

# Vision und Augenmaß. Zur Reform des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Thesen zum Fachgespräch „Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?“  
von Agora Energiewende am 13. Februar 2013

Dr. Felix Chr. Matthes, Öko-Institut, [f.matthes@oeko.de](mailto:f.matthes@oeko.de)

## Der größere Rahmen

(1) Die Bewertung des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die Einordnung des Veränderungsbedarfs bzw. der sinnvollen Veränderungsoptionen sind entscheidend davon abhängig, aus welcher Perspektive diese Diskussionen geführt werden. Bilden die Ausbauziele für erneuerbare Energien für die nächsten 10 bis 15 Jahre den entscheidenden Referenzrahmen, so können sich (grundlegend) andere Einordnungen, Bewertungen und Ergebnisse ergeben als für den Fall, dass auch der längerfristige Übergang zu einem sehr weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden, CO<sub>2</sub>-freien Stromversorgungs- bzw. Energiesystem eine entscheidende Rahmenbedingung darstellt.

Für die nachfolgenden Überlegungen bilden die Ziele des deutschen Energiekonzepts von 2010/2011

- Minderung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 40% bis 2020 sowie 80-95% bis 2050;
- Ausbau des Anteils der regenerativen Stromerzeugung auf mehr als 35% bis zum Jahr 2020 sowie mehr als 80% bis 2050

sowie die entsprechenden Ziele der Europäischen Union

- Minderung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 20-30% bis 2020 und 80-95% bis 2050

den Referenzrahmen für die Entwicklung eines auch langfristig tragfähigen bzw. konsistenten Strommarktdesigns, in dem der Flankierungsrahmen für die erneuerbaren Energien mittel- und langfristig aufgehen sollte.

(2) Unter Maßgabe dieser Ziele und mit Blick auf die (absehbaren) Potenzialgrenzen bzw. Restriktionen für die Nutzung erneuerbarer Energien

- ist es nur schwer vorstellbar, dass eine der Optionen Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft oder Fotovoltaik (sowie in gewissen Grenzen auch die Biomasse-Stromerzeugung) *keinen* signifikanten Beitrag zum Portfolio der regenerativen Stromerzeugung erbringen müsste;
- werden vor allem kurz- und mittelfristig konventionelle Kraftwerke, verbraucherseitiges Lastmanagement und der internationale Stromverbund die entscheidenden Flexibilitätsoptionen für das Stromversorgungssystem bilden;
- werden vor allem mittelfristig unkonventionelle Flexibilitätsoptionen (Power-to-Heat, Power-to-Chemicals) erhebliche Flexibilitäten im Stromversorgungssystem erschließen können;
- werden in einem Stromversorgungssystem mit starken CO<sub>2</sub>-Emissionsrestriktionen vor allem mittel- bis langfristig Speicher als zusätzliche Flexibilitätsoptionen den entsprechenden Beitrag konventioneller Kraftwerke schrittweise ersetzen müssen;

- wird das zukünftige Stromversorgungssystem aus einer Vielzahl von sowohl sehr dezentralen bzw. verbrauchsnahe als auch eher zentralen bzw. verbrauchsfernen Erzeugungsoptionen bestehen, die über Infrastrukturen und Makro-Optimierung integriert werden müssen.

Der Flankierungsrahmen für erneuerbare Energien wird damit einerseits eine erhebliche Breite der erwartbaren Erzeugungsoptionen berücksichtigen müssen, kann aber zukünftig auch nicht mehr losgelöst von den nicht-regenerativen Komplementär- bzw. Flexibilitätsoptionen sowie einer Gesamtoptimierung diskutiert werden.

(3) Dies gilt umso mehr in einer Phase, in der die erneuerbaren Energien den Nischenbereich verlassen und zunehmend beginnen, das Stromversorgungssystem zu prägen. Nachdem in der ersten Phase für die Förderung der regenerativen Stromerzeugung v.a. Technologieentwicklung und Kostenreduktion im Vordergrund stand, werden in den folgenden Phasen auch Koordinations- und Integrationsaspekte an Bedeutung gewinnen müssen.

