene Pflicht, das Energiemanagementsystem bereits für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr vorweisen zu müssen. Konnte BAFA im ersten Jahr nach Inkrafttreten der Regelung noch pragmatisch vorgehen und Ausnahmen zulassen, erzwang der klare Wortlaut der Regelung im Bescheidverfahren für 2011 die Ablehnung von rund 45 Unternehmen. Ganz überwiegend handelte es sich dabei um solche, die zum ersten Mal einen Antrag stellten und das System deshalb nicht rechtzeitig installiert hatten. Hier soll künftig eine vollzugsfreundlichere Lösung gelten.

Industrieller Eigenverbrauch

Neben der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren Industrieunternehmen auch von der Befreiung selbst erzeugten und verbrauchten Stroms von der EEG-Umlage. Die betroffene Strommenge liegt bei rund 50 TWh. Auch in diesem Bereich sind zunehmend Geschäftsmodelle zu beobachten, die auf eine Umgehung der EEG-Umlage abzielen. So pachten oder kaufen Industrieunternehmen von Elektrizitätsversorgungsunternehmen Kraftwerksscheiben. Der von diesen Kraftwerksscheiben bezogene Strom gilt dann als Eigenverbrauch und ist von der Umlage befreit. Um dies künftig zu verhindern, sollte Strom, der über das öffentliche Netz bezogen wird, künftig grundsätzlich nicht mehr als Eigenstrom eingestuft werden.

Handlungsempfehlungen

- Beibehaltung der Grundkonstruktion der Besonderen Ausgleichsregelung
- Den zunehmenden Umgehungsversuchen (z.B. durch Contracting) wird ein Riegel vorgeschoben.
- Absenkung der „unteren Schwelle“ von 10 auf 5 GWh und „gleitender Einstieg“, d. h. eine gleitende Reduzierung des „Selbstbehaltes“ von 100 % (bei 5 GWh) auf 10 % (bei 10 GWh).
- An die von den Begünstigten schon jetzt geforderten Energiemanagementsysteme werden jedoch erhöhte Anforderungen gestellt: Künftig sollte eine Pflicht zur Realisierung wirtschaftlicher Einsparpotenziale bestehen. Gleichzeitig können hier die formalen Anforderungen gesenkt werden, so dass der Nachweis insbesondere für Unternehmen, die erstmals einen Antrag stellen, leichter erbracht werden kann.
- Strom, der über das öffentliche Netz bezogen wird, sollte künftig nicht mehr als Eigenverbrauch eingestuft werden.

5 Ökologische Wirkungen des EEG

Auch die erneuerbaren Energien haben Auswirkungen auf Natur und Umwelt, sowohl positive als auch negative. Beim Ausbau der erneuerbaren Energien sind diese zu berücksichtigen und abzuwägen.

5.1 Wirkungen auf den Klimaschutz

Die Nutzung erneuerbarer Energien (EE) zur Strom- und Wärmeerzeugung bewirkt durch die Einsparung von fossilen Ressourcen und die Vermeidung direkter Emissionen in anderen Bereichen eine Senkung der Emissionen von Treibhausgasen (CO₂, CH₄ und N₂O). Auf der anderen Seite entstehen bei der Nutzung erneuerbarer Energien Emissionen von Treibhausgasen (THG) in den vorgelagerten Prozessschritten, beispielsweise durch die Bereitstellung von Rohstoffen, den Betrieb der Anlagen oder die Produktion von EE-Anlagen.⁹

5.1.1 THG-Emissionen durch Herstellung und Betrieb der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien

Die THG-Emissionen, die mit dem Lebenszyklus der EE-Anlagen verbunden sind, liegen für die Techniken zur EE-Stromerzeugung i. d. R. deutlich unter 100 g CO₂-Äqui./kWh_{el} und damit eine Größenordnung unter den Emissionen fossiler Kraftwerke (Abb. 5-1 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) [14].

Beim Einsatz von fester Biomasse in Kraftwerken und Heizkraftwerken schwanken die Werte je nach Anbau und Ernte des Holzes zwischen 20 und 75 g CO₂-Äqui./kWh. Beim Einsatz von Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen zur Strom- und Wärmebereitstellung betragen die mit dem Lebenszyklus verbundenen THG-Emissionen zwischen 20 und 200 g CO₂-Äqui./kWh_{el} abhängig von der Wärmenutzung und den Anbaubedingungen [15].

⁹ Die hier angewandte Quantifizierungsmethodik lehnt sich an die Vorgehensweise der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) an und ist im Bericht des Umweltbundesamts von 2009 zur Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger [**Fehler! Textmarke nicht definiert.**] beschrieben. Sie wird für die Berechnung der vermiedenen THG-Emissionen der einzelnen EE-Sparten für das Jahr 2009 übernommen, um eine Kompatibilität der Daten zu gewährleisten.

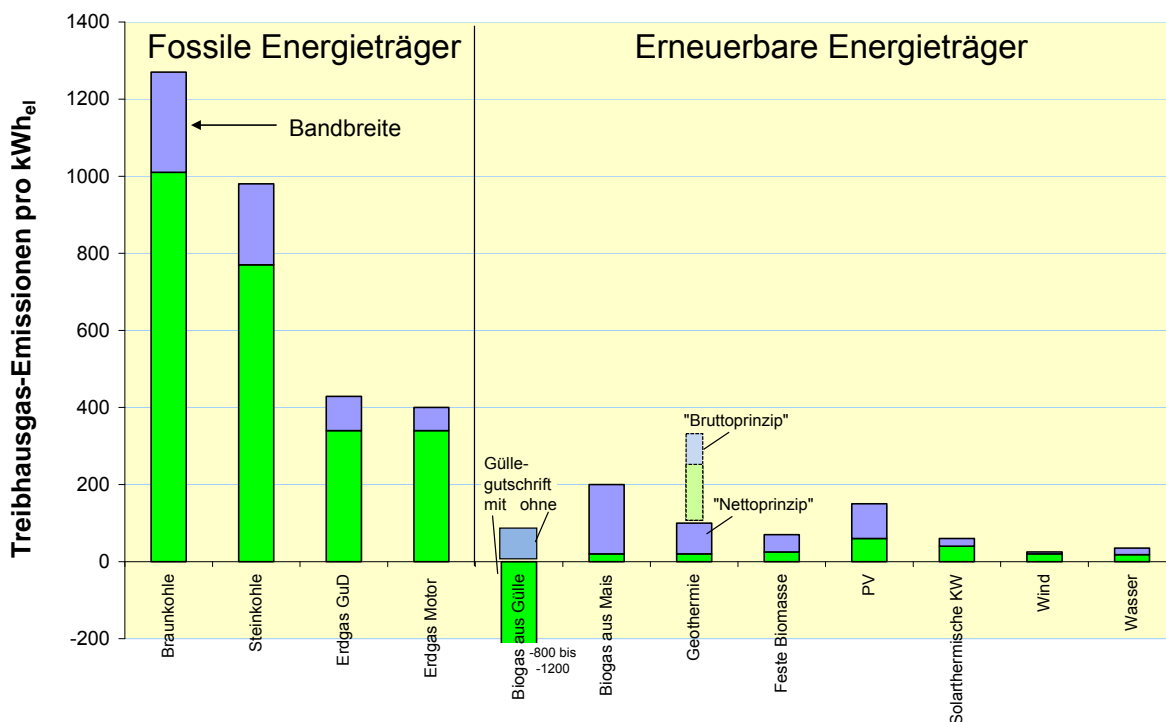


Abb. 5-1: Lebensweg-THG-Emissionen verschiedener Stromerzeugungssysteme (Stand der Technik) [14].

Biogasanlagen, die tierische Exkremente nutzen, bringen sogar ergänzend zur regenerativen Strom- und Wärmeerzeugung einen zusätzlich Klimanutzen, weil sie Methanemissionen vermeiden, die ansonsten bei der Lagerung der Gülle entstanden wären. Bei geothermischen Kraftwerken hängt das Ergebnis von der Bilanzierungsmethodik ab. Bilanziert man nur den Nettostrom (Stromerzeugung abzüglich Pumpstrom), so ergeben sich ebenfalls Werte unter 100 g CO₂-Äqui./kWh_{el}. Wird dagegen für den Pumpstrom der derzeitige deutsche Strommix unterstellt (Bruttoprinzip), so ergeben sich Werte über 300 g CO₂-Äqui./kWh_{el}¹⁰.

