
IASS STUDY

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)

Potsdam, Februar 2015

Der EEG-Fonds

**Ein ergänzender Finanzierungs-
mechanismus für erneuerbare
Energien und Vorbild zukünftiger
Infrastrukturfinanzierung?**

Dr. Patrick Matschoss, Prof. Dr. Klaus Töpfer

Der vorliegende Beitrag sowie die in der zitierten Studie des Öko-Instituts gerechneten Fondsmodelle beruhen auf früheren Überlegungen, an denen Günther Bachmann (RNE), Holger Krawinkel (vzbv, MVV) und Alexander Müller (RNE, IASS) maßgeblich beteiligt waren.

Ferner danken die Autoren neben Benjamin Bayer und Dominik Schäuble (beide IASS) auch Markus Haller und Charlotte Loreck (beide Öko-Institut) sowie Jahel Mielke (Global Climate Forum) für ihre wertvolle Review-Arbeit.

Inhalt

1. Einleitung	4
2. Der EEG-Fonds: warum eine (teilweise) alternative Finanzierung der Energiewende sinnvoll ist	7
2.1 Technologie- und Innovationspolitik: die Energiewende als Strukturwandelprojekt	7
2.2 Den Strukturwandel managen und auf eine breite Finanzbasis stellen: die Energiewende als Gemeinschaftswerk	7
2.3 Über den EEG-Fonds hinausdenken: Wie künftig Infrastrukturen finanzieren?	8
3. EEG-Systematik und Fondsmodelle	10
3.1 EEG-Differenzkosten bis 2050	11
3.2 Die Basismodelle (nach Öko-Institut)	13
3.3 Der modifizierte Vergütungsdeckel	16
4. Refinanzierung des Fonds	17
4.1 Fondsgrößen, Verläufe und Finanzbedarfe	17
4.2 Verteilungs- und Kostenwirkungen verschiedener Finanzierungsoptionen	20
5. Der größere Rahmen: alternative Infrastrukturfinanzierung	23
5.1 Finanzierung von Zukunftsaufgaben: institutionelle Investoren stärker beteiligen?	23
5.2 Abbau regulativer Barrieren notwendig?	24
6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	25
Anhang	
Literaturverzeichnis	27

1. Einleitung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist ein Erfolgsmodell. Durch feste Einspeisevergütungen und Abnahmegarantien wurde ein gesichertes Markt- und Betriebsumfeld für erneuerbare Energien (EE) geschaffen, wodurch über die reine Technologieentwicklung (learning-by-searching) hinaus auch ein Innovations- und Lernprozess während des Betriebs (learning-by-doing) ermöglicht wurde (SRU 2013, S. 57, Tz. 93–4). Erst das hat zu den heutigen Kostensenkungen – sowohl durch die weitere Technologieentwicklung als auch durch Größenvorteile in der Produktion (economies of scale) – und der damit verbundenen Marktdiffusion geführt. Dadurch sind EE teilweise schon konkurrenzfähig, selbst wenn die externen Effekte des Klimawandels noch nicht eingepreist sind. Vor allem durch die hohen Kostensenkungen der vergangenen Jahre können die dargebotsabhängigen Technologien Windenergie an Land (Onshore-Wind) und Photovoltaik (PV) inzwischen mit neuen fossilen Kapazitäten auf Vollkostenbasis konkurrieren (Gerhardt et al. 2014; IPCC 2011, S. 13; IRENA 2013). Seit 2012 machen EE insgesamt über die Hälfte der weltweit neu installierten Kapazität aus (REN21 2012, 2013, 2014). Dadurch wurde über die EEG-induzierte Schaffung eines Leitmarktes in Deutschland ein wesentlicher Beitrag zur Senkung der **globalen** Technologiekosten und zur Transformation der Energiesysteme weltweit geleistet.

Der kontinuierliche EE-Ausbau wurde durch zwei Effekte erreicht: Zum einen wurde durch die feste Einspeisevergütung ein sicheres Geschäftsmodell geschaffen, sodass die Anlagenbetreiber nur geringe Risikoprämien (d. h. Finanzierungskosten) zu tragen hatten. Zum anderen wurden die Kosten mittels EEG-Umlage direkt durch den Stromverbraucher

getragen und somit nicht den immer wiederkehrenden Haushaltsverhandlungen unterworfen. Dadurch wurde das sogenannte Stop-and-go-Verhalten, wie z. B. in den USA, vermieden, wo sich entsprechende Industrien lange Zeit nicht richtig entwickeln konnten (Mitchell et al. 2011, S. 898–899, Box 11.5). Aufgrund dieser Vorteile wurde das EEG zum Vorbild für ähnliche Regulierungen in vielen anderen Ländern (REN21 2014; SRU 2013, S. 58, Tz. 97).

Der Erfolg des EEG hat aber auch zu einer Diskussion um dessen Kosten und der Suche nach alternativen Finanzierungen geführt. Im Vordergrund steht dabei die Verbreiterung der Finanzierungsbasis gegenüber dem jetzigen Modell, in dem die Finanzierung nur durch eine bestimmte Gruppe von Stromverbrauchern – dem sogenannten nicht privilegierten Stromverbrauch – getragen wird. Durch die schnelle Senkung der Technologiekosten – insbesondere bei PV und Onshore-Wind – hat der EE-Ausbau mit einem voraussichtlichen Anteil am Bruttostromverbrauch im ersten Halbjahr 2014 von 28,5% (BDEW 2014a) eine systemrelevante Größenordnung erreicht. Dadurch ist wiederum die EEG-Umlage stetig gestiegen, die laut aktueller Mittelfristprognose – trotz leichter Senkung 2015 – weiter steigen soll (50hertz et al. 2014). Auch wenn die EEG-Umlage keinen geeigneten Kostenindikator des EE-Ausbaus darstellt (vgl. SRU 2013, Tz. 65–6), steht sie immer im Mittelpunkt periodisch wiederkehrender Kostendiskussionen. Unabhängig von der Kostendiskussion sprechen nicht nur eine Reihe technologie- und innovationspolitischer Gründe für eine teilweise alternative Finanzierung der EEG-Kosten, sondern auch Erwägungen zu Wettbewerbsfähigkeit, Transparenz und Kommunikation. Schließlich legt gerade

die Energiewende als Gemeinschaftswerk eine Verbreiterung der Finanzierungsbasis nahe, da Verteilungsfragen in politischen Projekten immer eine große Rolle spielen.

Die Suche nach alternativen Finanzierungsmodellen für die EEG-Kosten kann auch als Beispiel für den Umgang mit weiteren anstehenden Zukunftsaufgaben dienen. Sie ist vor dem Hintergrund steigender Herausforderungen in der Finanzierung von Infrastrukturen zu sehen, die teils mit der Energiewende im Zusammenhang stehen, aber auch andere Bereiche betreffen (digitale Netze, Verkehrsinfrastrukturen etc.).

Insgesamt führt die Thematik zu der größeren Frage, wie Infrastrukturfinanzierung zukünftig gestaltet werden soll. Nach der Darlegung der Gründe, die für einen EEG-Fonds sprechen, wird – basierend auf den in der Diskussion befindlichen Modellen – eine Variante der Auslagerung der Entwicklungskosten in den Fonds vorgeschlagen. Für den daraus resultierenden Finanzbedarf werden verschiedene Finanzierungsoptionen aufgezeigt. Schließlich wird die Option einer stärkeren Einbindung institutioneller Investoren näher beleuchtet.

Neue Wege für die Energiewende: Bislang bezahlten vor allem die Verbraucher über eine Umlage die Förderung des grünen Stroms. Das könnte ein Fonds künftig gerechter organisieren.

© istock/vschlichting



Energiewende

2. Der EEG-Fonds: Warum eine (teilweise) alternative Finanzierung der Energiewende sinnvoll ist

2.1 Technologie- und Innovationspolitik: die Energiewende als Strukturwandelprojekt

Aus Sicht der **Technologie- und Innovationspolitik** ist es sinnvoll, vor allem die Kosten der Technologieentwicklung aus der EEG-Systematik auszulagern. Derzeit werden die Entwicklung Erneuerbarer-Energien-Technologien und der Aufbau entsprechender Stromerzeugungskapazitäten – also wesentliche Anteile der Energiewende – direkt durch den (nicht privilegierten) Stromkunden getragen. Ausgaben für Technologieentwicklung werden aber traditionell überwiegend durch Haushaltsmittel finanziert, weil der gesamtgesellschaftliche Nutzen das übersteigt, was Einzelnen zugerechnet werden kann. Die Innovations- und Wachstumsökonomik spricht hier von positiven externen Effekten (Matschoss 2004, m. v. V.). Ähnliches gilt auch für volkswirtschaftlich produktivitätssteigernde Infrastrukturen allgemein (digitale Netze, Verkehrsinfrastrukturen etc.). Neben den ‚normalen‘ Vorteilen öffentlicher Technologieförderung kommt im Fall der erneuerbaren Energien noch die Vermeidung von Umweltschäden (Treibhausgasemissionen) hinzu.

2.2 Den Strukturwandel managen und auf eine breite Finanzbasis stellen: die Energiewende als Gemeinschaftswerk

Weiterhin sprechen Gründe der Wettbewerbsfähigkeit, Transparenz, Kommunikation und Akzeptanz für eine teilweise alternative Finanzierung eines Teils der EEG-Differenzkosten. Die o. g. Herausnahme der Kosten der Technologieentwicklung aus der EEG-Umlage würde auch einen Beitrag zur **Schaffung**

gleicher Wettbewerbsbedingungen zwischen den Technologien leisten (leveling the playing field) – schließlich wurden die Entwicklungskosten anderer Energietechnologien (insbesondere Nuklearenergie) auch nicht über den Strompreis finanziert. Außerdem sind die Wettbewerbsbedingungen aufgrund zahlreicher Tatbestände (Technologieförderung der Nuklearenergie, Subventionen des Steinkohleabbaus, EEG-Befreiung des Braunkohleabbaus u. v. m.) ohnehin zulasten der erneuerbaren Energien verzerrt (FÖS 2012a, b; Küchler & Meyer 2012).

Die Auslagerung der Entwicklungskosten würde gleichzeitig die Tatsache **transparent** machen, dass einige der Erneuerbare-Energien-Technologien inzwischen konkurrenzfähig sind, wenn sie auf der für eine Investitionsentscheidung relevanten Vollkostenbasis verglichen werden (IPCC 2011, S. 13). Mit dem EEG wurde eine Kostentransparenz mit Blick auf die Entwicklung und Markteinführung der EE geschaffen, die es bei konventionellen Energieträgern so nie gegeben hat (Küchler & Meyer 2012). Allerdings sind die rapide gesunkenen Kosten heutigen Anlagen aus der EEG-Umlage nicht ersichtlich. Sie ist stattdessen mit den Entwicklungskosten früherer Anlagen in Form hoher Vergütungssätze, insbesondere für PV-Anlagen, die bis zur EEG-Reform 2012 installiert wurden, belastet und wird zukünftig bis zu einem gewissen Grad mit den Vergütungssätzen für die noch junge Technologie der Windenergie auf See (Offshore-Wind) belastet werden (Matthes et al. 2014b). Eine Herausnahme dieser Kosten aus der EEG-Umlage würde nun auch die bereits erreichten und noch zu erwartenden Kostensenkungen der erneuerbaren Energien transparent machen. Dies würde neben einer verbesserten **Akzeptanz** innerdeutscher

Stromverbraucher auch die **Kommunikation** der Energiewende im Ausland deutlich erleichtern. Es würde dem Vorurteil entgegenwirken, dass erneuerbare Energien immer noch eine teure Option seien, sodass sich nur ‚reiche‘ Länder wie Deutschland eine Transformation des Energiesystems leisten könnten.

