

---

# IASS POLICY BRIEF 1/2015

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)

Potsdam, Juni 2015

## Der EEG-Fonds als ergänzendes Finanzierungsmodell für erneuerbare Energien

Dr. Patrick Matschoss, Prof. Dr. Klaus Töpfer

\*

Dieses Policy Brief basiert auf der Studie von Matschoss, P., Töpfer, K. (2015): Der EEG-Fonds. Ein ergänzender Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien und Vorbild zukünftiger Infrastrukturfinanzierung?, IASS-Study, Februar 2015 (im Folgenden zitiert als Matschoss & Töpfer 2015), in der ausführliche Informationen zu Hintergründen, Funktionsweise und Bewertung verschiedener Fondsmodelle zu finden sind. Alle Preise sind Realpreise von 2014. Dank geht an Carolin Sperk sowohl für die Review am Policy Brief als auch für die Unterstützung bei der IASS-Studie.

---

**D**erzeit werden die Kosten erneuerbarer Energien durch eine Umlage auf den Strompreis finanziert. Für eine breitere Finanzierungsbasis der Energiewende spricht jedoch eine Reihe innovations-, technologiepolitischer und weiterer Gründe. Vor allem die Tatsache, dass die Neuausrichtung des gesamten Energieversorgungssystems Deutschlands ein gesamtgesellschaftliches strategisches Zukunftsprojekt, also ein Gemeinschaftswerk, darstellt, macht eine öffentliche Finanzierung, auch gestreckt über längere Zeiträume, begründbar. Bislang wurden die Technologieentwicklung und der Kapazitätsaufbau erneuerbarer Energien – also ein wesentlicher Teil der Energiewende – mittels der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegten Umlage, und damit aus den laufenden Zahlungen der Gruppe der nichtprivilegierten Stromverbraucher<sup>1</sup>, finanziert.

Die Plattform Energiewende am IASS empfiehlt deshalb zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien eine teils alternative Finanzierung der Kosten in Form eines EEG-Fonds und unterbreitet konkrete Vorschläge zu seiner Ausgestaltung mit verschiedenen Optionen der Refinanzierung. Dabei werden generell die Finanzierung von großen gesellschaftlichen Herausforderungen bei anstehenden Infrastrukturfinanzierungen – im Rahmen der Energiewende und anderen Bereichen – und die Einbindung institutioneller Investoren betrachtet.

Die Übertragung von Zahlungsverpflichtungen – insbesondere der Technologieentwicklungskosten – aus dem EEG in einen Fonds hätte eine Reihe von Vorteilen: Erstens würde sichtbar, dass der Umstieg auf erneuerbare Energien vielfach schon wirtschaftlich sinnvoll ist. Dies ist eine wichtige Botschaft nicht nur an die inländischen Stromkunden, sondern auch in-

ternational ein Signal. Es würde deutlicher werden, dass Strom aus erneuerbaren Energien nicht nur für reiche Staaten wie Deutschland eine sinnvolle Option für Umwelt und Wirtschaft darstellt. Zweitens würde dies für fairere Wettbewerbsbedingungen gegenüber konventionellen Energietechnologien sorgen (level playing field). Drittens würde durch die breitere Finanzierungsbasis die Umsetzung der Energiewende mehr als Gemeinschaftswerk gestaltet werden.

■ **Empfehlung 1:** Die zurückliegenden und zukünftigen Kosten der Technologieentwicklung für Photovoltaik und Offshore-Windenergie, definiert als der Teil der EEG-Vergütungen, der über 9 ct/kWh liegt, aus der EEG-Systematik auszugliedern und komplementär über einen EEG-Fonds zu finanzieren.

■ **Empfehlung 2:** Bei einer Einführung des Fonds auf die plötzliche Absenkung der EEG-Umlage verzichten und sie stattdessen konstant halten, um die sonst folgenden umstrittenen jährlichen Umlagesteigerungen für Stromkunden zu vermeiden.

■ **Empfehlung 3:** Es muss politisch entschieden werden, ob der Fonds – erstens – im Sinne des Gemeinschaftswerks deutlich breiter als heute, d.h. durch öffentliche Haushalte anstatt durch Beiträge innerhalb der EEG-Systematik, finanziert werden soll, und – zweitens –, ob die Zahlungen durch Kreditaufnahme (entweder durch öffentliche Haushalte oder innerhalb der EEG-Systematik) zeitlich gestreckt werden sollen.