5.1.2 Vermiedene THG-Emissionen durch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien

Die netto vermiedenen THG-Emissionen (THG-Emissionsbilanz) entsprechen der Differenz zwischen den (brutto) vermiedenen und den verursachten THG-Emissionen der Stromerzeugung in EEG-vergüteten Anlagen und sind in Tab. 5-1 zusammengefasst¹¹. Die

¹⁰Literaturlauswertung aus [11] und [IFEU 2008] Vogt, R., S. Gärtner, J. Münch, G. Reinhardt, S. Köppen, J. Daniel, J. Postel, F. Scholwin, S. Klinski, B. Brohmann, U. Fritsche, K. Hennenberg, K. Hünecke, L. Rausch, J. Köppel, W. Peters, E. Pusch, C. Schultze (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Endbericht zum Forschungsvorhaben 032 75 44 des BMU. Heidelberg, ifeu, Vorhaben Ila Stand jeweils Dezember 2010.

¹¹Die verwendeten Emissionsfaktoren für die durch die EE-Stromerzeugung und ihrer Vorketten verursachten THG-Emissionen stammen aus anerkannten Ökobilanz-Datenbanken [11]; detaillierte Hinweise hierzu unter UBA „Emissionsbilanz“

Methodik ist im Einzelbericht des Vorhaben I zur Vorbereitung des Erfahrungsberichts 2011¹² ausführlich dokumentiert.

Im Jahr 2009 bewirkte die nach EEG vergütete **Stromerzeugung** von rund 75 TWh_{el} insgesamt eine Nettovermeidung der THG-Emissionen von rund 55 Mio. t CO₂-Äquivalenten. Diese Minderung verteilt sich wie in Tab. 5-1 dargestellt auf die einzelnen EE-Sparten. Dabei wird über die Hälfte der THG-Minderungen durch Windenergie erbracht, rund 15 % durch biogene Festbrennstoffe und rund 11 % durch Biogas.

Tab. 5-1: Durch EE-Strom netto vermiedene THG-Emissionen (inkl. Vorketten) in Deutschland 2009 (aus nach EEG vergütetem Strom nach EE-Sparten)

EE-Sparten (nach EEG)	EE- Strom 2009 GWh _{el}	THG Vermeidungs- faktor t CO ₂ -Äq./ GWh _{el}	Vermiedene THG-Emissionen durch EE-Strom 2009 Mio. t CO ₂ -Äq.	Anteil an Gesamt- THG- Minderung durch EE- Strom
Wasserkraft (§ 23)	4.877	866,1	4,2	6 %
Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24-26)	2.020	746,1	1,5	2 %
Biogene Festbrennstoffe (§ 27)	10.214	832,7	8,5	12 %
Flüssige Biomasse (§ 27)	2.009	600,2	1,2	2 %
Biogas (§ 27)	10.757	563,3	6,1	8 %
Geothermie (§ 28)	19	559,8	0,01	0,01 %
Windenergie (§§ 29-31)	38.580	775,8	29,9	42 %
Solare Strahlungsenergie (§§ 32–33)	6.578	584,6	3,8	5 %
Summe EEG-vergütet	75.054		55,3	77 %
Nicht EEG-vergütet ^{a)}	19.546		16,7	23 %
Gesamt	94.600		72,0	100 %

Daten nach BMU „Erneuerbare Energien in Zahlen“, Internet-Update, Dezember 2010

a) Vorwiegend große Wasserkraft, biogener Anteil des Abfalls, teilweise Schwarzlauge

Zusätzlich wurde im Jahr 2009 durch die **Wärmeproduktion** in EEG-vergüteten Anlagen eine Netto-Minderung der THG-Emissionen von etwa 5 Mio. t CO₂-Äquivalenten erreicht.

In der Summe konnte durch Strom- und Wärmeerzeugung in EEG-vergüteten Anlagen im Jahr 2009 eine Netto-Minderung der THG-Emissionen von rund 60 Mio. t CO₂-Äquivalenten erreicht werden. Von der gesamten THG-Emissionsminderung durch erneuerbare Energien im Jahr 2009 in Höhe von rd. 108 Mio. t CO₂-Äquivalenten [16] wurde somit mehr als die Hälfte durch EEG-geförderte Anlagen erbracht.

Erneuerbarer Energien“, 2009 (http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/mysql_medien.php?anfrage=Kennnummer&Suchwort=3761).

¹² Vorhaben I: Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas; Projektleitung: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart

Im Jahr 2010 resultierte insgesamt eine Treibhausgasvermeidung von rund 120 Mio. t CO₂-Äquivalenten. Auf den Stromsektor entfielen 76 Mio. t vermiedene Treibhausgase. Davon sind rund 58 Mio. t der EEG-vergüteten Strommenge zuzuordnen.

5.2 Wirkungen auf Umwelt, Natur und Landschaft

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist mit Auswirkungen auf Natur und Landschaft verbunden. Diese ergeben sich aus der Installation und dem Betrieb der Anlagen sowie im Bereich der Biomasse zusätzlich aus dem Anbau und der Bereitstellung von Brennstoffen bzw. Substraten. Da jede Technologie mit spezifischen Auswirkungen verbunden ist, werden diese im Folgenden nach Sparten gegliedert diskutiert.

Wasserkraft

Die Errichtung und der Betrieb von Wasserkraftanlagen stellen in der Regel einen spürbaren Eingriff in die Gewässer und den Naturhaushalt dar. Im Allgemeinen kommt es zur Störung der ökologischen Funktionsfähigkeit eines Gewässers oder ganzer Gewässersysteme, zu Veränderungen des natürlichen Abflussgeschehens, des Grundwasserhaushalts in der Landschaft sowie der Auenverzahnung durch das Wassermengenmanagement der Wasserkraftanlagen und zu einer Unterbrechung der ökologischen Durchgängigkeit vor allem für wandernde Fischarten, die nachhaltig gefährdet werden können. Diesen negativen Auswirkungen kann entgegengewirkt werden.

Damit die Nutzung der Wasserkraft den Zielsetzungen des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) nicht widerspricht, ist eine Vergütung für Strom aus Wasserkraft gemäß EEG 2009 nur möglich, wenn nach der Errichtung oder Modernisierung einer Anlage nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand wesentlich verbessert worden ist. Eine wesentliche Verbesserung des ökologischen Zustandes wird unterstellt, wenn Maßnahmen gemäß §23 Absatz 5, Nr. 2 ergriffen wurden (z. B. wesentliche Verbesserung der biologischen Durchgängigkeit oder Anbindung von Gewässeraltarmen). Zu den häufigsten Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands gehören der Bau einer Fischaufstiegsanlage und Maßnahmen zur Herstellung der abwärts gerichteten Durchgängigkeit. Als Nachweis für den guten ökologischen Zustand oder die wesentliche Verbesserung des ökologischen Zustands gilt nach §23 Absatz 5 Satz 3 EEG bei Neuanlagen die wasserrechtliche Zulassung. Bei Modernisierungen ist die wesentliche ökologische Verbesserung durch eine Bescheinigung der zuständigen Genehmigungsbehörde oder eines Umweltgutachters nachzuweisen. In der Praxis

kritisierten zuständige Behörden in den Ländern, dass die in Umweltgutachten beschriebenen Maßnahmen zur Erlangung einer wesentlichen ökologischen Verbesserung nur selten mit Behörden abgestimmt wurden, dass sie bei Behörden nicht bekannt waren und aus deren Sicht häufig nicht als wirksam oder ausreichend im Sinne einer ökologischen Verbesserung einzustufen sind. Teilweise wurden in Umweltgutachten Maßnahmen als ausreichend für die wesentliche ökologische Verbesserung beschrieben, die nach Ansicht der jeweils zuständigen Behörde nicht befriedigend waren oder sogar behördlichen Anforderungen widersprachen. Diese Abweichungen wirkten sich nachteilig auf die Bereitschaft der Wasserkraftanlagenbetreiber aus, die nach Einschätzung der Behörde eigentlich zielführenden und zentralen Maßnahmen zur Erfüllung der wasserrechtlichen Anforderungen umzusetzen, was den wasserrechtlichen Vollzug erschwert hat. Diese Defizite resultieren daraus, dass nach der derzeitigen Fassung des § 23 Abs. 5 Satz 2 Nr. 2 EEG eine Abstimmung zwischen Umweltgutachter und Wasserbehörde nicht erforderlich ist. Somit konnte das EEG nicht die erwünschte unterstützende Wirkung auf die technische sowie ökologische Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen entfalten.