Schließlich stellt die Energiewende ein **Gemeinschaftswerk** dar, das als solches auf einer möglichst breiten Finanzierungsbasis stehen sollte. Es geht nicht nur um die Verfügbarkeit zukunftsgerechter Technologien, sondern vielmehr um die gesamtgesellschaftliche Aufgabe einer strategischen Neuausrichtung des gesamten Energieversorgungssystems. Eine solch fundamentale Transformation rechtfertigt außerdem eine Streckung der Finanzierung über längere Zeiträume, da sich der Nutzen der Technologieentwicklung (und Zusatznutzen) auch über Generationen hinweg erstreckt (selbst wenn dadurch, anders als im jetzigen EEG, Kreditkosten anfallen). Insofern wäre das auch eine Form der Nutzerfinanzierung (pay as you use). Stattdessen wird das EEG aber aus dem laufenden Cashflow einer begrenzten Gruppe, nämlich dem heutigen nicht privilegierten Stromverbraucher, finanziert. Privilegierungen wurden für weite Teile der energieintensiven Industrie und den (überwiegend konventionellen, industriellen) Eigenverbrauch geschaffen. Dadurch sind ca. 30% des Stromverbrauchs mit lediglich 0 bis 10% des EEG-Regelsatzes belegt (Matthes et al. 2014b, S. 21–22), wodurch sich die EEG-Umlage für alle anderen – die nicht privilegierten – Verbraucher noch weiter erhöht (Küchler 2014; Matthes et al. 2014a; SRU 2013, S. 65, Tz. 108). Während sich das Ausmaß der Befreiungen für die energieintensiven Industrien auch mit der EEG-Reform zum 1. August 2014 kaum ändert (Matthes 2014), wird der Eigenverbrauch aus Neuanlagen (außer von Kohlekraftwerken) erstmals mit ermäßigten Sätzen belegt. Allerdings ist hier mit dem voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien auch eine Ausweitung des Eigenverbrauchs und damit eine weitere Erosion der Finanzierungsbasis zu erwarten. Werden diese großzügigen Ausnahmeregeln als wirtschaftlich oder politisch notwendig erachtet – was an sich diskussionswürdig, aber ein anderes Thema ist –, dann stellen sie einen Teil des Gemeinschaftswerkes dar, und es ist zu fragen, wie-so die daraus entstehenden Kosten nur von den nicht privilegierten Stromverbrauchern zu tragen sind.

2.3 Über den EEG-Fonds hinausdenken: Wie künftig Infrastrukturen finanzieren?

Die mit dem EEG-Fonds vorgeschlagene alternative Finanzierung kann als ein Beispiel für bald anstehende, weitreichendere Zukunftsaufgaben angesehen werden. Diese bestehen in der Investition und Finanzierung zukunftsträchtiger Infrastrukturen nicht nur für die Energiewende, sondern auch für andere Bereiche (digitale Netze etc.).

Wie oben gezeigt, ist eine breit angelegte Finanzierungsbasis gerade für Gemeinschaftsprojekte sinnvoll, bei denen der Nutzen über das hinausgeht, was Einzelnen zugerechnet werden kann und sich der Nutzen über lange Zeiträume, z. T. über Generationen, verteilt. Daher greift es zu kurz, Investitionen nur als Kosten zu betrachten. Vielmehr haben sie einen Nutzen und generieren positive Rückflüsse. Sie erhöhen die Produktivität der Volkswirtschaft bzw. ermöglichen der Gesellschaft überhaupt erst, sich zukünftigen Herausforderungen, wie dem Klimawandel, zu stellen.

Trotz der guten Begründbarkeit werden öffentliche Finanzierungen zunehmend kritisch gesehen und die aktuellen politischen Diskussionen laufen in z. T. entgegengesetzte Richtungen: Die sogenannte Schuldenbremse ist mittlerweile grundgesetzlich verankert, die aktuelle Haushaltsdebatte wird von der sogenannten schwarzen Null (dem ausgeglichenem Haushalt) beherrscht, und im Straßenverkehr werden mit sogenannten Public Private Partnerships (PPP) und Maut eine verstärkte direkte Nutzerfinanzierung diskutiert. Gleichzeitig hat das derzeitige Niedrigzinsumfeld zwei Effekte: Zum einen bietet es relativ günstige Voraussetzungen für eine Finanzierung auf Kapitalmarktbasis (auch wenn offen ist, wie lange die Situation anhält und auch wenn die Finanzierungskosten mit der Laufzeit signifikant ansteigen). Zum anderen haben institutionelle Investoren, vor allem Lebensversicherungen, durch die niedrigen Zinsen zunehmend Schwierigkeiten, hinreichend attraktive Anlagemöglichkeiten für ihre früher gemachten Zinszusagen zu finden. Vor diesem Hintergrund erscheint eine stärkere Einbindung institutioneller Investoren für Infrastrukturfinanzierungen sinnvoll und soll im Abschnitt 5 näher betrachtet werden.



Den weltweit größten Rotor mit 154 Metern Durchmesser hat diese 2012 in Testbetrieb genommene Windturbine im dänischen Østerild. Die Herausnahme von Kosten für Technologie-Entwicklungen und Innovation aus dem EEG-Umlagesystem wäre aus verschiedenen Gründen sinnvoll.

© www.siemens.com/presse

3. EEG-Systematik und Fondsmodelle

In Abschnitt 2 wurde gezeigt, dass aus einer Reihe von Gründen gerade die Herausnahme der Technologieentwicklungskosten aus der EEG-Systematik sinnvoll ist. Im politischen Raum werden derzeit unterschiedliche Fondsmodelle diskutiert, die die Herausnahme jeweils anderer Zahlungsverpflichtungen anhand unterschiedlicher Kriterien aus dem EEG-Umlagesystem vorschlagen. Dies hat dann – neben unterschiedlichen Begründungsmustern für den Fonds – wiederum jeweils unterschiedliche Implikationen für Höhe und zeitliche Entwicklung sowohl der EEG-Umlage als auch des alternativ zu finanzierenden Fonds.

Um die Implikationen der verschiedenen Fondsmodelle abschätzen zu können, hat das Öko-Institut in einer Studie (Matthes et al. 2014b) eine modellhafte Fortschreibung des EEG bis 2050 unter Berücksichtigung der energiewenderelevanten, langfristigen klima- und energiepolitischen Ziele vorgenommen, in der die bis dahin auflaufenden EEG-Zahlungsverpflichtungen und Differenzkosten quantitativ abgeschätzt werden. Darauf aufbauend werden ab 2015 drei alternative Fondsmodelle exemplarisch durchgerechnet. Weiterhin hat die Studie auch erste Überlegungen zur Finanzierung des Fonds angestellt. Die Studie wurde im Auftrag des Rates für nachhaltige Entwicklung (RNE) erstellt und ist auf den Seiten des Öko-Instituts und des RNE abrufbar. Die folgenden Beschreibungen der Zahlungsverpflichtungen, Differenzkosten und Fondsmodelle basieren, soweit nicht anders vermerkt, auf dieser Studie.

Die modellhafte Fortschreibung der EEG-Systematik impliziert, dass im Jahr 2050 80 % der Energieerzeugung aus EE-Anlagen stammt und über die EEG-Umlage finanziert werden. Die bis dahin auflaufenden Differenzkosten fallen somit nicht (ausschließlich) zusätzlich an, sondern stellen eine (teilweise) Verschiebung von den ‚normalen‘ Stromkosten in die EEG-Umlage dar. Der mit dem EEG 2014 eingeleitete Wechsel zur Direktvermarktung und der später evtl. anstehende Wechsel zu Ausschreibungen stellen die Ergebnisse nicht infrage, da es sich lediglich um eine wettbewerbliche Bestimmung der Vergütungshöhen handelt. Ähnliches gilt für andere, zukünftig möglicherweise einzuführende Instrumente, wie z. B. Leistungspreise für erneuerbare Energien (Agora Energiewende 2014; SRU 2013, Tz. 47), die wahrscheinlich auch dem EEG-Konto oder auf andere Art dem Strompreis angelastet werden. Wie ein Strommarkt angesichts von Leittechnologien mit keinen bzw. minimalen Grenzkosten (PV und Wind) generell organisiert werden soll, kann an dieser Stelle nicht geklärt werden, auch wenn die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für nachfolgend steigende Stromanteile erneuerbarer Energien eine wichtige Aufgabe darstellt. Die in der Studie des Öko-Instituts vorgenommene Fortschreibung dient allein der Abschätzung der unterschiedlichen Fondsmodelle.

3.1 EEG-Differenzkosten bis 2050

Das Prinzip der EEG-Systematik lautet wie folgt: Die Zahlungsverpflichtungen entsprechen der Summe aller technologiespezifischen – über dem Marktpreis liegenden – Einspeisevergütungen (d. h. Zahlungsverpflichtungen) an die Anlagenbetreiber. Der produzierte Strom wird von den Übertragungsnetzbetreibern am Spotmarkt verkauft, und die Erlöse werden dem EEG-Konto zugeführt¹. Die Differenzkosten entsprechen der Differenz zwischen den Zahlungsverpflichtungen und den Spotmarkterlösen des EEG-Stroms und bilden den Umlagebetrag des EEG-Kontos, wobei hier ausschließlich die sogenannte Kernumlage betrachtet wird². Der Umlagebetrag wird schließlich als EEG-Umlage pro Kilowattstunde auf die nicht privilegierten Stromverbraucher umgelegt³. Mit der Einführung eines Fonds würde ein Teil des Umlagebetrags in diesen ausgelagert werden, sodass der residuale, noch umzulegende Umlagebetrag entsprechend geringer ausfällt.

Zur Abschätzung dieser Differenzkosten werden zunächst die Zahlungsverpflichtungen auf Vollkostenbasis bis 2050 fortgeschrieben (Matthes et al. 2014b, Anhang 1). Dazu wurde, wie oben erwähnt, die Stromerzeugung aller EEG-Anlagen bis 2050 gemäß den Zielen der Energiewende (EE-Erzeugung mindestens 80% bis 2050) prognostiziert. Soweit möglich werden empirische Daten und Zusagen aus den aktuellen gesetzlichen Regelungen (Stand: März 2014) genutzt. So wurde der künftige Netozubau der jeweiligen EE-Kapazitäten und – soweit benannt – der zugehörigen Vergütungssätze anhand des BMWi-Entwurfs zur EEG-Novelle 2014 fortgeschrieben (BMWi 2014). Für die Zeit danach wurden technologiespezifische Kostendegressionen gängiger Prognosen mit daraus folgenden notwendigen Vergütungen (auf Vollkostenbasis) angesetzt.

Mithilfe weiterer Annahmen zur Anlagenauslastung ergeben sich dann der Erzeugungsmix und die daraus resultierende Höhe der gesamten zur Vollkostendeckung nötigen Zahlungsverpflichtungen über die Zeit bis 2050 (real in Preisen von 2014).

Die Höhe der Differenzkosten hängt wiederum von der Entwicklung des Börsenstrompreises ab. Steigt der Börsenstrompreis (z. B. durch steigende Emissionshandels- oder Brennstoffpreise), dann steigen auch die Erlöse des EEG-Stroms, und die Differenzkosten sinken (und umgekehrt). Die Auswirkung des Strompreises auf die Differenzkosten – und damit auf die Höhe der verschiedenen Fonds – ist quantitativ hoch, aber die qualitativen Verläufe der Fonds bleiben gleich. Die Studie hat drei Szenarien mit unterschiedlichen Strompreisentwicklungen (alle real in Preisen von 2014) gerechnet: Im unteren Strompreisszenario sinkt der Strompreis stetig bis auf 25 EUR/MWh im Jahr 2050, im Referenzszenario liegt er konstant bei 40 EUR/MWh und im oberen Strompreisszenario steigt er auf 80 EUR/MWh im Jahr 2025, um dann weiter um 10 EUR/MWh pro Dekade bis auf 105 EUR/MWh im Jahr 2050 zu steigen. Allen folgenden Betrachtungen wird das Referenzszenario zugrunde gelegt.

