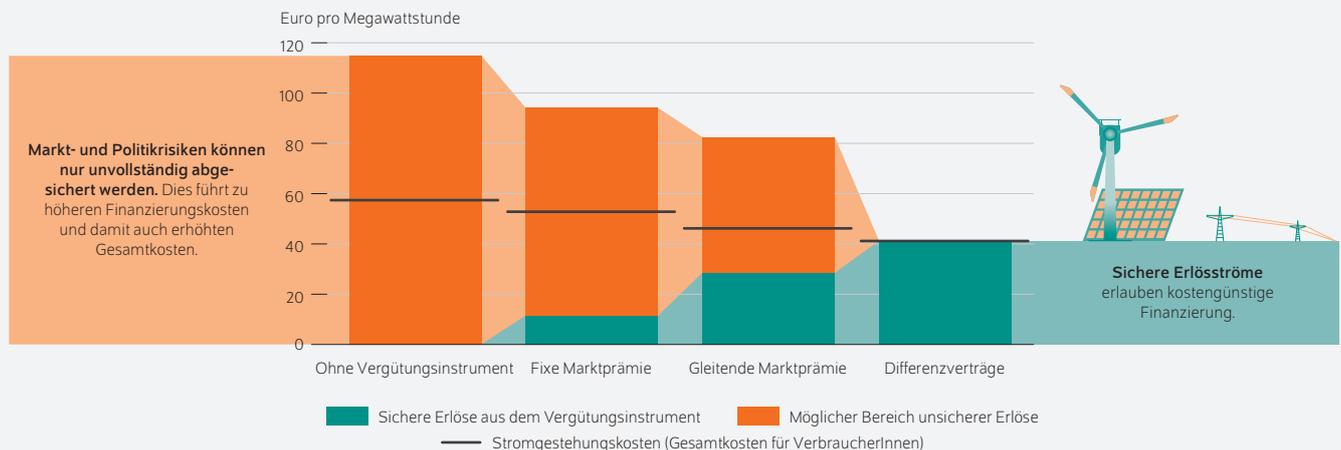


Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien

Von Nils May, Karsten Neuhoff und Jörn Richstein

- In welchem Umfang StromverbraucherInnen von sinkenden Technologiekosten erneuerbarer Energien profitieren können, hängt vom Vergütungsrahmen ab
- Ein Finanzierungsmodell zeigt, dass die derzeitige gleitende Marktprämie zunehmend zu erhöhten Finanzierungskosten führt
- Differenzverträge schaffen Abhilfe – im Gegensatz zu einer fixen Marktprämie oder einem Verzicht auf Vergütungsinstrumente
- Einführung von Differenzverträgen erlaubt wirksamere und einfachere Gestaltung der Anreize für systemfreundliche Standortwahl und Anlagenauslegung

Differenzverträge sichern die Erlösströme erneuerbarer Energien vollständig ab und ermöglichen damit die geringsten Gesamtkosten für Stromverbraucherinnen und -verbraucher



ZITAT

„Nur bei Differenzverträgen können Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher voll von den fallenden Technologiekosten der erneuerbaren Energien profitieren.“

— Karsten Neuhoff, Studienautor —

Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien

Von Nils May, Karsten Neuhoﬀ und Jörn C. Richstein

ABSTRACT

Die Technologiekosten erneuerbarer Energien sind in den letzten Jahren stark gefallen. Es hängt jedoch vom Vergütungsrahmen ab, in welchem Umfang StromverbraucherInnen von diesen Kostensenkungen profitieren können. Berechnungen mit einem Finanzierungsmodell zeigen, dass die derzeit geltende gleitende Marktprämie zunehmend zu erhöhten Finanzierungskosten führt, was den sinkenden Technologiekosten entgegenwirkt. Zudem können steigende Eigenkapitalanforderungen sich negativ auf die Akteursvielfalt bei Investitionen in erneuerbare Energien und die Realisierungsraten von Projekten auswirken. Abhilfe kann eine Weiterentwicklung des Vergütungsrahmens hin zu Differenzverträgen schaffen. Differenzverträge führen zu geringen Finanzierungskosten und verringern damit auch die Gesamtkosten der erneuerbaren Stromversorgung in der Größenordnung von jährlich 0,8 Milliarden Euro im Jahr 2030. Zudem sichern sie StromverbraucherInnen gegen hohe Zahlungen für erneuerbaren Strom im Fall hoher Strompreise ab. Mit einem Übergang zu Differenzverträgen ergibt sich zugleich die Chance, die Anreize für eine systemfreundliche Standortwahl und Auslegung der Anlagen wirksamer und einfacher zu gestalten.

Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind in den letzten Jahren deutlich günstiger geworden. Beispielsweise sind die Stromgestehungskosten großer Photovoltaikanlagen seit dem Jahr 2007 um rund 85 Prozent gesunken.¹ Dies verringert grundsätzlich die Kosten des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien. Fallen die Stromerzeugungskosten der erneuerbaren Energien so weit, dass sie sich den erzielbaren Preisen am Strommarkt annähern, können sich je nach Vergütungsmechanismus jedoch deutliche Abweichungen der Finanzierungsbedingungen ergeben. Finanzierungskosten wiederum spielen bei Windkraft und Solarenergie aufgrund ihrer hohen Kapitalkostenintensität eine zentrale Rolle.

Bei der aktuellen Vergütungsstruktur für erneuerbare Energien in Deutschland stellt sich die Frage, ob die Stromverbraucherinnen und -verbraucher in vollem Umfang von weiter sinkenden Technologiekosten profitieren können. Dieser Bericht zeigt für verschiedene Vergütungsmechanismen auf, welche Konsequenzen sich für die Finanzierungskosten ergeben, wenn die Technologiekosten relativ zu den erzielbaren Marktwerten sinken. Es zeigt sich, dass im Fall von Differenzverträgen StromverbraucherInnen voll von günstigeren Technologiekosten profitieren können. Für dieses Vergütungsinstrument werden anschließend verschiedene Ausgestaltungsoptionen diskutiert.²

Finanzierungskosten spielen bei erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle

Windkraft- und Solaranlagen haben nur geringe variable Kosten, aber relativ hohe Kapitalkosten. Daher sind die Kosten der Finanzierung der Investitionen ein wichtiger Teil ihrer Gesamtkosten. Die Finanzierungskosten wiederum hängen

¹ Vgl. Nils May, Ingmar Jürgens und Karsten Neuhoﬀ (2017): Erneuerbare Energien: Risikoabsicherung wird zu zentraler Aufgabe der Förderinstrumente. DIW Wochenbericht Nr. 39, 797–804 (online verfügbar, abgerufen am 28. Juni 2018). Dies gilt auch für alle anderen Online-Quellen dieses Berichts, sofern nicht anders vermerkt).

² Die Autoren danken Simon Hagedorn, Marian Klobasa, Mario Ragwitz, Bernhard Strohmayer, Stefan Thimm und Silvana Tiedemann für hilfreiche Kommentare und Diskussionen sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für finanzielle Unterstützung durch eine Zuwendung 03MAP316 (SEEE). Wesentliche Teile dieses Wochenberichts basieren auf einem aktuellen Diskussionspapier: Karsten Neuhoﬀ, Nils May und Jörn Richstein (2018): Renewable energy remuneration mechanisms in the age of falling technology costs. DIW Discussion Paper Nr. 1746 (im Erscheinen).

davon ab, wie sicher oder unsicher die künftigen Erlöse aus der Stromerzeugung sind. Ohne Absicherung des Strompreisrisikos sind die Finanzierungskosten deutlich höher als wenn die erzielbaren Marktpreise der Stromerzeugung durch Vergütungsmechanismen abgesichert werden.

In dem Umfang, in dem die Erlöse der Stromproduktion bei der Investitionsentscheidung abgesichert sind, können Investoren günstiges Fremdkapital zur Finanzierung der Investitionen nutzen. Wenn Investoren hingegen unsichere Strompreise bei ihren Erlösberechnungen berücksichtigen müssen, ist mehr teures Eigenkapital erforderlich, da Banken und andere Anbieter günstigen Fremdkapitals Risiko scheuen und so die Finanzierungskosten der Investitionen steigen.

