

Positionspapier

Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG

Berlin, 18. September 2013

Inhaltsverzeichnis

1	ZUSAMMENFASSUNG	4
2	GRENZEN DES EEG UND RESULTIERENDE ANFORDERUNGEN AN EIN LANGFRISTIG TRAGFÄHIGES MODELL ZUR ERREICHUNG DER ERNEUERBARE-ENERGIEN-AUSBAUZIELE	6
2.1	Versorgungssicherheit	6
	Anforderung 1: Bereitstellung von Flexibilitäten und Systemdienstleistungen durch Erneuerbare-Energien-Anlagen	7
2.2	Kosten der Energiewende	7
	Anforderung 2: Kosteneffizienz der Fördermaßnahmen	9
	Anforderung 3: Transparenz und Verteilungsgerechtigkeit der Lasten	9
2.3	Investitionsanreize	9
	Anforderung 4: Investitionssicherheit	9
	Anforderung 5: Mengensteuerung / Zielerreichung	10
2.4	Synchronisation von Verteilnetzausbau und EE-Ausbau	10
	Anforderung 6: Synchronisation von Verteilnetzausbau und EE-Ausbau	10
2.5	Umweltverträglichkeit und Gewässerschutz	11
	Anforderung 7: Umweltverträglichkeit der Förderung Erneuerbarer Energien	11
2.6	Einbettung in das europäische Verbundsystem	11
	Anforderung 8: Europarechtskompatibilität	11
2.7	Administrativer Aufwand	12
	Anforderung 9: Rückführung des administrativen Aufwands	12
2.8	Anforderungen an die grundlegende Reform des EEG auf einen Blick	12
3	BAUSTEINE FÜR EIN ENERGIEWIRTSCHAFTLICH ADÄQUATES FÖRDERMODELL ZUM AUSBAU DER EE IN DEUTSCHLAND	13
3.1	Weiterentwicklung der Direktvermarktung	13
	3.1.1 Mengenkontingentierung	14
	3.1.2 Einführung von Auktionsmechanismen	14
	3.1.3 Obligatorische Fernsteuerbarkeit von Anlagen	15
3.2	Synchronisation des Zubaus Erneuerbarer Energien mit dem Verteilnetzausbau	15
	3.2.1 Allokationssignale für EE-Anlagen	15

3.2.2	Strategische Netzausbauplanung statt Netzausbauverpflichtung zur Aufnahme auch der letzten Kilowattstunde	16
3.3	Nutzung technologiespezifischer Potentiale	17
3.3.1	Technologiedifferenzierung und Technologieneutralität	17
3.3.2	Vorhaltung technischer Einrichtungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen	18
3.3.3	Biogas: Neustrukturierung der Förderung von Strom aus Biogasanlagen	18
3.3.4	Wind Onshore: Beendigung der partiellen Überförderung	21
3.3.5	Zielerreichung durch Stabilisierung des Förderrahmens bei Windenergie offshore	21
3.3.6	Photovoltaik: Flächenflexibilisierung für Photovoltaik-Kraftwerke	22
3.3.7	Photovoltaik: Beseitigung der im EEG enthaltenen unnötigen Anreize zum Selbstverbrauch	22
3.3.8	Wasserkraft: Nutzung der Potentiale von Wasserkraftanlagen	23
3.4	Übergangsregelungen und Umgang mit Bestandsanlagen	23
3.4.1	Direktvermarktung	24
3.4.2	Mengenkontingentierung	24
4	ASPEKTE ZUR WEITERENTWICKLUNG DER DIREKTVERMARKTUNG	24
4.1	Bestimmung der Förderhöhe	25
4.1.1	Administrative Festlegung (EEG, außer PV)	25
4.1.2	Atmender Deckel (Photovoltaik im EEG)	25
4.1.3	Wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe im Wege der Auktion	26
4.2	Zeitpunkt der Bestimmung und Granularität der kilowattstundenbezogenen Förderung Erneuerbarer Energien	27
4.2.1	Argumente für die fixierte Marktprämie	27
4.2.2	Argumente für die gleitende Marktprämie	28
4.3	Bestimmung der Fördersystematik	29
4.3.1	Beabsichtigte Wirkung: Vermeidung der Einspeisung bei negativen Preisen	29
4.3.2	Mögliche Wirkung: Reduzierung der Überförderung extrem guter Standorte	30
4.3.3	Ausgestaltungsalternativen und Wirkungen	30
4.4	Technologiedifferenzierung versus Technologieneutralität der Förderung	36

1 Zusammenfassung

Mit den Beschlüssen zur Energiewende im Juni 2011 hat die Bundesregierung u. a. ambitionierte Ziele für den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) festgelegt. Ihr Anteil am Bruttostromverbrauch stieg von 7 % in 2000 auf über 25 % im ersten Halbjahr 2013. Grundlage für diese rasante Entwicklung war das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das sich als erfolgreiches und richtiges Instrument zur Anschubförderung für die Erneuerbaren bewährte. Nach einer Aufbauphase, in der die Förderung in erster Linie auf eine Mengensteigerung abzielte, befinden wir uns heute am Beginn einer neuen Phase, die einen fundamentalen Umbau des EEG erfordert. Statt weiterhin allein auf Quantität zu setzen, muss nun ein „Rollentausch“ eingeleitet werden, der die Erneuerbaren zunehmend in die Verantwortung nimmt, auf Signale des Marktes zu reagieren und Beiträge zur Systemstabilität zu erbringen. Aus Sicht des BDEW ist daher eine grundlegende und zügige Reform des EEG nach der Bundestagswahl 2013 von allerhöchster Priorität.

Unter Einbeziehung aller beteiligten Wertschöpfungsstufen hat der BDEW hierzu Vorschläge erarbeitet, die auf der Grundlage des energiewirtschaftlichen Dreiecks sicherstellen sollen, dass die Erreichung der EE-Ausbauziele ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit so kosteneffizient wie möglich gewährleistet ist. Verpflichtende nachträgliche Änderungen des Rechtsrahmens für Bestandsanlagen bzw. auch für Anlagen, für die bereits eine Investitionsentscheidung getroffen wurde, sind aus ordnungspolitischen Gründen zu vermeiden.

Zentraler Kern der notwendigen Reform ist die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien. Um diese zu erreichen, schlägt der BDEW folgende Bausteine für ein neues Fördermodell vor:

- verpflichtende Direktvermarktung auf Basis des Marktprämienmodells für alle neuen EE-Anlagen
- Abschaffung der Managementprämie für neue EE-Anlagen
- Obligatorische Fernsteuerbarkeit von Anlagen durch den Direktvermarkter zur technisch-betrieblichen Systemintegration
- Hebung technologiespezifischer Potentiale der einzelnen Erneuerbaren Energieträger
- Vorhaltung technischer Einrichtungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen
- Ermöglichung eines Wechsels in die Direktvermarktung für Betreiber von EE-Bestandsanlagen unter Gewährung einer abgeschmolzenen Managementprämie
- Umstellung von einer zeitlichen Befristung der Förderung (EEG: i. d. R. über 20 Jahre) auf eine „Mengenkontingentierung“
- Synchronisation des Zubaus Erneuerbarer Energien mit dem Netzausbau durch
 - Strategische Netzausbauplanung im Bereich der Verteilnetze
 - Einführung von Allokationssignalen für EE-Anlagenbetreiber im Zuge der Anlagenplanung.

- Neuregelung der Privilegierungstatbestände (z. B. Befreiung von der EEG-Umlage) zur Vermeidung von „Entsolidarisierungseffekten“.

Diese Instrumente können im Prinzip sofort umgesetzt werden.

Zu unserem Zielmodell gehört aber auch die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe zum Beispiel im Rahmen einer Auktion und in Verbindung mit einem definierten Zubaupfad für Erneuerbare Energien. Durch eine Umstellung von einer ex-post festgelegten auf eine ex-ante fixierte Marktprämie soll die Übernahme von Marktrisiken durch die Erneuerbaren Energien Schritt für Schritt erhöht werden. Das schafft Wettbewerb und Effizienz und steigert den Mehrwert des von Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugten Stroms.

Die sofortige Einführung einer verpflichtenden Direktvermarktung gewährleistet eine effektive Marktintegration der Erneuerbaren Energien und leitet den für die Umsetzung der Energiewende erforderlichen Rollentausch zwischen den Erneuerbaren und der konventionellen Erzeugung ein. Gleichzeitig gewährleistet eine Auktionierung beim Zubau von EE-Anlagen in Verbindung mit einem verlässlichen Ausbaupfad ein hohes Maß an Fördereffizienz sowie ein sicheres Erreichen der EE-Ausbauziele. Dabei ist es für den BDEW von großer Bedeutung, dass die Rahmenbedingungen derart gesetzt werden, dass kleine wie große Unternehmen gleichermaßen am Umbau der Energieversorgung partizipieren können.

Die Instrumente und gesetzlichen Grundlagen für die wettbewerbliche ex-ante-Festlegung der Marktprämie (z. B. im Rahmen eines Auktionsmodells) sollten bereits begleitend zur Umsetzung der „Sofortmaßnahmen“ entwickelt werden, damit das Zielmodell schnellstmöglich implementiert werden kann. Insbesondere sind eine zwischen dem Bund und den Ländern koordinierte EE-Ausbauplanung und klare Kriterien erforderlich, auf deren Basis ein Auktionsmodell zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe erarbeitet werden kann. Die Einführung eines Auktionsmodells kann erst dann erfolgen, wenn ein nachweislich leistungsfähiges Auktionsdesign vorliegt, das die Kosteneffizienz der Energiewende steigert, die Akteursvielfalt bewahrt, das Erreichen der EE-Ausbauziele gewährleistet und die bislang volkswirtschaftlich sozialisierten Risiken verursachergerecht auf den Investor überträgt.

2 Grenzen des EEG und resultierende Anforderungen an ein langfristig tragfähiges Modell zur Erreichung der Erneuerbare-Energien-Ausbauziele

Der Prozess zur Umstellung auf die im politischen Konsens beschlossene weitgehende Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien (EE) bringt mit zunehmendem Anteil an der Gesamtstromerzeugung erhebliche Anpassungsnotwendigkeiten mit sich.

Eine besondere Herausforderung für das Versorgungssystem als Ganzes ergibt sich aus der Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie. Mit deren zunehmendem Anteil wachsen die Anforderungen an die Reaktionsfähigkeit der übrigen Stromerzeugung und ggf. der Verbraucherlast sowie der Ex- und Importe überproportional. Von der sinkenden Residualerzeugung (Verbraucherlast ./ Wind/PV-Einspeisung) müssen sowohl die Schwankungen der Verbraucherlast als auch der Wind/PV-Einspeisung bewältigt werden.

Mit einem angestrebten Anteil der EE am Bruttostromverbrauch (heute ca. 25 Prozent) von mindestens 80 Prozent bis spätestens 2050 muss es zu einem „Rollentausch“ zwischen Erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken kommen, da die konventionellen Kraftwerke sowie Verbraucher alleine die notwendigen Flexibilitäten nicht mehr darstellen können. Die Bereitstellung von Flexibilitäten und Systemdienstleistungen wird im Zuge dieses Rollentausches immer mehr auch Aufgabe der EE-Anlagen.

Um – insbesondere im Zusammenhang mit der Energiewende – auch in Zukunft eine kosteneffiziente, sichere und umweltverträgliche Energieversorgung zu gewährleisten, ist eine marktorientierte Weiterentwicklung von Technologien, Infrastruktur und Marktdesign erforderlich. Im Hinblick auf die Förderung Erneuerbarer Energien lassen sich daraus folgende Implikationen ableiten:

2.1 Versorgungssicherheit

Durch die nachfrageunabhängige Förderung im Rahmen der Einspeisevergütung des EEG bestehen für Anlagenbetreiber bislang kaum Anreize, ihre Einspeisung bedarfsorientiert zu gestalten und ein „nachgefragtes Produkt“ zu erzeugen. Gleichzeitig hat der massive Ausbau der intermittierenden Erneuerbaren Energien zusammen mit der weiter voranschreitenden Integration des europäischen Energiebinnenmarktes dazu geführt, dass die Wirtschaftlichkeit zahlreicher Mittel- und Spitzenlastkraftwerke nicht mehr gegeben ist, weil die Vollbenutzungsstunden – aber noch stärker die Deckungsbeiträge in den bisherigen Mittagsspitzen – rapide gesunken sind und weiter sinken werden. Eine umfangreiche Stilllegung dieser Kraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen kann jedoch die Versorgungssicherheit beeinträchtigen, da die von den Wind- und PV-Anlagen verlässlich bereitgestellte Leistung nicht ausreicht, um die im Fall einer Stilllegung möglicherweise entstehende Kapazitätslücke zu schließen.

Zudem erbringen bislang vorwiegend konventionelle Kraftwerke die für die Systemstabilität erforderlichen Systemdienstleistungen. Da insbesondere intermittierende Stromerzeugungsanlagen von sich aus keine bedarfsgerechte aktivierbare Stromerzeugung gewährleisten können, muss mit steigendem Anteil der Erneuerbaren Energien darüber nachgedacht wer-

den, wie zukünftig im Zusammenspiel aller Marktteilnehmer die Aufgabe der Bereitstellung von Flexibilitäten und Systemdienstleistungen gewährleistet werden kann.

Daraus ergeben sich weitere Implikationen für das zukünftige Modell zur Förderung Erneuerbarer Energien:

Anforderung 1: Bereitstellung von Flexibilitäten und Systemdienstleistungen durch Erneuerbare-Energien-Anlagen

Das Modell zum Ausbau Erneuerbarer Energien muss es ermöglichen, hinreichend Flexibilitäten und Systemdienstleistungen kosteneffizient und zum richtigen Zeitpunkt nachhaltig zur Verfügung zu stellen.