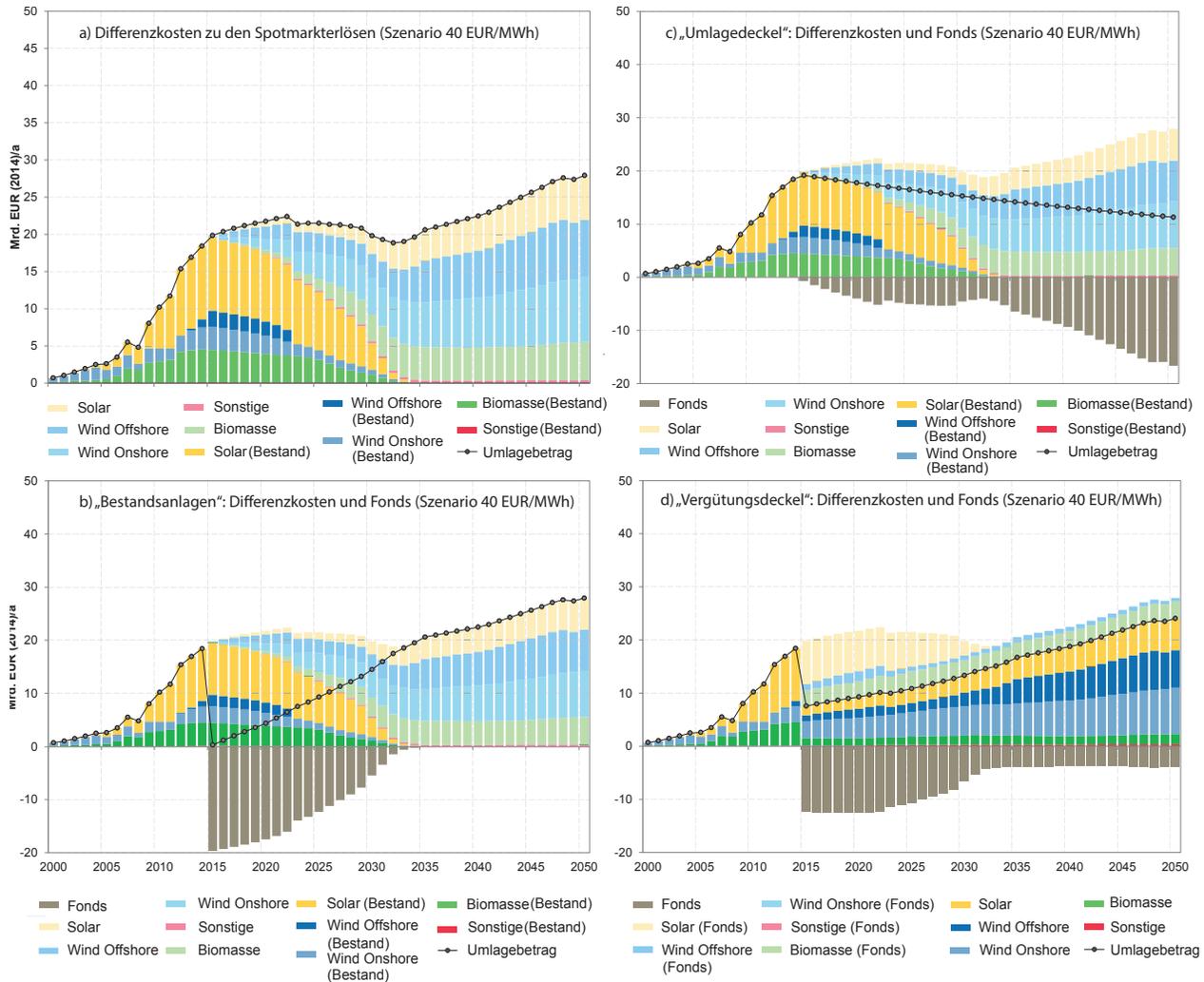
In der Abbildung 1a sind Höhe und Struktur der technologiespezifischen Differenzkosten für das Referenzszenario von konstant (real) 40 EUR/MWh dargestellt, deren Summe gleichzeitig – in Abwesenheit eines Fonds – den Umlagebetrag (schwarze Linie) darstellt, der auf den nicht privilegierten Stromverbrauch umgelegt wird. Dabei sind die Technologien in unterschiedlichen Farben dargestellt und werden jeweils nach Bestandsanlagen (kräftige Farben – Inbetriebnahme bis einschließlich 2014) und Neuanlagen (hellere Farben – Inbetriebnahme ab 2015) unterschieden. Die Abbildung zeigt, dass die

¹ Das EEG-Konto wird gemeinsam von den Übertragungsnetzbetreibern betrieben; vgl. (BDEW 2014b, S. 33). Seit dem 1.8.14 gilt für Neuanlagen die verpflichtende Direktvermarktung, bei der die Erzeuger ihren Strom selbst (oder über einen Händler) vermarkten und stattdessen eine aus dem EEG-Konto finanzierte Marktprämie erhalten.

² Das heißt von weiteren, in den Umlagebetrag einfließenden Beträgen wie Nachholungen aufgrund von Prognoseabweichungen, Liquiditätsreserve etc. wird abstrahiert.

³ Wie in Abschnitt 2 gezeigt, ist ein wesentlicher Teil der Stromverbraucher privilegiert, d. h., sie zahlen gar keine oder nur eine ermäßigte EEG-Umlage.

ABBILDUNG 1: DIFFERENZKOSTEN, UMLAGEBETRÄGE UND FONDSMODELLE



Quelle: Matthes et al. (2014b); a): Abb. 3-5, S. 36; b): Abb. 5-1, S.45; c): Abb. 5-2, S. 46; d): Abb. 5-6, S. 51); alle modifiziert

Bei den PV-Bestandsanlagen ist dies auf den starken Ausbau der letzten Jahre (insbesondere 2009 bis 2012) zurückzuführen, der zu deutlich höheren Vergütungssätzen als heute erfolgt ist. Die zukünftigen Kosten der Windenergie, insbesondere Onshore, sind hingegen hauptsächlich auf die zukünftig hohe Produktion zurückzuführen, die gemäß angenommener Kostendegression zu deutlich geringeren Vergütungen erfolgen wird. Es handelt sich also hauptsächlich um einen Mengeneffekt dieser zukünftigen

Leittechnologie. Das Gleiche gilt für die PV, deren Vergütung bereits seit 2012 deutlich gesunken ist und für die noch höhere Kostendegressionen als bei Onshore-Windenergie angenommen werden. Beide Technologien werden zusammen das Rückgrat des zukünftigen Energiesystems bilden. Bei Offshore-Windenergie wird auch eine deutliche Kostendegression angenommen, die aber unter denen von Onshore-Windenergie und PV liegt. Kostendegressionen bei Biomasse werden hingegen kaum erwartet.

Differenzkosten derzeit noch stark von PV-Bestandsanlagen geprägt sind, während zukünftig die Kosten der Windenergie (On- und Offshore) dominieren werden.

Insgesamt erscheinen die Differenz- und die zugrunde liegenden Gesamtkosten dieses neuen Energiesystems zwar hoch, aber sie sind im Vergleich zum konventionellen Energiesystem zu sehen, das in diesem Zeitraum gleichermaßen zu erneuern wäre. So zeigt die Studie, dass die Gesamtkosten der beiden Systeme in der gleichen Größenordnung liegen, wenn moderat steigende Emissionshandels- und Brennstoffpreise angenommen werden. Auch weist ein regeneratives Energiesystem weitere Vorteile auf, wie etwa eine größere Unabhängigkeit von schwankenden Brennstoffpreisen und unsicheren Lieferländern sowie eine höhere inländische Wertschöpfung. Allerdings wird das EE-dominierte System zunehmend fixkostenbasiert, d. h., der Anteil der fixen (Investitions-)Kosten steigt, während der Anteil der variablen (Brennstoff-)Kosten sinkt (Matthes et al. 2014b, S. 34). Auch auf europäischer Ebene steigt der Anteil der Investitionskosten an den Gesamtkosten an, so dass sich die EU-weite Investitionsrate verdoppelt (ECF 2010, 2011).

3.2 Die Basismodelle (nach Öko-Institut)

Die Studie hat drei Fondsmodelle („Bestandsanlagen“, „Umlagedeckel“, „Vergütungsdeckel“) unter der Annahme durchgerechnet, dass sie jeweils ab 2015 eingeführt werden und bis 2050 bestehen bleiben. Das Modell „Vergütungsdeckel“ wurde auch in technologiespezifischen Varianten untersucht. In den Abbildungen 1b bis d sind nun oberhalb der Zeitachse jeweils wieder die Differenzkosten abgebildet. Allerdings wird nur der Teil unterhalb der schwarzen Linie, wie bisher, jeweils auf die nicht privilegierten Stromverbraucher umgelegt. Der Teil oberhalb der schwarzen Linie wird jeweils in den Fonds überführt (z. T. nach Technologien differenziert), der nochmals unterhalb der Zeitachse dargestellt ist. Während in den Abbildungen b und c (analog zu Abbildung a) die helleren Balken die Neuanlagen darstellen, sind die helleren Balken in Abbildung d jeweils die Anteile der Anlagenvergütung (für Bestands- und Neuanlagen), die über den Fonds finanziert werden.

3.2.1 Die Modelle

Das Modell „Bestandsanlagen“ (auch „vertikaler Kostenschnitt“ oder „Altschuldenfonds“), dargestellt in Abbildung 1b, hat als erstes Konzept größere mediale Aufmerksamkeit erfahren (Balsler & Bachmüller 2013; Töpfer & Bachmann 2013). Hier werden einmalig sämtliche bis Ende 2014 aufgelaufenen Differenzkosten in den Fonds überführt. Durch diesen einmaligen vertikalen Schnitt sinkt der verbleibende Umlagebetrag (und damit auch die EEG-Umlage) abrupt auf null (schwarze Linie) und steigt danach stetig wieder an, bis er ab 2035 wieder auf dem gleichen Pfad wie ohne Fonds verläuft. Spiegelbildlich dazu erreicht der Fonds (unterhalb der Zeitachse) direkt bei seiner Einführung die maximale Größe und sinkt danach kontinuierlich bis auf null, nachdem sämtliche fondsfinanzierte Anlagen nach und nach das Ende der Förderdauer erreicht haben.

Das Modell „Umlagedeckel“ (oder „horizontaler Kostendeckel“), dargestellt in Abbildung 1c, ist als „Aigner-Vorschlag“ in den Medien bekannt geworden (Müller & Szymanski 2014; Reuters 2014), obwohl eine erste Variante bereits 2012 vorgeschlagen wurde (Cohrs 2014, S. 20). Es sieht eine direkte Deckelung der EEG-Umlage selbst vor, und der Fonds bildet eine residuale Größe. Die Umlage soll ab 2015 auf nominal 4,9 ct/kWh (d. h. real sinkend auf 4 ct/kWh 2030 und 3 ct/kWh 2050) begrenzt werden, woraus sich eine entsprechende Deckelung des Umlagebetrags (schwarze Linie) ergibt. Alle darüber hinausgehenden Differenzkosten werden kontinuierlich in den Fonds übertragen (unterhalb der Zeitachse). Dies hat einen stetig wachsenden Fonds über den gesamten Analysezeitraum zur Folge. Zwar geht das Szenario nur bis 2050, aber in Abhängigkeit vom EE-Anteil in der Zeit danach (konstant bei 80%, weiter steigend auf 95 oder 100%?) entwickeln sich – unter den gegebenen Modellannahmen – auch die Differenzkosten über 2050 hinaus entsprechend weiter. Somit ist davon auszugehen, dass bei konstantem EE-Anteil wahrscheinlich auch der Fonds seine Größenordnung beibehalten wird.

Beim Modell „Vergütungsdeckel“ (auch „horizontaler Vergütungsdeckel“, „Innovationsfonds“ oder „Vorleistungsfonds“), besser bezeichnet als „Vergütungs-split“ (Abbildung 1d), wird ab 2015 nur noch ein Teil der Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber über die EEG-Umlage (9 ct/kWh real; kräftigere Farben) und alle darüber hinausgehenden Zahlungen hingegen aus dem Fonds (hellere Farben) finanziert. Aufgrund der technologiespezifischen Vergütungshöhen resultieren daraus unterschiedliche umlage- und fondsfinanzierte Anteile. Ähnlich dem Modell „Bestandsanlagen“ sinkt der residuale Umlagebetrag durch diesen anfänglichen Schnitt abrupt ab (schwarze Linie). Die resultierende EEG-Umlage sinkt um 3 ct/kWh und steigt danach wieder leicht an, bleibt aber unter dem Pfad ohne Fonds. Spiegelbildlich erreicht der Fonds anfangs das Maximum (unterhalb der Zeitachse). Allerdings bleibt das Niveau einige Jahre erhalten, bevor der Fonds auf ein (konstantes) Niveau absinkt, das von den langfristigen (konstanten) Kosten der zu finanzierenden Technologien bestimmt wird. Zu diesem Modell wurden auch technologiespezifische Varianten für PV, Offshore-Windenergie und Biomasse untersucht. Die Vergütungen für Onshore-Windenergie liegen von vorneherein unter der Grenze von 9 ct/kWh, sodass sie weiterhin ausschließlich über die Umlage finanziert werden.