Grundsätzlich könnten Investoren zur Verringerung des Erlösrisikos auch langfristige Abnahmeverträge, beispielsweise mit großen Energieversorgern, abschließen. Jedoch werden die Risiken dabei nur „verschoben“. Ratingagenturen bewerten solche Langfristverträge wie zusätzliche Verbindlichkeiten, was die Bonität dieser Energieversorger verringert und die Finanzierungskosten erhöht.³ Sollten langfristige Abnahmeverträge in größerem Umfang genutzt werden, würden Risikoaufschläge also trotzdem anfallen.

Eine Umfrage zu den Finanzierungskosten von Windkraftanlagen in Europa und eine mikroökonomische Auswertung der Auswirkungen von Langzeitverträgen zeigen, dass die Kosten um ungefähr 30 Prozent steigen, wenn Investitionen nicht durch Vergütungsinstrumente abgesichert sind, also durch implizite Langzeitverträge mit Stromverbraucherinnen und Stromverbrauchern.⁴

Derzeitiges Vergütungsinstrument: Gleitende Marktprämie

In Deutschland wurde die sogenannte gleitende Marktprämie im Jahr 2014 verpflichtend als Vergütungsinstrument für größere Windkraft- und Solaranlagen eingeführt. Ziel war es, die Marktintegration der erneuerbaren Energien voranzubringen und gleichzeitig niedrige Finanzierungskosten für Investoren sicherzustellen. Anlagenbetreiber verkaufen ihre Stromproduktion am Markt und erhalten dafür den jeweiligen Marktwert des Stroms. Zusätzlich erhalten sie vom Netzbetreiber eine monatlich gleitende Marktprämie, die ihnen quasi einen monatlichen Mindestpreis für ihre Produktion bietet. Diese Prämie deckt die – bislang bestehende – Lücke zu den für die Refinanzierung der Investitionen benötigten Erlösen. Diese benötigten Erlöse werden in wettbewerblichen Ausschreibungen ermittelt, indem Investoren Gebote zu den

³ Vgl. Standard & Poor's (2017): Key Credit Factors For The Regulated Utilities Industry; sowie Baringa (2013): Power Purchase Agreements for independent renewable generators – an assessment of existing and future market liquidity (online verfügbar).

⁴ Für weitere Details hierzu siehe May, Jürgens und Neuhoﬀ (2017), a. a. O.; sowie Nils May und Karsten Neuhoﬀ (2017): Financing Power: Impacts of Energy Policies in Changing Regulatory Environments. DIW Discussion Paper Nr. 1684 (online verfügbar). Die Befunde decken sich mit denen anderer Studien, vgl. Aurora Energy Research (2018): Erneuerbaren-Markt ohne Subventionen bringt neue Risiken. Tagesspiegel Background Standpunkt (online verfügbar).

Kasten 1

Berechnungen zu Finanzierungskosten von Photovoltaikanlagen bei verschiedenen Vergütungsinstrumenten

Die Grundlage für die Berechnung der Finanzierungskostenunterschiede zwischen den verschiedenen Vergütungsinstrumenten ist ein Finanzierungsmodell zur Bestimmung von Fremd- und Eigenkapitalanteilen unter wettbewerblicher Ermittlung der Vergütungshöhe und unsicheren Strommarkterlösen.¹ Dabei wird angenommen, dass der Eigenkapitalanteil mindestens 20 Prozent betragen muss. Sichere Erlöse aus Vergütungsinstrumenten werden zur Aufnahme von Fremdkapital genutzt, unsichere Erlöse am Strommarkt müssen durch Eigenkapital gedeckt werden. Da Investoren bei Ausschreibungen unter wettbewerblichem Druck stehen, werden sie mögliche Erlöse aus dem Strommarkt berücksichtigen, um möglichst geringe Gebote abgeben zu können. Dadurch sinkt der wettbewerblich ermittelte anzulegende Wert unter die Stromgestehungskosten.

Die Berechnungen werden beispielhaft für große Photovoltaikanlagen illustriert unter der Annahme weiter fallender Technologiekosten. Es werden Systeminvestitionskosten von ca. 608 Euro pro Kilowatt und 1000 jährliche Volllaststunden angenommen.² Damit ergibt sich bei einer Eigenkapitalrendite von zwei Prozent und einer Fremdkapitalrendite von sieben Prozent eine Differenzvertragsvergütung von 41,24 Euro pro Megawattstunde. Dies entspricht dem Produkt des durchschnittlichen relativen Marktwerts des Photovoltaikstroms in Deutschland im Jahr 2017 (0,96) und des Phelix-DE Base Futures für 2019 vom 28.6.2018 (43 Euro pro Megawattstunde).