(4) Bei allen Unsicherheiten im Detail und v.a. für die mittel- und langfristige Entwicklung lassen sich die wesentliche Eigenschaften des zukünftigen Stromversorgungssystems vergleichsweise robust beschreiben

- es ist gekennzeichnet und geprägt durch sehr kapitalintensive Erzeugungsoptionen (v.a. Wind- und Solarkraftwerke, wenig ausgelastete konventionelle Kraftwerke, Speicher etc.)
- es ist gekennzeichnet durch einen hohen Infrastrukturbedarf (Netze, Speicher etc.);
- es ist gekennzeichnet durch einen sehr hohen Koordinationsbedarf, zwischen sehr unterschiedlichen Optionen auf der Angebots- und Nachfrageseite, bei gleichzeitig sehr hoher Anlagen- bzw. Betreiber Vielfalt und schließlich sowohl mit Blick auf den Anlagenbetrieb als auch die Investitionsentscheidungen;
- es ist gekennzeichnet durch einen sehr hohen Anteil dargebotsabhängiger Stromerzeugungsoptionen, vor allem der Wind- und Solarstromerzeugung.

(5) Gerade mit Blick auf diese Entwicklungen bleibt festzuhalten, dass eine Integration erneuerbarer Energien in die heutige Ausprägungsform des Strommarktes grundsätzlich nicht möglich sein wird. Wenn die heutigen Strommengen- (Energy only-) Märkte mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit nicht einmal eine nachhaltige ökonomische Basis für das konventionelle Stromerzeugungssegment bilden kann, werden über diese Märkte auch und gerade für Investitionen in erneuerbare Energien keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können.

(6) Für die Identifikation sinnvoller Reformstrategien ist es unabdingbar, sich hinsichtlich zweier Grundfragen zu vergewissern:

- Sollen die unterschiedlichen Koordinationsaufgaben v.a. über Preissignale adressiert werden oder wird davon ausgegangen, diese schwerpunktmäßig über andere Regulierungsmechanismen zu lösen?
- Sollen das Stromversorgungssystem und die unterschiedlichen Finanzierungs- und Koordinationsmechanismen grundsätzlich und strukturell segmentiert werden (beispielsweise entlang der Grenzlinien erneuerbare/konventionelle oder dargebotsabhängige/einlastbare Stromerzeugung) oder soll vorzugsweise versucht werden, einen zumindest strukturell umfassenden Rahmen zu schaffen?

Mit Blick auf diese Fragen bilden zwei Grundpositionen den Ausgangspunkt für die nachfolgenden Überlegungen:

- Die Koordinationsaufgaben für Betriebs- und Investitionsentscheidungen im zukünftigen Stromversorgungssystem sollten soweit wie möglich auf Preissignale und damit auf Entscheidungsprozesse im Kontext dezentraler Risikoüberlegungen abstellen.
- Es ist anstrebenswert, in der Perspektive ein einheitliches Marktdesign für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien sowie die verschiedenen (heute teilweise noch dominierenden und zukünftig eher komplementären) Flexibilitätsoptionen zu schaffen.

Diese Ausgangshypothesen sind zweifelsohne nicht die einzig möglichen. Es ist sowohl ein sehr weitgehend durchreguliertes bzw. durchgeplantes Stromversorgungssystem vorstellbar<sup>1</sup> als auch ein stark technologiefokussiert ausgerichtetes System- und Marktdesign. Gerade im Lichte der bisherigen Erfahrungen mit (Innovations-) Erwartungen und Realitäten bilden jedoch möglichst dynamische Anpassungsmechanismen mit gleichzeitig starker Innovationsausrichtung den wahrscheinlich besten Ansatz, die von möglichst allen Akteuren und in einem möglichst großen Optimierungsraum reflektiert werden müssen. Zumindest steht hinter den nachfolgenden Überlegungen die Grundüberzeugung, dass es alle Anstrengungen wert ist, diese Strategie zu verfolgen und die Alternative allenfalls als Rückfalloption anzusehen.