3.2.2 Kritische Würdigung der Fondsmodelle

Die unterschiedlichen Ansatzpunkte der genannten Fondsmodelle mit ihren jeweils resultierenden Verläufen für Fonds und Umlage haben auch verschiedene politische Implikationen. Während die EEG-Umlage bei den Modellen „Bestandsanlagen“ und „Vergütungsdeckel“ eine resultierende Größe darstellt, wird sie bei dem Modell „Umlagedeckel“ direkt festgelegt. Tabelle 1 stellt die jeweiligen Eigenschaften übersichtlich dar. Die detaillierten Verläufe der Fonds und die daraus resultierenden Finanzierungserfordernisse werden in Abschnitt 4 behandelt.

Das Modell „Bestandsanlagen“ ist als das ursprüngliche Konzept zu verstehen, lässt aber mittelfristig Akzeptanzprobleme erwarten und ist auch innovationspolitisch nicht ganz konsistent. Zwar ist die Herausnahme der Bestandsanlagen innovationspolitisch

motiviert, aber es werden **sämtliche** Kosten der betroffenen Anlagen in den Fonds überführt – nicht nur der Teil oberhalb einer gewissen Kostengrenze, der als Innovationskosten angesehen werden kann.

Zweitens wird zukünftig zu erbringenden Innovationsleistungen nicht Rechnung getragen, obwohl mit den derzeit noch relativ hohen Vergütungen an die Offshore-Windenergie eine Analogie zur PV besteht.

TABELLE 1: EIGENSCHAFTEN DER FONDSMODELLE

Fondsmodell	(+)	(-)
Bestandsanlagen (Übernahme aller Bestandsanlagen)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Übernahme der Kosten teurer Anlagen (=Entwicklungskosten) ■ Nach Technologien differenzierbar 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Übernahme der Gesamtkosten des Bestands, nicht nur der Innovationskosten ■ Zukünftige Anlagen nicht einbezogen ■ Steigende Umlage nach einmaligem Schnitt, ab 2035 identisch zum Pfad ohne Fonds ■ Negative Wirkung auf Stromeffizienz
Umlagedeckel (Deckelung EEG-Umlage bei 4,9 ct/kWh)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Konstante Umlage ■ Anreiz zu Stromeffizienz bleibt teilweise erhalten 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Singuläre, tagespolitische Zielsetzung ■ Keine innovationspolitische Begründung ■ Stetig steigende Fondsvolumina
Vergütungsdeckel (Übernahme der Anteile der Anlagenvergütungen von > 9 ct/kWh für alle Bestands- und Neuanlagen)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gezielte Übernahme der Innovationskosten ■ Anwendung auf Bestand und zukünftige Anlagen ■ Nachhaltige Senkung der Umlage unter den Pfad ohne Fonds ■ Nach Technologien differenzierbar 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Steigende Umlage nach einmaligem Schnitt ■ Übernahme konstanter Innovationskosten bei Biomasse fraglich ■ Negative Wirkung auf Stromeffizienz

Quelle: IASS

Drittens erscheint es nur eine Frage der Zeit zu sein, bis mit dem stetigen Wiederansteigen der EEG-Umlage nach dem einmaligen Schnitt diese in der Öffentlichkeit bald wieder inakzeptabel hoch erscheint. So ist es gut denkbar, dass der politische Druck nach einer Wiederholung dieser „einmaligen“ Maßnahme entsprechend steigt, um später – wieder in Analogie zur PV – z. B. auch die Offshore-Windenergie aus der Umlage herauszunehmen. Schließlich sinkt mit dem plötzlichen Absinken der Umlage auch der Anreiz zur Stromeffizienz.

Das Modell „Umlagedeckel“ zielt offensichtlich singular auf die Begrenzung der EEG-Umlage (und somit des Strompreises) ab, um die damit verbundenen Akzeptanzprobleme zu umgehen. Vor allem mit Blick auf die daraus resultierende Langfristwirkung stetig steigender Fondsvolumina lässt sich das Modell kaum anders als tagespolitisch begründen. Aufgrund dieser Durchsichtigkeit hat das Modell in der Öffentlichkeit denn auch eine durchweg negative Konnotation in dem Sinne erhalten, dass heutige Kosten nachfolgenden Generationen aufgebürdet werden. Eine mögliche – in der Studie nicht untersuchte – Variante wäre eine Deckelung in realer anstelle nominaler Höhe, sodass zumindest die Inflation ausgeglichen würde. Allerdings ändert dies nichts am Konzept, und das Profil der Fondsentwicklung (stetiges Ansteigen) würde wahrscheinlich ähnlich aussehen. Daher erscheint gerade dieses Modell problematisch.

Das Modell „Vergütungsdeckel“ (oder „-split“) hat die größte technologie- und innovationspolitische Konsistenz. Zum einen werden – im Gegensatz zum Modell „Bestandsanlagen“ – nur die innovationsbedingten Zusatzkosten in den Fonds überführt. Zum anderen schließt das Konzept die Innovationskosten zukünftiger Anlagen – namentlich die Offshore-Windenergie – mit ein. Mit der Auslagerung der Kosten der Technologieentwicklung leistet das Modell außerdem einen konsistenten Beitrag zum o. g. „leveling the playing field“ mit den konventionellen Energietechnologien. In diesem Rahmen ist auch die Beteiligung zukünftiger Generationen an der Finanzierung legitim (Abschnitt 2). All dies trägt zur Akzeptanz des Modells bei. Allerdings kann das stetige Ansteigen der EEG-Umlage wieder zu den o. g. Akzeptanzproblemen führen. Dennoch bleibt die EEG-Umlage nachhaltig unter dem Pfad ohne Fonds. Durch die Auslagerung der Innovationskosten sind die verbleibenden Umlagesteigerungen in diesem Modell hauptsächlich auf das Mengenwachstum der EE-Stromerzeugung zurückzuführen. Mit Blick auf die Technologien ist der langfristige Einbezug der Biomasse allerdings fraglich, da hier keine Kostendegressionen erwartet werden, diese Technologie den Fonds ab den 2030er-Jahren aber dominiert. Die Offshore-Windenergie belastet den Fonds hingegen in weit geringerem Maße. Außerdem ist bei dieser vergleichsweise jungen Technologie die angenommene

Rate der Kostendegression weniger gesichert, so dass hier durch eine zunächst anhaltende Förderung möglicherweise noch größere Fortschritte erzielt werden können als erwartet. Allerdings flaut auch hier mit dem Absinken der Umlage der Anreiz zu stromeffizientem Verhalten ab. Insgesamt ist dieses Modell aber energie- und innovationspolitisch am besten begründbar.

Die Studie weist auf eine Reihe ungeklärter rechtlicher und steuersystematischer Umsetzungsfragen hin, die alle Fondsmodelle betreffen und die sowohl auf der Aufkommens- (Abschöpfungsansatz, Steuersystematik) wie auf der Verwendungsseite (v. a. Beihilfe) bestehen. Zur Frage der Zulässigkeit eines Fonds unter beihilferechtlichen Gesichtspunkten hat das IASS zwei Studien beim Anwaltsbüro Gaßner, Groth, Siederer & Coll. in Auftrag gegeben. Demnach würden die neuen Beihilfeleitlinien auf Bestandsanlagen keine Anwendung finden, da der Vorteil bereits vor Einführung des Fonds gewährt wurde. Würden hingegen auch Neuanlagen – wie in den Modellen Umlage- und Vergütungsdeckel – über einen staatlichen oder staatlich verwalteten Fonds (teil-)finanziert, stellt dies wahrscheinlich eine Beihilfe dar. Allerdings wäre sie wahrscheinlich zulässig, solange die Vorteilsgewährung leitlinienkonform zustande kommt. Mit anderen Worten wird anhand der Leitlinien über Zulässigkeit des Fördertatbestandes an sich entschieden. Die Art der Refinanzierung (staatlich oder privat) ist hingegen Sache des Mitgliedsstaates (Gaßner & Siederer 2014; Gaßner et al. 2014).

Wie erwähnt, sinkt in allen Fondsmodellen durch die mit der (teilweise) alternativen Finanzierung einhergehende sinkende (bzw. nicht steigende) EEG-Umlage auch der Anreiz für Energieeffizienzmaßnahmen. Für die richtige Balance zwischen Effizienzanreiz und alternativer Finanzierung spielen das Verhältnis zwischen Fördereffizienz des EE-Ausbaus und die Wirkung der Energieeinsparung auf den EE-Anteil eine Rolle (Ecke et al. 2014). Weitere Analysen sind hier notwendig. Allerdings erscheint gerade die abrupte Senkung der EEG-Umlage (und damit des Strompreises) in den Modellen „Bestandsanlagen“ und „Vergütungsdeckel“, die erst im Laufe der Zeit wieder ‚aufgeholt‘ wird, aus Sicht der Energieeffizienz kontraproduktiv.

3.3 Der modifizierte Vergütungsdeckel

Wie oben gezeigt, weist das Modell „Vergütungsdeckel“ (oder „-split“) die größte Konsistenz mit den in Abschnitt 2 genannten technologie- und innovationspolitischen Zielen auf. Um verbleibende Schwächen soweit wie möglich zu beheben, wird hier eine modifizierte Variante dieses Modells (Abbildung 2) vorgeschlagen.

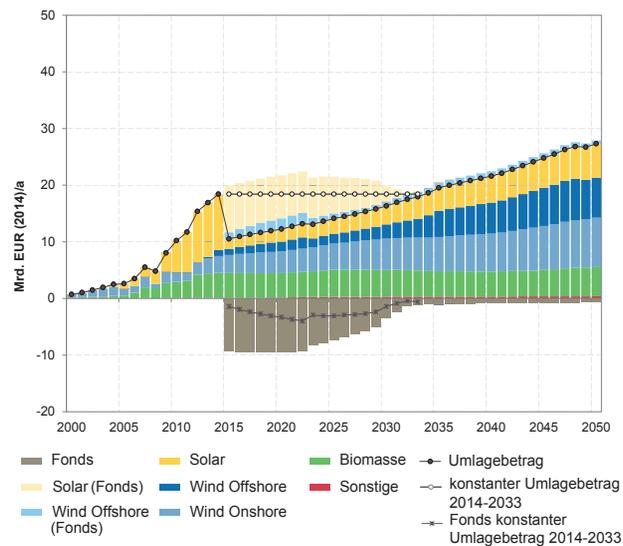
Es wird empfohlen, den Fonds im Wesentlichen auf die innovationsbedingten Kosten (d. h. auf den Teil der EEG-Vergütungen, der jenseits von 9 ct/kWh liegt) der PV und der Offshore-Windenergie zu beschränken. Wie oben gezeigt, lässt sich die langfristige Förderung der Biomasse über den Fonds aus Innovationsperspektive kaum rechtfertigen, da – im Gegensatz zu Offshore-Wind – keine weitere Senkung der Technologiekosten erwartet wird. Kostensenkungen sind gegebenenfalls auch bei der Geothermie zu erwarten, die allerdings kaum ins Gewicht fällt.

Analog zu Abbildung 1d stellt Abbildung 2 das Modell „Vergütungsdeckel“ dar, allerdings nur für PV und Offshore-Wind. Oberhalb der Zeitachse sind wieder die Differenzkosten (aufgeschlüsselt nach Technologien) aufgeführt. Kräftigere Farben stellen den Teil des Umlagebetrags dar, der weiterhin über die Umlage finanziert werden soll (Summe als schwarze Linie). Hellere Farben (oberhalb der schwarzen Linie) stellen den Teil dar, der über den Fonds finanziert werden soll, namentlich der Teil der PV und von Offshore-Wind, der über 9 ct/kWh liegt. Dieser ist erneut unterhalb der Zeitachse eingetragen. Deutlich ist die abrupte Senkung des Umlagebetrags bei Einführung des Fonds im Jahr 2015 zu erkennen.

Das stetige Steigen der EEG-Umlage ist, wie erwähnt, immer wieder Gegenstand der Kritik. Dies zu verhindern kann als ein Teil der Motivation aller präsentierten Fondsvorschläge angesehen werden. Daher besteht bei allen Modellen, bei denen die Umlage abrupt sinkt und dann wieder stetig steigt, die Gefahr einer Wiederholung von Akzeptanzproblemen. Ein weiteres Problem ist die oben genannte negative Wirkung einer sinkenden EEG-Umlage auf Energieeffizianzanreize. Um diese Probleme zu umgehen, sollte erwogen werden, die Umlage trotz Einführung des Fonds 2015 nicht abzusenken.