Unsichere Strommarkterlöse werden über eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der Marktwerte abgebildet. Hierbei wird angenommen, dass die Marktwerte gleich verteilt zwischen null und dem doppelten Wert des erwarteten durchschnittlichen Marktwertes liegen.

¹ Für Details zu den Berechnungen siehe Neuhoﬀ et al. (2018) a. a. O.

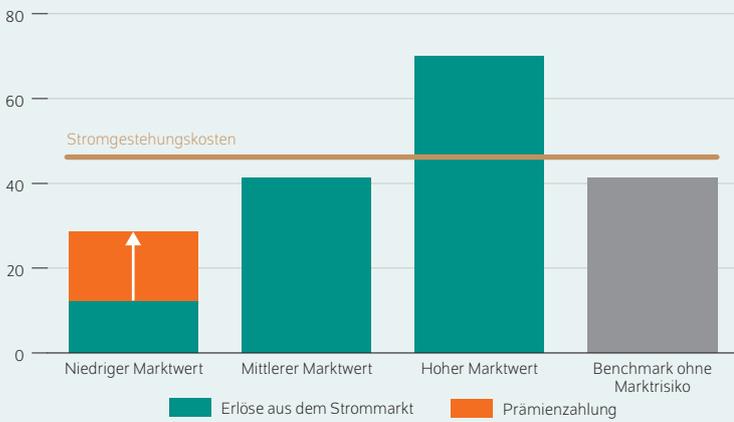
² Derartige Photovoltaikkosten werden im Zeitraum von 2025 bis 2030 erwartet. Fraunhofer ISE (2018): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien (online verfügbar).

sogenannten „anzulegenden Werten“ abgeben. Die monatliche Prämie wird ermittelt als Differenz zwischen dem wettbewerblich in einer Auktion für die Anlage ermittelten, fixen anzulegenden Wert und dem monatlichen Durchschnittserlös aller Anlagen eines Technologietyps, z. B. Photovoltaik.

Bisher lag der anzulegende Wert in der Regel deutlich über dem durchschnittlichen monatlichen Marktwert des erneuerbaren Stroms. Somit war er entscheidend für die Gesamterlöse der Betreiber. Durch diese stabilen Rahmenbedingungen konnten Investoren Anlagen zu günstigen Bedingungen finanzieren, und auch kleinere Marktakteure mit wenig

Abbildung 1

Erlöse und Stromgestehungskosten bei gleitender Marktprämie
In Euro pro Megawattstunde



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2018

Da der anzulegende Wert unter die Stromgestehungskosten sinkt, greift die Prämie nur im Falle niedriger realisierter Marktwerte.

Eigenkapital konnten in erneuerbare Energien investieren. Außerdem stellte die gleitende Marktprämie bisher hohe Realisierungsraten unter Ausschreibungen sicher, da sich verändernde Erwartungen an die Entwicklung der Marktwerte zwischen Gebotsabgabe und Bau der Anlage keine negativen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte haben konnten.

Sinken nun die Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien relativ zu ihren Marktwerten⁵ immer weiter, wozu auch steigende Strompreise beitragen können, bestimmen zunehmend über den anzulegenden Wert hinausgehende Strompreise die Erlösmöglichkeiten. Gleichzeitig sinkt der in wettbewerblichen Ausschreibungen bestimmte anzulegende Wert. Da die über den anzulegenden Wert hinausgehenden Strommarkterlöse unsicher sind, steigen die Finanzierungskosten, so dass Stromverbraucherinnen und -verbraucher nicht mehr voll von sinkenden Technologiekosten profitieren können.

Vier Handlungsmöglichkeiten für die Politik

In der aktuellen Situation ergeben sich vier Handlungsmöglichkeiten für die Politik in Hinblick auf die zukünftige Vergütung neuer Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, deren Konsequenzen im Folgenden diskutiert werden:

- Eine Beibehaltung der bisherigen gleitenden Marktprämie;
- Ihre Weiterentwicklung zu einem sogenannten Differenzvertrag (englisch: *Contracts for Differences*);
- Die Einführung einer fixen Marktprämie;
- Die ersatzlose Streichung aller Vergütungsmechanismen.