(7) Gleichzeitig liegt den Vorschlägen aber auch die Einschätzung zugrunde, dass ein nachhaltiger Übergang nicht schlagartig, sondern nur in einem schrittweisen Veränderungsprozess vollzogen werden kann, der auf Bestehendes aufbaut und dieses mit einer klaren Vision anpasst bzw. weiterentwickelt. Im Rahmen dieses schrittweisen Veränderungsprozesses bildet dabei die Initiierung von Lernprozessen auf Seite der Regulierer, aber auch bei Anlagenbetreibern und -investoren ein entscheidendes Kriterium bzw. eine zentrale Erfolgsbedingung. Letztlich geht es bei den aktuellen Erfordernissen zur Umgestaltung des Strommarktdesigns sowohl um eine schrittweise, lernorientierte Weiterentwicklung des Marktdesigns für das konventionelle Erzeugungssegment als auch um eine schrittweise, lernorientierte Weiterentwicklung des heutigen Flankierungssystems für die regenerative Stromerzeugung.

## **Zur Bewertung der aktuellen Flankierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)**

(8) In der Gesamtsicht ist die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das EEG ein Erfolg:

- der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung hat – auch strukturell – inzwischen alle Erwartungen übertroffen;
- vor allem für die Wind- und Solarstromerzeugung hat der Ausbau zu signifikanten Kostensenkungen geführt, v.a. wenn diese mit den Kostenentwicklungen bei konventionellen Kraftwerken (seit 2000 sind die Kosten hier um 70% gestiegen) verglichen werden;
- es konnte eine Vielfalt von (neuen) Investoren, Betreibern und Finanzierungsinstitutionen für dieses Teilsegment der Stromversorgung erschlossen werden, die eine erhebliche Robustheit dieses Segments sichert.

---

<sup>1</sup> Vgl. dazu die aktuellen Diskussionen um Bundesländer-Vorgaben oder Zulassungskataster für die Neuerrichtung von regenerativen Stromerzeugungsanlagen.

(9) Dieser mehrdimensionale Erfolg ist vor allem das Resultat von vier Regelungen im derzeitigen EEG

- dem Einspeisevorrang;
- der Abnahmegarantie;
- der kostenorientierten Festvergütung über einen langen Zeitraum;
- dem hohen Vertrauen in einen budgetunabhängigen Finanzierungsmechanismus.

Das EEG hat dadurch – auch im internationalen Vergleich und bei technologiedifferenzierter Analyse – zu sehr niedrigen Risikozuschlägen bei Investitionen in erneuerbare Energien geführt, vor allem weil

- das Erlöshöhenrisiko,
- das Erlösdauerrisiko sowie
- das Vermarktungsrisiko

minimiert wurden. Diese verschiedenen Risikodimensionen sollten bei der Bewertung von Veränderungen des Flankierungsrahmens berücksichtigt werden.

(10) Für das derzeitige EEG sind jedoch auch signifikante Fehlfunktionen bzw. -entwicklungen festzuhalten, die zumindest teilweise im Zuge des weiteren Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung noch erhebliches Problempotenzial entfalten können:

- die Anpassungsmechanismen für die Vergütungssätze haben im Zeitraum 2010/2011 im Bereich der Fotovoltaik gravierend versagt, ein nicht unerheblicher Teil der heutigen EEG-Umlage (ca. 0,5 ct/kWh) wird langfristig dadurch belastet;
- vor allem im Bereich der Biomasseverstromung, aber auch für die geothermische Stromerzeugung haben sich die Erwartungen erheblicher Kostenreduktionen nicht erfüllt, diese sind auch weiterhin nicht absehbar;
- die mit dem EEG etablierten Anreizmechanismen führen zur Maximierung der Stromerzeugung, aber nicht zur Maximierung des Wertes der Stromerzeugung im Gesamtsystem (besonders eklatant ist dies für die Biomasseverstromung) bzw. des Wertes der Anlagen für das Gesamtsystem (Kapazitätsbeiträge);
- einige Regelungen, im Wesentlichen für die Fotovoltaik, verschieben die Investitions- und Betriebsoptimierung – im Rahmen eines fehlverstandenen Leitbilds der „Marktintegration“ – in die Mikro-Optimierung des Eigenverbrauch-Bilanzraums, was zumindest für mit erheblichen Mitteln der Allgemeinheit unterstützte Stromerzeugungsoptionen nicht sinnvoll ist, wenn diese im Rahmen einer Makro-Optimierung höhere Werte schaffen können;
- eine Reihe von Fehlparametrisierungen des Systems (Managementprämie für das sog. Marktprämienmodell, Referenzertragsmodell für die Windstromerzeugung) führen zu signifikanten Mitnahmeeffekten, denen kein adäquater Mehrwert gegenüber steht;
- die Umlageregulungen reflektieren die Netto-Belastungen durch die EEG-Förderung (in der Gesamtsicht von – kostensenkenden – Strommarkteffekten und – kostentreibenden – Umlagevolumina) nicht (mehr), entsprechende Umverteilungsmechanismen machen inzwischen mehr als ein Fünftel der EEG-Umlage aus;
- die Risiken des Systems werden insgesamt asymmetrisch, d.h. zu Lasten eines (schrumpfenden) Teils der Stromverbraucher und zu Lasten der nachfolgenden Investorenkohorten verteilt, die Anlagenerrichter oder -betreiber sind in keinerlei Mechanismus eingebunden, der die Systemwirkungen ihrer Anlagen rückkoppelt;

- das System ist mit einer Vielzahl von Vergütungs-differenzierungen und Boni insgesamt überkomplex und unübersichtlich geworden.

(11) Auch wenn die Kostenfrage des EEG in den aktuellen energiepolitischen Debatten im Vordergrund steht, muss darauf hingewiesen werden, dass die bisherigen Kosten des Ausbaus sich in einem sehr überschaubaren Rahmen halten, wenn die Sondereffekte aus dem Systemversagen bei der Fotovoltaik in 2010/2011, die erheblichen preissenkenden Effekte des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den Großhandelsmärkten, die allgemeine Entwicklung auf den Strommärkten (z.B. als Folge der aktuellen Erosion des EU-Emissionshandelssystems), die Trends auf den Anlagenmärkten für konventionelle Kraftwerke (massive Kostensteigerungen), die unangemessen hohen Umverteilungseffekte zugunsten der privilegierten Stromverbraucher bzw. der Eigenerzeugung von Strom mit in Betracht gezogen werden. Die Fokussierung der energiepolitischen Debatte auf die EEG-Umlage als Steuerungsindikator und die Ausblendung der o.g. Faktoren ist weder angemessen noch sinnvoll.

(12) Trotz aller Erfolge entsteht aus den problematischen Effekten des EEG die Notwendigkeit einer zügigen Reform des Systems:

- Der nicht wertorientierte Anlagenbetrieb der (einlastbaren) EEG-Anlagen vergrößert die Inflexibilitäten des Gesamtsystems, bei gleichzeitig steigendem Flexibilitätsbedarf. Je später Flexibilitätsanreize gesetzt werden, umso höher werden die Kosten der für nachträgliche Flexibilisierung notwendigen zusätzlichen Anreizsysteme.
- Die Flankierung der zwischenzeitlich auf sehr unterschiedlichem Entwicklungsstand befindlichen Technologien (Onshore-Wind und Fotovoltaik auf der Lernkurve weit fortgeschritten, Offshore-Wind am Anfang der Lernkurve, Biomasse und Geothermie mit bisher und absehbar sehr beschränkten Lernkurveneffekten) nach einem Einheitsmodell (kostenorientierte Garantievergütung über 20 Jahre) ist nicht länger sinnvoll.
- Die längerfristigen Folgekosten der verschiedenen Optionen (v.a. hinsichtlich der mittel- bis langfristig entstehenden Speichernotwendigkeiten für Kraftwerksoptionen mit sehr unterschiedlichen Erzeugungsprofilen) müssen stärker berücksichtigt werden.
- Es ist schließlich nicht davon auszugehen, das 15 Jahre nach der Liberalisierung des deutschen Strommarktes (im Rahmen europäischer Liberalisierungsverpflichtungen), d.h. nach dem Abschied vom Cost-plus-Ansatz in der Stromwirtschaft, signifikante Aufkommensanteile im Stromversorgungssystem weiterhin unproblematisch auf Basis kostenorientierter Garantieeinkommen finanziert werden können.