Die Regelung in § 23 Abs. 5 Satz 1 Nr. 2 EEG wurde allein mit Blick auf den Wortlaut teilweise so ausgelegt, dass der Wasserkraftanlagenbetreiber nach eigenem Belieben die Umsetzung der dort genannten Anforderungen auswählen kann, um eine wesentliche Verbesserung des ökologischen Zustands zu erreichen. Gleichzeitig haben die in dieser Vorschrift aufgeführten Kriterien zudem nur teilweise einen Bezug zu den mit der Wasserkraft verbundenen Hauptproblemen Fischschutz und Durchgängigkeit. Nachdem im neuen WHG Anforderungen an die Mindestwasserführung (§33), die Durchgängigkeit (§34) und die Wasserkraftnutzung (§35) festgelegt wurden, bietet es sich an, des bisherigen § 23 Abs. 5 Satz 1 Nr. 2 im EEG künftig zusätzlich auch auf diese Anforderungen zu verweisen. Dabei ist den Vorgaben des § 6 Absatz 1 Nr. 1 und Nr. 2 WHG Rechnung zu tragen. Denn durch die im WHG formulierten Anforderungen werden die zentralen ökologischen Anforderungen im Zusammenhang mit der Wasserkraftnutzung benannt. Das bisherige - konkretisierungsbedürftige - Erfordernis, dass der gute ökologische Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist, erübrigt sich damit.

Wenn bei Modernisierungsmaßnahmen für die Erfüllung der wasserrechtlichen Anforderungen eine wasserrechtliche Zulassung erforderlich ist, ist die Vorlage der wasserrechtlichen Zulassung als Nachweis ausreichend. Wenn die Modernisierungsmaßnahmen nicht zulassungspflichtig sind, soll der Nachweis über die wasserrechtlichen Anforderungen durch eine Bescheinigung der zuständigen

Wasserbehörde oder eines Umweltgutachters erfolgen. Die Option, den Nachweis auch über die Bescheinigung eines Umweltgutachters zu führen, soll aufgrund der oben dargestellten Erfahrungen mit der bisherigen unzureichenden Regelung künftig allerdings nur nach Abstimmung mit der zuständigen Wasserbehörde möglich sein. Der Umweltgutachter soll der zuständigen Behörde die Bescheinigung im Entwurf vorlegen. Die Behörde kann der Bescheinigung widersprechen oder ggf. Änderungen verlangen. Äußert sich die Behörde innerhalb einer bestimmten Frist nicht, kann der Nachweis über die Bescheinigung des Umweltgutachters geführt werden. Dabei sollte der Aufwand für die Ausstellung der Bescheinigung bzw. ggf. für die Überprüfung der Bescheinigung des Umweltgutachters für die zuständigen Behörden überschaubar sein, da sie ohnehin für die Überwachung der Einhaltung der §§ 33 bis 35 WHG bei neuen und bei bestehenden Anlagen zuständig sind. In den Fällen der §§ 33 und 34 WHG hat die Behörde im Übrigen den Bewirtschaftungszielen nach der Wasserrahmenrichtlinie Rechnung zu tragen. Dies erfordert eine wertende Entscheidung im Sinne einer Gesamtbeurteilung der Belastungssituation an einem Gewässer, die ein Dritter naturgemäß nicht abschließend alleine treffen kann. Bei **Neuanlagen** soll wie bisher der Nachweis durch Vorlage der Zulassung geführt werden, da davon auszugehen ist, dass die §§ 33 bis 35 WHG im Rahmen des Genehmigungsverfahrens beachtet wurden.

Unerwünschte ökologische Auswirkungen werden auch befürchtet, wenn bei Wasserkraftanlagen das Einspeisemanagement gemäß § 11 zur Anwendung kommt. Die Reduzierung der Einspeiseleistung von Wasserkraftanlagen gemäß § 11 geht regelmäßig mit einer Änderung der Wasserführung einher, z.B. bei sog. Ausleitungskraftwerken mit einem Anschwellen der Wasserführung im Mutterbett. Tritt dies in gewisser Häufigkeit oder zu ungünstigen Zeitpunkten auf, kann sich das Einspeisemanagement gewässerökologisch nachteilig auswirken. Aus demselben Grund kann die Anwendung des Einspeisemanagements auch die Risiken für Gewässernutzer vor allem in sogenannten Ausleitungsstrecken erhöhen (siehe auch Kap. 2.2.2 und 3.1). Alle bislang vorliegenden Daten lassen den Schluss zu, dass Wasserkraftanlagen nicht wesentlich vom Einspeisemanagement betroffen sind. Es wird daher empfohlen zum einen die Wahrscheinlichkeit der Anwendungsfälle für Wasserkraftanlagen minimal zu halten; hierzu trägt z.B. die vorgesehene Einbeziehung der Photovoltaik ins Einspeisemanagement bei. Zum anderen sollen Netzbetreiber verpflichtet werden, den Anlagenbetreiber spätestens am Vortag über erwarteten Zeitpunkt, Umfang und Dauer des Einspeisemanagements in Kenntnis zu setzen. Damit können Gewässernutzer frühzeitig eine mögliche Änderung der Abflussverhältnisse bei Gewässernutzern ankündigen. Außerdem soll klar gestellt werden, dass Wasserkraftanlagenbetreiber durch das EEG nicht verpflichtet werden können, gegen

wasserrechtliche Vorgaben zu verstoßen. Wenn also aufgrund anderer rechtlicher Vorgaben eine Erfüllung der Anforderungen nach den §§ 6 und 11 nicht möglich ist, sollen bestehende Wasserkraftanlagen von der Verpflichtung auf Teilnahme am Einspeisemanagement ausgenommen werden. Der Vergütungsanspruch soll dadurch nicht berührt werden.

Deponie-, Klär- und Grubengas

Die Auswirkungen der Deponie-, Klär- und Grubengasnutzung auf Natur und Landschaft werden als gering bzw. nicht vorhanden eingestuft, da die potenzielle Eingriffsfläche aufgrund der geringen Anlagengröße und –höhe auf ein vergleichsweise kleines Areal beschränkt ist und die Anlagen zudem in der Regel an Standorten errichtet werden, die bereits durch umliegende Bebauung und Nutzung vorbelastet sind.

Biomasse

Im Bereich der Stromerzeugung aus Biogas ergeben sich Auswirkungen auf Umwelt, Naturschutz und Landschaftspflege insbesondere aus dem sprunghaft angestiegenen Anbau von **Mais** zur energetischen Nutzung. Wie im Kap. 3.3 beschrieben, werden seit dem EEG 2009 zunehmend Biogasanlagen gerade auch in Regionen mit intensiver Viehhaltung errichtet (z.B. Münsterland, Oberbayern, Vechta u.a.), welche die lokal anfallende Gülle energetisch verwerten. Hier wie in anderen deutschen Regionen wird Mais sowohl als Futtermittel als auch in Biogasanlagen genutzt, so dass teilweise sehr hohe Flächenanteile in diesen Regionen auf den Maisanbau entfallen (teilweise über 50 % der Ackerfläche). Der geförderte regional großflächige Anbau von Mais kann aufgrund der Düngung die Grundwasserqualität beeinträchtigen, zu Bodenerosion führen und die Biodiversität vor allem durch das Verdrängen wertvollerer Lebensräume (Grünland) schädigen. Auch in Regionen mit geringeren Anbauanteilen sind entsprechende Effekte auf Umwelt und Natur zu beobachten. Bundesweit spielt Mais eine deutlich geringere Rolle: Im Jahr 2010 wurden auf ca. 650.000 ha Energiepflanzen für die Biogaserzeugung angebaut, davon entfallen etwa 530.000 ha auf Mais, das ist gut ein Viertel der Gesamtmaisbaufläche. Gemessen an der gesamten landwirtschaftlichen Ackerfläche hat der energetisch genutzte Mais einen Anteil von rd. 4,5 %.