Für diese vier Optionen wurden am DIW Berlin jeweils die Erlöse und Stromgestehungskosten künftiger Photovoltaikanlagen unter verschiedenen Marktwertszenarien beispielhaft simuliert (Kasten 1).

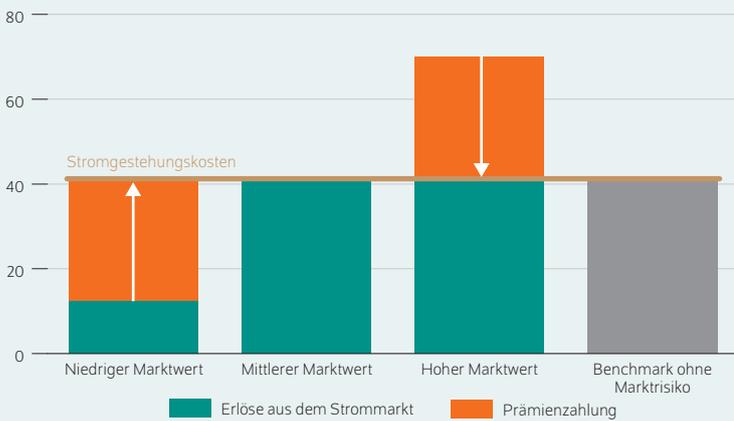
Gleitende Marktprämie: Kostenreduktionen durch steigende Finanzierungskosten konterkariert

Die aktuelle Marktprämie könnte beibehalten werden. Dadurch würde sich jedoch der Prozess, dass unsichere Strommarkterlöse mehr und mehr in Ausschreibungsgebote einberechnet werden, immer weiter verstärken, mit der Konsequenz steigender Finanzierungskosten.

Im Falle niedriger realisierter Marktwerte wirkt der anzulegende Wert durch die Aufstockung der Strommarkterlöse durch die Marktprämie als Mindestpreis (linke Säule in Abbildung 1). Zusätzliche Erlöse aus dem Verkauf am Strommarkt ergeben sich, falls der realisierte Marktwert über dem Mindestpreis liegt. Dies ist im mittleren und im

Abbildung 2

Erlöse und Stromgestehungskosten bei Differenzverträgen
In Euro pro Megawattstunde



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2018

Falls sich hohe Marktwerte realisieren, wird die Prämie zurückerstattet.

⁵ Dabei handelt es sich um anlagen- bzw. technologiespezifisch erzielbare Marktwerte, die für erneuerbare Energien gewöhnlich unter dem durchschnittlichen Strompreisniveau liegen.

hohen Marktwertszenario der Fall.⁶ Diese über den anzulegenden Wert hinaus realisierten Mehrerlöse sind jedoch unsicher und können daher nicht für die Finanzierung mittels günstigen Fremdkapitals genutzt werden. Daher wird mehr Eigenkapital zur Finanzierung benötigt. Somit wird ein Teil der fallenden Technologiekosten für erneuerbare Energien durch höhere Finanzierungskosten zu Nichte gemacht und nicht in Kostenersparnisse für StromverbraucherInnen und -verbraucher umgesetzt.

Differenzverträge sichern Investoren und VerbraucherInnen ab

Die gleitende Marktprämie könnte mit nur wenigen Anpassungen zu Differenzverträgen weiterentwickelt werden. Statt Investoren einseitig vor niedrigen Marktwerten abzusichern, können Investoren und die öffentliche Hand stattdessen Differenzverträge (auch *Contracts for Differences* oder symmetrische Marktprämie genannt) abschließen. Dieses Vergütungsinstrument kommt im Vereinigten Königreich bereits zum Einsatz. Differenzverträge stellen langfristige Abnahmeverträge zu den in wettbewerblichen Ausschreibungen ermittelten anzulegenden Werten dar. Wie bei der aktuellen gleitenden Marktprämie erhalten Betreiber eine Aufstockung ihrer Erlöse, wenn der Marktwert ihrer Stromproduktion unter dem Vertragspreis, also dem anzulegenden Wert, liegt. Liegt der von den Anlagenbetreibern erzielte Strompreis allerdings über diesem Wert, so müssen die Betreiber die Differenz an den Netzbetreiber zahlen (vergleiche dritte Säule in Abbildung 2). Dadurch sinkt die EEG-Umlage, und sie kann längerfristig sogar negativ werden (also eine Rückzahlung). Dies kann auch die Akzeptanz der Energiewende erhöhen – denn StromverbraucherInnen, die die erneuerbaren Energien über viele Jahre finanziell gefördert und abgesichert haben, würden im Umfang der Differenzverträge nun auch gegen hohe Strompreise abgesichert.