Sowohl aus wirtschaftlichen, wie auch aus politischen und (europa-) rechtlichen Gründen kann eine über Detailanpassungen hinausgehende Reform des EEG nicht mehr beliebig lange hinausgezögert werden.

## **Ansatzpunkte für die Reform des EEG**

(13) Ein fundamentaler Systemwechsel bei der Förderung der regenerativen Stromerzeugung (z.B. hin zu Quotenmodellen in ihren unterschiedlichen Ausprägungsvarianten) ist weder sinnvoll noch notwendig, zu groß wäre der Vertrauensverlust, zu groß die Folgeschäden und zu fraglich die postulierten Vorteile:

- Der kurzfristige Übergang zu Systemen, die die Risiken bzgl. Einkommenshöhe, Einkommensdauer und Vermarktung allein bei den Investoren bzw. Betreibern von regenerativen Erzeugungsanlagen verorten, wird zu erheblichen Risikozuschlägen und einem Verlust an Vielfalt im Spektrum der Investoren und Betreiber führen.
- Bei der Einführung von Einheitspreissystemen kann keineswegs davon ausgegangen werden, dass sich bei ehrgeizigen Ausbaupfaden ein Markträumungspreis auf Basis vergleichsweise preiswerter Optionen wie Onshore-Windenergie ergibt. Hier können sich in der Kombination von (Grenz-) Preisen und Mengen erhebliche Kosten ergeben, die die Hoffnung auf massive Kostenentlastungen wahrscheinlich enttäuschen werden.
- Nennenswerte Kostenreduktionen (d.h. in der Größenordnung von 15% oder weniger) lassen sich zum derzeitigen Stand letztlich nur durch die Begrenzung der regenerativen Stromerzeugung insgesamt oder durch eine explizite bzw. implizite Bereinigung des Technologieportfolios erreichen. Effektiv würde aber z.B. ein faktischer Ausschluss der Offshore-Windkraftenerzeugung einerseits den bevorstehenden Innovations- und Kostensenkungsprozess unmöglich machen und andererseits ausblenden, dass gerade Technologien wie Offshore-Windenergie den zukünftigen Speicherbedarf und damit eine wesentliche Systemkostenposition wesentlich begrenzen helfen können.
- Die Konzentration der Investitionen auf sehr ertragreiche Standorte wird die Herausforderungen im Bereich der Netzinfrastruktur nochmals verschärfen und gerade im Bereich der Compliance-Regelungen für Quotenmodelle etc. zu sehr komplexen Mechanismen führen müssen.

Jenseits aller politischen Hürden für eine (schnelle) Radikalreform des Flankierungssystems für die erneuerbaren Energien sprechen damit auch gewichtige materielle Aspekte gegen ein solches Vorhaben.