<sup>1</sup> Nichtprivilegierte Stromverbraucher zahlen den EEG-Regelsatz. Circa 30% des gesamten Stromverbrauchs (überwiegend energieintensive Industrien und industrielle Eigenerzeugung) sind hingegen privilegiert und mit lediglich 0 bis 10% des EEG-Regelsatzes belegt.

# 1. Vorschlag für einen EEG-Fonds

Die zurückliegenden und zukünftigen Kosten der Technologieentwicklung für Photovoltaik und Offshore-Windenergie, definiert als der Teil der EEG-Vergütungen, der über 9 ct/kWh liegt<sup>2</sup>, sollten aus der EEG-Systematik ausgegliedert und zukünftig komplementär über einen EEG-Fonds finanziert werden. Die Vergütungen für Onshore-Windenergie liegen von vornherein unter dieser Grenze, sodass sie weiterhin ausschließlich über die Umlage finanziert werden. Die Vergütungen der Biomasse liegen zwar über der Grenze, aber es wird bei diesen Technologien kein substantiell kostensenkender Fortschritt erwartet. Daher lässt sich eine Aufnahme in den Fonds (der Technologieentwicklungskosten übernehmen soll) aus der Innovationsperspektive kaum rechtfertigen (s. Matschoss & Töpfer 2015, S. 15–16).

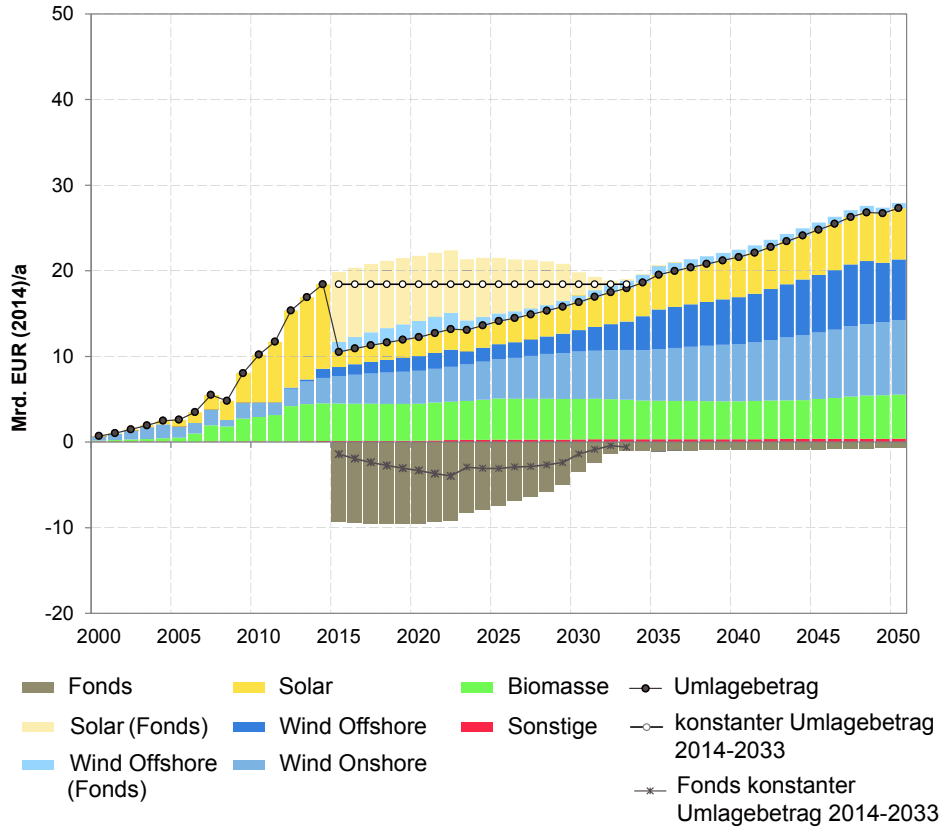
Würde der Fonds bereits 2015 eingeführt, sänke der Umlagebetrag (und mit ihm die EEG-Umlage in ct/kWh) abrupt und stiege danach wieder kontinuierlich an, aber auf niedrigerem Niveau als ohne Fonds. Da die Absenkung eine negative Wirkung auf den Anreiz zur Stromeffizienz hat und Steigerungen der EEG-Umlage politisch bisher immer schwer zu vermitteln waren, wird vorgeschlagen, die EEG-Umlage – trotz Einführung des Fonds – nicht abzusenken. Stattdessen sollte sie konstant gehalten werden, bis der „Bonus der Nichtabsenkung“ aufgebraucht ist und die Umlage trotz Fonds das alte Niveau überschreiten wird.