Auch Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen zunehmend Verantwortung durch Erfüllung technischer Mindestanforderungen und Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z. B. Frequenz- und Spannungshaltung) übernehmen. Dabei ist zu differenzieren zwischen obligatorischen (unentgeltlichen) und freiwilligen (bezahlten) Systemdienstleistungen. Langfristig müssen Erneuerbare-Energien-Anlagen die durch konventionelle Anlagen erbrachten Systemdienstleistungen wie z. B. die Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung ebenfalls und auf Grundlage gleicher Rahmenbedingungen erbringen. Sofern es sich um Systemdienstleistungen handelt, die über einen Markt organisiert werden (z. B. Regelenergie), sollte die Möglichkeit forciert werden, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen und Speichertechnologien an diesem Markt teilnehmen.

Aus Sicht des BDEW ist das Marktpreissignal, das sich aus Gesamtstromangebot und –nachfrage ergibt, am besten zur Identifikation und Bewirtschaftung von Knappheiten und Überschüssen im Energiemarkt geeignet. Um Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu einem systemgerechten Einspeiseverhalten anzureizen, bedarf es daher der Weitergabe des Marktpreissignals an den Anlagenbetreiber (Marktintegration Erneuerbarer Energien).

2.2 Kosten der Energiewende

Für den weiteren Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien muss die Akzeptanz der privaten, gewerblichen und industriellen Verbraucher sichergestellt werden, die in ganz entscheidendem Maße von den damit verbundenen Belastungen und deren Verteilung abhängt. Die Differenzkostenentwicklung im Zuge des Ausbaus Erneuerbarer Energien ist signifikant: Lag die EEG-Umlage im Jahr 2010 noch bei 2,047 ct/kWh, kletterte sie bis 2013 auf 5,277 ct/kWh. Im Zusammenhang mit der gestiegenen EEG-Umlage wird in der jüngeren Vergangenheit zunehmend auch die Verteilungsgerechtigkeit diskutiert. In diesem Zusammenhang ist beispielsweise zu überprüfen, ob Verbraucher, die einen Teil ihres erneuerbaren oder konventionellen Stroms selbst erzeugen, aber dennoch auf (Dienst)Leistungen aus dem Netz (Absicherung der Stromversorgung und ggf. Frequenzhaltung) angewiesen sind, sich angemessen an den Kosten des Energieinfrastruktur beteiligen sollten.

Die EEG-Umlage ist jedoch nur ein Element der insgesamt zu berücksichtigenden Auswirkungen des Erneuerbare-Energien-Ausbaus und im Hinblick auf die Kosten der Energiewende nur begrenzt aussagekräftig – ein Problem, das sich unabhängig vom gewählten Fördermodell stellt. Einerseits bleibt der unmittelbare Merit-Order-Effekt der Erneuerbaren Energien unberücksichtigt, andererseits müssen bei einer Gesamtbewertung der Kosten der Energiewende auch die indirekten Kosten des EEG wie der zusätzliche Netzausbau und der Aufwand für eine weitere Flexibilisierung des Energieversorgungssystems bzw. die Einbindung Erneuerbarer Energien in den Energiemarkt berücksichtigt werden. In diesem Zusammenhang steht unabhängig vom Fördermodell die Anforderung im Raum, unverhältnismäßig teuren Netzausbau - insbesondere in Verteilnetzen - (bis zur letzten kWh) zu vermeiden.

Die Herausforderungen der Energiewende müssen sich in einem angepassten regulatorischen Rahmen widerspiegeln. Die heutige Netzentgeltregulierung ist noch auf ein statisches Energieversorgungssystem ausgerichtet, in dem Innovationen und neue Techniken keine ausreichende Berücksichtigung finden. Auch sind notwendige Investitionen und Betriebsaufwendungen für den Aufbau von modernen und intelligenten Netzen noch nicht ausreichend im Regulierungsrahmen abgebildet. Um die enormen Herausforderungen für die Netzinfrastruktur bewältigen zu können, müssen die Investitionsbedingungen in der Anreizregulierung weiter verbessert werden. Die Beseitigung des Zeitverzugs für das Instrument der Investitionsmaßnahmen geht in die richtige Richtung, greift aber auf der Verteilnetzebene nur für einen Teil der notwendigen Investitionen.

Bei allen zu diskutierenden Eingriffen im Sinne einer effizienten Mittelverwendung müssen die möglichen Effekte realistisch eingeschätzt werden:

- Die für das Jahr 2013 anfallenden Kosten für die Vergütung von EEG-Anlagen liegen laut Prognose der ÜNB bei 18,5 Mrd. Euro¹. Dieser Sockelbetrag wird unter Beachtung des Vertrauensschutzes in den kommenden Jahren kaum reduzierbar sein.
- Nur die hinzukommenden Vergütungszahlungen neuer Anlagen werden wirksam zu beeinflussen sein; deshalb kann auf die Höhe der EEG-Umlage insgesamt nur noch begrenzt Einfluss genommen werden.²

Unbeschadet dessen ergeben sich unter dem Gesichtspunkt der Kosteneffizienz bei der Energiewende folgende Implikationen:

¹ http://www.eeg-kwk.net/de/file/Konzept_zur_Berechnung_und_Prognose_der_EEG-Umlage_2013.pdf.

² Ein Zubau von Wind Onshore von 2,2 GW (wie 2012) führt bei 2.200 Vbh und 9 ct/kWh Vergütung zu Mehrkosten von rd. 250 Mio. Euro (ca. 435 Mio. Euro Vergütungszahlungen abzüglich geschätzten 180 Mio. Euro Vermarktungserlösen). Aufgrund der Vergütungsdegression wären dies selbst bei PV bei angenommenen 7,8 GW bei 1.000 Vbh und einer Durchschnittsvergütung von 15 ct/kWh „nur“ rd. 850 Mio. Euro (rund 1,17 Mrd. Euro Vergütungszahlungen abzüglich geschätzten 320 Mio. Euro Vermarktungserlösen).

Anforderung 2: Kosteneffizienz der Fördermaßnahmen

Fördermaßnahmen sollten auf das notwendige Maß begrenzt und transparent ausgewiesen werden. Dabei sind marktwirtschaftliche Prinzipien am besten geeignet, den Ausbau Erneuerbarer Energien und die notwendigen Flexibilitäten zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit kosteneffizient anzureizen.

Anforderung 3: Transparenz und Verteilungsgerechtigkeit der Lasten

Gleichzeitig muss klar sein, dass die Energiewende ein gesamtgesellschaftliches Projekt ist und die Kosten daher transparent und unter Beachtung des Erhalts der volkswirtschaftlichen und industriellen Leistungsfähigkeit gerecht verteilt werden müssen.

Daher sind die Privilegierungstatbestände (Befreiung von der EEG-Umlage, etc.) aus Sicht des BDEW mit dem Ziel der Vermeidung von Entsolidarisierungseffekten neu zu regeln.

2.3 Investitionsanreize

Das Erreichen der Ausbauziele und die gleichzeitige Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit setzen eine hohe Investitionsbereitschaft voraus. Die notwendigen Investitionen in Erzeugungsanlagen benötigen vor dem Hintergrund langer Abschreibungszeiten ein besonders hohes Maß an Investitionssicherheit und damit letztlich Vertrauen in bestehende Regelungen und Gesetze. Daher spricht sich der BDEW – unabhängig von dem zu entwickelnden Fördersystem – für einen Bestandsschutz bezüglich der im EEG gesetzlich festgeschriebenen Vergütungen für die in Betrieb genommenen EEG-Anlagen aus.

Über diese ganz grundsätzlichen Voraussetzungen hinaus sind folgende weitere Anforderungen zu berücksichtigen, die sowohl für das zukünftige Modell zur Förderung Erneuerbarer Energien als auch für das künftige Marktdesign gelten müssen:

Anforderung 4: Investitionssicherheit

Investitionssicherheit bedeutet zum einen, dass Investoren auf gesetzliche Rahmenbedingungen vertrauen können, zum anderen, dass angemessene Renditen im Rahmen des Marktdesigns und des Modells zur Förderung Erneuerbarer Energien erwirtschaftet werden können. Eine mögliche Überförderung in der Vergangenheit kann aufgrund der für die Dauer von 20 Jahren garantierten Einspeisevergütung im EEG nur schwerlich und mit erheblichen Verwerfungen insbesondere hinsichtlich des Vertrauens rückwirkend korrigiert werden. Eine Rücknahme solcher gesetzlicher Zusagen wäre – ungeachtet juristischer Fragestellungen – im Hinblick auf die Investitionssicherheit ein schädliches Signal. Grundsätzlich sind nachträgliche staatliche Eingriffe, die sich auf die Rentabilität von langfristigen Investitionen auswirken, abzulehnen.

Anforderung 5: Mengensteuerung / Zielerreichung

Auch ein zu schnelles Erreichen oder ein Verfehlen der Ausbauziele kann die Investitionssicherheit anderer Marktteilnehmer, die Kapazitäten und Flexibilitäten im Zuge der Energiewende anbieten, erheblich beeinträchtigen. Gleiches gilt für die Planungssicherheit weiterer Akteure in Bezug auf die Anpassung an die Änderung des Systems (z. B. bei Kraftwerks- und Netzbetreibern). Vor diesem Hintergrund braucht die Energiewende ein effektives Management zur langfristigen Koordinierung der beteiligten Akteure und Wertschöpfungsstufen sowie zur Beherrschung von Engpasssituationen. Bisher fehlen dazu geeignete, effektive Instrumente.

Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Energiewirtschaft darüber hinaus auch für kurzfristig auftretende Engpasssituationen gewappnet sein. Weil in leitungsgebundenen Systemen in der Regel mehrere Wertschöpfungsstufen betroffen sind, bedarf es einer abgestimmten Herangehensweise. Dafür sollte ein definierter Entscheidungsrahmen mit eindeutig geklärten Rollen und Instrumenten vorliegen. Das Management zur Bewältigung sollte über Frühwarnsysteme und Ampelkonzepte verfügen.

2.4 Synchronisation von Verteilnetzausbau und EE-Ausbau

Die Wahl des Anlagenstandorts erfolgt zur Zeit unabhängig von netzinfrastrukturellen Gegebenheiten. So kommt es zunehmend vor, dass Erzeugungsanlagen vor bereits bestehenden Netzengpässen errichtet werden und im Fall von (vorhersehbaren) Einspeisemanagementmaßnahmen Entschädigungszahlungen erhalten.

Darüber hinaus besteht aus Sicht des BDEW weiteres Potential zur Kostensenkung durch eine strategische Netzausbauplanung auf Verteilnetzebene. So führt die bestehende Verpflichtung des Netzbetreibers, die Einspeisung auch der letzten Kilowattstunde aus Erneuerbaren Energien zu ermöglichen, zu unnötigen volkswirtschaftlichen Mehrkosten.

Anforderung 6: Synchronisation von Verteilnetzausbau und EE-Ausbau

Die Regelungen zum Netzausbau müssen derart weiterentwickelt werden, dass sie einerseits den notwendigen Verteilnetzausbau gewährleisten und andererseits dem Netzbetreiber eine strategische und kosteneffiziente Netzausbauplanung ermöglichen, ohne dabei die Investitionssicherheit des EE-Anlagenbetreibers zu gefährden.

Zudem ist ein System zu entwickeln, das einerseits die Wahl eines ertragreichen Standorts nicht verhindert, aber kurz- und mittelfristig die Netzausbausituation an diesen Standorten berücksichtigt. Es ist ein gesamtwirtschaftliches Optimum zwischen Netzausbau und EE-Anschlussentscheidung anzustreben.

2.5 Umweltverträglichkeit und Gewässerschutz

Als wesentlicher Mitverursacher für die Belastung des Grundwassers mit Nitrat und Pflanzenschutzmitteln gilt der Maisanbau in der Landwirtschaft. Insbesondere in Regionen mit traditionell starker und in den letzten Jahren deutlich wachsender Viehhaltung, den sogenannten Veredelungsregionen, belastet der Ausbau der Biomasseerzeugung das Grundwasser zusätzlich. Die Biomasseerzeugung dient dabei sowohl dem Futtermittel- als auch dem Energiepflanzenanbau. Die Nitratbelastungen in den Gewässern können in den meisten Fällen auf direkte und diffuse Einträge insbesondere aus der Landwirtschaft zurückgeführt werden. Eine vollständige Nährstoffbilanzierung und deren Überwachung sind bisher nicht gegeben.

Anforderung 7: Umweltverträglichkeit der Förderung Erneuerbarer Energien

Der Schutz des Grundwassers und der Trinkwasserversorgung müssen grundsätzlich gewährleistet werden. Die EEG-Regelungen sollten hierzu nicht im Gegensatz stehen. Der landwirtschaftliche Anbau von Futter- oder Nahrungspflanzen und der Energiepflanzenanbau müssen die allgemeinen und gebietsspezifischen Anforderungen des Wasser- und des Düngerechtes strikt erfüllen.

Notwendig ist es auch, bestehende Defizite in der Durchsetzung des Fachrechts zu beseitigen, um Fehlsteuerungen im EEG und für den Gewässerschutz zu vermeiden.