Stattdessen könnte sie solange (real) konstant gehalten werden, bis der Umlagebetrag das alte Niveau wieder erforderlich machen würde (gepunktete, waagerechte Linie 2015 bis 2033 auf Höhe des 2014er-Umlagebetrags in Abbildung 2) und ein weiteres Steigen im Jahr 2034 unvermeidlich wird. Damit wäre für fast zwei Dekaden das Problem der steigenden EEG-Umlage umgangen. Durch die frei werdenden Mittel (Differenz zwischen nicht abgesenkter EEG-Umlage und Umlagebetrag) kann der Fonds entsprechend kleiner ausfallen, d. h., die Fläche unterhalb der Zeitachse zwischen dieser und der gestrichelten Linie entspricht dem reduzierten Fonds. Denkbar ist auch jede mögliche Aufteilung zwischen Teilabsenkung der Umlage und Teilfinanzierung des Fonds.

ABBILDUNG 2: IASS-FONDSMODELL „MODIFIZIERTER VERGÜTUNGSDECKEL“ (SZENARIO 40EUR/MWH)



Quelle: IASS auf Basis von Matthes et al. (2014b, S. 51, Abb. 5–6)

4. Refinanzierung des Fonds

Im Folgenden werden die aus den oben genannten Modellen resultierenden Fondsgrößen und -verläufe sowie die daraus folgenden Finanzierungserfordernisse kurz dargestellt. Es werden verschiedene Optionen zur Finanzierung des Fonds betrachtet und die Effekte der „Streckung“ (d. h. der zeitlich gestreckten Finanzierung über den Kapitalmarkt) sowie die Beiträge des „goldenen Endes“ und der Optionen innerhalb der EEG-/Stromsteuersystematik geprüft.

4.1 Fondsgrößen, Verläufe und Finanzbedarfe

4.1.1 Fondsgrößen und Verläufe der verschiedenen Modelle

Wie in Abschnitt 3.2, den Abbildungen 3 und 4 sowie in Tabelle 2 dargestellt, gehen die Modelle „Bestandsanlagen“ und „Umlagedeckel“ durch die jeweiligen Schnitte mit einem plötzlichen Absinken der EEG-Umlage einher. Dadurch ist das Fondsvolumen zu Beginn der Laufzeit am größten und sinkt langsam ab. Nur das Modell „Umlagedeckel“ ist hingegen durch die definitionsgemäß konstante Umlage durch einen (mehr oder weniger) stetig steigenden Finanzbedarf gekennzeichnet. Wie in Abschnitt 3.1 erwähnt, bezieht sich die Diskussion der EEG-Umlage immer auf die Kernumlage.

Im Modell „Bestandsanlagen“ startet der Fonds mit einer Höhe von ca. 20 Mrd. EUR im Jahr 2015. Danach sinkt der jährliche Finanzbedarf bis 2035 relativ stetig bis auf null, weil bis dahin sämtliche fondsfinanzierte Anlagen sukzessive aus der Förderung herausfallen.

Die EEG-Umlage sinkt bei Einführung abrupt auf null, steigt danach stetig wieder an und verläuft ab 2035 – mit Auslaufen des Fonds – identisch zum Pfad ohne Fonds.

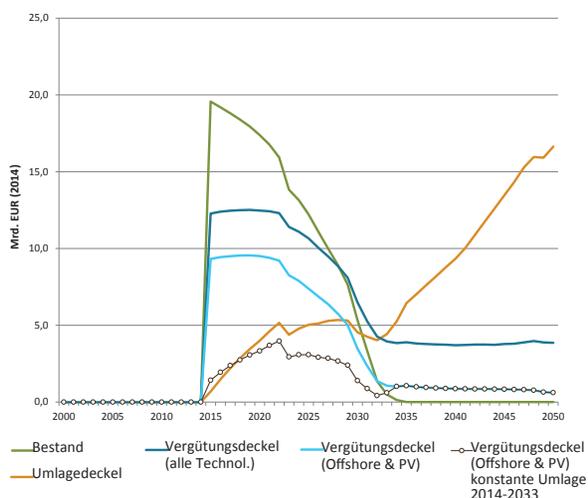
Im Modell „Umlagedeckel“ bleibt der Fonds zwar – nach einer ersten Wachstumsphase von 2015 bis 2020 – in den 2020er-Jahren relativ stabil bei ca. 4 bis 5 Mrd. EUR/a. Danach wächst er allerdings fast kontinuierlich bis auf fast 17 Mrd. EUR/a im Jahr 2050 an – das Jahr, in dem die Modellierung endet.

Wie erwähnt, ist in diesem Modell der Finanzbedarf schwer absehbar. Es ist aber davon auszugehen, dass der Fonds auch nach 2050 seine Größenordnung beibehalten wird. Zumindest würde die Rückzahlung bis weit in die zweite Hälfte des Jahrhunderts reichen. Die EEG-Umlage bleibt definitionsgemäß nominal konstant bei 4,9 ct/kWh, was real zu einem konstanten Sinken auf 4 ct/kWh 2030 und 3 ct/kWh 2050 führt.

Das Modell „Vergütungsdeckel“ (oder „-split“) startet in der Variante mit allen drei Technologien in den Anfangsjahren mit einer Fondsgröße von ca. 12 Mrd. EUR/a, die dann im Zeitraum 2022 bis 2033 (relativ) kontinuierlich bis auf unter 4 Mrd. EUR/a absinkt und bis 2050 ungefähr auf diesem Niveau verbleibt. Die Konstanz des Fonds nach 2033 resultiert hauptsächlich aus den gleichbleibenden, über dem Vergütungsdeckel liegenden Zahlungen für Biomasse. In deutlich geringem Maße sind auch Ausgaben für Offshore-Wind beteiligt. Die EEG-Umlage sinkt bei Einführung abrupt um 2,8 ct/kWh, steigt danach stetig wieder an, bleibt aber unter dem Pfad ohne Fonds. Im Jahr 2039 erreicht sie wieder das Niveau von 2014.

In der empfohlenen Variante des Modells „Vergütungsdeckel“ (oder „split“) nur für PV und Offshore-Windenergie führt die Herausnahme der Biomasse (vgl. a. Abbildung 2) zu einer entsprechend geringeren Fondsgröße mit weitgehend parallelem Verlauf. Das heißt, nach einer relativ konstanten Höhe von 9 bis 9,5 Mrd. EUR/a in den Anfangsjahren sinkt er in den Jahren 2023 bis 2033 auf einen Sockelbedarf von rund 1 Mrd. EUR/a, der dann bis 2050 langsam auf rund 0,6 Mrd. EUR/a weiter sinkt. Würde weiterhin der Umlagebetrag in den Jahren 2015 bis 2033 nicht abgesenkt werden, würde durch die zusätzlichen Mittel der komplementär notwendige Finanzbedarf stattdessen in den ersten acht Jahren nur von rund 1,4 auf knapp 4 Mrd. EUR/a steigen. Danach sinkt der Finanzbedarf auf rund 0,4 Mrd. EUR/a im Zeitraum 2023 bis 2032. Ab 2034 wäre der ‚Bonus‘ der Nichtabsenkung ‚aufgebraucht‘, und der Verlauf des Umlagebetrags und der des Fonds wären wieder identisch zur Variante ohne Nichtabsenkung der Umlage. Auch die EEG-Umlage verläuft nach einer Absenkung um 2 ct/kWh bei Einführung parallel zum Modell mit allen Technologien. Das Niveau von 2014 wird im Jahr 2033 erreicht. Bei der empfohlenen Nichtabsenkung bleibt die EEG-Kernumlage definitionsgemäß im Zeitraum 2014 bis 2033 konstant.

ABBILDUNG 3: FONDSVERLAUF DER FONDSMODELLE



Quelle: IASS auf Basis von Matthes et al. (2014b)

Zusammengefasst ergibt sich für das empfohlene Modell eines „Innovations-“ oder „Vorleistungsfonds“ für PV und Offshore-Wind mit einem von gut 9 auf rund 1 Mrd. EUR/a sinkenden Fondsvolumen der größte Finanzbedarf in den ersten zwei Dekaden nach der Einführung. Mit dem Verzicht auf die Absenkung der Umlage wird der Finanzbedarf der ersten zwei Dekaden auf unter die Hälfte reduziert, um dann ab 2034 einen identischen Verlauf wie ohne Fonds zu nehmen.

TABELLE 2: ENTWICKLUNG JÄHRLICHER FONDSGRÖSSEN (MRD. EUR/A)

Fondsmodell	2015 bis 2022	2023 bis 2033	2034 bis 2050	Gesamt (2015 bis 2050)
Bestandsanlagen	Sinkt von 20 auf 16	Sinkt auf 0,5	0	231
Umlagedeckel	Steigt von 0,7 auf 5	Zwischen 4 und 5	Steigt auf 16	266
Vergütungsdeckel (alle Technologien)	Zwischen 12 und 11	Sinkt auf 4	Knapp 4	254
Vergütungsdeckel... (PV & Offshore)	Gut 9	Sinkt auf 1	Sinkt auf 0,6	146
...mit konstanter Umlage 2014 bis 2033	Steigt von 1 auf 4	Sinkt auf 0,4	Sinkt von 1 auf 0,6	60

Quelle: IASS auf Basis von Matthes et al. (2014b)

4.1.2 Beiträge des „goldenen Endes“ und weitere Optionen innerhalb der EEG-Systematik und der Stromsteuer

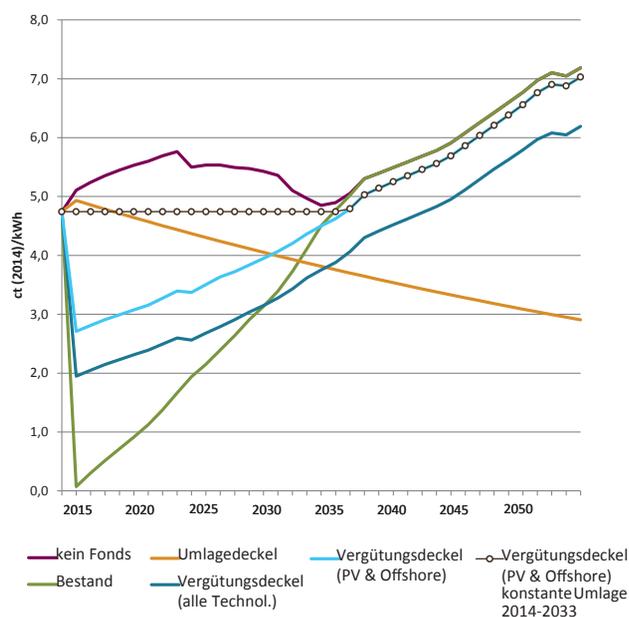
Das „goldene Ende“ bezeichnet bei EE-Anlagen mit geringen Betriebskosten (v. a. PV, aber auch Windenergie) die Zeit nach dem Förderzeitraum durch das EEG, in der weiterhin Erträge von den Anlagenbetreibern erzielt werden. Würde ein Teil dieser Erträge durch Abgaben abgeschöpft und dem EEG-Konto gutgeschrieben, könnte der anderweitige Finanzbedarf des Fonds entsprechend gesenkt werden. Mithilfe einer Reihe von Annahmen (mittleres Szenario: Lebensdauer 25 Jahre, Abschöpfung 50 % der Erträge etc.) schätzt die Studie des Öko-Instituts – unter Betonung der Unsicherheiten –, dass diese Erträge ab 2015 sukzessive von null ansteigen und 2035 rund 1 Mrd. EUR erreichen. Danach schwanken die Erträge zwischen diesem Wert und 0,75 Mrd. EUR. Nennenswerte Finanzierungsbeiträge stellen sich also erst ab 2030 ein. Andere Annahmen bzgl. Anlagenlebensdauer, Strompreis etc. verändern naturgemäß die Ertragsprognose, allerdings bei gleichbleibendem Profil (graduelles Ansteigen, volle Entfaltung im Laufe der 2030er-Jahre). So würden bspw. durch eine angenommene weitere Erhöhung der Anlagenlebensdauer um fünf Jahre (also 30 anstatt 25) die Einnahmen bis 2035 um weitere 0,5 Mrd. EUR steigen und dann bis 2050 um 0,5 bis 0,75 Mrd. EUR/a höher liegen. In jedem Fall kann das „goldene Ende“ nur einen gewissen Beitrag zur Finanzierung leisten. Vor allem kann es in fast allen Modellen (außer im Modell „Umlagedeckel“) gerade in den ersten zwei Dekaden nach der Einführung kaum einen Beitrag leisten, wenn der Finanzierungsbedarf am höchsten ist.