Gülle ist ein traditionelles Ausgangssubstrate für die Biogaserzeugung und aus ökologischen Gründen zu bevorzugen. Durch den Gärprozess wird die Gülle aufgewertet und wirkt sich bei anschließender Ausbringung positiv auf die Nährstoffverfügbarkeit für Pflanzen aus. Im EEG 2009 wurde mit dem Gülle-Bonus ein Anreiz zum verstärkten Gülleinsatz gesetzt. Dieses Ziel wurde jedoch nicht im erwarteten Umfang erreicht. In der Regel erfolgt der Gülleinsatz

heute nur bis zur 30%-Mindestgrenze im EEG. Teilweise erfolgte sogar eine Reduzierung des Gülleeinsatz bis auf diese Mindestgrenze. Der Gülle-Bonus führt damit faktisch zu einer Quersubventionierung der eingesetzten Energiepflanzen. Eine Weiterführung des Gülle-Bonus ist aufgrund der davon ausgehenden Fehlanreize und der massiven Überförderung nicht zu empfehlen (siehe Kapitel 3.3). Die im EEG 2012 vorgesehene neue Vergütungsstruktur für Strom aus Biomasse berücksichtigt jedoch das Ziel, auch aus Gründen des Natur-, Boden- und Grundwasserschutzes mehr Gülle einzusetzen. Der konzentrierte Anfall und die Entsorgung von Gärsubstraten stellen an die Landwirtschaft höhere Anforderungen, negative Auswirkungen auf Grundwasser und Gewässer zu vermeiden. Gärreste stellen einen Ersatz für mineralische Dünger dar, können aber auf Grund ihrer hohen Nährstoffgehalte nur zu bestimmten Zeiten und mengenmäßig begrenzt verwendet werden. Beim Einsatz von Gärsubstraten ist verstärkt auf die Umwelt und Naturverträglichkeit zu achten.

28% der landwirtschaftlichen Nutzfläche bzw. 4.8 Mio. Hektar (2010) sind Dauergrünland. Ein Problem ist der Verlust des Dauergrünlandes, der häufig in Zusammenhang mit dem Energiepflanzenanbau diskutiert wird. Absolut hat die Dauergrünlandfläche seit 2003 um 240.500 Hektar abgenommen. Dies entspricht bezogen auf die Dauergrünlandflächen einer Abnahme von 4,8 %. Die Ursachen hierfür liegen in der Umwandlung in Ackerland („Umbruch“) vor allem für den Maisanbau. Darauf deutet auch die Abnahme des Anteils des Dauergrünlandes an der gesamten landwirtschaftlichen Fläche um 3,7 % hin. Weitere Gründe sind die Abnahme der landwirtschaftlichen Nutzfläche durch den Bau von Siedlungen und Verkehrswegen sowie statistische Effekte.. Um der Flächenkonkurrenz entgegenzuwirken, wurde im EEG 2009 mit dem **Landschaftspflege-Bonus** ein Anreiz gesetzt, verstärkt Biomasse, die als Landschaftspflegematerial anfällt, als Substrat in Biogasanlagen zu verwenden. Dennoch wird Landschaftspflegematerial bisher kaum eingesetzt, vor allem weil die Anforderung einer Mindestnutzung von 50 Prozent Landschaftspflegematerial für den Erhalt des Landschaftspflege-Bonus verfahrenstechnisch eine Hürde darstellt.

In Deutschland und weltweit kann der Anbau von Energiepflanzen, wie z.B. Raps und Ölpalmen zur energetischen Nutzung in Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken, Konkurrenzen um landwirtschaftliche Flächen und ihre Nutzungen verstärken und zur Umwandlung ökologisch wertvoller Flächen wie hoch biodiversem Grünland, Savannen oder Regenwäldern in Agrarflächen führen.

Neben diesen direkten Landnutzungsänderungen kann der Anbau von Energiepflanzen zur Verwertung in Biogasanlagen oder Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken auch zu indirekten Landnutzungsänderungen führen. Dies geschieht, wenn Energiepflanzen auf bereits bestehenden Agrarflächen angebaut werden, dafür jedoch der dort zuvor erfolgte Anbau von Lebens- oder Futtermitteln auf andere Flächen verlagert wird und dabei zur Umwandlung ökologisch wertvoller Flächen wie Regenwald oder Savannen in Agrarflächen führt.

Auch bei der energetischen Nutzung von Holz kann es zu Nachhaltigkeitsdefiziten kommen, wenn z.B. die Prinzipien der nachhaltigen Waldbewirtschaftung vernachlässigt werden und durch übermäßige Nutzung der Biomasse der Boden geschädigt wird oder ökologisch wichtige Strukturelemente wie Totholz entnommen werden. Dieses Problem gewinnt angesichts zunehmender Energieholzimporte aus Drittstaaten in die EU an Bedeutung.

Die Bundesregierung hat bereits 2009 mit der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) die Nachhaltigkeitsanforderungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG für flüssige Biomasse und Biokraftstoffe in nationales Recht umgesetzt. Hiermit werden unter anderem bestimmte schützenswerte Flächen vom Anbau von Energiepflanzen ausgeschlossen. Darüber hinaus setzt sich die Bundesregierung auf europäischer Ebene für die Ausweitung der Nachhaltigkeitsanforderungen auf alle Formen der Bioenergie – das heißt, insbesondere auch auf feste und gasförmige Biomasse im Strom- und Wärmesektor – sowie für die Einführung geeigneter Maßnahmen zur Vermeidung von indirekten Landnutzungsänderungen ein.

Geothermie

Die mit Tiefenbohrungen verbundenen Umwelteffekte werden im Bergrecht umfassend berücksichtigt und aufgrund der Erfahrungen aus der Erdöl- und Erdgasindustrie als technisch beherrschbar eingestuft. Dies gilt auch für die Stimulation von Sedimentgesteinen und Aquiferen. Für die relativ neue Technologie der Stimulation von Festgestein besteht jedoch bezüglich des Spannungszustands im Untergrund und dessen Beeinflussung noch Forschungsbedarf. Die Umweltwirkungen des übermäßigen Anlagenbaus sind mit denen konventioneller Kraftwerke vergleichbar.

Der Betrieb von geothermischen Kraftwerken ist mit hydraulischen und thermischen Veränderungen im Untergrund verbunden, die nach gegenwärtigem Kenntnisstand keine negativen ökologischen Auswirkungen haben. Bei petrothermalen Verfahren müssen Kenntnisse z. B. über den Verbleib von Zirkulationsverlusten, im Zuge von

Langzeiterfahrungen verbessert werden. Weiterhin kann es zu - allerdings kaum spürbaren – Erschütterungen der Erdoberfläche (Mikro-Seismizität) kommen. Daraus resultierende Schäden sind allerdings sehr unwahrscheinlich, Gefährdungsanalysen werden jedoch empfohlen. Weiterhin können Gesteinsschichten natürliche Radionuklide, die im Betrieb in Anlagenkomponenten abgelagert und aufkonzentriert werden können. In der Folge sind Strahlenexpositionen der Beschäftigten (bei Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten) und der Bevölkerung (bei der Entsorgung anfallender Rohre und Anlagenteile mit Inkrustierungen) möglich, die aus Strahlenschutzsicht nicht außer Acht gelassen werden dürfen und ggf. Schutzmaßnahmen erfordern. Eine vergleichbare Situation besteht im Bereich der Erdöl- und Erdgasindustrie, für die das deutsche Strahlenschutzrecht ausdrückliche Regelungen vorsieht. Für die Geothermie kann erforderlichenfalls auf die im Strahlenschutz vorgesehene Möglichkeit zurückgegriffen werden, Schutzvorkehrungen behördlich anzuordnen. Präzisierende Regelungen für die Geothermie befinden sich in der Planung

Windenergie an Land

Windenergieanlagen haben in den vergangenen zwei Jahrzehnten **Landschaften** insbesondere in den nördlichen und östlichen Bundesländern verändert. Durch den weiteren Ausbau, Repoweringmaßnahmen und die Installation großer Windenergieanlagen, die eine größere Raumwirkung entfalten, halten Veränderungen an. Als wesentliche Einflussfaktoren auf Ziele des Naturschutzes gelten Kollisionen von Vögeln und Fledermäusen und die Veränderungen im Landschaftsbild. Bei Vögeln handelt es sich bei den Kollisionsoptionen in der Regel um tagaktive Arten, die die Umgebung der Windkraftanlagen zur Nahrungssuche nutzen. Insbesondere Greifvögel gelten als kollisionsgefährdet, wobei mit dem Rotmilan und dem Seeadler zwei im Anhang 1 der EU-Vogelschutzrichtlinie gelistete Arten besonders betroffen sind.