2.6 Einbettung in das europäische Verbundsystem

Deutschland ist keine Insel, sondern liegt zentral im europäischen Binnenmarkt. Der Ausbau Erneuerbarer Energien hat Auswirkungen auf die über Grenzkuppelstellen mit Deutschland verbundenen Nachbarländer. Einerseits steigen mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland die Erzeugungskapazitäten insgesamt und reduzieren teilweise auch die Erlöse der in den Nachbarländern betriebenen Kraftwerke. Gleichzeitig kommen Stromkunden im Ausland in den Genuss niedrigerer Strompreise, die aus der von den deutschen Stromkunden getragenen EE-Förderung resultieren. Andererseits ist es fraglich, ob die Einspeisevergütung des EEG nicht ggf. zu Marktverzerrungen führt oder eine Beihilfe darstellt und damit europarechtswidrig ist. Eine entsprechende Prüfung im Zusammenhang mit der besonderen Ausgleichsregelung sowie der Warenverkehrsfreiheit ist in der Generaldirektion „Wettbewerb“ der EU-Kommission anhängig. Hieraus ergibt sich eine rechtliche Unsicherheit. Im Juli 2013 wurden zudem Überlegungen der Kommission zu neuen Leitlinien für die Förderung von Umwelt- und Energieprojekten in Europa bekannt. Der entsprechende Anforderungskatalog enthält Regeln für die künftige Förderung von Erneuerbaren Energien, die nur schwer mit der derzeitigen Praxis in Deutschland in Einklang zu bringen wären. Das gälte beispielsweise für die Vorgabe technikneutraler Ausschreibungen und Auktionen, wenn Mitgliedstaaten EE-Anlagen bezuschussen wollen.

Anforderung 8: Europarechtskompatibilität

Insbesondere im Hinblick auf die Realisierung eines europäischen Strombinnenmarktes muss das Fördersystem für Erneuerbare Energien in Deutschland europarechtskonform sein. Der Austausch zwischen den Mitgliedstaaten – etwa durch Nutzung flexibler Kooperationsmechanismen – birgt ein relevantes Kostensenkungspotential.

2.7 Administrativer Aufwand

Während das Erneuerbare-Energien-Gesetz in seiner ersten Fassung vom 1. April 2000 lediglich 12 Paragraphen und einen Anhang umfasste, stieg die Komplexität mit der EEG-Novelle 2012 auf 84 Paragraphen und 5 Anlagen sowie mehrere Verordnungen an. Inzwischen führt die Abwicklung des EEG zu einem enormen administrativen Aufwand und damit verbundenen Kosten. Über 4.500 Vergütungskategorien, Boni, Ausnahme- und Übergangsregelungen sowie die Verwendung unbestimmter Rechtsbegriffe erschweren die tägliche Abwicklung dieses Fördersystems durch die Netzbetreiber. Die Administrationskosten werden über die Netzentgelte von den Stromkunden getragen.

Anforderung 9: Rückführung des administrativen Aufwands

Ein zukünftiges Modell zur Förderung Erneuerbarer Energien sollte den administrativen Aufwand und die Komplexität soweit wie möglich begrenzen.

2.8 Anforderungen an die grundlegende Reform des EEG auf einen Blick

Im Hinblick auf die Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien hat der BDEW auf Grundlage der bisherigen Erfahrungen sowie mit Blick auf die langfristigen Zielsetzungen die folgenden Anforderungen formuliert:

1. Die Bereitstellung von Flexibilitäten und Systemdienstleistungen muss im Zuge des „Rollenwechsels“ zwischen einer Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und derjenigen auf Basis konventioneller Energieträger immer mehr auch Aufgabe der Erneuerbare-Energien-Anlagen werden.
2. Die Förderinstrumente müssen effektiv und kosteneffizient sein. Dabei sind marktwirtschaftliche Mechanismen am besten geeignet, den Ausbau Erneuerbarer Energien und die notwendigen Flexibilitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kosteneffizient anzureizen.
3. Die aus der Förderung der Erneuerbaren Energien entstehenden volkswirtschaftlichen Lasten müssen so transparent wie möglich ausgewiesen und so gerecht wie möglich verteilt werden.
4. Die Energiewende erfordert eine große Investitionsbereitschaft, deren Grundlage in erster Linie verlässliche gesetzliche Rahmenbedingungen sein müssen. Zum anderen setzt die Erreichung der EE-Ausbauziele ein Fördersystem bzw. ein Marktdesign voraus, welche die Erwirtschaftung angemessener Renditen möglich macht.
5. Die beschlossenen Ziele zum Ausbau der Erneuerbaren Energien sollten durch ein zukünftiges Modell zu ihrer Förderung weder deutlich unterschritten noch übererfüllt werden. Hierzu bedarf es eines wirkungsvollen Instrumentes zur Mengensteuerung des EE-Zubaus.
6. Der Ausbau Erneuerbarer Energien muss mit dem Verteilnetzausbau synchronisiert werden, um unnötige volkswirtschaftliche Belastungen zu vermeiden.
7. Das EEG sollte Garant für einen umweltverträglichen Ausbau einer nachhaltigen Energieversorgung sein.
8. Ein Fördersystem für Erneuerbare Energien in Deutschland muss europarechtskonform und kompatibel mit der weiteren Entwicklung des EU-Energiebinnenmarktes sein. Der

Austausch zwischen den Mitgliedstaaten – etwa durch Nutzung flexibler Kooperationsmechanismen auf Basis der Erneuerbare-Energien-Richtlinie – birgt ein relevantes Kostensenkungspotential.

9. Die Abwicklung des EEG ist mit einem enormen administrativen Aufwand für die Netzbetreiber und daraus resultierend mit hohen Kosten verbunden. Dieser Aufwand sollte perspektivisch abgeschmolzen werden.

3 Bausteine für ein energiewirtschaftlich adäquates Fördermodell zum Ausbau der EE in Deutschland

3.1 Weiterentwicklung der Direktvermarktung

Aus Sicht des BDEW ist es für das Gelingen der Energiewende zwingend erforderlich, dass Erneuerbare Energien Systemverantwortung übernehmen. Damit ist zunächst eine technische Systemverantwortung gemeint, die es erforderlich macht, dass Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Wettbewerb mit anderen Marktakteuren die Möglichkeit erhalten, Systemdienstleistungen in gleicher technischer Qualität zu erbringen. Dazu gehört eine verpflichtende Ausrüstung der EE-Anlagen mit technischen Komponenten u.a. zur Leistungsregelung, zur Fernsteuerbarkeit und zur Produktion von Blindleistung und Kurzschlussstrom.

Ein zweiter Baustein ist die Marktintegration der Erneuerbaren Energien. Eine stärkere Ausrichtung an den marktlichen und systemischen Erfordernissen erhöht den Wert des Stroms aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und schafft eine neue Grundlage für einen systemverträglichen und politisch sowie gesellschaftlich gewollten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Der Grad der wettbewerblichen Ausrichtung ist daher eine der ganz zentralen Fragen im Hinblick auf ein langfristiges Modell zur Förderung Erneuerbarer Energien.

Nach intensiven Debatten und in Abwägung aller diskutierten Argumente plädiert der BDEW für die Fortführung und Weiterentwicklung des Marktprämienmodells mit Finanzierung/ Förderung von Neuanlagen über eine Prämie auf den Börsenpreis. Dabei ist die Parametrisierung des Marktprämienmodells sowohl entscheidend für den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien und die damit zusammenhängenden Finanzierungskosten als auch für die Systemintegration des Erneuerbare-Energien-Stroms.

Um eine breite Marktintegration Erneuerbarer Energien zu gewährleisten und die damit verbundenen Vorteile zu sichern, spricht sich der BDEW für eine verpflichtende Direktvermarktung über das Marktprämienmodell aus. In diesem Zuge kann für Neuanlagen die ohnehin schwierig zu bestimmende Managementprämie entfallen, weil die Vermarktungskosten bereits im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung des Anlagenbetreibers berücksichtigt werden müssen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass für die Vermarktung Kosten anfallen und der Wegfall der Managementprämie ohne Anpassung der Vergütungssätze eine Förderkürzung darstellt.

Zur weiteren wettbewerblichen Integration gehört auch die Berücksichtigung langfristiger Preiseinschätzungen im Rahmen der Investitionsentscheidung durch den Unternehmer. Der

BDEW spricht sich deshalb in seinem Zielmodell für die Umstellung auf eine ex ante fixierte Marktprämie aus. Allerdings sprechen gute Gründe dafür, das oben genannte Zielmodell zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien schrittweise umzusetzen. Vor dem Hintergrund des mit der Energiewende einhergehenden Strukturwandels der Energieversorgung entstehen Risiken, die eine sofortige Umstellung auf eine ex-ante-Fixierung der Marktprämie schwierig erscheinen lassen.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW die Umsetzung des Zielmodells in zwei Stufen:

1. Der BDEW empfiehlt in einem ersten Schritt die vorübergehende Beibehaltung der ex-post-Ermittlung der Marktprämie.
2. Im zweiten Schritt sollte schnellstmöglich ein Modell zur wettbewerblichen Ermittlung einer fixierten Marktprämie implementiert werden, das die Kosteneffizienz der Energiewende steigert, die Akteursvielfalt bewahrt, das Erreichen der EE-Ausbauziele gewährleistet und die bislang volkswirtschaftlich sozialisierten Risiken verursachergerecht auf den Investor überträgt.

3.1.1 Mengenkontingentierung

Ein weiterer zentraler Bestandteil der Weiterentwicklung des Marktprämienmodells ist das Ersetzen der zeitlichen Befristung durch eine Mengenkontingentierung der Förderung. Durch eine entsprechend konfigurierte Mengenkontingentierung der geförderten „Arbeit“ steht der Anlagenbetreiber bei negativen Strompreisen vor der Wahl, entweder sofort die Prämie (gemindert um den negativen Strompreis) zu Erlösen oder sich die Prämie für eine spätere Einspeisung „aufzuheben“. Für den Anlagenbetreiber entsteht so ein Anreiz, keinen Strom bei negativen Marktpreisen einzuspeisen. Ein weiterer Vorteil der Mengenkontingentierung besteht darin, dass die Förderung je Erzeugungsanlage von vornherein fest steht. Lediglich der Zeitraum, über den dieser Förderbetrag ausgezahlt wird, variiert je nach Standortqualität. Damit kann eine standortbezogene Überförderung, wie sie bislang für besonders ertragreiche Standorte besteht, deutlich reduziert werden.

3.1.2 Einführung von Auktionsmechanismen

Mit Blick auf die Kosteneffizienz sollte aus Sicht des BDEW die Ermittlung der Prämienhöhe perspektivisch auf wettbewerblicher Basis erfolgen. Auktionsmechanismen, die hierfür grundsätzlich geeignet erscheinen, haben zudem den Vorteil, dass die ausgeschriebenen Volumina einem Ausbaupfad folgen und die Zielerreichung bei richtiger Ausgestaltung gewährleistet werden kann. Auf dieser Basis kann der erforderliche Ausbau der Infrastruktur (z. B. Netz, Gasturbinen und Speicher) entsprechend frühzeitig geplant werden und zeitnah auf die geplante zusätzliche Einspeisung reagieren.

Angesichts der mit dem Instrument der Auktion einhergehenden Fragestellungen (siehe 4.1.3) und des daraus erwachsenden Erfordernisses einer intelligenten Ausgestaltung empfiehlt der BDEW, die Konfiguration und Einführung einer Auktion zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe sorgfältig – aber ohne Zeitverzug – zu prüfen und im Zuge des zweiten Schrittes zur Umsetzung des Zielmodells zu implementieren.

3.1.3 Obligatorische Fernsteuerbarkeit von Anlagen

Für die Systemintegration von Erzeugungsanlagen ist neben der Regelbarkeit durch den Netzbetreiber auch die Fernsteuerbarkeit durch den Vermarkter von entscheidender Bedeutung. Andernfalls ist eine Reaktion auf Preissignale nicht möglich. Die Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien kann nur dann ihre vollständige Wirkung entfalten, wenn Direktvermarkter sowohl über die fortlaufende Kenntnis der Ist-Einspeisung verfügen als auch Erzeugungsanlagen gezielt steuern können. Nur so können sie auch ihrer Bilanzkreisverantwortung genügen.

Aus Sicht des BDEW sollte daher eine Förderung im Marktprämienmodell an die Voraussetzung gebunden werden, dass die Ist-Einspeisung gezielt gesteuert werden kann. Angesichts der hohen Zahl von Erzeugungsanlagen, die sich aktuell in der Direktvermarktung befinden, sollte hierbei jedoch eine Übergangsregelung vorgesehen werden, die eine Nachrüstung dieser EE-Anlagen ermöglicht.

3.2 Synchronisation des Zubaus Erneuerbarer Energien mit dem Verteilnetzausbau

Aus Sicht des BDEW besteht im Hinblick auf das Zusammenspiel zwischen Stromnetz und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien erhebliches Optimierungspotential. Der BDEW empfiehlt daher die Implementierung folgender Instrumente:

3.2.1 Allokationssignale für EE-Anlagen

Die Wahl des Anlagenstandorts erfolgt zurzeit unabhängig von netzinfrastrukturellen Gegebenheiten. So kommt es zunehmend vor, dass Erzeugungsanlagen vor bereits bestehenden Netzengpässen im Verteilnetz errichtet werden und im Fall von (vorhersehbaren) Einspeisemanagementmaßnahmen Entschädigungszahlungen erhalten. Es gilt also ein System zu entwickeln, das einerseits die Wahl eines ertragreichen Standorts nicht verhindert, aber kurz- und mittelfristig die Netzausbausituation an diesem Standort berücksichtigt.

Eine entsprechende Lösung könnte in der Neuordnung der Entschädigungsansprüche (§ 12 EEG) bei Einspeisemanagementmaßnahmen (§11 EEG) bestehen:

1. Anlagenbetreiber erhalten im Fall von Einspeisemanagement – zumindest im Normalfall – 100 Prozent Entschädigung.
2. Netzbetreiber können die anfallenden Entschädigungszahlungen, soweit die Einspeisemanagementmaßnahmen erforderlich waren, wälzen. Für Einspeisemanagementmaßnahmen auf Grund von auszubauenden Netzengpässen gilt weiterhin der § 12 Abs. 2 EEG: Entschädigungszahlungen sind nur wälzbar, wenn die Maßnahmen erforderlich waren und der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat.
3. Errichtet ein Anlagenbetreiber eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien in einem Netzengpassgebiet, wird er darüber vom Netzbetreiber nach seinem Netzanschlussbegehren informiert. Entsteht der Engpass erst durch die neu geplante Anlage, so muss die Information insbesondere Angaben über die Leistung enthalten, die die Netzkapazität übersteigt.
„Netzengpass“ umschreibt dabei den Umstand, dass der technische Nennwert der Netzkapazität für die jederzeitige und zeitgleiche Aufnahme bzw. Abgabe aller an das

Netz bzw. den Netzabschnitt des Anschlussnetzbetreibers angeschlossenen elektrischen Leistungen, unbeschadet kurzzeitiger Einschränkungen aufgrund von Maßnahmen nach § 11 EnWG (Wartung, Instandhaltung, Ausbau), unzureichend ist. Ein Engpass liegt insbesondere vor, sobald erstmalig eine Einspeisemanagementmaßnahme gemäß § 11 EEG aufgrund eines Engpasses im Verteilnetzgebiet auftritt.