In einer Studie hat das Öko-Institut eine modellhafte Fortschreibung der EEG-Systematik bis 2050 vorgenommen, in der die bis dahin auflaufenden EEG-Zahlungsverpflichtungen und Differenzkosten<sup>3</sup> sowie verschiedene Fondsmodelle quantitativ abgeschätzt werden. Diese Fortschreibung impliziert, dass im Jahr 2050 80% der Energieerzeugung aus Erneuerbare-Energien-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 eventuell 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 einzuführende Instrumente, wie etwa Leistungspreise für erneuerbare Energien. Die Fortschreibung dient allein der Abschätzung der unterschiedlichen Fondsmodelle. 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.

<sup>2</sup> Die meisten Vorschläge sehen Kosten jenseits von 9 ct/kWh als Beitrag zur Technologieentwicklung an.

<sup>3</sup> Differenz zwischen Zahlungsverpflichtung gemäß EEG und Erlös am Stromgroßhandelsmarkt.

Abbildung 1: IASS-Fondsmodell „modifizierter Vergütungsdeckel“



Quelle: Matschoss & Töpfer 2015, S. 16, Abb. 2 (IASS auf Basis von Matthes et al. [2014b, S. 51, Abb. 5-6])

Abbildung 1 stellt den Vorschlag grafisch dar (Strompreis-Referenzszenario 40 €/MWh, Preise 2014). Oberhalb der Zeitachse sind die Differenzkosten farblich aufgeschlüsselt nach Technologien dargestellt, die in der Summe den Umlagebetrag bilden. Durchgehende Farben stellen den Teil des Umlagebetrags dar, der weiterhin über die EEG-Umlage finanziert werden soll (Summe als schwarze Linie). Schraffierte Farben (oberhalb der schwarzen Linie) stellen den residualen Teil dar, der über den Fonds finanziert werden soll, namentlich der Teil von Photovoltaik und Offshore-Windenergie, der über 9 ct/kWh liegt. Aufgrund der technologiespezifischen Vergü-

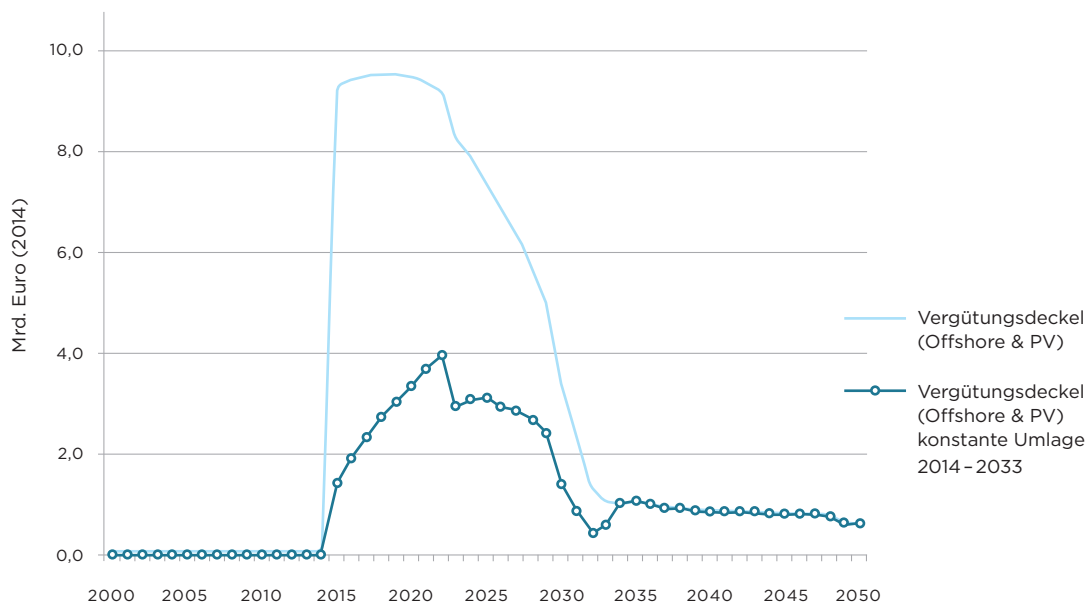
tungshöhen resultieren sie in unterschiedlichen umlage- und fondsfinanzierten Anteilen. Unterhalb der Zeitachse ist der Fonds nochmals spiegelbildlich dargestellt. Deutlich ist die abrupte Senkung des Umlagebetrags bei Einführung des Fonds zu erkennen. Die gepunktete, waagerechte Linie 2015–2033 auf Höhe des 2014er-Umlagebetrags stellt die Nichtabsenkung der Umlage dar. Der entsprechend kleiner ausfallende Fonds ist durch die gestrichelte Linie unterhalb der Zeitachse (bzw. durch die Fläche zwischen Zeitachse und Linie) dargestellt. Denkbar ist auch jede mögliche Aufteilung zwischen Teilabsenkung der Umlage und Teilfinanzierung des Fonds.