(14) Vor diesem Hintergrund und unter Maßgabe der grundlegenden Ausgangsüberlegungen gemäß Tz. 6 und 7 sollten die folgenden Aspekte den Rahmen für eine zielführende Reform des EEG bilden:

- In einem durch Kapitalkosten geprägten System werden unter den realistisch absehbaren Rahmenbedingungen nur Einkommensströme für die Bereitstellung von Kapazitäten eine belastbare Grundlage für Investitionen bilden können. Dies gilt sowohl für das konventionelle Stromerzeugungssegment als auch für Speicher als auch für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien.
- Das an der Strombörse erzeugte Knappheitssignal bzw. die Inwertsetzung der Stromerzeugung zum jeweiligen Zeitpunkt ist ein unverzichtbares Steuerungsinstrument für die Koordination des Gesamtsystems. Dies gilt in jedem Fall für alle einlastbaren Stromerzeugungsoptionen, im Fall negativer Strompreise jedoch auch für den Betrieb bzw. die Abregelung von Wind- und Solaranlagen. Eine Berücksichtigung des Werts des (zukünftig) erzeugten Stroms kann jedoch auch Investitionsentscheidungen in den Bereichen Wind und Solarenergie (Verhältnis von Rotorfläche zu Generatorleistung, Ausrichtung der Solaranlagen etc.) im Sinne einer Gesamtoptimierung des Systems sinnvoll beeinflussen. In jedem Fall müssen jedoch Einkommensströme, die ggf. über eine direkte oder indirekte Kopplung von Wind- und Solaranlagen an den Strommengenmarkt entstehen, auch für die Bewertung des Finanzierungsbedarfs von Investitionen berücksichtigt werden.

- Angesichts der vielfältigen Probleme, die sich bisher aus der faktischen Privilegierung des Eigenverbrauchs bzw. der weitflächigen Existenz von Einheitstarifen ergeben, die keine zeitlich aufgelösten Knappheitssignale an die Verbraucher vermitteln, ist es für die anstehenden Reformen zunächst wenig sinnvoll, Anreize für die Optimierung von Investitionen für den Eigenverbrauch bzw. ähnlich kleinteilige Bilanzkreise anzureizen.
- Eine Weiterführung des Einheitsmodells für die Flankierung von Biomasse, On- und Offshore-Wind, Fotovoltaik, Wasserkraft und Geothermie ist vor allem angesichts des sehr unterschiedlichen Innovationsstandes dieser Technologiegruppen nicht sinnvoll.
- Das Flankierungsmodell für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sollte hinsichtlich der Differenzierung innerhalb der einzelnen Technologiegruppen deutlich vereinfacht werden.
- Auch mit Blick auf die Risikoverteilung sollte eine schrittweise Veränderung des Risikoprofils erfolgen, wobei vor allem die (teilweise) Übernahme des Erlöshöhenrisikos durch die Investoren bzw. Betreiber sowie die Übernahme des Vermarktungsrisiko bei Großanlagen im Vordergrund stehen sollte und v.a. das Erlösdauerisiko durch den Fortbestand langfristiger Regelungen (für Kapazitätszahlungen) sowie das Vermarktungsrisiko für Kleinanlagenbetreiber minimiert bleiben sollte.

(15) Für die längerfristige Perspektive ergäbe sich damit eine Konvergenz zwischen dem konventionellen und dem erneuerbaren Stromerzeugungssegment in Richtung eines Marktdesigns, das aus Erlösströmen für gesicherte Kapazität, CO<sub>2</sub>-freie Kapazität, Stromerzeugung und Systemdienstleistungen besteht:

- Der bisherige Strommengen- (Energy only-) Markt für die konventionelle Stromerzeugung und Speicher würde schrittweise ergänzt durch (fokussierte) Kapazitätsmärkte mit längerfristigen Kapazitätszahlungen für die im Kontext der Versorgungssicherheit aktuell bis mittelfristig relevanten Marktsegmente (Begrenzung der Stilllegung von Altanlagen, Schaffung einer ökonomischen Basis für flexible Neuanlagen, Einbeziehung der Nachfrageseite).<sup>2</sup>
- Das bisherige System von langfristigen Garantievergütungen für erneuerbare Energien würde schrittweise überführt in längerfristige berechenbare Zahlungsströme für die Bereitstellung von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten und durch Vergütung der aktuellen Stromerzeugung nach dem an der Strombörse ermitteltem Wert des Stroms.