Untersuchungen zeigen, dass Fledermäuse in bedeutender Anzahl mit Windenergieanlagen kollidieren können. Betroffen sind meist bestimmte Arten in bestimmten Zeiträumen – insbesondere während der Zugzeit im Spätsommer. Da die Flugaktivität von Fledermäusen mit steigender Windgeschwindigkeit abnimmt, kommt „fledermausfreundliche“ Betriebsführung zur wesentlichen Lösung des Konflikts in Frage, die im Wesentlichen aus der Abschaltung von Anlagen an sensiblen Standorten in Zeiten hoher Flugaktivität der Fledermäuse besteht. Diese Frage wird im Rahmen der Genehmigungsverfahren geprüft, bei Bedarf werden dem Betreiber entsprechende Auflagen erteilt.

Windenergie auf See

Bezüglich der Auswirkungen der Windenergienutzung auf See liegt der Fokus auf **Zug- und Rastvögeln** sowie **Schweinswalen**. Das Monitoring des Baus des ersten deutschen Offshore-Windparks „alpha ventus“ zeigte einen räumlich begrenzten Einfluss des Baugeschehens auf Rastvögel, jedoch einen deutlichen Effekt während der zeitlich begrenzten Rammarbeiten auf das Vorkommen von Schweinswalen. Die Begleitforschung zu den dänischen Windparks „Nysted“ und „Horns Rev“ zeigt, dass der Betrieb der Windparks wenig Einfluss auf die Zugbewegung der meisten Vögel hat, während große See- und Wasservogelarten ein deutliches Meidungsverhalten zeigen.

Von der Vergütung durch das EEG sind Offshore-Anlagen ausgeschlossen, wenn deren Errichtung nach dem 31. Dezember 2004 in einem Gebiet der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone oder des Küstenmeeres genehmigt worden ist, das nach § 57 in Verbindung mit § 32 Absatz 2 des Bundesnaturschutzgesetzes oder nach Landesrecht zu einem geschützten Teil von Natur und Landschaft erklärt worden ist. Dies gilt bis zur Unterschutzstellung auch für solche Gebiete, die das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit der Kommission der Europäischen Gemeinschaften als Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung oder als Europäische Vogelschutzgebiete benannt hat.

Durch die Ausweisung von Meeresschutzgebieten und die Verordnung zur Raumordnung, wodurch die **Schutzgebiete** von der Windenergienutzung ausgenommen sind, ist den Bedürfnissen der räumlichen Steuerung des Ausbaus der Offshore-Windenergienutzung zur Minimierung von Konflikten nachgekommen worden. Aus artenschutzrechtlicher Sicht besteht darüber hinaus jedoch noch weiterer Klärungsbedarf.

Die wichtigsten technischen Möglichkeiten zur Minderung ökologischer Auswirkungen betreffen die **Schallminderung bei Rammarbeiten** sowie die **Beleuchtung**. Bezüglich der Schallminderung scheinen Blasenschleier grundsätzlich geeignet zu sein, allerdings sind diese bisher noch nicht serienmäßig verfügbar. Hier bedarf es der Weiterentwicklung der verschiedenen technischen Optionen. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Anwendung alternativer Gründungen wie Schwerkraffundamente.

Nord- und Ostsee sind bislang weitgehend frei von anthropogenen Lichtquellen. Offshore-Windparks müssen als Hindernis für die See- und Luftfahrt beleuchtet werden. Vögel werden von solchen Lichtquellen nachts angezogen, wie z. B. von Bohrseln bekannt ist. Forschungsvorhaben lassen jedoch den Schluss zu, dass die Beleuchtung so gestaltet

werden kann, dass die Auswirkungen auf Vögel minimiert werden. Insbesondere die Wellenlänge des Lichts spielt eine wichtige Rolle, da Vögel weniger auf blaues oder grünes und stärker auf rotes oder weißes Licht reagieren.

Solare Strahlungsenergie

Photovoltaikanlagen an oder auf Gebäuden führen in der Regel zu keinen relevanten Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft. Hingegen gehen von **Freiflächenanlagen** vielfältige Wirkungen auf Natur und Landschaftsbild und den Arten- und Biotopschutz haben. Konflikte mit Belangen des Naturschutzes sind vor allem bei einer unsachgerechten Standortwahl zu erwarten oder bei großflächiger kompakter bzw. undurchlässiger Ausdehnung. Dann können z. B. Nahrungs- und Rastgebiete von Zugvögeln beeinträchtigt oder Lebensräume und Biotope zerstört oder zerschnitten werden. Auf naturschutzfachlich weniger wertvollen Standorten wie Intensiväcker oder stark vorbelasteten Konversionsstandorten ist das Konfliktpotenzial hingegen in der Regel gering.

Mit den Bedingungen und Anforderungen des § 32 Absatz 2 und 3 EEG 2009 ist die Vergütung von Freiflächenanlagen an Voraussetzungen geknüpft worden, die eine umwelt- und naturschutzbezogene Steuerung der Auswahl von Flächen ermöglichen soll. Die Kriterien fokussieren auf Flächenkategorien mit im Allgemeinen geringerem ökologischem Wert und leisten damit einen Beitrag dazu, negative Auswirkungen auf Natur und Landschaft zu vermeiden. Eine weitere Präzisierung der Kriterien innerhalb des EEG wird nicht empfohlen, da die konkrete Standortprüfung dem Planungs- und Zulassungsrecht überlassen bleiben sollte.

Mit der Neufassung des EEG vom 11.8.2010 wurde die Flächenkategorie „**Konversionsflächen**“ um solche aus verkehrlicher und wohnungsbaulicher Nutzung ergänzt. Zudem wurden sogenannte **Seitenrandflächen** in einem Abstand bis 110 Metern zu Autobahnen und Schienenwegen neu aufgenommen. Ackerflächen wurden hingegen gestrichen. Die weiterhin enthaltenen militärischen Konversionsflächen haben oft eine vergleichsweise hohe naturschutzfachliche Bedeutung aufgrund ihrer langjährigen spezifischen Nutzung mit großflächig geringer Versiegelung, Zerschneidung, Störungsintensität und geringer Nährstoffbelastung, und können daher aus ökologischer Sicht nicht pauschal als geeignet gelten. Die neu aufgenommenen Konversionsflächen können dagegen als unproblematisch eingestuft werden. Die Seitenrandflächen hingegen besitzen Konfliktpotenzial, da sie wiederum zu einem großen Teil der landwirtschaftlichen Nutzung entzogen werden, was dem eigentlichen Ziel der Änderung widerspricht. Aktuell wird diese neue Flächenkategorie von Projektentwicklern aufgegriffen, so dass sich einige

Projekte bereits in der Planung befinden. Um dem Konfliktpotenzial zu begegnen, wird vorgeschlagen, dass Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen, die Schutzgebiete (Nationalparks, Naturschutzgebiete, gelistete FFH-Gebiete) sind, keine Vergütung erhalten.

Ein mögliches Umweltrisiko im Zusammenhang mit der Verwendung von cadmiumhaltigen Materialien in Dünnschichtzellen (insbesondere **CdTe-Zellen**) wird nach gegenwärtigem Erkenntnisstand als gering eingestuft. Im Falle von zerbrochenen Modulen oder bei Bränden kann es jedoch auch nicht ausgeschlossen werden.

Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG im Hinblick auf die Auswirkungen auf Natur und Landschaft

Wasserkraft

- Die bisherige Vergütungsvoraussetzung, dass der gute ökologische Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert werden muss (§ 23 Abs. 5 Satz 1 Nr. 2), wird ersetzt durch das Erfordernis, dass die zentralen wasserrechtlichen Anforderungen Durchgängigkeit, Mindestwasserabfluss und Fischschutz gemäß §§ 33 – 35 WHG einzuhalten sind.
- Bei Modernisierungsmaßnahmen ist die Erfüllung der wasserrechtlichen Anforderungen durch Vorlage der hierfür relevanten wasserrechtlichen Zulassung(en) nachzuweisen. Wenn die Maßnahmen zur Erfüllung der wasserrechtlichen Anforderungen keiner Zulassung bedürfen, ist eine Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde oder eines Umweltgutachters vorzulegen. Der Nachweis über die Bescheinigung eines Umweltgutachters soll allerdings künftig nur nach Abstimmung mit der zuständigen Wasserbehörde (Einspruchsmöglichkeit) möglich sein. Bei Neuanlagen soll der Anlagenbetreiber die Erfüllung der wasserrechtlichen Anforderungen wie bisher immer durch Vorlage der wasserrechtlichen Zulassung nachweisen.