Weitere Optionen innerhalb der EEG- und Stromsteuersystematik zur Finanzierung des Fonds erscheinen wenig zielführend. Sämtliche Umverteilungen bzw. Verschiebungen innerhalb der EEG-Systematik – wie die Senkung oder Abschaffung von Industriausnahmen oder Abgaben auf den Eigenverbrauch – senken zwar die Belastung des nicht privilegierten Stromverbrauchs, aber dazu bedarf es nicht des Konstrukts des EEG-Fonds. Auch die Nutzung anderer, damit im Sachzusammenhang stehender Steuern, wie z. B. der Stromsteuer, bedeutet nur eine Verschiebung der Anteile innerhalb der Ausgaben für Strom. Eine anderweitige Verwendung

des vorhandenen Stromsteueraufkommens würde hingegen eine Lücke bei der jetzigen Verwendung bedeuten, die wiederum durch die öffentlichen Haushalte zu decken wäre (dazu s. u.).

Zusammenfassend bleibt zu konstatieren, dass Finanzierungsoptionen innerhalb der EEG-Systematik lediglich Verschiebungen darstellen und dass das „goldene Ende“ nur einen gewissen Beitrag ab den 2030er-Jahren leisten kann. Für die Zeit davor, in der (mit Ausnahme des Modells „Umlagedeckel“) der größte Finanzbedarf liegt, müssen andere Finanzierungsquellen gefunden werden.

ABBILDUNG 4: EEG-KERNUMLAGE, ALLE MODELLE



Quelle: IASS auf Basis von Matthes et al. (2014b)

4.2 Verteilungs- und Kostenwirkungen verschiedener Finanzierungsoptionen

Für das empfohlene Modell des modifizierten Vergütungsdeckels (oder -splits) entsteht also in den ersten knapp zwei Dekaden ein von gut 9 Mrd. EUR/a auf rund 1 Mrd. EUR/a absinkender Finanzbedarf, der ab den 2030ern langsam weiter bis auf 0,6 Mrd. EUR im Jahr 2050 weiter sinkt. Mit dem Verzicht auf die Absenkung der Umlage würde der Finanzbedarf der ersten zwei Dekaden auf unter die Hälfte reduziert. Nach der Ermittlung der Höhe der notwendigen Mittel im Zeitablauf sollen nun alternative Optionen der Finanzierung aufgezeigt werden.

Für die Refinanzierung des Fonds sind grundsätzliche politische Entscheidungen in zwei Dimensionen notwendig, die jeweils unterschiedliche Verteilungs- (Wer zahlt?) und Effizienz- bzw. Kostenwirkungen (Wie viel muss insgesamt gezahlt werden?) implizieren. Zum einen ist zu entscheiden, ob der Fonds durch Beiträge innerhalb der EEG-Systematik oder durch die öffentlichen Haushalte erfolgen soll. Die andere Dimension betrifft die Frage, ob durch Kreditaufnahme – zur Implementierung eines Pay-as-you-use-Prinzips über die Zeit – die heutigen Zahlungen vermindert und zeitlich gestreckt werden sollen. Letzteres kann wiederum sowohl innerhalb der EEG-Systematik als auch im Rahmen der Haushaltsfinanzierung (staatliche Neuverschuldung) vorgenommen werden. Tabelle 3 stellt die Wirkungen

tabellarisch dar (eine Entscheidung für den Verbleib des Fonds innerhalb der EEG-Systematik bei gleichzeitigem Verzicht auf Kreditfinanzierung würde dem Status quo entsprechen). Natürlich sind auch Mischmodelle denkbar.

4.2.1 Verteilungswirkungen verschiedener Optionen

Mit einer Deckung des Fonds aus den öffentlichen Haushalten würde die Kostenanlastung gemäß der jeweiligen Steuerbelastungen von Personen und Unternehmen anstatt des (nicht privilegierten) Stromverbrauchs erfolgen. Bei einer Gegenfinanzierung durch Steuererhöhungen sind verschiedene Varianten denkbar, die jeweils unterschiedliche – vorab zu prüfende – steuersystematische und Verteilungswirkungen sowie unterschiedliche politische Durchsetzungspotenziale usw. (Bundes-, Landes- oder Kommunalsteuer? Wer wird genau belastet? Welche Ausnahmen gibt es innerhalb der jeweiligen Steuer?) aufweisen. Eine Gegenfinanzierung durch Einsparungen an anderer Stelle der öffentlichen Haushalte geht ebenso mit entsprechenden weiteren Umverteilungseffekten und Durchsetzungsfragen einher.

Bei einer Finanzierung durch staatliche Neuverschuldung (Streckung) ändert sich zusätzlich die zeitliche Verteilung, d. h., die heutigen Zahlungen werden vermindert und die Steuerzahler von morgen zur

TABELLE 3: VERTEILUNGS- UND KOSTEN-/EFFIZIENZWIRKUNGEN VERSCHIEDENER FINANZIERUNGSOPTIONEN

	Verteilungswirkung	Kosten-/Effizienzwirkung
Öffentliche Haushalte heute: Steuererhöhung oder Konsolidierung	Gemäß resultierender Belastung heutiger Personen und Unternehmen	
Öffentliche Haushalte morgen/ Neuverschuldung: staatl. Streckung	Gemäß resultierender Belastung zukünftiger Personen und Unternehmen	Zusätzliche Kreditkosten gemäß staatlicher Kreditkonditionen
EEG morgen/Kreditfinanzierung: Streckung innerhalb EEG-Systematik	Nicht privilegierter zukünftiger Stromverbrauch	Zusätzliche Kreditkosten <ul style="list-style-type: none"> ■ Evtl. gemäß staatlicher Kreditkonditionen (z. B. KfW-Garantie) ■ Ansonsten evtl. höher
EEG heute	Status quo	Status quo

Quelle: Eigene Darstellung

Finanzierung mit herangezogen. Eine Kapitalmarktfinanzierung kann auch innerhalb der EEG-Systematik vorgenommen werden. Bezüglich der Verteilung entspricht dies einer entsprechenden Verschiebung innerhalb der bestehenden EEG-Systematik, d. h. die Zahlungsverpflichtungen würden weiterhin durch den (späteren, nicht privilegierten) Stromverbrauch getragen.

4.2.2 Effizienz- bzw. Kostenwirkungen verschiedener Optionen

Wie bereits angedeutet, kann der Fonds über den Kapitalmarkt finanziert werden, um die Kosten über einen längeren Zeitraum zu verteilen (Streckung). Die Streckung kann sowohl innerhalb der bisherigen EEG-Systematik als auch im Rahmen einer Umstellung auf Steuerfinanzierung (s. o.) geschehen. Allerdings impliziert eine Kapitalmarktfinanzierung je nach Zinsniveau und Laufzeit zusätzliche Kosten, die zudem in den Optionen EEG versus öffentliche Haushalte unterschiedlich ausfallen können. Generell bietet das gegenwärtige Niedrigzinsumfeld vergleichsweise günstige Voraussetzungen für eine Kapitalmarktfinanzierung, wobei offen ist, wie lange diese anhalten werden.

Bei einer Streckung im Rahmen staatlicher Neuverschuldung können die günstigen Konditionen staatlicher Kreditanleihen genutzt werden. Allerdings steigen auch hier die Kreditkosten mit längerer Laufzeit an. Die Studie des Öko-Instituts nennt bei Laufzeiten von zehn Jahren reale Finanzierungskosten von bestenfalls null. Bei 20 Jahren Laufzeit steigen sie hingegen auf geschätzte 10 bis 35% und bei 30 Jahren Laufzeit auf 65 bis 100% der Kreditsumme an. Da die zusätzliche Neuverschuldung evtl. unter die grundgesetzlich verankerte Schuldenbremse fällt, wäre außerdem zu prüfen, ob die Einführung eines staatlichen Sonderfonds eine Alternative darstellt. Dafür gibt es in der bundesdeutschen Geschichte eine Reihe historischer Vorbilder (Lastenausgleichsfonds, Fonds Deutsche Einheit, Wohnungsbauschulden als Teil des Erblastentilgungsfonds etc.).

Wird die Kapitalmarktfinanzierung innerhalb der EEG-Systematik vorgenommen (also durch die Umlage abbezahlt), sind die Kreditkonditionen zu prüfen. Es ist zu klären, ob ein Fonds innerhalb der hochregulierten EEG-Systematik für die gleichen günstigen Kreditkonditionen qualifiziert ist wie Staatsanleihen (s. Abschnitt 5). Alternativ wäre eine Abwicklung durch eine staatliche Institution, wie z. B. die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), denkbar, um diese Konditionen sicherzustellen. Andernfalls sind die Kosten entsprechend höher.

Zwar hält die Studie des Öko-Instituts eine Finanzierung aus dem laufenden Staatshaushalt für ‚nicht vorstellbar‘, allerdings geht sie – im Durchschnitt der Modelle und aufgrund des Einbezugs der Biomasse – von Fondsgrößen von 10 bis 15 Mrd. EUR/a, in einzelnen Jahren von 20 Mrd. EUR, aus. Außerdem wird anerkannt, dass es in der bundesdeutschen Geschichte bereits Vorbilder für Sondervermögen in ähnlichen Größenordnungen gegeben hat. Vor allem wäre aber eine stärkere Finanzierung über den öffentlichen Haushalt – wie in Abschnitt 2 ausgeführt – für diesen Fall gerade begründbar. Außerdem bestehen wichtige Analogien zur Finanzierung anderer zukünftig anstehender Zukunftserfordernisse, wie energiewenderelevanter (und anderer) Infrastrukturen. Daher soll vor diesem größeren Hintergrund die Option einer verstärkten Finanzierung über öffentliche Mittel – sei es über allgemeine Haushaltsmittel oder einen Sonderfonds – sowie die Erschließung neuer Kapitalgeber in Form von institutionellen Investoren näher betrachtet werden.

Wenn die Entscheidung für eine bestimmte Finanzierung gefallen ist, ist die jeweils kostenminimierende Umsetzung zu prüfen. So wäre z. B. im Fall der Haushaltsfinanzierung zu klären, ob ein „realer“ Fonds tatsächlich notwendig ist. Stattdessen könnte eine separate Ausweisung des Fondsanteils im EEG-Umlagebetrag und ein entsprechender Zuschuss aus den öffentlichen Haushalten (ähnlich der Rentenversicherung) ausreichend sein und die Transaktionskosten entsprechend senken.

Die Übertragungsnetze reichen längst nicht mehr aus. Künftig könnten institutionelle Investoren wie Versicherungen und Altersvorsorgeeinrichtungen stärker in die Finanzierung von Infrastruktur jeglicher Art eingebunden werden.

© istock/ZU_09



5. Der größere Rahmen: alternative Infrastruktur- finanzierung

5.1 Finanzierung von Zukunftsaufgaben: institutionelle Investoren stärker beteiligen?

Wie in Abschnitt 2 gezeigt, besteht nicht nur für die Energiewende und den damit verbundenen Infrastrukturen ein erheblicher Bedarf an Investitionen mit langfristigen Finanzierungen, sondern auch in anderen Bereichen. Eine öffentliche Finanzierung ist dabei durchaus begründbar, im aktuellen politischen Kontext aber umstritten. Dabei bietet das derzeitige Niedrigzinsumfeld generell günstige Voraussetzungen für eine Finanzierung auf Kapitalmarktbasis (auch wenn offen ist, wie lange die Situation anhält und auch wenn die Finanzierungskosten mit der Laufzeit signifikant ansteigen – s. Abschnitt 4.2.2). Gleichzeitig stehen institutionellen Investoren – z. B. Lebensversicherungen, Pensionsfonds – signifikante Mittel zur Verfügung. So betrug bspw. im Jahr 2013 der Kapitalanlagenbestand deutscher Lebensversicherer rund 796 Mrd. EUR (GDV 2014). Für institutionelle Investoren stellen Anlagen in Infrastrukturen eine interessante Option dar, die gerade im Nachgang der Finanzkrise verstärkt in den Fokus rückt. So haben Infrastrukturen ein attraktives Risiko-Ertrags-Verhältnis im Vergleich zu Staatsanleihen (Fritzsche 2014). Aufgrund ihrer langen Lebensdauern passen sie außerdem besonders gut zu deren Planungshorizonten (IEA 2014, S. 12–13). Vor dem Hintergrund der alternden deutschen Gesellschaft, in der Lebensversicherungen eine beliebte Form der privaten Altersvorsorge darstellen, haben neue Renditemöglichkeiten angesichts des erwähnten Niedrigzinsumfelds außerdem eine besondere Dringlichkeit (Jahberg 2014b; Zimmerer 2014). So würden neue Anlageoptionen auch einen aktiven Beitrag zur Ver-

ringerung der Zahlungsschwierigkeiten deutscher Lebensversicherer leisten, die die Kehrseite des derzeitigen Niedrigzinsumfelds darstellen (Die Zeit 2014; Jahberg 2014a; Krohn 2014). Außerdem spielt für institutionelle Anleger der Nachhaltigkeitsaspekt bei Geldanlagen eine immer größer werdende Rolle (CERES 2014; Ellsworth & Snow Spalding 2013). So hat die KfW im Juli 2014 erstmals eine Anleihe zur Finanzierung ihres EE-Kreditprogramms (sogenannte Green Bonds) mit 1,5 Mrd. EUR Emissionsvolumen aufgelegt, die mit Bestellungen in Höhe von 2,65 Mrd. EUR – v. a. durch institutionelle Investoren – innerhalb kürzester Zeit überzeichnet war (KfW 2014a, b).