Perspektivisch werden beide Reformvorhaben integriert werden müssen. Mit Blick auf die notwendigen Erfahrungen und die jeweils nicht unerhebliche materielle, rechtliche und politische Komplexität wäre eine Integration der beiden Reformvorhaben zumindest für die nächste Weiterentwicklungsstufe verfrüht. Gleichwohl ist bleibt es extrem wichtig, beide Reformen mit klarem Blick auf die notwendige Konvergenz der Marktstrukturen zu konzipieren.

(16) Die Erhaltung des Einspeisevorrangs sowie die Beibehaltung – strukturell veränderter – Einspeise- bzw. Kapazitätsvergütungen über längere Frist bildet den Ausgangspunkt der hier skizzierten Reform. Vor dem Hintergrund der bisher (bei Regulierern, Investoren und Betreibern) nicht sehr breiten Erfahrungen mit einem Marktdesign, das einerseits durch die

---

<sup>2</sup> Vgl. hierzu Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, Raue LLP (2013): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. <http://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>

Kombination dieser verschiedenen Einkommensströme und andererseits durch hohe Anteile erneuerbarer Energien im allgemeinen sowie Wind- und Solarstromerzeugung im speziellen gekennzeichnet ist, sollten für die nächsten Stufen der EEG-Reform klare Prioritäten gesetzt werden. Dabei sollten vor allem den folgenden Aspekten eine besondere Rolle zukommen:

- die deutliche Vereinfachung der Flankierungstatbestände,
- die Revision der Umverteilungsmechanismen bei der Umlage der EEG-Kosten, v.a. bezüglich der Privilegierungstatbestände,
- die Einführung von Zahlungsströmen, die sich am Knappheitssignal der Strombörse orientieren.

Darüber hinaus könnte die Umstellung des verbleibenden Teils der Einspeisevergütungen auf sinnvoll ausgestaltete Kapazitätszahlungen (bei weiterhin langer Laufzeit) erfolgen, die im nächsten Reformschritt in wettbewerblich ermittelte Kapazitätszahlungen (ebenfalls mit längerer Laufzeit) überführt werden können.

(17) Hinsichtlich des konkreten Reformbedarfs in diesem Kontext ergeben sich auf Basis des derzeitigen EEG die folgenden Reformschritte:

- Die Vergütungstatbestände im Bereich der Biomasseverstromung sollten deutlich verringert werden, vor allem die hochpreisigen Vergütungsfälle sollten ganz gestrichen werden.
- Die Vergütung für die Stromerzeugung auf Basis Biomasse, Wasserkraft und Geothermie sollte auf eine jährliche Zahlung für die installierte Kapazität sowie eine variable Vergütung umgestellt werden. Die Kapazitätszahlung würde für einen längeren Zeitraum gewährt, die variable Vergütung würde sich aus dem Einspeiseprofil und den entsprechenden Preisen an der Strombörse ergeben. Die Kapazitätszahlungen könnten ggf. nach Lernkurvenerwartungen für die verschiedenen Technologie-segmente differenziert werden.
- Die Vergütung für die Stromerzeugung auf Basis On- und Offshore-Windkraft sowie Solarenergie sollte auf einen festen und einen variablen Vergütungsbestandteil umgestellt werden. Der variable Vergütungsbestandteil sollte den zeitgenauen Wert des erzeugten Stroms auf Grundlage der jeweiligen Börsenpreise für Strom reflektieren, der fixe Vergütungsbestandteil sollte für die jeweilige Kohorte über einen längeren Zeitraum garantiert, von Kohorte zu Kohorte jedoch der einschlägigen Degression unterworfen werden. Ggf. könnte der feste Vergütungsteil bereits in der nächsten Reformstufe in eine jährliche Kapazitätszahlung überführt werden. Als Bemessungsgrundlage wäre hierfür der Median für die stündliche Einspeiseleistung vorstellbar. Um die Risiken aus den für das konventionelle Segment typischen (und dort jeweils auf das gesamte Portfolio wirkenden) Rahmendaten zumindest in einer Übergangsphase abzufedern, wäre darüber hinaus eine (umgekehrt proportionale) Indizierung der Kapazitätszahlungen auf Faktoren wie Brennstoff- oder CO<sub>2</sub>-Preise vorstellbar.
- Die Abnahme und Vermarktung des EEG-Stroms sollte weiterhin zentral erfolgen, da nur dadurch die notwendige Transparenz, die sinnvolle Optimierung auf der Makro-Ebene sowie ein Abdriften der mit Mitteln der Allgemeinheit unterstützten regenerativen Stromerzeugung in den Eigenverbrauchsbereich begrenzt werden kann, zumindest solange der Eigenverbrauch über die verschiedenen Privilegierungstatbestände (strommengenbezogene Netznutzungsentgelte, Konzessionsabgaben, Stromsteuern etc.) nur zu einem Ausfransen der Transfermechanismen führen würde. Gleichwohl könnte die Öffnung der zentralen Vermarktung für Akteure jenseits