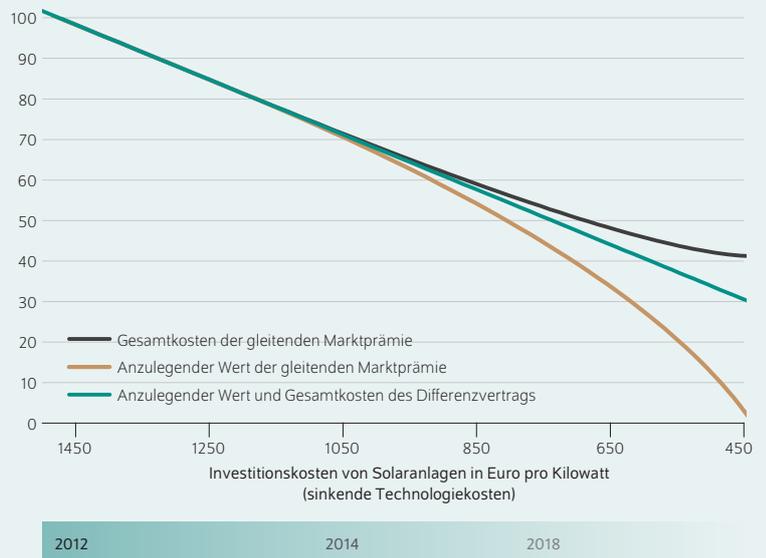
Differenzverträge sorgen dafür, dass Projektentwickler gegenüber dem anzulegenden Wert keine zusätzlichen Strommarkterlöse erwarten. Damit müssen solche unsicheren Erlöse auch nicht mehr in die Finanzierung einberechnet werden, so dass es nicht mehr zu einer Erhöhung der Finanzierungskosten kommt.

Die Modellrechnungen zeigen, dass bei fallenden Technologiekosten die gleitende Marktprämie (anzulegender Wert) stärker sinkt als der Preis des Differenzvertrages (Abbildung 3). Die StromverbraucherInnen und -verbraucher haben bei der gleitenden Marktprämie jedoch noch zusätzliche Kosten für den Strombezug in Perioden mit hohen Preisen (bzw. hohen Marktwerten erneuerbarer Energien). Die fallenden Technologiekosten werden dabei teilweise durch steigende Finanzierungskosten kompensiert und StromkundInnen profitieren somit nur von einem Teil der Technologiekostenreduktionen.

⁶ Zu beachten ist dabei jedoch, dass die Erlöse im mittleren Fall genau den Stromgestehungskosten bei einer risikofreien Finanzierung entsprechen – der anzulegende Wert liegt unterhalb dieser Kosten. Im Fall niedriger Marktwerte würde das Eigenkapital daher nicht wie eigentlich erforderlich verzinst.

Abbildung 3

Anzulegende Werte und Gesamtkosten bei sinkenden Investitionskosten In Euro pro Megawattstunde



Anmerkung: Unter Annahme von Marktwerten wie im Jahr 2017.

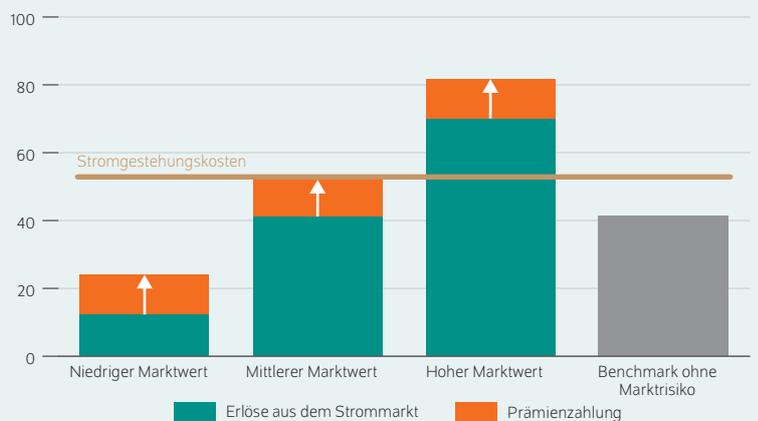
Quelle: Eigene Berechnungen und Daten von Fraunhofer ISE.