## 2. Höhe und Verlauf des Fonds und Entwicklung der EEG-Umlage

Würde der Fonds bereits 2015 eingeführt, ergäbe sich ein komplementärer jährlicher Finanzbedarf von 9 bis 9,5 Mrd. Euro in den ersten acht Jahren nach der Einführung (siehe Abbildung 2). Danach würde das jährliche Volumen innerhalb von zehn Jahren auf einen Sockelbedarf von rund 1 Mrd. Euro sinken, der dann langsam weiter bis auf rund 0,6 Mrd. Euro pro Jahr im Jahr 2050 absinken würde. Würde trotz Einführung des Fonds weiterhin der Umlagebetrag in den Jahren 2015 bis 2033 nicht abgesenkt werden,

sänke der komplementäre Finanzbedarf der ersten 20 Jahre auf weniger als die Hälfte. Der Fonds würde in den ersten acht Jahren lediglich von jährlich rund 1,4 auf knapp 4 Mrd. Euro graduell ansteigen und danach im Zeitraum 2023 bis 2032 bis auf rund 0,4 Mrd. Euro pro Jahr sinken. Ab 2034 wäre der „Bonus“ der Nichtabsenkung „aufgebraucht“, und es entstünde ein identischer Sockelbedarf zur Variante ohne Nichtabsenkung der Umlage.