der Übertragungsnetzbetreiber dazu beitragen, das Portfolio der Vermarktungsstrategien zu erweitern.

- Solange die Netzinfrastrukturen in Deutschland erhebliche Engpässe aufweisen, könnten in die o.g. Kapazitätzahlungen auch Lokalisierungselemente aufgenommen werden. Eine Reduzierung der Vergütungszahlungen für den Fall nicht ins Netz aufgenommenen EEG-Stroms bei gleichzeitiger Pönalisierung des verantwortlichen Netzbetreibers in Höhe der verbleibenden Vergütung könnte darüber hinaus Preissignale erzeugen, die durch ein verändertes Kalkül der Investoren den Druck auf Netzengpässe verringern und gleichzeitig den Druck auf den Netzausbau erhöhen könnten.
- Die Umlage der EEG-Kosten sollte hinsichtlich der Privilegierungstatbestände deutlich umgestaltet werden. Bei den Privilegierungstatbeständen sollten v.a. die Befreiung des Eigenverbrauchs zurück geführt und die Industrieprivilegierung auf die wirklich wettbewerbsrelevanten Fälle (in einer Gesamtsicht aus Kostenbelastungen und internationaler Handelsintensität) beschränkt werden. In jedem Fall sollten auch die privilegierten Verbraucher im Rahmen der EEG-Umlage einen Selbstbehalt übernehmen, der den preissenkenden Effekten des Ausbaus der erneuerbaren Energien an der Strombörse entspricht.

Mit einem solchen Reformpaket könnte das bisherige Flankierungssystem für die erneuerbaren Energien bei Wahrung entscheidender Errungenschaften auf einen zukunftsorientierten Weg gebracht werden. Für Investoren und Betreiber würden perspektivisch wichtige Anreizsysteme aufgesetzt, auf Preissignalen basierende Rückkopplungsmechanismen geschaffen, notwendige und langfristig unausweichliche Anpassungsprozesse in die Risikoüberlegungen von Investoren und Betreibern verlagert und damit dezentralisiert sowie die Kosten für die Verbraucher durch eine sinnvollere Risikostreuung strukturell verringert werden.

(18) Die Aspekte europäischer Konvergenz und/oder Harmonisierung sind nicht Gegenstand der hier präsentierten Überlegungen, aber zumindest für die mittelfristige Perspektive wichtig. Gleichwohl bildet die Konvergenz bzw. Harmonisierung des Flankierungsrahmens für die erneuerbaren Energien aus materiellen, politischen, rechtlichen und institutionellen Gründen keine kurzfristige Handlungsoption. Aber auch für die perspektivisch wichtige europäische Integration des Marktdesigns eines zukunftsfähiges Stromsystems bildet eine klare Orientierung an längerfristig bestandskräftigen Marktstrukturen (anstelle einer längerfristig nicht tragfähigen Technologiefixierung auf der einen Seite oder einer verfrühten Fixierung auf eine bestimmte instrumentelle Umsetzung dieser Marktstrukturen auf der anderen Seite) ein pragmatisches und perspektivreiches Konzept.