4. Entscheidet sich der Anlagenbetreiber, die Erzeugungsanlage dennoch wie geplant zu errichten, so verzichtet er für zwei Jahre im Fall von Einspeisemanagementmaßnahmen auf Grund von Engpässen im Netz des Anschlussnetzbetreibers auf Entschädigungszahlungen.
Einspeisemanagementmaßnahmen auf Grund von Engpässen im vorgelagerten Netz sind weiterhin entschädigungsfähig. Soweit diese Anlagen über technische Einrichtungen nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 EEG verfügen, werden sie bei Netzengpässen gegenüber Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-G Anlagen, die vorher angeschlossen wurden, vorrangig abgeregelt. Da eine vorrangige Abregelung eine separate Ansteuerungsmöglichkeit voraussetzt, erfolgt die Abregelung kleinerer PV-Anlagen (> 30 kW) gemäß BNetzA-Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement.
5. Die Einspeiseleistung von PV-Anlagen bis 30 kW wird generell auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzt. Für PV-Anlagen über 30 kW bleibt § 6 EEG unberührt. Aktuelle Untersuchungen zeigen, dass bei einer 70-Prozent-Spitzenkappung der PV-Anlagen die Ertragseinbußen der Anlagenbetreiber maximal bei zwei bis drei Prozent liegen, im Ergebnis aber ein deutliches Einsparpotential beim Netzinvestitionsbedarf zu verzeichnen ist. Die in der heutigen gesetzlichen Regelung enthaltenen Alternativen (feste Drosselung der Einspeiseleistung oder Installation der technischen Einrichtung), ist daher nicht zielführend. Es sollte bei Anlagen bis zu 30 kW installierter Leistung die feste Drosselung auf 70 Prozent der Peakleistung festgeschrieben werden. Der technisch einfachste Weg ist dabei in der Regel die Drosselung der Wirkleistung über den Wechselrichter.
6. Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung ab 100 kW müssen weiterhin über technische Einrichtungen nach § 6 Abs. 1 EEG verfügen. Soweit sie in einem Netzengpassgebiet errichtet werden, muss diese technische Einrichtung eine gezielte Ansteuerung und Regelung der Erzeugungsanlage ermöglichen.

3.2.2 Strategische Netzausbauplanung statt Netzausbauverpflichtung zur Aufnahme auch der letzten Kilowattstunde

Darüber hinaus besteht aus Sicht des BDEW ein weiteres Potential zur Kostensenkung durch eine strategische Netzausbauplanung auf Verteilnetzebene. So führt die bestehende Verpflichtung des Netzbetreibers, die Einspeisung auch der letzten Kilowattstunde aus Erneuerbaren Energien zu ermöglichen, zu unnötigen volkswirtschaftlichen Mehrkosten. Aktuelle Studien kommen zu dem Ergebnis, dass die Ernte der letzten Kilowattstunde volkswirtschaftlich ineffizient ist, da die dadurch entstehenden Mehrkosten für den Netzausbau den Wert der letzten erzeugten Kilowattstunden weit übersteigen. Eine Wirkleistungsbegrenzung bei Wind Onshore auf z. B. 80 Prozent der installierten Leistung führt lt. dena-Studie zu ca. zwei Pro-

zent Energiemengenverlust, spare aber im Ergebnis über 15 Prozent Netzausbauinvestitionen. Eine Wirkleistungsbegrenzung bei PV-Anlagen auf 70 Prozent der Nennleistung führe zu einem Energiemengenverlust von zwei bis drei Prozent.³ Aus Sicht des BDEW wäre es jedoch vor dem Hintergrund erwünschter Anlagenauslegung – insbesondere bei Windkraftanlagen – kontraproduktiv, die Wirkleistung der Einspeisung dauerhaft zu reduzieren.

Der BDEW schlägt daher eine Weiterentwicklung der Netzausbauverpflichtung vor, die einerseits den notwendigen Netzausbau gewährleistet und andererseits dem Netzbetreiber eine strategische und kosteneffiziente Netzausbauplanung ermöglicht, ohne dabei die Investitionssicherheit des Anlagenbetreibers zu gefährden:

1. Netzbetreiber sind berechtigt, bei drohenden Netzengpässen Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen abzuregulieren. Das Netzgebiet eines Netzbetreibers gilt als ausreichend dimensioniert, wenn 97 Prozent der möglichen jährlichen Einspeisemenge aufgenommen werden können.
2. Der Anlagenbetreiber erhält nach Maßgabe der Neuregelung bei Einspeisemanagementmaßnahmen Entschädigungszahlungen (siehe oben 3.2.1)
3. Der Netzbetreiber kann die geleisteten Entschädigungszahlungen nach Maßgabe der Neuregelung zu Entschädigungszahlungen bei Einspeisemanagementmaßnahmen wälzen (siehe oben 3.2.1).
4. Der prozentuale Anteil der jährlich abgeregelten Mengen ist jeweils zum 31. Mai des Folgejahres auf der Basis der EEG-Jahresabrechnung (Testat) zu ermitteln.
5. Übersteigt die abgeregelte Strommenge (Ausfallmenge) innerhalb eines Kalenderjahres jedoch drei Prozent der im Netzgebiet eingespeisten Menge (inklusive der Ausfallmenge) ist der Netzbetreiber zum unverzüglichen Netzausbau verpflichtet. Die so erkannten auszubauenden Netzengpässe sind gemäß den Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten im EEG vom Netzbetreiber zu benennen.

3.3 Nutzung technologiespezifischer Potentiale

3.3.1 Technologiedifferenzierung und Technologieneutralität

Mit Blick auf die oft geforderte Technologieneutralität der zukünftigen Förderung Erneuerbarer Energien spricht sich der BDEW für eine vorläufige Beibehaltung einer gewissen technologischen Differenzierung im Zuge der kommenden EEG-Novelle aus, um auch unterschiedliche technologische Entwicklungsstände und Lernkurven abzubilden.

Andererseits sollte die Zusammenlegung bzw. Streichung einzelner Förderkategorien (z. B. Größenklassen, Boni bei Bioenergie, siehe 2.3.1.) auch im Hinblick auf eine Entbürokratisierung des EEG umgesetzt werden.

Der BDEW spricht sich daher für die Beibehaltung eines ausgewogenen Energiemixes im Bereich der Erneuerbaren Energien aus, nicht zuletzt vor dem Hintergrund des unterschiedli-

³ Jan van Appen (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)), Martin Braun (Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH)), Bastian Zinßer (Universität Stuttgart, Institut für Photovoltaik (ipv)), Dirk Stellbogen (Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung (ZSW)): Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen – Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte, 2012.

chen technischen Potentials der einzelnen Erzeugungstechnologien und der damit einhergehenden Möglichkeiten für die Systemintegration.

3.3.2 Vorhaltung technischer Einrichtungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen

Insgesamt muss die technologische Optimierung der EEG-Anlagen zentraler Bestandteil des zukünftigen EEG sein. Die Marktintegration ist hierfür grundsätzlich das geeignete Instrument. Durch die Wirkung des Marktpreissignals auf den Anlagenbetreiber wird dieser zu einer Wertoptimierung des von ihm erzeugten Stroms angereizt.

Gleichzeitig muss der erforderliche Rollentausch im Zuge der Energiewende auch im Hinblick auf Systemdienstleistungen frühzeitig eingeleitet werden. Hierfür ist zum einen erforderlich, dass Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien die Möglichkeit haben, im Wettbewerb mit anderen Marktakteuren Systemdienstleistungen in gleicher technischer Qualität zu erbringen. Zum anderen gehört dazu eine verpflichtende Ausrüstung der EE-Anlagen mit technischen Komponenten u.a. zur Leistungsregelung, zur Fernsteuerbarkeit und zur Produktion von Blindleistung und Kurzschlussstrom.

3.3.3 Biogas: Neustrukturierung der Förderung von Strom aus Biogasanlagen

Die Erneuerbaren Energien müssen zunehmend Systemverantwortung übernehmen. Der Verstromung von Bio-Erdgas kommt aufgrund der Dargebotsunabhängigkeit dabei eine besondere Bedeutung zu. Im Zusammenhang mit der Förderung der Biomasse im EEG ist daher vor allem seine – im Vergleich zu den fluktuierenden Erneuerbaren Energien – erhebliche Bedeutung als „steuerbarer Energieträger“ zu beachten. Dabei ist eine differenzierte Betrachtung der Bio-Rohgas-Direktverstromung und der Biomethan-Einspeisung sinnvoll. Im Zusammenhang mit der zukünftigen Förderung der Biomasse sind zudem der energiewirtschaftliche Wert der Speicherbarkeit von aufbereitetem Biogas durch die Nutzung der bestehenden Infrastruktur (Erdgasnetz) und die damit verbundene Möglichkeit zur bedarfsgerechten Verstromung sowie das multiple Verwendungspotential von Biogas an der Schnittstelle von Wärme- und Stromanwendungen zu beachten. So kann Biogas auch zur Erreichung der EE-Ziele im Wärmebereich dienen.

Der BDEW unterstützt deshalb die Bundesregierung in ihrem Bestreben, die Einspeisung von Bioerdgas in das Erdgasnetz bis 2020 auf 6 Mrd. bzw. bis 2030 auf 10 Mrd. Kubikmeter pro Jahr zu erhöhen. Aus Sicht des BDEW ist hierfür das Potential aus Reststoffen und nachwachsenden Rohstoffen grundsätzlich ausreichend.

Zur Hebung des Flexibilisierungspotentials der Stromerzeugung aus Biogas ist die Vereinfachung der regulatorischen Rahmenbedingungen allerdings dringend erforderlich. Der BDEW empfiehlt daher zwei Maßnahmen, welche zum einen die Komplexität der Vergütungsstruktur für neue Erzeugungsanlagen reduzieren und zum anderen einen Handel des auf Erdgasqualität aufbereiteten Bio-Erdgases ermöglichen sollen.

3.3.3.1 Optimierung der Vergütungsstruktur

Ein Teil der notwendigen Förderung für Biogas und Bio-Erdgas sollte auf die Anreizung einer bedarfsgerechten Erzeugung abzielen. Das Marktprämienmodell in Verbindung mit der Mengenkottingentierung (siehe Kapitel 4.3) stellt hier die richtigen Weichen für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biogasanlagen. Ebenso wird ein möglicher Kapazitätsmarkt zusätzliche Erlöspotentiale bieten. Entscheidend für diese Flexibilisierung ist jedoch die Möglichkeit zur Nutzung eines Gasspeichers, der die Zwischenspeicherung des im Fermenter produzierten Biogases ermöglicht. Als solcher Gasspeicher bietet sich für Bioerdgas die bestehende Erdgas-Infrastruktur an. Vor diesem Hintergrund sollte aus Sicht des BDEW der Fokus der zukünftigen Förderung im Bereich von Bio-Erdgas auf der Gasaufbereitung in Verbindung mit der Weiterentwicklung der Direktvermarktung liegen. Ein Bonus sollte nur noch für die Gasaufbereitung gezahlt werden, da diese ggü. der Direktverstromung technisch anspruchsvoller und systementlastend ist.

Der BDEW empfiehlt daher, die Vergütungsstruktur zukünftiger Biogasanlagen auf zwei Vergütungsklassen und einen Bonus zu reduzieren.

1. Rohstoffvergütungsklassen:
 - a. Nachwachsende Rohstoffe, Wirtschaftsdünger und pflanzliche Reststoffe,
 - b. Andere Reststoffe (Abstufung nach Leistungsklassen des BHKW, 60% Wärmenutzungspflicht – gültig für Vor-Ort-Anlagen und Biomethananlagen)
2. Gasaufbereitungsbonus.

3.3.3.2 Flexibilisierung des Handels von Bio-Erdgas

Die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Bio-Erdgas setzt die Handelbarkeit des Produktes zwingend voraus.

Mit dem EEG 2012 wurde eine neue Vergütungsstruktur für die Stromerzeugung aus Biomasse eingeführt. Zur weiteren Erschließung von Rest- und Abfallstoffen wurde das Ausschließlichkeitsprinzip beim Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen im Vergleich zum EEG 2009 aufgehoben. Die neue Vergütungsstruktur stellt bei Biogas und Bio-Erdgas auf den jeweiligen energetischen Anteil der für die Gaserzeugung eingesetzten Substrate, entsprechend den durch die Biomasseverordnung vorgegebenen Standardwerten, ab.