Abbildung 2: Verlauf des Fonds mit und ohne konstante EEG-Kernumlage 2014–2033

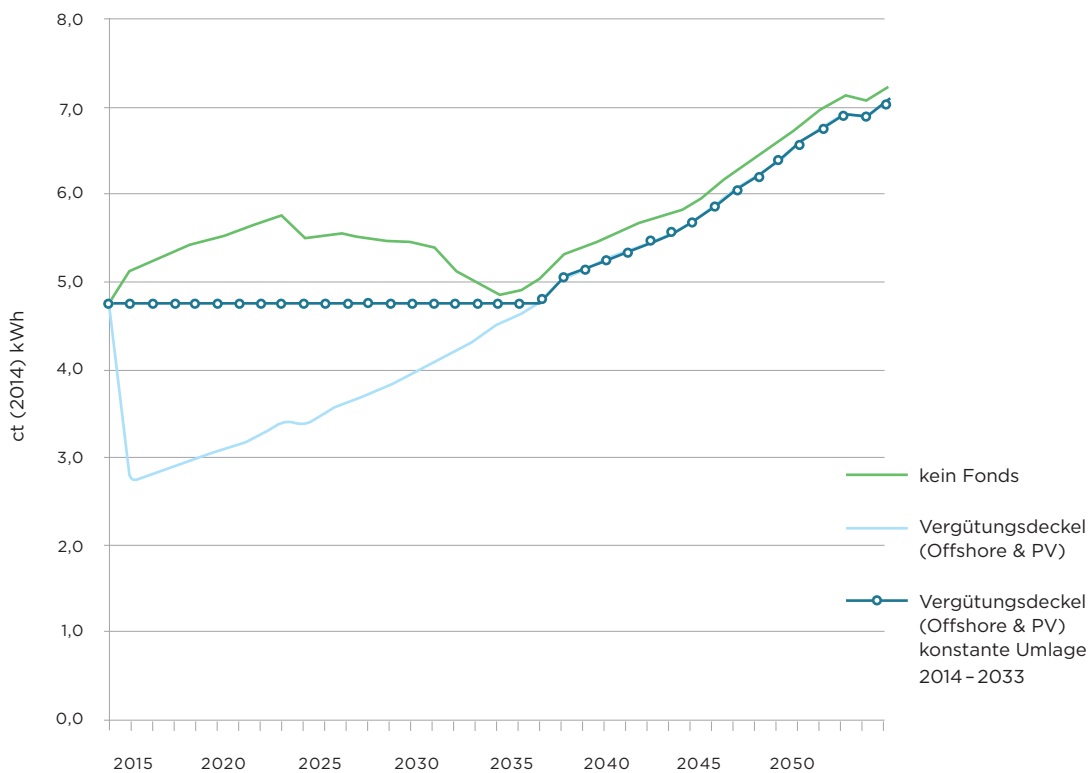


Quelle: modifiziert auf Basis von Matschoss & Töpfer 2015, S. 18, Abb. 3 (IASS auf Basis von Matthes et al. [2014b])

Zusammengefasst ergibt sich der größte Finanzbedarf in den ersten zwei Dekaden nach der Einführung. Mit dem Verzicht auf die Absenkung der Umlage wird der Finanzbedarf in dieser Zeit auf unter die Hälfte reduziert, um dann ab 2034 einen identischen Verlauf wie ohne Fonds zu nehmen. Das sogenannte goldene Ende (Gewinnabschöpfung bei EE-Anlagen nach Förderende) generiert erst ab 2030 nennenswer-

te Beiträge – d. h. jahresdurchschnittlich 0,75 Mrd./a – und könnte somit hauptsächlich für den Sockelbedarf eines EEG-Fonds 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).

**Abbildung 3: EEG-Kernumlage**



**Quelle:** modifiziert auf Basis von Matschoss & Töpfer 2015, S. 19, Abb. 4 (IASS auf Basis von Matthes et al. [2014b])

Die EEG-(Kern-)Umlage<sup>4</sup> (Abbildung 3) 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 wieder das Niveau von 2014 erreichen würde. Bei der empfohlenen Nichtabsenkung bleibt die EEG-Kernumlage definitionsgemäß im Zeitraum 2014 bis 2033 konstant. Die neuen Beihilfeleitlinien der EU würden auf Bestandsanlagen keine Anwendung finden, da der Vor-

teil bereits vor Einführung des Fonds gewährt wurde. Bei Neuanlagen stellt der Fonds wahrscheinlich eine Beihilfe dar. Allerdings wäre sie vermutlich zulässig, solange die Vorteilsgewährung leitlinienkonform zustande kommt. Mit anderen Worten: Es wird anhand der Leitlinien über die Zulässigkeit des Fördertatbestands an sich entschieden. Die Art der Refinanzierung (staatlich oder privat) ist hingegen Sache des Mitgliedsstaates.

<sup>4</sup>Kernumlage bedeutet, dass von weiteren in den Umlagebetrag einfließenden Beträgen wie Nachholungen aufgrund von Prognoseabweichungen, Liquiditätsreserve etc. abstrahiert wird.



# 3. Refinanzierung des Fonds

Für die Einführung des Fonds ist es notwendig, nachvollziehen zu können, welche grundsätzlichen Möglichkeiten der Refinanzierung überhaupt bestehen und welche politischen Grundsatzentscheidungen dafür notwendig sind. Dies betrifft zwei Dimensionen: Zum einen ist zu entscheiden, ob ein Fonds (wie von uns empfohlen) im Sinne eines Gemeinschaftswerks deutlich breiter finanziert werden soll als heute, nämlich durch die öffentlichen Haushalte, anstatt durch Beiträge innerhalb der EEG-Systematik. Die zweite 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 im Rahmen der Haushaltsfinanzierung (staatliche Neuverschuldung) als auch innerhalb der EEG-Systematik vorgenommen werden. Diese zwei grundsätzlichen Dimensionen sind unterschiedlich kombinierbar, woraus sich jeweils unterschiedliche Verteilungs- (Wer zahlt?) und Effizienz-/Kostenwirkungen (Wie viel muss insgesamt gezahlt werden?) ergeben. Tabelle 1 stellt die Optionen und Wirkungen tabellarisch dar (ein Verbleib des Fonds innerhalb der EEG-Systematik bei gleichzeitigem Verzicht auf Kreditfinanzierung würde dem Status quo entsprechen). Natürlich sind auch Mischmodelle denkbar.