Somit könnte eine stärkere Einbindung institutioneller Investoren in die Finanzierung von (energie-wenderelevanten und anderen) Infrastrukturen aus gesellschaftspolitischen und makroökonomischen Gründen sinnvoll sein. Zwar sehen Beckers et al. (2014) derzeit keine signifikanten Engpässe bei der Finanzierung energiewenderelevanter Infrastrukturen, aber die Aussage bezieht sich nur auf den Investitionsbedarf der vier Übertragungsnetzbetreiber (also nur für Hochspannungsnetze) für die nächsten zehn Jahre. Außerdem wird auch dort eine stärkere Einbindung als vorteilhaft und potenziell kostensenkend angesehen (Beckers et al. 2014, S. 187–188, 275). Schließlich würde – auch wenn die bestehende europäische Versicherungsregulierung keine ‚spezifisch deutsche‘ Regulierung zulässt (Beckers et al. 2014, S. 198) – eine stärkere Einbindung institutioneller Investoren dazu führen, dass ein höherer Anteil der generierten Rückflüsse im Inland verbliebe. Somit hätte das Prinzip ‚Altersvorsorge-Gelder finanzieren Infrastruktur, Infrastrukturrenditen finanzieren Alters-

vorsorge“ (Zimmerer 2014) das Potenzial, die Identifikation und Akzeptanz der Bevölkerung mit dem Generationen- und Zukunftsprojekt Energiewende signifikant zu erhöhen.

5.2 Abbau regulativer Barrieren notwendig?

Zwar ist das Potenzial institutioneller Investoren in der Finanzierung von (energiewenderelevanten und anderen) Infrastrukturen – wie oben gezeigt – erheblich. Allerdings werden regulative Barrieren dafür verantwortlich gemacht, dass ein größeres Engagement nicht zustande kommt.

Derzeit bestehen strikte Kapitalunterlegungsvorschriften, wodurch z. B. Lebensversicherer und Pensionsfonds kaum in ‚normale‘ Investitionen (z. B. Aktien), sondern überwiegend in Staatsanleihen u. Ä. (Papiere mit AAA-Ratings) investieren. Dieselben strikten Kapitalunterlegungsvorschriften gelten auch für Infrastrukturinvestitionen, obwohl sie vielfach ein ähnlich geringes Risiko aufweisen wie Staatsanleihen. Die oben erwähnte Anleihe der staatseigenen KfW hat die gleiche Bonität wie Staatsanleihen, wodurch sich die Überzeichnung erklären lässt.

Daher wird die Schaffung einer eigenen Anlageklasse für Infrastrukturen mit entsprechend geringeren Erfordernissen der Kapitalunterlegung im Rahmen des ab 2016 geltenden europäischen Versicherungsaufsichtsrechts (sogenannte Solvency-II-Regulierung) erwogen, die deren geringere Ausfallwahrscheinlichkeit widerspiegeln soll. Dabei bestehen verschiedene Ansätze der Klassifizierung. Sie reichen von Investitionen, die ausschließlich der deutschen Anreizregulierung unterliegen („ARegV-Ansatz“), über die Identifizierung besonders risikoarmer Investitionen anhand bestimmter Kriterien („Kriterienkatalog-Ansatz“) bis hin zu sämtlichen Infrastrukturen („breiter Ansatz“) (Beckers et al. 2014, Abschn. 5.2.1.3). Dabei scheint der vom Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft (GDV) vertretene Kriterienkatalog-Ansatz (GDV 2013) einen denkbaren Kompromiss darzustellen. Während der ARegV-Ansatz eine eigene Klasse nur für deutsche regulierte Projekte und Unternehmen innerhalb der europäischen Regulierung bedeuten würde, schließt der breite Ansatz auch börsennotierte Unternehmen

ein, die Infrastrukturprojekte betreiben und per se kein anderes (d. h. geringeres) Risikoprofil aufweisen als ‚normale Investitionen‘. Beim Kriterienkatalog-Ansatz ist die adäquate Definition der Kriterien entscheidend, wobei Beckers et al., (2014) bestimmte Kriterien auf jeden Fall für sinnvoll halten (kein Wettbewerbsrisiko, Vertragsbeziehungen mit einer öffentlichen bzw. einer der Regulierung unterliegenden Einrichtung, geringe Preiselastizität der Nachfrage), während sie bei anderen Kriterien (Realisierungs- und Betriebsrisiko, vertragliches Risiko) zu keinem klaren Votum gelangen. Insgesamt weist dieser Kriterienkatalog mit dem des GDV eine hohe Deckungsgleichheit auf (sodass wahrscheinlich auch Projekte der ARegV-Klasse eingeschlossen wären). Konsistent mit der Kritik am breiten Ansatz bezieht sich der GDV-Vorschlag ausschließlich auf nicht börsennotierte Projekte. Aufgrund ihrer sicheren und prognostizierbaren Zahlungsströme sowie fehlender Korrelation mit börsennotierten Infrastrukturprojekten oder globalen Aktien gelten diese als risikoarm („Bond-artiger“ Charakter). Zum Umgang mit Realisierungs-, Betriebs- und Technologierisiken ist alternativ eine gestufte Finanzierung denkbar, in der Betreiber Anteile an institutionelle Investoren verkaufen, wenn die Risiken entsprechend reduziert sind (ECF 2011, S. 9-10).

Daran wird kritisiert, dass sich die Versicherungsregulierung auf ihren Kernzweck beschränken sollte, anstelle gezielt Infrastrukturfinanzierungen anzureizen. Hieraus spricht das wirtschaftspolitische Prinzip nach Tinbergen, wonach für jedes Ziel ein eigenes unabhängiges Instrument eingesetzt werden soll (Tinbergen 1952, 1956). Allerdings ist es durchaus sinnvoll, vorhandene Synergien nicht nur zu nutzen, sondern auch zu erzeugen bzw. zu erweitern – auch wenn die angesprochene Gefahr von Interdependenzen und Interessenkonflikten (Beckers et al. 2014, S. 197 – 200) durchaus ernst zu nehmen ist.

6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Eine Reihe innovations-, technologiepolitischer und weiterer Gründe spricht für eine breite Finanzierungsbasis der Energiewende. Vor allem die Tatsache, dass die strategische Neuausrichtung des gesamten Energieversorgungssystems ein gesamtgesellschaftliches strategisches Zukunftsprojekt, ein Gemeinschaftswerk, darstellt, macht eine öffentliche Finanzierung, auch gestreckt über längere Zeiträume, durchaus begründbar. Stattdessen werden mittels EEG-Systematik die Technologieentwicklung und der Kapazitätsaufbau erneuerbarer Energien – also wesentlicher Teile der Energiewende – aus den laufenden Zahlungen einer bestimmten Gruppe, den nicht privilegierten Stromverbrauchern, finanziert (vgl. Abschnitt 2). Es wird daher vorgeschlagen, die Kosten der Technologieentwicklung aus der EEG-Systematik auszugliedern und komplementär über einen sogenannten EEG-Fonds zu finanzieren.

Auf Grundlage einer Studie des Öko-Instituts, das verschiedene Fondsmodelle durchgerechnet hat, wird eine modifizierte Variante eines Modells vorgeschlagen, das die (zurückliegenden und zukünftigen) Kosten der Technologieentwicklung für PV und Offshore-Wind (definiert als den Teil der EEG-Vergütungen, der über 9 ct/kWh liegt) aus der EEG-Umlage herausnimmt und in einen EEG-Fonds überführt (vgl. Abschnitt 3). Würde dieser Schnitt 2015 eingeführt, ergäbe sich ein komplementärer jährlicher Finanzbedarf von gut 9 Mrd. EUR/a in den ersten acht Jahren nach der Einführung (vgl. Abschnitt 4.1). Danach würde das jährliche Volumen innerhalb von zehn Jahren auf einen Sockelbedarf von rund 1 Mrd. EUR/a sinken, der dann langsam weiter bis auf rund 0,6 Mrd. EUR/a im Jahr 2050 absinken würde. Die EEG-(Kern-)Umlage würde bei Einführung abrupt

um 2 ct/kWh sinken. Danach würde sie wieder stetig – aber langsamer als ohne Fonds – bis 2050 ansteigen, wobei sie 2033 erneut das Niveau von 2014 erreichen würde. Weiterhin wird vorgeschlagen, die Umlage – trotz Einführung des Fonds – nicht abzusenken und stattdessen bis 2033 konstant zu halten, wodurch die politisch schwer zu vermittelnden Steigerungen der EEG-Umlage für fast zwei Dekaden (bis zu dem Zeitpunkt, in dem die Umlage trotz Fonds das alte Niveau überschreiten wird) vermieden wären. Außerdem würde die negative Wirkung des sinkenden Preises auf den Anreiz zur Stromeffizienz vermieden. Dadurch würde auch der komplementäre Finanzbedarf der ersten 20 Jahre auf weniger als die Hälfte sinken. Der Fonds würde in den ersten acht Jahren lediglich von jährlich rund 1,4 auf knapp 4 Mrd. EUR/a graduell ansteigen und danach im Zeitraum 2023 bis 2032 bis auf rund 0,4 Mrd. EUR/a sinken. Ab 2034 wäre der ‚Bonus‘ der Nichtabsenkung ‚aufgebraucht‘, und es entstünde ein identischer Sockelbedarf. Das sogenannte goldene Ende (Gewinnabschöpfung bei EE-Anlagen nach Förderende) generiert erst ab 2030 nennenswerte Beiträge – d. h. jahresdurchschnittlich 0,75 Mrd. EUR/a – und kann somit hauptsächlich für den Sockelbedarf eingesetzt werden. Alle anderen Optionen benötigen entweder nicht das Konstrukt des Fonds (Einschränkung der EEG-Ausnahmen) oder führen zu reinen Verschiebungen innerhalb des Strompreises (Stromsteuer).

Für die Refinanzierung des Fonds müssen zwei Dimensionen politisch entschieden werden, nämlich ob (i) der Fonds aus der EEG-Systematik herausgenommen und durch die öffentlichen Haushalte finanziert und ob (ii) durch Kreditaufnahme (entweder innerhalb der EEG-Systematik oder als staatliche

Neuverschuldung) die heutigen Zahlungen vermindert und zeitlich gestreckt werden sollen (vgl. Abschnitt 4.2). Jede Kombination impliziert jeweils unterschiedliche Verteilungs- (Wer zahlt?) und Effizienz-/Kostenwirkungen (Wie viel muss insgesamt gezahlt werden?), wobei ein Verbleib des Fonds innerhalb der EEG-Systematik bei gleichzeitigem Verzicht auf Kreditfinanzierung dem Status quo entspricht. Eine Finanzierung über die öffentlichen Haushalte entspräche der o. g. gesamtgesellschaftlichen Finanzierung des Gemeinschaftswerks Energiewende. Bezüglich der Verteilungswirkungen bedeutet dies eine Verlagerung der Finanzierung vom nicht privilegierten Stromverbrauch zum Steuersubjekt. Für die Gegenfinanzierung aus den laufenden öffentlichen Haushalten sind verschiedenste Varianten von Steuererhöhungen und/oder Ausgabenkürzungen denkbar, die jeweils unterschiedliche Verteilungswirkungen haben. Die Alternative der staatlichen Neuverschuldung bedeutet als weitere Verteilungswirkung eine teilweise zeitliche Verschiebung der Zahlungsverpflichtungen auf die Steuerzahler von morgen. Bezüglich der Effizienz- und Kostenwirkung bedeutet eine Kapitalmarktfinanzierung zusätzliche Kreditkosten. Generell bietet das derzeitige Niedrigzinsumfeld hierfür gute Voraussetzungen, und im Rahmen staatlicher Neuverschuldung können außerdem die günstigen Kreditkonditionen staatlicher Anleihen genutzt werden. Eine Kreditfinanzierung innerhalb der EEG-Systematik entspräche hingegen lediglich einer teilweise zeitlichen Verschiebung der Finanzierung durch den nicht privilegierten Stromverbrauch. Kostenseitig impliziert dies ebenfalls Kreditkosten, die u. U. höher als im Rahmen staatlicher Neuverschuldung ausfallen, falls z. B. der Modus eines KfW-Fonds nicht genutzt werden kann.