Das Ziel der Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips ist es, die Darstellung handelbarer Produkte mit Bio-Erdgas/Biomethan zur bedarfsgerechten Strom- und Wärmeerzeugung sowie eine bessere Erschließung von teilweise bislang nicht nutzbaren Reststoffpotentialen zu ermöglichen. Der Gesetzgeber hat aber in die Begründung zum Gesetzestext des EEG 2012 eine Einschränkung aufgenommen, die sich nicht unmittelbar aus dem Gesetzestext ableiten lässt. In dieser heißt es:

„Eine bilanzielle Aufteilung der verschiedenen Einsatzstoffe auf einzelne hieraus erzeugte Biogasteilmengen zur Verstromung in verschiedenen Stromerzeugungseinheiten ist nicht zulässig (S. 100, BT-Drucksache 17/6071).“

Diese Begründung kann so ausgelegt werden, dass die Gesamtmenge an Bio-Erdgas vor der Stromerzeugung nicht derart in Teilmengen aufgeteilt werden kann, dass an unterschiedliche

Abnehmer Bio-Erdgas verschiedener Zusammensetzung geliefert werden darf. Demnach muss das Bio-Erdgas immer dem individuellen Mischverhältnis aus der jeweiligen Fermenter-Gasaufbereitungs-Kombination, in dem es produziert wurde, entsprechen. Eine Aufspaltung der Erdgasmenge in die einzelnen Vergütungsbestandteile kann erst bei der Verstromung erfolgen.

Für die Biogasbranche stellt diese Auslegung des Verbots der getrennten Bilanzierung jedoch ein schwerwiegendes Handelshemmnis dar. Das Verbot der bilanziellen Teilbarkeit erschwert den Handel mit Biogas/Bio-Erdgas, da mögliche Produkte:

- zu komplex werden und damit für den Kunden nicht verständlich sind (nicht verkäuflich);
- nicht miteinander vergleichbar sind, weil eine unendliche Vielfalt entsteht (nicht handelbar);
- erst im darauffolgenden Jahr bestimmbar/quantifizierbar und so mit sehr hohem wirtschaftlichem Risiko behaftet sind (Die über das Jahr verkaufte Bio-Erdgasqualität wird erst im Nachhinein bestimmt, dies wiederum hat Einfluss auf die Höhe der Förderung bzw. des Preises des bereits verkauften Gases);
- mit hohem Verwaltungsaufwand in jeder einzelnen Handelsstufe belastet werden (Erhöhung der Kosten).

Dies führt zu der Einschränkung, die Biogasanlagen nur mit Rohstoffen einer Vergütungsklasse zu betreiben. So bestehen einige reine Erzeugungsanlagen für Biogas aus Abfallstoffen. Eine Sammlung der Rest- und Abfallstoffe in der Fläche und Cofermentierung ist mit den derzeitigen Regelungen – durch die zwangsläufige Bildung eines anlagenspezifischen Produktes, dessen Wert erst zum Ende eines Jahres bestimmbar wird – praktisch vom Markt ausgeschlossen. In der Folge kann ein hohes Potential an Rest- und Abfallstoffen nicht genutzt werden.

Die Möglichkeit der bilanziellen Teilbarkeit ist daher Voraussetzung für einen Handel mit Produkten - ein Werkzeug zur Handlungsfähigkeit der Akteure. Der BDEW empfiehlt, die getrennte Bilanzierung zuzulassen. Zur Vermeidung von Mitnahmeeffekten ist die Vergütungsstruktur des EEG in Bezug auf Biogasanlagen dabei regelmäßig zu überprüfen und an die aktuellen Rahmenbedingungen anzupassen.

3.3.3.3 Gewässerschutz

Zur Vermeidung von weiteren Gewässerbelastungen mit Nitrat aus landwirtschaftlichen Quellen sollte das landwirtschaftliche Fachrecht ergänzt werden. Der landwirtschaftliche Anbau von Futter- und Nahrungspflanzen und der Energiepflanzenanbau müssen die allgemeinen und gebietsspezifischen Anforderungen des Wasser- und Düngerechtes strikt erfüllen. Notwendig ist es auch, bestehende Defizite in der Durchsetzung des Fachrechtes zu beseitigen, um Fehlsteuerungen im EEG und für den Gewässerschutz zu vermeiden. Die in der EEG-Novelle 2012 verabschiedete Abschaffung des Güllebonus und die Förderung eines breiteren Einsatzstoffspektrums (inkl. einer erforderlichen Begrenzung für bestimmte Energiepflanzen wie Mais) sind Schritte in die richtige Richtung. Der Schutz des Grundwassers und der Trinkwasserversorgung müssen grundsätzlich gewährleistet werden.

3.3.4 Wind Onshore: Beendigung der partiellen Überförderung

Die Windenergie Onshore hat in den vergangenen Jahren große technologische Fortschritte gemacht. Die – unter anderem auf die Marktintegration und die damit verbundene Wirkung des Marktpreissignals zurückzuführende – Entwicklung bei Windkraftanlagen, durch große Rotoren in Verbindung mit kleineren Generatoren gleichmäßiger und bereits bei geringeren Windgeschwindigkeiten Strom produzieren, zählt dazu.

Darüber hinaus ist die Erfüllung der SDLWindV inzwischen „Stand der Technik“, weshalb aus Sicht des BDEW der Systemdienstleistungsbonus (SDL-Bonus) gestrichen werden kann.

Die Förderung der Windenergie Onshore ist an vielen Standorten, insbesondere im Norden Deutschlands, heute zu hoch, da u. a. die technologische Weiterentwicklung der Anlagen zu einer deutlichen Reduzierung der Stromgestehungskosten geführt hat. Korrekturbedarf besteht jedoch nicht für alle Windstandorte: So ist die Förderung von Standorten mit geringer bis normaler Windhöffigkeit weiterhin angemessen. Aus Sicht des BDEW ist dies ein Indiz, dass sich die Wirkung des Referenzertragsmodells zur Abstufung der Förderung von Windkraftanlagen nicht in gewünschtem Maße entfaltet. Der BDEW weist daher auf die bereits erwähnte Möglichkeit der Mengenkottingentierung der geförderten Strommengen hin, wodurch ebenfalls die „Überförderung“ guter Standorte effektiv reduziert wird.

3.3.5 Zielerreichung durch Stabilisierung des Förderrahmens bei Windenergie offshore

Aufgrund der aktuellen Verzögerungen beim Netzanschluss und bei der Klärung von Haftungsfragen sind der Baubeginn und die Investitionsentscheidung bei zahlreichen Projekten verzögert. Darüber hinaus hat die zur Diskussion gestellte Strompreisbremse zu weiteren Unsicherheiten bei den Investoren geführt. Im Ergebnis erfolgt der ursprünglich erwartete Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen (10 GW bis 2020) verspätet – ebenso wie die damit verbundenen Kostensenkungseffekte.

Als Folge kommt hinzu, dass das optionale Stauchungsmodell nach dem EEG 2012 nur noch für Anlagen in Anspruch genommen werden kann, die bis zum 31.12.2017 in Betrieb gehen. Gleichzeitig beginnt ab dem 01.01.2018 eine Degression von sieben Prozent pro Jahr. Die durch äußere Umstände verzögerten Offshore-Projekte laufen nun Gefahr, das Stauchungsmodell nicht mehr nutzen zu können und zudem eine niedrigere EEG-Vergütung zu erhalten. Dies führt zu erheblichen Unsicherheiten seitens der Investoren, die ihre Projekte auf Basis der aktuellen Rahmenbedingungen geplant und bereits Investitionen in zweistelliger Millionenhöhe getätigt haben. Im schlimmsten Fall würden einige der späten Projekte nicht realisiert werden, was zur Folge hätte, dass genehmigte Netzanschlüsse gebaut, jedoch nicht genutzt werden, aber aufgrund der aktuellen Regularien letztendlich vom Stromkunden zu bezahlen wären.

Der BDEW setzt sich für einen stetigen und effizienten Ausbau der Windenergie Offshore ein. Hierbei gilt es, die entstehenden Netzanbindungskapazitäten effektiv und effizient zu nutzen. Hierzu sollte aus Sicht des BDEW das bestehende Stauchungsmodell sowohl kostenneutral gestreckt als auch in seiner Gültigkeit verlängert werden. Darüber hinaus sollten Instrumente

geschaffen werden, die einen möglichst gesicherten und zügigen Ausbau der Offshore Windparks anreizen, um etwaige „Leerstände“ der Netzanbindungen zu minimieren. Dazu würde auch eine frühzeitige Festlegung der Vergütung beitragen, beispielsweise zeitgleich mit der verbindlichen Zuweisung von Anbindungskapazitäten durch die BNetzA.

3.3.6 Photovoltaik: Flächenflexibilisierung für Photovoltaik-Kraftwerke

Im Hinblick auf PV-Anlagen ist grundsätzlich zwischen Auf-Dach-Anlagen und Freiflächen-Solarkraftwerken zu differenzieren. Während Auf-Dach-Anlagen meist schon wegen ihrer Größe nicht über Kommunikations- und Steuerungstechnik verfügen, sind die Ansteuerungsmöglichkeiten von Freiflächen-Solarkraftwerken eher mit denen eines konventionellen Kraftwerks zu vergleichen (Ansteuerbarkeit der Anlagen, Fernüberwachung in Echtzeit, Einstrahlungsmessung, genauere Prognosen).

Perspektivisch könnten Freiflächen-Solarkraftwerke (ebenso wie andere Erzeugungstechnologien) – nach Ergänzung mit Speichern – rotierende Massen durch elektronische Wechselrichter zum Zwecke der Frequenz- und Systemstabilisierung abbilden.

Auch im Hinblick auf den volkswirtschaftlichen Nutzen existieren Unterschiede zwischen kleinen Auf-Dach-Anlagen und Freiflächen-Solarkraftwerken. Zum einen kommen Skaleneffekte bei der Stromerzeugung zum Tragen, so dass Freiflächen-Solarkraftwerke gegenüber relativ kleinen Auf-Dach-Anlagen eine geringere Förderung benötigen und zudem auf die verdeckte Förderung durch den Selbstverbrauch von Strom nicht angewiesen sind. Zum anderen bieten sich hier – ähnlich wie bei Windkraftanlagen – sowohl Bürgerbeteiligungsmodelle an, die ein Teilhaben auch jener Bürger ermöglichen, die nicht über Dachflächen verfügen, als auch Investitionsmöglichkeiten für Energieversorger, die in größere Projekte mit höherem Kapitalaufwand investieren können.

Vor dem Hintergrund der besseren Regelbarkeit von Solar-Freiflächenkraftwerke kann eine Allokation von Freiflächen-Solarkraftwerken jenseits der vorgesehenen Flächenbegrenzungen sinnvoll sein. Deshalb plädiert der BDEW für die Ermöglichung von vor Ort durch die betroffenen Kommunen zu regelnden Ausnahmen im Hinblick auf die bestehenden Einschränkungen (Konversionsflächen, Größenbeschränkungen etc.), soweit das jeweilige Freiflächen-Solarkraftwerk am Netzverknüpfungspunkt technisch eine netzstützende Funktion erfüllt und dadurch Netzausbau sowie damit verbundene Kosten vermieden werden.

3.3.7 Photovoltaik: Beseitigung der im EEG enthaltenen unnötigen Anreize zum Selbstverbrauch

In den letzten Jahren hat der Anteil der Anlagen mit Selbstverbrauch stark zugenommen und liegt bei den Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) aktuell bei über 80% der installierten Neuanlagen. Der Betreiber und „Eigennutzer“ profitiert damit in mehrfacher Hinsicht. Zum einen spart er über den Selbstverbrauch anteilig die EEG-Umlage sowie die auf die selbst erzeugte Menge entfallenden Netzkosten. Mit der Nutzung des selbst erzeugten Stroms profitiert er damit im Vergleich zur gesetzlichen Einspeisevergütung über die Maßen und schwächt die Solidargemeinschaft, da durch die Eigennutzung des Stroms die umlagefähige Letztverbrau-

chermenge, auf welche die EEG-Kosten gewälzt werden, weiter sinkt. Dies gilt in analoger Weise auch für die Netzentgelte.

Der Verbrauch von selbst erzeugtem Strom belastet zudem das Verteilnetz. Die stark schwankende Stromerzeugung aus PV im Zusammenwirken mit dem ebenfalls schwankenden Eigenbedarf der Haushalte führt in nahezu jeder Stunde zur Inanspruchnahme der Verteilnetze, entweder weil Überproduktion abgeleitet oder bei fehlender Eigenerzeugung der Bedarf ausgeglichen werden muss.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass auch Selbstverbraucher auf die (Dienst)Leistungen aus dem Netz zur Absicherung der Stromversorgung und zur Frequenzhaltung angewiesen ist.

Über kurz oder lang entsteht hierdurch ein sich selbst verstärkender Kreislauf, der über einen Anstieg der Strombezugskosten einen gesteigerten Anreiz für weiteren Selbstverbrauch setzt, der wiederum zu einer Minderung der umlagefähigen Letztverbrauchermenge führt.

Ganz grundsätzlich sollten aus Sicht des BDEW die energiewirtschaftlichen Ausnahmetatbestände – und dies betrifft nicht nur das EEG – hinsichtlich Selbstverbrauch und Vermarktung von Strom in räumlichem Zusammenhang kritisch überprüft werden.

3.3.8 Wasserkraft: Nutzung der Potentiale von Wasserkraftanlagen

Aus Sicht des BDEW kommt der Stromerzeugung aus Wasserkraft im Zuge der Energiewende eine große Bedeutung zu, weil sie eine bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ermöglicht und technologiebedingt Systemdienstleistungen erbringen kann.

Der BDEW begrüßt daher das im EEG zum Ausdruck kommende Ziel des Gesetzgebers, die Modernisierung, aber auch den Neubau von Wasserkraftanlagen unter Berücksichtigung von ökologischen Gesichtspunkten anzureizen. Problematisch ist dabei jedoch, dass die gegenwärtige Ausgestaltung des § 23 EEG eine Umsetzung dieser Zielvorgabe nicht ermöglicht. Bestehende Wasserkraftanlagen, aber auch die wenigen sich in der Genehmigung befindlichen Neubauprojekte, sind durch die Forderung zur Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie besonders betroffen, ohne dass dies durch die EEG-Vergütung kompensiert wird.