© DIW Berlin 2018

Der anzulegende Wert der gleitenden Marktprämie sinkt stärker als die Gesamtkosten.

Abbildung 4

Erlöse und Stromgestehungskosten bei fixer Marktprämie In Euro pro Megawattstunde



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2018

Unabhängig von den realisierten Marktwerten ist die Prämie immer gleich.

Abbildung 5

Erlöse und Stromgestehungskosten ohne Vergütungsmechanismus

In Euro pro Megawattstunde



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2018

Ohne Vergütung sind die Stromgestehungskosten wegen voller Eigenkapitalfinanzierung am höchsten.

Fixe Prämie bei niedrigen Technologiekosten nicht geeignet

Im Fall einer fixen Marktprämie erhalten Investoren zusätzlich zum Strompreiserlös eine vor Projektbeginn festgelegte feste Zahlung pro Megawattstunde erzeugtem Strom (Abbildung 4). Analog dazu würden Investoren bei einer Umstellung auf Kapazitätszahlungen eine feste monatliche Zahlung pro Megawatt installierter Leistung erhalten. Die Investoren tragen dabei ein hohes Strompreiserisiko. Das führt dazu, dass die Investitionen mit hohen Eigenkapitalquoten getätigt werden müssen. Dadurch steigen die Gesamtkosten.

Abschaffung der Marktprämie erhöht Finanzierungskosten weiter

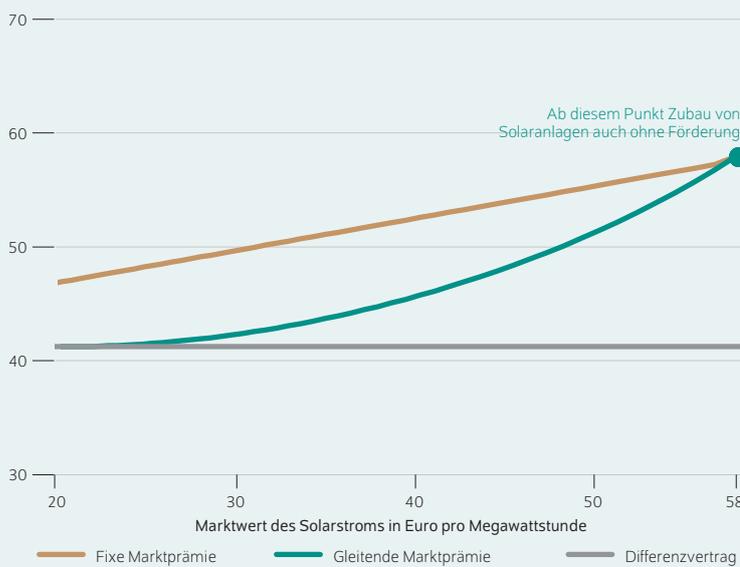
Eine weitere Politikoption besteht darin, das Vergütungssystem abzuschaffen. In diesem Fall müssten Investitionsanreize stattdessen durch steigende Strompreise, beispielsweise aufgrund eines stärkeren CO₂-Preissignals, erreicht werden.

Ohne Vergütungsmechanismen wären Erlöse aus Stromverkäufen jedoch gar nicht abgesichert, so dass sich die höchsten Finanzierungskosten ergeben würden. Würden neue Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ohne Vergütung zugebaut, wären diese Anlagen knapp ein Drittel teurer als im Fall ohne diese Risikoaufschläge. Ein Zubau würde daher nur stattfinden, wenn die erzielbaren Marktwerte in der Erwartung mehr als ein Drittel höher lägen (beispielsweise durch höhere CO₂-Preise) als in vergleichbaren Szenarien mit einem kosteneffektiven Vergütungsinstrument (Abbildung 5).

Abbildung 6

Gesamtkosten bei verschiedenen Vergütungsmechanismen

In Euro pro Megawattstunde



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2018

Beim Differenzvertrag sind die Gesamtkosten immer am günstigsten.