Biomasse

- Im Rahmen der Einführung einer neuen Vergütungsstruktur ist eine erhöhte Rohstoffvergütung für ökologisch vorteilhafte Stoffe vorgesehen. Hierzu zählen u. a. Landschaftspflegematerial, Gülle, Zwischenfrüchte, Mischkulturen, extensiver Grünlandaufwuchs, Stroh. Zudem soll der Anteil von Mais und Getreidekorn in Biogasanlagen begrenzt werden.
- Erarbeitung von ökologischen Mindestanforderungen für Biomasse aus Kurzumtriebsplantagen (KUP)

Windenergie auf See

- Detaillierte Untersuchungen an den in den kommenden Jahren errichteten Windparks für die zukünftige Vermeidung und Minderung von Auswirkungen auf Vögel und Meereslebewesen.

Solarenergie

- Keine Vergütung erhalten PV-Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen, die Schutzgebiete (Nationalparks, Naturschutzgebiete, gelistete FFH-Gebiete) sind.

Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG im Hinblick auf die Auswirkungen auf Natur und Landschaft

Wasserkraft

- Weiterentwicklung von geeigneten Maßnahmen für den Fischschutz an Wasserkraftanlagen.

Geothermie

- Um die Wahrscheinlichkeit von Folgeschäden durch Erschütterungen der Erdoberfläche einschätzen zu können, sollen im bergrechtlichen Genehmigungsverfahren Gefährdungsgutachten gefordert werden.

Biomasse

- Einführung verbindlicher Nachhaltigkeitsanforderungen für feste und gasförmige Biomasse auf europäischer Ebene.

6 Übergreifende Betrachtungen

6.1 Statistik der erneuerbaren Energien

Aus einer Vielzahl von Datenquellen wird durch die seit 2004 kontinuierlich betriebene Arbeit der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat), initiiert durch das BMU, u. a. unter Mitarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, des Umweltbundesamtes (UBA) und des Statistischen Bundesamtes (StBA), die Bilanz der erneuerbaren Energien für Deutschland erarbeitet und veröffentlicht.

Die Bereitstellung von statistischen Daten für den EEG-Erfahrungsbericht sowie die perspektivisch weiter zunehmenden nationalen, europäischen und internationalen Berichtspflichten der Bundesregierung zu den erneuerbaren Energien erfordern bislang noch die z. T. sehr aufwändige Heranziehung einer Vielzahl unterschiedlicher Datenquellen. Dazu gehören neben den Arbeiten der AGEE-Stat u. a.

- Erhebungen aus der amtlichen Statistik des Statistischen Bundesamtes (StBA) nach dem Energiestatistikgesetz (EnStatG),
- Erhebungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) auf der Grundlage des EEG,
- Daten aus der deutschen Energiebilanz der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) und
- Zusatzerhebungen des BMU, z. B. im Vorhaben „Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse“ [17].

Perspektivisch sind weitere Daten u. a. von der in Vorbereitung befindlichen Einrichtung eines Herkunftsnachweisregisters beim UBA zu erwarten.

Wünschenswert ist ein umfassendes Anlagenregister. Von der Möglichkeit, ein Anlagenregister auf der Grundlage des EEG 2009, § 64 Abs. (1) Pkt. 9 a aufzubauen, wurde in der Vergangenheit wegen des hohen Verwaltungsaufwandes Abstand genommen. Im Rahmen der Diskussion zum EEG-Erfahrungsbericht haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) angeboten, ein zentrales EEG-Anlagenregister aufzubauen und zu betreiben. Damit können wesentliche EEG-relevante Daten relativ zeitnah und sehr viel früher als gegenwärtig zur Verfügung stehen. Zudem hilft das Register den ÜNB, sehr zeitnah und aktuell ihre Lastprognosen zu erstellen. Vor diesem Hintergrund erscheint der Vorschlag der ÜNB

vielversprechend. Als einen ersten Schritt zu diesem Ziel können die Übertragungsnetzbetreiber das Anlagenregister für Photovoltaikanlagen, wie es heute im Rahmen der Festsetzung der Degression bei der Bundesnetzagentur eingerichtet wurde übernehmen. Das Anlagenregister sollte im EEG verankert werden. Im Hinblick auf den hoheitlichen Charakter zahlreicher Berichtspflichten bedarf ein Anlagenregister in der Regie der ÜNB allerdings einer staatlichen Aufsicht.

Darüber hinaus sind Anpassungen im Energiestatistikgesetz erforderlich. Kurzfristig geht es dabei um kleinere Anpassungen, die sich u. a. aus weiteren EU-Regelungen zur Energiestatistik (EU-VO 844/2010) ergeben. Die für 2012 absehbare Novellierung der EU-Statistikverordnung macht dann auch eine Novellierung des deutschen Energiestatistikgesetzes erforderlich.

Vor dem Hintergrund der anspruchsvollen Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2050 im Energiekonzept, der europäischen Ziele sowie der vielfältigen Berichtspflichten ist langfristig eine stärkere Bündelung der Energiestatistik erforderlich. So sollte zum einen das Statistische Bundesamt erweiterte amtliche Daten zu den erneuerbaren Energien bereitstellen. Zum anderen sollten zur Sicherung des weiteren Monitorings der Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, deren Einordnung in die deutsche Energiebilanz und mit Blick auf die vielfältigen nationalen, europäischen und internationalen Berichtspflichten im Umweltbundesamt weitere Kompetenzen aufgebaut werden.

Handlungsempfehlungen

- Weiterer Ausbau der Kompetenzen des UBA im Bereich der erneuerbaren Energien.
- Einrichtung eines umfassenden Anlagenregisters durch die ÜNB mit staatlicher Überwachung.
- Langfristige Bündelung der Erhebungen von Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland beim Statistischen Bundesamt.

6.2 Bundesnetzagentur (BNetzA)

Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) ist eine selbständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Sie ist unter anderem auf dem Gebiet des Rechts der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas, einschließlich des Rechts der erneuerbaren Energien im Strombereich tätig. In diesem Zusammenhang hat sie die Aufgabe, durch Liberalisierung und Deregulierung die weitere Entwicklung auf dem Elektrizitätsmarkt voran zutreiben. Von besonderer Bedeutung sind folgende Aufgaben:

- Im Rahmen des EEG erfasst die BNetzA seit 2009 den Zubau im Bereich der Photovoltaik (Photovoltaikanlagenregister). Da die Degressionshöhe für die Photovoltaik für das Folgejahr in Abhängigkeit vom Zubau im laufenden Jahr bestimmt wird, ist die BNetzA für die fristgerechte Festsetzung und Veröffentlichung des Degressionsatzes im Oktober des jeweiligen Jahres verantwortlich.
- Daneben führt die BNetzA im Rahmen von Überwachungsaufgaben im Zusammenhang mit dem EEG-Wälzungsmechanismus eine umfassende Datenerhebung für alle EEG-relevanten Technologien der erneuerbaren Energien durch und veröffentlicht die Ergebnisse in Form ihres jährlichen Statistikberichts.
- Weiterhin obliegt es der BNetzA, bestimmte Vorgaben festzulegen, die bei der Stromvermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber einzuhalten sind. Diese betreffen insbesondere die Vermarktung selbst, den Handelsplatz, die Prognoseerstellung, die Beschaffung der Ausgleichsenergie sowie die Transparenz- und Mitteilungspflichten. Im Zuge des bundesweiten Ausgleichsmechanismus kann die BNetzA auch ergänzend zur Ausgleichsmechanismusverordnung Ausführungsverordnungen erlassen.
- Im Rahmen des EnWG überwacht die BNetzA die Netzanschlussvorschrift für Offshore-Windanlagen des § 17 Abs. 2a EnWG und die Regelungen zur Systemicherheit. Sie ist zuständig für die Regulierung von Messeinrichtungen und des Regelenergiemarkts.
- Schließlich kann die BNetzA nach § 49 Abs. 5 EnWG Maßnahmen zur technischen Sicherheit bei Energieanlagen treffen, sie überwacht die Regelungen zur Stromkennzeichnung und übernimmt die Regulierung der Bilanzkreise.

Die BNetzA hat im Rahmen dieser Aufgaben eine Reihe von Maßnahmen ergriffen, die für den Ausbau der erneuerbaren Energien von erheblicher Bedeutung sind. Dazu gehören z. B.

- ein Positionspapier zur Netzanbindung von Offshore-Windparks, das sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch auf Investorenmehrheit für mehr Sicherheit sorgt,
- Maßnahmen zur Begrenzung negativer Preise an der Strombörse,
- Konsultationsverfahren u. a. für einen Leitfadensystem zum Einspeisemanagement oder die Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Teilnahme von erneuerbaren Energien und regelbaren Lasten an den Regelenergiemärkten. Gerade im Hinblick auf die Teilnahme erneuerbarer Energien am Regelenergiemarkt könnte die Bundesnetzagentur durch Festlegungen nach § 27 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) künftig eine wichtige Rolle spielen.