Der BDEW bekennt sich zu den Zielen der EU-Wasserrahmenrichtlinie. Sollten jedoch die Anforderungen an die ökologische Modernisierung nach § 23 Abs. 2 EEG als Grundlage für die Vergütungszahlung erhalten bleiben, so ist diese um einen ökologischen Bonus zu erhöhen, der die entstehenden Kosten bei den Wasserkraftbetreibern ausgleicht.

3.4 Übergangsregelungen und Umgang mit Bestandsanlagen

Die vorgestellten Maßnahmen sollten aus Gründen des Vertrauensschutzes ausschließlich für neue Erzeugungsanlagen gelten. Unter Umständen könnten einige Regelungen optional auch auf Bestandsanlagen angewendet werden, wenn deren Betreiber dem zustimmen.

3.4.1 Direktvermarktung

Mit Blick auf die Bestandsanlagen sollte ein Wechsel in die Direktvermarktung unter Gewährung einer abgeschmolzenen Managementprämie ermöglicht werden. Die Gewährung dieser Managementprämie – obwohl sie für neue Anlagen ersatzlos entfällt – ist insofern notwendig, weil die Kalkulation der Vergütung von Bestandsanlagen bislang ohne Vermarktungskosten erfolgt. Diese Vermarktungskosten werden erst durch den Wechsel zur obligatorischen Direktvermarktung integraler Bestandteil der Vergütung. Insofern erscheint es gerechtfertigt, den vor der anstehenden EEG-Novelle in Betrieb gegangenen Erzeugungsanlagen, die den Schritt in die Direktvermarktung gehen, einen Zuschlag in Höhe der erwarteten Vermarktungskosten (die ansonsten im Rahmen der Vermarktung durch den Übertragungsnetzbetreiber anfallen würden), zu gewähren. Die Quantifizierung dieser Managementprämie muss auf Grundlage der zu erwartenden Lernkurve im Zuge der Anwendung der Marktprämie erfolgen.

3.4.2 Mengenkontingentierung

Ebenfalls ist denkbar, dass auch für Bestandsanlagen zukünftig das System der Mengenkontingentierung angewendet wird. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass eine Berechnung des zum Zeitpunkt des Wechsels noch bestehenden „Förderkontingents“ erfolgen muss. Dies könnte auf Basis der bisher erzeugten Strommenge und des bisherigen Förderzeitraumes erfolgen. Eine solche Überführung von Bestandsanlagen würde den Anreiz zur Einspeisung in Stunden mit negativen Strompreisen beseitigen und so möglicherweise dazu beitragen, negative Strompreise zu dämpfen.

4 Aspekte zur Weiterentwicklung der Direktvermarktung

Die „Marktintegration“ der Erneuerbaren Energien schließt bis zum Zeitpunkt des Erreichens vollständiger Wettbewerbsfähigkeit nicht die finanzielle Förderung von Erneuerbaren Energien aus. Sie ist vielmehr als Prozess zu verstehen, in dem die Investitionen in und die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zunehmend wettbewerblichen Anreizen beziehungsweise Marktpreissignalen ausgesetzt werden, um die Anlagenbetreiber zu einem systemkompatiblen Verhalten anzureizen mit dem Ziel, eine sichere Stromversorgung mit/ bzw. trotz steigendem Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien möglichst kostengünstig zu gewährleisten. Hierzu muss der Marktpreis eine steuernde Wirkung entfalten.

Beispiel: Im Einspeisevergütungssystem des EEG vor 2012 wirkten Marktpreissignale nur auf sehr wenige Erneuerbare-Energien-Anlagen, nämlich solche, die die Direktvermarktungsoptionen des § 17 EEG 2009 nutzten. Die Einführung des Marktprämienmodells schaffte zunächst auf freiwilliger Basis eine weitere Möglichkeit zur Direktvermarktung, mit der die Differenz zwischen Einspeisevergütung und dem durchschnittlichen Marktwert des Stroms durch die Marktprämie ausgeglichen wurde. Auf diese Weise wirken heute schon die kurzfristigen Marktpreissignale auch auf Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Im Zuge der weiteren Marktintegration Erneuerbarer Energien müssen die Erneuerbaren mehr Systemverantwortung übernehmen. Dazu gehören Bilanzkreisverantwortung und die Erbringung von Systemdienstleistungen. So verstandene Marktintegration ist nicht gleichbe-

deutend mit einer Abschaffung der Förderung Erneuerbarer Energien. Die Marktintegration stellt die Erneuerbare-Energien-Ausbauziele nicht in Frage, sondern ist vielmehr eine wesentliche Voraussetzung, um eine zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil Erneuerbarer zu erreichen.

Von der Marktintegration zu differenzieren ist die Wettbewerbsfähigkeit. Wollte man ohne Förderung einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung erreichen, so müsste der Strom aus diesen Erzeugungsanlagen einen ausreichend hohen Marktwert erzielen. Dies verlangt zum einen eine erhebliche Kostenreduktion bei der Stromerzeugung aus Erneuerbaren, die je nach Technologie unterschiedlich weit fortgeschritten ist. Zum anderen kann der europäische CO₂-Zertifikatehandel zur Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren beitragen, wenn strukturelle Maßnahmen den derzeitigen Angebotsüberschuss im europäischen CO₂-Zertifikatehandel reduzieren.

Im Folgenden werden zentrale Parameter zur Justierung der Marktprämie als Marktintegrationsmodell für Erneuerbare Energien diskutiert.

4.1 Bestimmung der Förderhöhe

Die Höhe der Förderung (sowohl bei einem Investitionskostenzuschuss je kW als auch bei der kWh-basierten Förderung) kann entweder im Rahmen einer administrativen Festlegung (z. B. wie im bisherigen EEG auf Grundlage eines Monitoringberichtes oder durch einen atmenden Deckel) bestimmt oder im Rahmen einer Auktion ermittelt werden. Dabei hat die Art und Weise der Bestimmung der Förderhöhe maßgeblichen Einfluss auf die Fördereffizienz und steuert damit indirekt den Zubau von Erzeugungskapazitäten.

4.1.1 Administrative Festlegung (EEG, außer PV)

In diesem Verfahren wird die Förderhöhe auf Basis eines Monitoringsberichts legislativ festgelegt. Ein solches Verfahren erlaubt im Zyklus von Gesetzesnovellen eine Anpassung von EEG-Vergütungssätzen zur Korrektur etwaiger Fehlentwicklungen – etwa einer Überhitzung oder Abkühlung des Ausbaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Nachteil dieser Methode ist, dass der staatliche Regulator über umfangreiches Wissen über Kostenentwicklung (gleitende ex-post-Prämie) bzw. über Kosten- und Preisentwicklungen (ex-ante-Prämie) verfügen muss.

4.1.2 Atmender Deckel (Photovoltaik im EEG)

Eine Variante der legislativen Festlegung von Vergütungssätzen ist deren Dynamisierung durch die Implementierung eines atmenden Deckels, der die legislative Korrektur von Vergütungssätzen durch einen legislativ vorgegebenen Automatismus ersetzt. Durch ihn wird die Degression des Vergütungssatzes im aktuellen EEG im Bereich der Photovoltaik gesteuert.

Während eine Festlegung der Förderhöhe zur Steuerung des Zubaus der Erneuerbaren Energien im Rahmen von Gesetzesänderungen nur mit vergleichsweise großem Aufwand möglich ist, kann durch das Instrument "atmender Deckel" ein "Einpendeln" des Zubaus ohne

einen zusätzlichen Gesetzgebungsprozess erfolgen, wenn die Degressionsformel dem Verlauf der Kostenentwicklung zumindest ungefähr entspricht. Dagegen ist die Steuerungswirkung im Rahmen eines Auktionsverfahrens (siehe 4.1.3) wesentlich genauer, weil der gewünschte Zubau energieträgerspezifisch ausgeschrieben werden kann.

Aktuell zeichnet sich ab, dass der für Photovoltaik geltende atmende Deckel in 2013 die erwünschte steuernde Wirkung entfalten könnte. Unabhängig davon ist jedoch zu bezweifeln, dass die Einrichtung eines atmenden Deckels für weitere Technologien angesichts längerer Planungshorizonte zielführend ist. So würde beispielsweise ein atmender Deckel für die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen – aber auch bei Freiflächen-Solarkraftwerken – dazu führen, dass Investoren zum Zeitpunkt der Investition nicht antizipieren könnten, wie sich bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ihrer Erzeugungsanlage der Vergütungsanspruch entwickelt.

Angesichts der oben aufgeführten Überlegungen rät der BDEW von der Ausweitung des atmenden Deckels auf andere Technologien ab und empfiehlt eine Prüfung der Vergütungssystematik für Freiflächen-Solarkraftwerke.

4.1.3 Wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe im Wege der Auktion

Mit Blick auf die Fördereffizienz gewährleistet das Auktionsverfahren bei entsprechender Ausgestaltung einen größtmöglichen Wettbewerb zwischen den Bietern. Gleichzeitig erfolgt über die ausgeschriebene Zubaukapazität eine effektive Mengensteuerung. Vor diesem Hintergrund kann davon ausgegangen werden, dass Auktionsverfahren grundsätzlich geeignet sind, neben einer definierten Mengensteuerung auch eine Kosteneffizienz bei der Förderung der Erneuerbaren Energien zu erreichen.

Auf der anderen Seite belegen Erfahrungen in anderen Ländern, dass Auktionsverfahren nicht zwingend zum gewünschten Erfolg führen, sondern – wie alle anderen Steuerungsmechanismen bzw. Förderdesigns - auch Risiken bergen:

1. Übernehmen die Marktteilnehmer – bewusst oder unbewusst – zu hohe Risiken, sinken zwar die Angebotspreise durch eine Reduzierung der Renditen. Andererseits nimmt die Gefahr eines Scheiterns von Projekten bei nicht ausreichenden Vorkehrungsmaßnahmen im Auktionsdesign zu.
2. Auktionsverfahren könnten zu einer Begünstigung solcher Energieversorgungsunternehmen führen, die in der Lage sind, entsprechende Risiken zu beherrschen. Eine unbeabsichtigte Einengung der Marktteilnehmerzahl könnte die Folge sein.
3. Je nach Gestaltung der Auktion könnten Erzeugungsanlagen an ineffizienten Standorten angereizt werden, vor allem dann, wenn zu kleinteilige, räumlich differenzierte Auktionsdesigns gewählt werden sollten.

Aus Sicht des BDEW können Auktionierungen bei intelligenter Gestaltung wichtiger Parameter wie Teilnehmerkreis, Präqualifikation und Investitionspflichten die beschriebenen Risiken beherrschen zum erwünschten Ergebnis führen.

Bei der Implementierung eines solchen Mechanismus in Deutschland ist darauf zu achten, dass Erzeugungsanlagen nicht an ineffizienten Standorten angereizt werden und dass ein Auktionsdesign gewählt wird, das für ausreichend Wettbewerb sorgt. Vor dem Hintergrund der Chancen von Auktionen zur wettbewerblichen und effizienten Ermittlung von Förderhöhen sowie der Steuerung des Zubaus empfiehlt der BDEW, Ausgestaltungsoptionen von Auktionsverfahren in einem ausgewogenen und branchenübergreifenden Dialog unter Zuhilfenahme wissenschaftlicher Expertise zu entwickeln und zeitnah zu implementieren.

4.2 Zeitpunkt der Bestimmung und Granularität der kilowattstundenbezogenen Förderung Erneuerbarer Energien

Mittel- bis langfristig werden Erneuerbare Energien neben den Erlösen am Strommarkt einen zweiten Zahlungsstrom benötigen. Ein solcher zusätzlicher Finanzierungsstrom kann als Prämie im Marktprämienmodell ex ante festgelegt oder ex post als Differenz eines zuvor festgelegten Erlöses abzüglich eines durchschnittlichen Marktwertes (analog Marktprämie 2012) ermittelt werden.

Zur weiteren wettbewerblichen Integration der Erneuerbaren gehört auch die Berücksichtigung langfristiger Preiseinschätzungen im Rahmen der Investitionsentscheidung. Der BDEW spricht sich daher in seinem Zielmodell für die Einführung einer ex ante fixierten Marktprämie aus, durch die Anlagenbetreiber das langfristige Erlösrisiko für die von ihnen erzeugten Strommengen tragen müssten. Gleichzeitig bestehen im BDEW Bedenken gegenüber einer frühzeitigen Umstellung auf eine ex-ante-Festlegung der Marktprämie.

4.2.1 Argumente für die fixierte Marktprämie

Befürworter einer ex ante fixierten Marktprämie argumentieren, im Bereich der Erneuerbaren Energien sei das Marktrisiko derzeit stark eingeschränkt, da die Einspeisevergütung auf Basis einer Vollkostenbetrachtung festgelegt wird. Auch im Marktprämienmodell übernehme der Anlagenbetreiber keine langfristigen Marktrisiken. In diesem Modell mit der gleitenden Marktprämie als Differenz zwischen dem durchschnittlichen Marktpreis im Vermarktungsmonat und der beschriebenen Vollkostenkalkulation trügen die Letztverbraucher das langfristige Marktpreisrisiko.

Dieses Preisrisiko könne nicht dauerhaft durch die Allgemeinheit, sondern müsse mittel- bis langfristig durch die Anlagenbetreiber – den Investor und Renditeempfänger – getragen werden.

Grundsätzlich gehöre zum wettbewerblichen Verhalten auch die Prognose der langfristigen Marktpreiserlöse vor Errichtung einer Erzeugungsanlage. Für eine vollständige Marktintegration Erneuerbarer Energien sei es daher erforderlich, dass auch Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber – wie die Betreiber konventioneller Kraftwerke – das vollständige Marktpreisrisiko für die von ihnen erzeugten Strommengen übernähmen. Dies würde erreicht, wenn der Anlagenbetreiber eine fixe Marktprämie zusätzlich zu seinen Markterlösen erhalte.