**Tabelle 1: Verteilungs- und Kosten-/Effizienzwirkungen verschiedener Finanzierungsoptionen**

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

Quelle: Matschoss & Töpfer 2015, S. 20, Tabelle 3



---

Eine Finanzierung über den öffentlichen Haushalt entspräche der oben genannten gesamtgesellschaftlichen Finanzierung des Gemeinschaftswerks Energiewende. Bezüglich der Verteilungswirkungen bedeutet dies eine Verlagerung der Finanzierung vom nichtprivilegierten Stromverbrauch hin zum Steuersubjekt. Für die Gegenfinanzierung aus dem laufenden Staatshaushalt 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. Da die zusätzliche Neuverschuldung eventuell 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.).

Bezüglich der Effizienz-/Kostenwirkung bedeutet eine Kapitalmarktfinanzierung zusätzliche Kreditkosten. Generell bietet das derzeitige Niedrigzinsumfeld gute Voraussetzungen, und im Rahmen staatlicher Neuverschuldung können außerdem die günstigen Kreditkonditionen staatlicher Anleihen genutzt werden. Eine Kreditfinanzierung innerhalb der EEG-Systematik (also durch die Umlage) entspräche hingegen lediglich einer teilweisen zeitlichen Verschiebung der Finanzierung durch den nicht-privilegierten Stromverbrauch. Weiterhin ist zu prüfen, ob ein Fonds innerhalb der hochregulierten EEG-Systematik für die gleichen günstigen Kreditkonditionen qualifiziert ist wie Staatsanleihen. Alternativ wäre eine Abwicklung durch eine staatliche Institution (z. B. Kreditanstalt für Wiederaufbau) denkbar, um diese Konditionen sicherzustellen. Andernfalls sind die Kosten entsprechend höher.

Wenn die Entscheidung für eine bestimmte Finanzierung gefallen ist, ist die jeweils kostenminimierende Umsetzung zu prüfen. So wäre etwa im Fall der Haushaltsfinanzierung zu klären, ob tatsächlich das Aufsetzen eines Fonds 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.

---

# 4. Aktuelle Debatten und der Fonds als Modell für Infrastrukturfinanzierung

Die Suche nach alternativen Finanzierungsmodellen für die EEG-Kosten 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, Verkehrsinfrastruktur etc.). Trotz der guten Begründbarkeit einer Haushaltsfinanzierung des EEG-Fonds sind öffentliche Finanzierungen zunehmend umstritten und aktuelle politische Entwicklungen laufen teils in entgegengesetzte Richtungen. Neben der „Schuldenbremse“ und der „schwarzen Null“ ist hier die verstärkte Diskussion um Konzepte der direkten Nutzerfinanzierung, wie etwa die Verkehrs-Maut, zu nennen. Gleichzeitig bedeutet die Kehrseite des Niedrigzinsumfelds, dass z. B. Lebensversicherungen zunehmend Schwierigkeiten haben, ihre früher getroffenen Zinszusagen einzuhalten. Daher kann eine stärkere Einbindung institutioneller Investoren aus gesellschaftspolitischen und makroökonomischen Gründen sinnvoll

sein. Solche Investitionen können für institutionelle Investoren attraktiv sein. So könnten z. B. Lebensversicherungen ihre (erheblichen) Mittel zu – für Infrastrukturvorhaben – relativ günstigen Konditionen zur Verfügung stellen. Allerdings ist der Abbau regulatoriver 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. ■





## 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 Policy Brief 1/2015 Juni 2015

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

Redaktion:  
Corina Weber

Adresse:  
Berliner Straße 130  
14467 Potsdam  
Deutschland  
Telefon 0049 331-28822-340  
[www.iass-potsdam.de](http://www.iass-potsdam.de)

E-Mail:  
[media@iass-potsdam.de](mailto:media@iass-potsdam.de)

DOI: 10.2312/iass.2015.014  
ISSN: 2196-9221