Um ihre Aufgaben optimal zu erfüllen, soll der BNetzA das Recht eingeräumt werden, sämtliche Stufen des bundesweiten Ausgleichsmechanismus zu überwachen. Momentan ist jedoch keine lückenlose Erfassung gegeben, da der Vergütungsanspruch der Anlagenbetreiber nicht in den Zuständigkeitsbereich der BNetzA fällt, was ein erhebliches Missbrauchspotenzial birgt. Um diesem zu begegnen, sollen die Kompetenzen der BNetzA ausgeweitet bzw. ihr gesetzlicher Auftrag bei gleichzeitiger Sicherstellung der Ressortverantwortlichkeit des BMU für das EEG dahingehend präzisiert werden, dass die BNetzA ermächtigt wird, die Vergütungszahlungen von Netzbetreibern an Anlagenbetreiber stichprobenartig zu kontrollieren.

Handlungsempfehlung

- Ermächtigung der BNetzA, die Vergütungszahlungen von Netzbetreibern an Anlagenbetreiber stichprobenartig zu kontrollieren
- Fachaufsicht des BMU über die EEG-relevanten Arbeitseinheiten bei der BNetzA.

6.3 Clearingstelle

Das BMU hat 2007 eine Clearingstelle zum EEG eingerichtet. Der Betrieb der Clearingstelle wurde für den Zeitraum bis Ende 2012 an die Relaw GmbH vergeben. Diese Clearingstelle führt Einigungs- und Votumsverfahren zwischen Anlagen- und Netzbetreibern zur Klärung von Streitigkeiten zum EEG durch und veröffentlicht Empfehlungen und Hinweise zur Anwendung des EEG. Ihre Arbeit erfährt eine hohe Akzeptanz durch die Beteiligten. Die von ihr veröffentlichten Entscheidungen werden in der Praxis von den beteiligten Akteuren als wichtige Leitlinie herangezogen. Eine besondere Bedeutung hat die Clearingstelle insbesondere dadurch gewonnen, dass die mit dem EEG befassten Wirtschaftsprüfer die Entscheidungen der Clearingstelle ihrer Arbeit zugrunde legen müssen.

Die Einrichtung der Clearingstelle hat sich daher bewährt, ihr Betrieb ist fortzusetzen. Zur Steigerung der Wirksamkeit ihrer Entscheidungen sind einzelne Verbesserungen vorzunehmen, z. B. zur Anerkennung von Entscheidungen der Clearingstelle im Rahmen des Ausgleichsmechanismus bei § 38 EEG. Insbesondere infolge personeller Engpässe ist es jedoch gerade in der Anfangsphase in zahlreichen Verfahren zu einer langen Wartezeit bzw. zu einer langen Verfahrensdauer gekommen. Das BMU hat deshalb im Jahr 2010 die Voraussetzungen für eine personelle Aufstockung der Clearingstelle durch den Auftragnehmer ermöglicht. Durch die weiterhin stark steigende Anzahl an Anfragen ist bei Bedarf die personelle Aufstockung anzupassen, um angemessene Verfahrenszeiträume in allen Bereichen zu gewährleisten. Zur Sicherstellung einer effizienten und längerfristigen Aufgabenwahrnehmung wird die Bundesregierung für die ab 2013 vorzunehmende neue Vergabe der Leistungen der Clearingstelle den Vertragszeitraum auf fünf Jahre erstrecken und die Finanzierung aus dem Bundeshaushalt entsprechend sicherstellen. Die Voraussetzungen für eine darüber hinausgehende unbefristete Einrichtung der Clearingstelle wird die Bundesregierung prüfen.

Handlungsempfehlungen

- Fortführung der Clearingstelle EEG
- Aufwertung der Rechtsqualität ihrer Entscheidungen
- Sicherstellung einer ausreichenden und längerfristig abgesicherten Finanzierung

6.4 Forschung und Entwicklung

Um den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben und die Ziele des Energiekonzeptes umzusetzen, ist die kontinuierliche Förderung von Forschung und Entwicklung auf hohem Niveau notwendig. Insbesondere gilt es, die Potenziale der erneuerbaren Energien zu erschließen, die Kosten der Technologien zu senken, die Ergebnisse der geförderten Forschungsprojekte schnell in die praktische Anwendung zu überführen und die Nutzung der erneuerbaren Energien umwelt- und naturverträglich zu gestalten.

Die Forschungsförderung zu erneuerbaren Energien wird deshalb weiter ausgebaut. Neben der Förderung von Forschung und Entwicklung in den einzelnen Technologiefeldern soll ein Schwerpunkt auf die besonderen Herausforderungen einer Energie- und Stromversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und die entsprechende Optimierung der Energieversorgungssysteme gelegt werden. Hier sind insbesondere die Themen Netztechnologien, intelligente Netze, Speicher, Kombikraftwerke und Systemdienstleistungen zu nennen. Die künftigen Schwerpunkte der Förderung werden im 6. Energieforschungsprogramm und in Förderbekanntmachungen des Bundesumweltministeriums festgelegt.

6.5 EU-Energiepolitik

6.5.1 Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Am 25. Juni 2009 ist die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen in Kraft getreten. Die Richtlinie bildet den europaweiten Rahmen, bis zum Jahr 2020 20% des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien bereit zu stellen. Dieses EU-weite 20% Ziel wird auf die Mitgliedstaaten aufgeteilt, die EU-Mitgliedstaaten müssen verbindliche nationale EE-Ziele bis 2020 erreichen. Für Deutschland ist ein Anteil von 18% erneuerbarer Energien in 2020 vorgegeben.

Die Umsetzung der Richtlinie durch die Mitgliedstaaten umfasst die rechtliche Implementierung der Rahmenregelungen in den jeweiligen nationalen Fördersystemen sowie eine regelmäßige Berichterstattung gegenüber der Europäischen Kommission über den Fortschritt des nationalen EE-Ausbaus. Die rechtliche Umsetzung der Anforderungen der Richtlinie hatte bis zum 8.12.2010 zu erfolgen. In Deutschland erfolgte dies über das Europarechtsanpassungsgesetz-Erneuerbare-Energien (EAG EE), das am 01.05.2011 in Kraft getreten ist

Als zentrale Berichtspflicht mussten die EU-Mitgliedsstaaten einen Nationalen Aktionsplan zur Zielerreichung vorlegen. Die Bundesregierung hat ihren Nationalen Aktionsplan am 4. August 2010 beschlossen. Demnach erwartet die Bundesregierung, das nationale Ziel von 18% bis 2020 zu erreichen und mit 19,6% sogar zu übertreffen.

Die Nationalen Aktionspläne aller Mitgliedstaaten lagen Ende 2010 vor. Demnach gehen alle Mitgliedstaaten bis auf Italien und Luxemburg davon aus, ihr nationales Ziel durch den Ausbau der jeweiligen nationalen Potenziale erreichen zu können. Gleichwohl hat die überwiegende Mehrheit der Mitgliedstaaten Interesse an der Umsetzung der neu in die Richtlinie eingeführten Kooperationsmechanismen gezeigt. Diese wurden in der RL 2009/28/EG anstelle des ursprünglichen Kommissionsvorschlages für einen europaweiten Zertifikatehandel eingeführt, um den Mitgliedstaaten die Möglichkeit zu geben, zur Zielerfüllung grenzüberschreitend und gemeinsam Potentiale für erneuerbare Energien in der EU und ihren Nachbarstaaten als Ergänzung zum nationalen Ausbau erschließen und dabei Überförderungen vermeiden zu können. Bei den Kooperationsmechanismen geht es um die Möglichkeit des statistischen Transfers von Zielerfüllungsmengen zwischen Mitgliedstaaten,

der gemeinsamen Finanzierung von Projekten oder der Teilzusammenlegung von Fördersystemen (Artikel 6-11 RL 2009/28/EG).

Umsetzung der Richtlinie

Das nationale Recht musste nur in Details an die Richtlinie 2009/28/EG angepasst werden. Diese Änderungen wurden durch das EAG vorgenommen. Das Gesetz setzt die Richtlinie 1:1 um. Der Schwerpunkt des EAG mit Bezug zu Strom aus erneuerbaren Energien ist die Einführung eines elektronischen **Herkunftsnachweisregisters**. Dieses dient der Verbesserung der Stromkennzeichnung und der Verbraucherinformation und wird derzeit beim Umweltbundesamt eingerichtet.