Ein weiterer Vorteil der ex ante fixierten Marktprämie bestehe darin, dass in Verbindung mit einer Mengenkottingentierung das Fördervolumen berechenbarer werde.

4.2.2 Argumente für die gleitende Marktprämie

Befürworter der gleitenden Marktprämie weisen hingegen auf den mit der Energiewende einhergehenden Strukturwandel der Energieversorgung und die damit verbundenen regulatorischen Risiken hin, die eine ex-ante-Fixierung der Marktprämie schwierig machten:

1. So bestehe zum einen bis heute kein halbwegs verlässlicher Zubaufpfad für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die Kenntnis über Erzeugungskapazitäten im Markt und deren Einspeiseverhalten sei jedoch von großer Bedeutung für die Prognose von Marktpreisen.
2. Zum anderen entstünden durch die aktuelle Diskussion über ein möglicherweise einzuführendes neues Marktdesign neue Unsicherheiten, die der Kalkulation einer ex ante fixierten Marktprämie entgegen stünden. So könnte die Einführung eines Leistungsmarktes beispielsweise die Markterlöse am Energy-Only-Markt reduzieren.
3. Unklar sei auch die Zukunft des Emissionszertifikatehandels, der bei entsprechender Ausgestaltung ebenfalls Einfluss auf die Preisbildung nehmen könne. Ein Investor müsste antizipieren, ob und in welchem Umfang es zu einer politisch motivierten Verknappung der Zertifikate komme.

Diese – und weitere – regulatorische Risiken trafen zwar in gleicher Weise auch konventionelle Stromerzeugungsanlagen, was einerseits zumindest nicht gegen eine wettbewerbliche Gleichstellung und damit für eine ex ante fixierte Marktprämie spräche. Andererseits gehe es bei der Risikoübernahme nicht um ihrer selbst Willen. Risikoübernahme sei in einer Marktwirtschaft nie Selbstzweck, sondern eine Folge von Wettbewerb, der Effizienzgewinne generieren könne. Da das Ausbauziel im Bereich der Erneuerbaren Energien politisch gesetzt sei, führe eine Übernahme von Preisrisiken nicht automatisch zu einer höheren Effizienz. Anders als auf anderen Märkten sei die Nachfrage vorbestimmt. Insofern gehe es darum, diese Nachfrage möglichst kostengünstig zu erreichen.

Befürworter einer gleitenden Marktprämie argumentieren weiter, dass eine ex ante fixierte Marktprämie nicht dazu führe, dass die Allgemeinheit keine Risiken trage:

Bei der gleitenden Prämie zahlten Verbraucher über die Beschaffungskosten und die Höhe der variablen Prämie immer die Vollkosten. Für sie bestehe lediglich eine Unsicherheit über die Zusammensetzung dieser Vollkosten. Die Finanzierungsumlage (EEG-Umlage) diene dazu, die Differenz zwischen den Strommarkterlösen und den Vollkosten auszugleichen. Bei der fixen Prämie hingegen sei die Höhe der Finanzierungsumlage fix, nicht aber die Gesamtkosten für die Allgemeinheit. Im Erwartungswert seien aber die Gesamtkosten für die Allgemeinheit (Umlage plus Beschaffung) höher. Dies liege daran, dass ein Investor die oben genannten Unwägbarkeiten einpreisen müsste, ganz unabhängig davon, ob sich diese Risiken realisieren. Infolgedessen wäre mit Risikozuschlägen zu rechnen, die u.a. in höheren Zinsen – und damit im Erwartungswert in steigenden Kosten für die Letztverbraucher – ihren Ausdruck finden. Blicke man hingegen bei einer gleitenden Marktprämie, würden diese Risiken nur dann über die EEG-Umlage auf den Letztverbraucher umgelegt, wenn sie sich realisierten. Soweit sich höhere Marktpreise als erwartet einstellten, würde hingegen die Gleitung kostenentlastend wirken. Im Ergebnis entstünden durch die ex ante fixierte Prämie erhebliche

Risiken für die Endkundenpreise, weil der Hedge zwischen EEG-Umlage und Marktpreisen aufgelöst werde.

Eine ex ante fixierte Prämie hebe zudem keine Effizienzpotentiale, die eine gleitende Prämie nicht heben könne. Die kurzfristigen (Dispatch-) Anreize seien bei einer gleitenden Prämie dieselben wie bei einer fixen Prämie – allein die Höhe der Prämie bestimme, ab welchem Niveau negativer Preise auf Einspeisung verzichtet werde. In beiden Fällen würden Anlagenbetreiber stets auch bei negativen Marktpreisen einspeisen bis die Höhe der Marktprämie – unabhängig davon ob ex ante festgelegt oder ex post ermittelt – aufgezehrt sei. In beiden Fällen ließe sich ein effizienter Dispatch durch eine Kombination mit einer entsprechend ausgestalteten Mengenkontingentierung gewährleisten.

4.3 Bestimmung der Fördersystematik

Zu untersuchen ist, ob die derzeitige zeitliche Befristung der Förderung vor dem Hintergrund der in Kapitel 1 genannten Anforderungen die richtigen Signale aussendet oder ob das Erreichen dieser Ziele nicht effizienter durch alternative Optionen für die Förderung unterstützt werden kann. Denkbare Instrumente sind:

1. Zeitliche Befristung der Förderung je kWh (aktuell);
2. Investitionskostenzuschuss je kW;
3. Mengenkontingentierung der Förderung je kWh.

4.3.1 Beabsichtigte Wirkung: Vermeidung der Einspeisung bei negativen Preisen

Bei der bisherigen Festlegung einer kilowattstundenbezogenen Förderung für eine bestimmte Dauer erhält der Anlagenbetreiber den einzigen Anreiz, möglichst viele Kilowattstunden im Förderzeitraum einzuspeisen. Soweit dies im Rahmen der Direktvermarktung erfolgt und er dabei eine Marktprämie erhält, wird der Anlagenbetreiber immer dann ein Interesse haben, von einer Einspeisung abzusehen, wenn der negative Marktpreis die Marktprämie vollständig aufzehrt. Auf diese Weise kann die Marktprämie nur extremen negativen Preisen entgegenwirken.

Bei der Auszahlung der Förderung als Investitionskostenzuschuss oder auch durch die Festlegung einer geförderten Strommenge (Mengenkontingentierung) steht von vornherein fest, welche Förderungsbeträge eine Erzeugungsanlage maximal erhält, sofern die Anlage insgesamt mehr als das geförderte Kontingent produzieren wird. In diesen Fällen könnte ein Anlagenbetreiber davon ausgehen, dass er die ihm zustehende Förderung auch noch zu einem späteren Zeitpunkt in Anspruch nehmen kann. Würde er hingegen unterhalb seiner Grenzkosten einspeisen, würde er auf einen Teil der ihm zustehenden Förderung verzichten müssen. Anlagenbetreiber erhalten so den Anreiz wie alle anderen Anlagenbetreiber im Strommarkt, nur bei Marktpreisen oberhalb ihrer Grenzkosten Strom einzuspeisen.

Anders als bei einer ratierten Auszahlung eines Investitionskostenzuschusses würde bei der Festlegung eines Gesamtkontingents ohne zeitliche Befristung dieser Effekt jedoch noch um den zu erwartenden Barwertverlust durch die spätere Inanspruchnahme der Förderung geschwächt. Hier könnte die zusätzliche Festlegung eines niedrigen Jahreskontingents ne-

ben der Festlegung eines Gesamtkontingents Abhilfe schaffen, da dadurch der Anlagenbetreiber davon ausgehen kann, die ihm „zustehende“ Förderung nicht zu verlieren. In der Folge wird der Barwertverlust auf das laufende Jahr begrenzt und in der Folge vernachlässigbar.

Ebenfalls möglich wäre die Einführung einer entsprechenden Vorschrift, dass kein Förderanspruch für Strom besteht, der in Stunden mit negativen Marktpreisen eingespeist wird. Diese Regelung könnte allerdings erheblichen administrativen Aufwand nach sich ziehen, da sie voraussetzt, dass die Zeitreihen jeder Erzeugungsanlage durch die abrechnenden Netzbetreiber geprüft werden müssen.

4.3.2 Mögliche Wirkung: Reduzierung der Überförderung extrem guter Standorte

Im bisherigen Regime erhält jede Erzeugungsanlage ihre technologie- und teilweise auch größenspezifische Förderung. Unberücksichtigt bleiben dabei die insbesondere im Hinblick auf fluktuierende Energieträger signifikanten Standortunterschiede. Dies führt dazu, dass die gleiche Anlage an einem besseren Standort nicht nur mehr Strom produziert und dadurch mehr Erlöse aus der Vermarktung generiert als an einem schlechteren Standort, sondern dass - trotz vergleichbarer Investitionskosten – diese Mehrproduktion an Strom auch noch gefördert wird. Diesem Effekt wirkt bei Windkraftanlagen das Referenzertragsmodell teilweise entgegen. Allerdings ist die Errichtung einer Windkraftanlage an Standorten, an denen weniger als 82,5 Prozent des Referenzertrags erwirtschaftet werden, durch das Referenzertragsmodell nicht mehr abgedeckt (weil die Förderhöchstdauer von 20 Jahren erreicht ist). Ebenso kann eine Überförderung extrem guter Standorte (mehr als 150 Prozent des Referenzertrags) nicht vermieden werden.

Ein Vorteil der Mengenkontingentierung und des Investitionskostenzuschusses könnte darin bestehen, dass die Überförderung extrem guter Standorte reduziert wird. Durch eine Mengenkontingentierung oder durch einen Investitionskostenzuschuss könnte von vornherein festgeschrieben werden, wie viel Förderung eine Erzeugungsanlage erhält. Die Anreize eines extrem guten Standortes blieben dennoch erhalten, weil das dadurch generierte Mehr an Strom zwar nicht gefördert, aber vermarktet werden kann. An schwächeren Standorten hingegen könnten bei einem Mengenkontingent (mit Gesamtkontingent) oder einem Investitionskostenzuschuss Erzeugungsanlagen errichtet werden, auch wenn der erforderliche Kapitalrückfluss möglicherweise 20 Jahre übersteigt bzw. sich die Stromproduktion für den Rückfluss der Investition in die Länge zieht und der Investor damit einen Barwertverlust hinnehmen muss.

4.3.3 Ausgestaltungsalternativen und Wirkungen

Ob, in welchem Ausmaß und ggf. mit welchen Nebenwirkungen die oben beschriebenen möglichen positiven Auswirkungen zum Tragen kommen, hängt maßgeblich von der Parametrisierung der Alternativen ab.

4.3.3.1 Ratiertlich ausgezahlter Investitionskostenzuschuss

In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass ratiertlich (z. B. monatlich) und zeitlich befristet ein Investitionskostenzuschuss (IKZ) gewährt wird.

Wirkungen:

- Gesamt-Fördervolumen steht fest;
- Fördervolumen pro Jahr steht fest;
- Überförderung extrem guter Standorte wird reduziert;
- Standortvorteile bleiben durch Mehrproduktion an Strom erhalten.
- Anlagenbetreiber erhalten den Anreiz, in Stunden mit Marktpreisen unterhalb ihrer Grenzkosten auf die Einspeisung von Strom zu verzichten.
- Barwertverlust kommt nicht zum Tragen, da die jährlich zu erwartende Förderung bereits im Vorfeld feststeht.
- Abwicklung eines Investitionskostenzuschuss (IKZ) ist einfach
- langfristiges Erlösrisiko wird auf den Anlagenbetreiber übertragen.
- IKZ ist nicht mit dem Marktprämienmodell kompatibel / bzw. würde dieses ersetzen.

4.3.3.2 Gesamtkontingent ohne zeitliche Befristung; kein Jahreskontingent

Je installiertes kW wird die – in Kombination mit dem Marktprämienmodell – förderbare Strommenge festgesetzt. Eine zeitliche Befristung der Förderdauer erfolgt nicht.

Wirkungen:

- Gesamt-Fördervolumen steht fest;
- Jährliche Förderung bleibt offen.
- Überförderung extrem guter Standorte wird reduziert. Der Vorteil guter Standorte besteht im Barwertvorteil durch die schnellere Inanspruchnahme der Förderung sowie den Mehrerlösen durch die Mehrproduktion an Strom.
- Anlagenbetreiber erhalten den Anreiz, in Stunden mit Marktpreisen unterhalb ihrer Grenzkosten auf die Einspeisung von Strom zu verzichten. Dabei kommt allerdings der Barwertverlust zum Tragen. Dies kann dazu führen, dass Erzeugungsanlagen zu Beginn ihrer Förderung auch Marktpreise unterhalb ihrer Grenzkosten in Kauf nehmen.
- Mengenkontingentierung ist kompatibel zum Marktprämienmodell.

4.3.3.3 Gesamtkontingent ohne zeitliche Befristung und niedriges jährliches Kontingent

Je installiertes kW wird technologiespezifisch die – im Rahmen des Marktprämienmodells – förderbare Strommenge festgesetzt. Eine zeitliche Befristung der Förderdauer erfolgt nicht. Daneben wird ein niedriges jährliches Kontingent festgelegt, das nahezu von allen Erzeugungsanlagen erreicht wird.