Trotz der guten Begründbarkeit einer Haushaltsfinanzierung des EEG-Fonds sind öffentliche Finanzierungen zunehmend umstritten, und die aktuellen politischen Entwicklungen (‚Schuldenbremse‘, ‚schwarze Null‘, Nutzerfinanzierung durch Verkehrsmaut) laufen in z. T. entgegengesetzte Richtungen. Gleichzeitig ist die Kehrseite des derzeitigen Niedrigzinsumfeldes, dass z. B. Lebensversicherungen zunehmend Schwierigkeiten haben, ihre früher gemachten Zinszusagen einzuhalten. Vor diesem Hintergrund kann eine stärkere Einbindung institutioneller Investoren für Infrastrukturfinanzierungen sinnvoll sein. So sind solche Investitionen für Lebensversicherungen attraktiv und könnten ihre (erheblichen) Mittel zu – für Infrastrukturvorhaben – relativ günstigen Konditionen zur Verfügung stellen. Allerdings ist der Abbau regulativer Barrieren notwendig, die den Lebensversicherern de facto überwiegend nur die Investition in Staatsanleihen ermöglichen. So könnte eine stärker über den Kapitalmarkt finanzierte Energiewende (anstatt über das EEG) auch für die Finanzierung anderer Infrastrukturen als Vorbild dienen. Schließlich würde durch die Verknüpfung nach dem Prinzip „Altersvorsorge-Gelder finanzieren Infrastruktur, Infrastrukturrenditen finanzieren Altersvorsorge“ auch ein höherer Anteil der generierten Rückflüsse im Inland verbleiben. Damit hätte die Verknüpfung das Potenzial, die Identifikation und Akzeptanz der Bevölkerung mit dem Generationen- und Zukunftsprojekt Energiewende zu stärken.

Literaturverzeichnis

50hertz, amprion, Tennet, & BW, T. (2014). Prognose der Bandbreite der EEG-Umlage 2016 nach AusglMechAV: Netztransparenz.de.

Agora Energiewende (2014). Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 Impulse. Berlin: Agora Energiewende.

Balser, M., & Bauchmüller, M. (2013, 18.10.13). Kassensturz beim Ökostrom, Süddeutsche Zeitung.

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (2014a). Erneuerbare Energien erreichen neuen Rekordwert [Press release]. Abgerufen am 18.8.14 von <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140729-pi-erneuerbare-energien-erreichen-neuen-rekordwert-de>

BDEW (2014b). Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014) Energie-Info. Berlin.

Beckers, T., Bieschke, N., Lenz, A.-K., Heurich, J., Kühling, J., Hertel, W., Nelle, A., Schubert, D., Hammerstein, C. v., & Bremen, A. v. (2014). Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland. Berlin/Regensburg.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2014). Eckpunkte für die Reform des EEG. Berlin: BMWi.

CERES (2014). CERES Investors Network. Abgerufen am 25.7.14 von <http://www.ceres.org/investor-network>

Cohrs, R. F. (2014). Optionen zur Ausgestaltung und Refinanzierung eines Fonds zur Übertragung von durch Erneuerbare Energien-Anlagen verursachte Kosten. (Master of Science Masterarbeit), Technische Universität Dresden, Dresden.

ECF (European Climate Foundation) (2010). Roadmap 2050. A Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe (Vol. Volume 1: Technical Analysis).

ECF (2011). Roadmap 2050. Financing for a Zero-Carbon Power Sector in Europe.

Ecke, J., Herrmann, N., Kuhnhenne-Krausmann, E., Altröck, M., Lehnert, W., & Thomas, H. (2014). Weiterentwicklung des EEG aus Verbraucherperspektive. Wiso Diskurs.

Ellsworth, P., & Snow Spalding, K. (2013). The 21st Century Investor: CERES Blueprint for Sustainable Investing.

FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft) (2012a). Was Strom wirklich kostet. Factsheet zur Studie FÖS-Factsheet. Berlin.

FÖS (2012b). Zusatzkosten von Strom aus konventionellen Energieträgern außerhalb des Strompreises. Factsheet im Auftrag von Greenpeace Energy eG FÖS-Factsheet. Berlin

Fritzsche, R. (2014). Erster Infrastruktur-Bondfonds mit täglicher Liquidität. Abgerufen am 19.11.14 von <http://www.fondsprofessionell.de/news/markt-strategie/nid/erster-infrastruktur-bondfonds-mit-taeglicher-liquiditaet/gid/1017549/ref/4/>

Gaßner, H., & Siederer, W. (2014). Finanzierung der Förderung von EE-Anlagen durch einen Fonds - Vereinbarkeit mit den Leitlinien der EU für Umwelt- und Energiebeihilfen -. Ergänzende Stellungnahme im Auftrag des IASS Institute for Advanced Sustainability Studies (pp. 10). Berlin: Anwaltsbüro Gaßner, Groth, Siederer & Coll.

Gaßner, H., Siederer, W., & Viezens, L. (2014). Entlastung der EEG-Umlage durch ein Fonds-Modell. Rechtsgutachten im Auftrag des IASS Institute for Advanced Sustainability Studies (80 S.). Berlin: Anwaltsbüro Gaßner, Groth, Siederer & Coll.

GDV (Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft) (2013). Vorschlag des Gesamtverbandes der Deutschen Versicherungswirtschaft für eine angemessene Solvenzkapitalanforderung für langfristige Investitionen in Infrastruktur oder Erneuerbare Energien. Berlin.

GDV (2014). Zahlen und Fakten. Abgerufen am 19.11.14 von <http://www.gdv.de/zahlen-fakten/branchendaten/kapitalanlagen/#kapitalanlagenbestand>

Gerhardt, N., Sandau, F., Zimmermann, B., Pape, C., Bofinger, S., & Hoffmann, C. (2014). Geschäftsmodell Energiewende. Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“-Argument. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).

IEA (International Energy Agency) (2014). World Energy Investment Outlook. Special Report. Paris.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2011). Summary for Policymakers. In O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer & C. von Stechow (Eds.), IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

IRENA (International Renewable Energy Agency) (2013). Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA).

Jahberg, H. (2014a, 5.7.14). Wie die Lebensversicherung überleben soll, Tagesspiegel.

Jahberg, H. (2014b, 6.10.14). Wir würden gerne Autobahnen finanzieren, Interview mit Markus Faulhaber, Tagesspiegel, S. 14. Abgerufen am 6.10.14 von <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/interview-mit-dem-chef-der-allianz-lebensversicherung-wir-wuerden-gerne-autobahnen-finanzieren/10795234.html>

KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) (2014a). Green Bonds - Made by KfW. Retrieved 21.7.14, 2014, from <https://www.kfw.de/KfW-Konzern/Investor-Relations/KfW-Green-Bonds/>

KfW (2014b). ‚Green Bonds - Made by KfW‘ überzeugen Investoren [Press release]. Abgerufen am 21.7.14 von https://www.kfw.de/KfW-Konzern/Newsroom/Aktuelles/Pressemitteilungen/Pressemitteilungen-Details_214336.html

Krohn, P. (2014, 8.1.14). Die Lebensversicherung in der Existenzkrise, F.A.Z. Net. Abgerufen am 21.7.14 von <http://www.faz.net/aktuell/finanzen/meine-finanzen/vorsorgen-fuer-das-alter/nachrichten/altersvorsorge-die-lebensversicherung-in-der-existenzkrise-12743097.html>

Küchler, S. (2014). Industrieausnahmen: Branchenliste schafft kaum Eingrenzung FÖS-Paper. Berlin.

Küchler, S., & Meyer, B. (2012). Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten konventioneller und erneuerbarer Energien FÖS-Studie. Berlin.

Matschoss, P.(2004). Flexible climate policy mechanisms and induced technical change. Oldenburg: BIS-Verlag.

Matthes, F. C. (2014). Erneuerbare Energien Gesetz 2014. Eine Zwischenreform auf dem Weg zu einem nachhaltigen Strommarktdesign der Energiewende. Berlin: Deutscher Bundestag, 18. Wahlperiode, Ausschuss für Wirtschaft und Energie.

Matthes, F. C., Cludius, J., Graichen, V., Haller, M., & Hermann, H. (2014a). Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Berlin.

Matthes, F. C., Haller, M., Hermann, H., & Loreck, C. (2014b). Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG-Vorleistungsfonds. Endbericht für den Rat für Nachhaltige Entwicklung (RNE) (pp. 83). Berlin: Öko-Institut.

Mitchell, C., Sawin, J. L., Pokharel, G. R., Kammen, D., Wang, Z., Fifita, S., Jaccard, M., Langniss, O., Lucas, H., Nadai, A., Blanco, R. T., Usher, E., Verbruggen, A., Wüstenhagen, R., & Yamaguchi, K. (2011). Policy, Financing and Implementation. In O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer & C. von Stechow (Eds.), IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate change Mitigation. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

Müller, F., & Szymanski, M. (2014, 8.1.14). Wer wagt, der nicht verliert, Süddeutsche Zeitung.

REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) (2012). Renewables 2012 Global Status Report. Paris.

REN21 (2013). Renewables 2013 Global Status Report. Paris.

REN21 (2014). Renewables 2014 Global Status Report. Paris.

Reuters (2014, 6.1.14). Aigner macht mit EEG-Reformvorschlag Druck auf Gabriel, Reuters. Abgerufen am 25.7.14 von <http://de.reuters.com/article/topNews/idDEBEEA0500320140106>

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2013). Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Berlin: Erich Schmidt Verlag.

Tinbergen, J. (1952). On the theory of economic policy. Amsterdam: North Holland.

Tinbergen, J. (1956). Economic policies. principles and design. Amsterdam: North Holland.

Töpfer, K., & Bachmann, G. (2013). Kostenschnitt für die Energiewende. Die Neuordnung der Stromkosten ist die Voraussetzung für die Reform der Energiepolitik. Berlin: Rat für Nachhaltige Entwicklung (RNE).

Die Zeit (2014, 27.5.14). Regierung senkt Garantiezinsen für Lebensversicherungen, Zeit Online. Abgerufen am 21.7.14 von <http://www.zeit.de/wirtschaft/2014-05/lebensversicherung-garantiezins>

Zimmerer, M. (2014, 13.3.14). Allianz: Altersvorsorge für Energiewende einsetzen, Gastbeitrag des Allianz-Finanzchefs, Focus Online. Abgerufen am 24.7.14 von http://www.focus.de/immobilien/energiesparen/allianz-finanzchef-maximilian-zimmerer-klimawandel_id_3686318.html



Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) e. V.

Das 2009 in Potsdam gegründete Institut für Nachhaltigkeitsstudien ist zugleich eine international vernetzte Forschungseinrichtung und ein transdisziplinär arbeitender Thinktank. Ziel des mit öffentlichen Mitteln geförderten Instituts ist es, mit seiner Spitzenforschung Entwicklungspfade für die globale Transformation zu einer nachhaltigen Gesellschaft aufzuweisen und interaktiv den Dialog zwischen Wissenschaft, Politik und Gesellschaft zu fördern. Forschungsgebiete sind die globale Nachhaltigkeitspolitik, innovative Technologien für die Energieversorgung der Zukunft, die nachhaltige Nutzung von Ressourcen wie Ozeane, Böden oder Rohstoffe sowie die Herausforderungen für unser Erdsystem durch Klimawandel und Luftverschmutzung.

IASS Study Februar 2015

Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam (IASS) e. V.

Adresse:

Berliner Straße 130
14467 Potsdam
Tel. 0049 331-288223-00
www.iass-potsdam.de

E-Mail:

media@iass-potsdam.de

Vorstand:

Prof. Dr. Dr. hc. mult. Klaus Töpfer
Prof. Dr. Dr. hc. mult. Carlo Rubbia
Prof. Dr. Mark Lawrence

DOI: 10.2312/iass.2015.004