6.5.2 EU-Energiestrategie

Mit Vorlage der EU 2020 Energiestrategie der Europäischen Kommission im November 2010 ist erneut das Thema einer eventuellen EU-weiten Harmonisierung von nationalen Fördersystemen aufgekommen. Im Rahmen dieser Diskussion hat sich die Mehrzahl der Mitgliedstaaten erneut gegen eine Harmonisierung und - wie von der Richtlinie vorgesehen - für eine Überprüfung der Richtlinie im Hinblick auf die Effektivität zur Zielerfüllung erst in 2014 ausgesprochen.

Die Kommission kommt in ihrer am 31. Januar 2011 veröffentlichten Mitteilung über den Fortschritt beim Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa auf der Basis einer ersten Auswertung aller Nationalen Aktionspläne zu dem Schluss, dass die neue Erneuerbaren-Richtlinie mit ihren verbindlichen nationalen Zielen, den verbesserten nationalen Fördersystemen und der optionalen Möglichkeit zur gemeinsamen Zusammenarbeit einen robusten Rechtsrahmen aufstellt, um die europäischen Ziele zu erreichen. Sie kommt zu dem Schluss, dass das EU-Ziel von 20% in 2020 mit ca. 20,7% sogar übertroffen werden kann, wenn die Nationalen Aktionspläne umgesetzt werden. Eine Harmonisierung der nationalen Fördersysteme wird vor diesem Hintergrund nicht vorgeschlagen. Stattdessen spricht sich die Kommission neben einer weiteren Optimierung der nationalen Fördersysteme insbesondere in Richtung stärkerer Marktintegration für eine bessere Koordinierung und eine stärkere Zusammenarbeit der Mitgliedstaaten durch die Nutzung der in der RL 2009/28/EG eingeführten Kooperationsmechanismen aus. Schrittweise soll so eine „größere Konvergenz der nationalen Fördersysteme“ erreicht werden. Die Mitteilung macht auch deutlich, dass diese Entwicklung von verschiedenen Faktoren abhängt, neben der Kosteneffizienz insbesondere auch vom europaweiten Netzausbau, von der Entfernung von Erzeugungs- und Verbrauchszentren, von der öffentlichen Akzeptanz, von der Schaffung

eines vollständig integrierten und liberalisierten Energiebinnenmarktes inklusive der Internalisierung externer Kosten anderer Energieträger, so dass die Erneuerbaren in einen fairen Wettbewerb treten können.

Die Bundesregierung hat im Energiekonzept festgehalten, die Förderung der erneuerbaren Energien an den Potenzialen der jeweiligen Technologie vor Ort auszurichten, dabei aber auch die wirtschaftlichen Potenziale in Deutschland weiter auszubauen. Entlang dieser Linie und auf Basis der Erfahrungen mit der Umsetzung der Kooperationsmechanismen soll geprüft werden, inwieweit sich die Fördersysteme der Mitgliedstaaten weiter koordinieren und harmonisieren lassen. Dabei sollen die Weichen so gestellt werden, dass die großen Potenziale für Innovation, Wachstum und Beschäftigung beim Umbau unseres Energiesystems erschlossen werden.

Die Bundesregierung unterstreicht vor diesem Hintergrund, dass die Richtlinie 2009/28/EG umgesetzt sowie die Kooperationsmechanismen genutzt und auf dieser Basis Erfahrungen gesammelt werden sollen. Im Rahmen der vorgesehenen Überprüfung 2014 sollte die Wirkung der Richtlinie im Hinblick auf die Zielerreichung evaluiert, geprüft und entschieden werden, inwieweit der Rechtsrahmen verbessert und gegebenenfalls die Fördersysteme der Mitgliedstaaten weiter angeglichen werden sollten. Ein EU-Fördersystem für erneuerbare Energien mit EU-weit einheitlichen Fördersätzen sieht die Bundesregierung nicht als geeignete Option an.

7 Quellenverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Entwicklung der Erneuerbaren Energien 1990 – 2010, www.erneuerbare-energien.de
- [2] Consentec/R2B Energy Consulting: Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem (Endbericht), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Juni 2010
- [3] Rohrig et al.: Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan. Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Becker Büttner Held (BBH), Deutsche Windguard, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Leibniz Universität Hannover: Zwischenbericht zum Projekt "Weiterentwicklung und wissenschaftliche Begleitung der Umsetzung des Integrations-Bonus nach § 64 Abs. 1.6 EEG", 2011
- [4] Ingenieurbüro Floecksmühle, Universität Stuttgart, Fichtner: Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland (Schlussbericht), September 2010, <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/47027/4592/>
- [5] Empfehlung der Clearingstelle EEG 2010/5, vom 4. Oktober 2010, <http://www.clearingstelle-eeeg.de/empfv/2010/5>.
- [6] Nitsch et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Leitstudie 2010. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Dezember 2010, <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/47034/40870/>
- [7] Wenzel, B.; Nitsch, J.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis eines aktualisierten EEG-Ausbaupfades. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Dezember 2010, <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46260/40870/>
- [8] Sensfuß, F. /Fraunhofer ISI: Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien – Update für das Jahr 2009, Karlsruhe 2011

-
- [9] Fraunhofer ISI/DIW (6/2010): Vermeidung externer Kosten durch Erneuerbare Energien - Methodischer Ansatz und Schätzung für 2009, Studie im Rahmen des Projekts „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt“, Juni 2010, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_meeek.pdf
- [10] O’Sullivan, M. et al: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2010 –eine erste Abschätzung. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stand 18. März 2011.
- [11] Lehr, U. et al: Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Berlin. Februar 2011.
- [12] Bundesverband Windenergie (2010), Zukunftsmarkt: Export; abrufbar unter: <http://www.wind-energie.de/de/themen/wirtschaftsfaktor/export/>, Stand 24.11.2010.
- [13] Maiser, E. „VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel: Umsatz im vierten Quartal rettet Jahresbilanz 2009“ Pressemeldung des Verbands Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA), Frankfurt, 01. Juni 2010.
- [14] Pehnt, M., P. Otter, R. Vogt, G. Reinhardt, W. Krewitt., M. Nast, J. Nitsch, F. Trieb (2009): Erneuerbare Energien. Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft. Herausgegeben vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Stand: Juni 2009, Berlin, BMU.
- [15] Vogt, R., S. Gärtner, J. Münch, G. Reinhardt, S. Köppen, J. Daniel, J. Postel, F. Scholwin, S. Klinski, B. Brohmann, U. Fritsche, K. Hennenberg, K. Hünecke, L. Rausch, J. Köppel, W. Peters, E. Pusch, C. Schultze (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Endbericht zum Forschungsvorhaben 032 75 44 des BMU. Heidelberg, ifeu.
- [16] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Entwicklung der Erneuerbaren Energien 1990 – 2010, Grafiken und Tabellen, Stand: März 2011 unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), www.erneuerbare-energien.de
- [17] Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse; Zwischenbericht, März 2010, http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/3330002_Stromerzeugung_aus_Biomasse_3_Zwischenbericht_.pdf

Dem vorliegenden Bericht zugrundeliegende Daten und Fakten wurden weitgehend in wissenschaftlichen **Vorhaben zur Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts 2011** erarbeitet. Die Endberichte der nachfolgend aufgeführten Vorhaben werden auf der Internetseite des BMU (www.erneuerbare-energien.de) veröffentlicht:

- Vorhaben I: Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas
Projektleitung: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart.
- Vorhaben IIa: Biomasse
Projektleitung: Deutsches Biomasse Forschungszentrum (DBFZ), Leipzig
- Vorhaben IIb: Geothermie
Projektleitung: Wirtschaftsforum Geothermie (WFZ), Augsburg
- Vorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie
Projektleitung: Leipziger Institut für Energie (IE), Leipzig
- Vorhaben IId: Wasserkraft
Projektleitung: Ingenieurbüro Floecksmühle, Aachen
- Vorhaben IIe: Windenergie
Projektleitung: Deutsche WindGuard GmbH, Varel
- Vorhaben III: Netzoptimierung, -integration und -ausbau, Einspeisemanagement
Projektleitung: Ecofys Germany GmbH, Berlin.
- Vorhaben IV: Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG
Projektleitung: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe.
- Vorhaben V: Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern
Projektleitung: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Stuttgart.