Wirkungen:

- Gesamt-Fördervolumen steht fest. Die maximale jährliche Förderung wird über das jährliche Kontingent festgesetzt. Auf diese Weise kann ein schnelles Aufbrauchen des Gesamtkontingents und damit eine stärkere (vorgezogene) Belastung des EEG-Kontos vermieden werden.
- Durch die Festsetzung eines niedrigen Jahreskontingents machen sich witterungsbedingte Schwankungen in der Stromerzeugung nicht mehr in Form einer Mehrbelastung der EEG-Umlage bemerkbar.
- An sehr schlechten Standorten wird das Gesamtkontingent langsamer aufgebraucht, was in diesen – seltenen – Fällen einerseits zu einer zeitlichen Verlängerung der Förderdauer und andererseits zu einer schwächeren Belastung des EEG-Kontos führt.
- Eine Überförderung extrem guter Standorte wird reduziert.
- Anlagenbetreiber erhalten den Anreiz in Stunden mit Marktpreisen unterhalb ihrer Grenzkosten auf die Einspeisung von Strom zu verzichten. Dabei kommt aufgrund des niedrigen Jahreskontingents kein Barwertverlust zum Tragen. Erzeugungsanlagen erhalten also unmittelbar bei Erreichen ihrer Grenzkosten den marktlichen Anreiz, auf eine Stromeinspeisung zu verzichten.
- Zu beachten ist, dass ein niedriges jährliches Kontingent trotz der Verbindung mit einem Gesamtkontingent einer Förderkürzung gleichkommt und eine Anpassung der Vergütungssätze erforderlich macht. Der Anreiz, auf eine Einspeisung von Strom in Zeiten von Marktpreisen unterhalb der Grenzkosten zu verzichten, führt zudem dazu, dass EE-Anlagen mit positiven Grenzkosten gravierend weniger Volllaststunden in Betrieb sind. Bei niedrigem Jahreskontingent muss man daher die Soll-Förderung auf das Kontingent umrechnen, wodurch der Satz je geförderter kWh gegenüber heute steigt.
- Ein Barwertvorteil durch eine schnellere Inanspruchnahme der Förderung wird durch Festsetzung eines niedrigen Jahreskontingents verhindert.
- Standortvorteile bleiben lediglich in Form von Mehrerlösen durch die Mehrproduktion von Strom erhalten.
- Die Mengenkontingentierung ist kompatibel zum Marktprämienmodell

4.3.3.4 Jährliches Kontingent und zeitliche Befristung

Eine weitere Alternative besteht in der Implementierung eines zeitlich befristeten jährlichen Mengenkontingents in Verbindung mit dem Marktprämienmodell. Aufgrund der Steuerungswirkung (Abzinsungseffekt) wird hier ebenfalls davon ausgegangen, dass dieses Kontingent so niedrig angesetzt wird, dass nahezu jede Anlage dieses Kontingent erreicht.

- Die maximale jährliche Förderung wird über das jährliche Kontingent festgesetzt.
- Da die Förderung zeitlich befristet wird, steht damit auch das Gesamtfördervolumen fest.
- Auf diese Weise kann ein schnelles Aufbrauchen des Gesamtkontingents und damit eine stärkere (vorgezogene) Belastung des EEG-Kontos vermieden werden.
- Durch die Festsetzung eines niedrigen Jahreskontingents machen sich witterungsbedingte Schwankungen in der Stromerzeugung nicht mehr in Form einer Mehrbelastung der EEG-Umlage bemerkbar.

- An sehr schlechten Standorten wird das Jahreskontingent nicht aufgebraucht, was zu einer schwächeren Belastung des EEG-Kontos führt. In diesen – seltenen – Fällen nehmen Anlagenbetreiber (aufgrund der zeitlichen Befristung) auch nicht mehr die gesamte – ihnen bei Erreichen des Jahreskontingents sonst zustehende – Förderung in Anspruch.
- Die Überförderung extrem guter Standorte wird reduziert. Ein Barwertvorteil durch eine schnellere Inanspruchnahme der Förderung wird durch Festsetzung eines niedrigen Jahreskontingents verhindert.
- Zu beachten ist, dass ein niedriges jährliches Kontingent mit zeitlicher Befristung einer Förderkürzung gleichkommt und eine Anpassung der Vergütungssätze erforderlich macht. Der Anreiz, auf eine Einspeisung von Strom in Zeiten von Marktpreisen unterhalb der Grenzkosten zu verzichten führt zudem dazu, dass EE-Anlagen mit positiven Grenzkosten gravierend weniger Volllaststunden in Betrieb sind. Bei niedrigem Jahreskontingent muss man daher die Soll-Förderung auf das Kontingent umrechnen, wodurch der Satz je geförderter kWh gegenüber heute steigt.
- Standortvorteile bleiben lediglich in Form von Mehrerlösen durch die Mehrproduktion von Strom erhalten.
- Anlagenbetreiber erhalten den Anreiz in Stunden mit Marktpreisen unterhalb ihrer Grenzkosten auf die Einspeisung von Strom zu verzichten. Dabei kommt aufgrund des niedrigen Jahreskontingents kein Barwertverlust zum Tragen. Erzeugungsanlagen erhalten also unmittelbar bei Erreichen ihrer Grenzkosten den marktlichen Anreiz, auf eine Stromeinspeisung zu verzichten.
- Die Mengenkontingentierung ist kompatibel zum Marktprämienmodell jeglicher Ausgestaltung.

4.3.3.5 Weitere Fragen zur Mengenkontingentierung

- a) Wird nach Umstellung auf Mengenkontingentierung noch ein Referenzertragsmodell für Windkraftanlagen (Onshore) benötigt?

Das Referenzertragsmodell für Windkraftanlagen Onshore soll Standortunterschiede zwischen guten und schlechten Standorten ausgleichen und eine Überförderung vermeiden sowie eine sinnvolle regionale Verteilung von Windkraftanlagen gewährleisten. Allerdings hat sich in der Praxis erwiesen, dass es trotz etabliertem Referenzertragsmodell zu Überförderungen gekommen ist.

Das Modell der Mengenkontingentierung kann die standortbezogene „Überförderung“ grundsätzlich reduzieren, weil die geförderte Strommenge unabhängig vom Standort limitiert wird. Standortvorteile bleiben gleichzeitig erhalten, da an ertragreichen Standorten mehr Strom produziert wird, der – wenn auch nicht gefördert – wiederum Markterlöse generiert.

Das vorgeschlagene Modell der Mengenkontingentierung wirkt insofern wie ein IKZ, der unabhängig von etwaigen Markterlösen gewährt wird. Dabei ist denkbar, dass aufgrund sehr guter Standorte in Verbindung mit einer entsprechenden Anlagenauslegung Markterlöse erwirtschaftet werden, die zu einer deutlichen Renditesteigerung führen.

Soweit politisch erwünscht kann diesem Effekt durch eine Abstufung des Mengenkontingents oder durch eine Abstufung der Förderhöhe analog zu einem Referenzertragsmodell begegnet werden. Aus Sicht des BDEW ist dabei jedoch darauf zu achten, dass Standortunterschiede nicht nivelliert werden, weil ansonsten der Anreiz zum Bau von Anlagen an ertragreichen Standorten verloren gehen würde.

Ein Referenzertragsmodell wird mit Einrichtung eines Auktionsmodells hinfällig, soweit dieses durch seine Ausgestaltung Kosteneffizienz gewährleistet.

b) Wie wird im Zuge der Mengenkontingentierung die Förderhöhe berechnet?

Im Fall einer ex ante fixierten und per Auktion ermittelten Marktprämie muss keine Förderhöhe berechnet werden, da diese ja – unabhängig vom tatsächlichen Marktpreisniveau – feststeht.

Erfolgt hingegen eine gleitende Ermittlung der Marktprämie, so stellt sich die Frage, wie im Zuge der Mengenkontingentierung die gleitende Marktprämie bestimmt wird. Möglich wären folgende Varianten:

- Ermittlung der Differenz zwischen dem energieträger- und anlagenspezifischen Marktwert der tatsächlich eingespeisten kWh und dem fiktiven Vergütungsanspruch.
- Ermittlung der Differenz zwischen dem energieträgerspezifischen monatsdurchschnittlichen Marktwert der Monate, in denen eingespeist worden ist, und dem fiktiven Vergütungsanspruch.
- Ermittlung der Differenz zwischen dem energieträgerspezifischen jahresdurchschnittlichen Marktwert und dem fiktiven Vergütungsanspruch

Aus Sicht des BDEW würden die ersten beiden Varianten zu einem erhöhten Abwicklungsaufwand im Zuge der Abrechnung und möglicherweise zu Cherry-Picking auf Seiten der Anlagenbetreiber führen – zumindest dann, wenn Anlagenbetreiber einspeisen und sich aussuchen könnten, die Förderung nur in Stunden mit den niedrigsten Marktpreisen in Anspruch zu nehmen. Dies würde dann die Steuerungswirkung hinsichtlich der Vermeidung von Einspeisungen in Zeiten mit negativen Marktpreisen konterkarieren.

Der BDEW empfiehlt daher die Berechnung der gleitenden Marktprämie als Differenz zwischen dem ex post ermittelten energieträgerspezifischen Marktwert im gewichteten Jahresdurchschnitt und dem fiktiven Vergütungsanspruch auf der anderen Seite. Zur Gewährleistung eines konstanten Finanzierungsstroms erscheint die Zahlung monatlicher Abschläge in Verbindung mit einer Jahresendabrechnung (ggf. rollierende Korrektur) sinnvoll. In diesem Zusammenhang sollte aus Gründen der Rechtssicherheit definiert werden, wie die zu leistenden Abschläge berechnet werden.

c) Wie wird das Mengenkontingent ermittelt / festgelegt?

Hier sind Gesamtkontingent und monetäre Förderhöhe im Zusammenhang zu betrachten. Je kleiner die geförderte Strommenge ausfällt, desto größer muss die Förderung je kWh sein.

Mit Blick auf die Gewährleistung eines effizienten Dispatchs ist darauf zu achten, dass das jährliche Förderkontingent gering ausfällt, um eine Einspeisung bei Marktpreisen unterhalb der Grenzkosten zu vermeiden. Dabei ist aber das Verhältnis von jährlichem Kontingent zum Gesamtkontingent zu beachten, da dadurch die voraussichtliche Förderdauer festgelegt wird.

4.3.3.6 Fazit: Ausgestaltungsoptionen

Bei der Betrachtung der oben beschriebenen Wirkungen wird die ähnliche Wirkungsweise von IKZ und Mengenkontingentierung deutlich. In beiden Grundalternativen wird die Einspeisung von Strom unterhalb der Grenzkosten durch marktliche Anreize vermieden. Dabei ist zu beachten, dass diese erwünschte Wirkung durch ein Gesamtkontingent ohne (niedriges) Jahreskontingent um den Abzinsungseffekt geschwächt wird. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden von einem (niedrigen) Jahreskontingent ausgegangen.

IKZ und Mengenkontingentierung (niedriges Jahreskontingent) wirken in mehrfacher Hinsicht ähnlich:

- Sie vermeiden in gleicher Weise die Überförderung extrem guter Standorte ohne wettbewerbsgerechte Standortvorteile (Mehrproduktion von nicht gefördertem Strom) zunichte zu machen.
- In beiden Fällen ist die jährliche Belastung des EEG-Kontos witterungsbedingten Schwankungen (Wind /Sonne) nicht mehr ausgesetzt und wird damit besser prognostizierbar.
- In beiden Fällen erhalten Anlagenbetreiber marktliche Anreize, auf eine Stromeinspeisung in Stunden mit negativen Marktpreisen zu verzichten. Beim IKZ trägt der Anlagenbetreiber – ähnlich einer ex ante definierten Marktprämie – das langfristige Erlösrisiko, während eine Mengenkontingentierung sich grundsätzlich mit einer gleitenden Marktprämie kombinieren ließe.

Angesichts der Überlegungen in Kapitel 4.2, empfiehlt der BDEW daher die Implementierung einer jährlichen Mengenkontingentierung der förderbaren Strommenge in Verbindung mit dem Marktprämienmodell.

Ein solches (niedriges) Jahreskontingent der förderbaren Strommenge könnte entweder zeitlich oder durch ein Gesamtkontingent der förderbaren Strommenge befristet bzw. begrenzt werden. Während mit der zeitlichen Befristung der Vorteil einer klaren Definition des Förderendes verbunden ist, könnte ein Gesamtkontingent in Verbindung mit einem niedrigen Jahreskontingent die Investitionssicherheit erhöhen und Überförderung extrem guter Standorte reduzieren.

Zudem spricht sich der BDEW für die Einführung einer Mengenkontingentierung der förderbaren Strommenge mit einem niedrigen Jahreskontingent aus, wobei das Förderende durch das Erreichen eines zuvor definierten Gesamtkontingents definiert werden soll.

4.4 Technologiedifferenzierung versus Technologieneutralität der Förderung

Wissenschaftliche Analysen zeigen, dass die Technologieneutralität der Förderung Erneuerbarer Energien einen effizienzsteigernden Wettbewerb zwischen den geförderten regenerativen Energieträgern unterstützt, der einen wichtigen Kostenhebel darstellt. So ist im Rahmen einer technologieneutralen Förderung zu erwarten, dass stets die kostengünstigste Technologie – derzeit vor allem Wind Onshore – weiter ausgebaut würde. Dies hätte zwei mögliche Konsequenzen:

1. Bei einem für diese kostengünstige Technologie angemessenen Vergütungssatz würden Erzeugungstechnologien, die heute noch teuer, aber für die Zukunft vielversprechend sind (zum Beispiel Windkraft auf See, Biogas, etc.), im Rahmen des EEG nicht weiterentwickelt.
2. Bei einem höheren technologieneutralen Fördersatz käme es zu einer Überförderung der kostengünstigsten Variante mit der wahrscheinlichen Folge, dass diese weiterhin einseitig ausgebaut würde, solange nicht Standortknappheiten und ähnliches begrenzend wirken.

In beiden Fällen entstünde letzten Endes ein Erneuerbare-Energien-Kraftwerkspark, der für die Übernahme echter Systemverantwortung nicht geeignet ist.

Aus diesem Grund spricht sich der BDEW für die Beibehaltung von technologiespezifischen Förderhöhen und Anforderungen aus – grundsätzlich müssen jedoch bestehende Potentiale zur Reduzierung der Förderkategorien gehoben werden.

Ansprechpartner:

BDEW-Pressestelle

Frank Brachvogel

Tel. 030 / 300 199 - 1160

presse@bdew.de