Differenzverträge sorgen für geringste Gesamtkosten

Für verschiedene erwartete Marktwerte von Solarstrom (beispielsweise aufgrund steigender Strompreise) wurden beispielhaft die Gesamtkosten berechnet, die StromverbraucherInnen bei verschiedenen Politikoptionen im Durchschnitt für neue Solaranlagen zahlen müssen (Abbildung 6). Bei Differenzverträgen sind die Kosten unabhängig vom erwarteten Marktwert und damit konstant auf dem geringstmöglichen Wert.

Bei der gleitenden Marktprämie steigen die Gesamtkosten dagegen mit steigenden erwarteten Marktwerten. Bei sehr geringen Marktwerten wirkt die gleitende Marktprämie wie ein Differenzvertrag; sie sichert die gesamten Stromerlöse ab und führt damit zu den gleichen geringen Kosten. Bei höheren Marktwerten steigt dagegen die Relevanz von Strommarkterlösen oberhalb des (sinkenden) anzulegenden Werts der gleitenden Marktprämie. Dies führt zu höheren Finanzierungskosten und die Gesamtkosten für StromkundInnen steigen an.

Die fixe Prämie verursacht aufgrund der fehlenden Absicherung vor niedrigen Marktwerten und dadurch schlechteren

Finanzierungsbedingungen grundsätzlich höhere Gesamtkosten als die anderen Vergütungsmechanismen. Dies gilt auch für alternative Ansätze von Kapazitätzahlungen proportional zu installierten Leistungen.

Bei Abschaffung jeglicher Vergütung würden bei niedrigen Marktwerten gar keine oder nur sehr wenige Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zugebaut. Erst wenn die erwarteten Marktwerte rund 30 Prozent über dem Preis eines Differenzvertrags lägen, würde investiert.

Dieser Vergleich der Politikinstrumente zeigt, dass StromverbraucherInnen nur im Fall von Differenzverträgen voll von fallenden Technologiekosten profitieren. Bei einem Festhalten an der derzeitigen gleitenden Marktprämie, bei der Einführung einer fixen Prämie und bei der Abschaffung jeglicher Vergütungsmechanismen wäre dies nicht der Fall, da Kostenersparnisse von steigenden Finanzierungskosten teilweise ausgeglichen würden.

Im Koalitionsvertrag ist vereinbart, im Jahr 2030 insgesamt 65 Prozent des Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Energiequellen zu erzeugen.⁷ Die Einführung von Differenzverträgen könnte aufgrund günstigerer Finanzierungsbedingungen rund um das Jahr 2030 jährliche Einsparungen von rund 0,8 Milliarden Euro für Stromkundinnen und -kunden ermöglichen im Vergleich zu einer Beibehaltung der derzeit gültigen gleitenden Marktprämie. Dies zeigt eine überschlägige Berechnung (Kasten 2). Würden die Investitionen unter einer fixen Prämie getätigt, entstünden zusätzliche jährliche Kosten von knapp 2,7 Milliarden Euro gegenüber dem Fall mit Differenzverträgen. Bei der Abschaffung von Vergütungsmechanismen lägen die Kosten noch einmal höher, insgesamt ungefähr 3,4 Milliarden Euro über den jährlichen Kosten mit Differenzverträgen.

Differenzverträge unterstützen Akteursvielfalt und hohe Realisierungsraten

Nur Differenzverträge unterstützen langfristig, dass eine große Bandbreite von Akteuren in erneuerbare Energien investieren und somit an der Energiewende teilhaben kann (Tabelle 1). Da sowohl bei der bestehenden gleitenden Marktprämie, als auch im Fall einer fixen Marktprämie oder ohne Vergütungsinstrumente unsichere Strommarkterlöse bei der Refinanzierung der Investitionen berücksichtigt werden müssen, wird mehr Eigenkapital zur Finanzierung benötigt. Darunter kann die Akteursvielfalt leiden, da solche Investitionen prinzipiell eher dem Risiko-Erlös-Profil großer Energieversorgungsunternehmen entsprechen, die Investitionen mit größeren Risiken und höheren Renditeerwartungen tätigen können.⁸ Somit würde das Ziel, eine große Bandbreite

Kasten 2

Investitionskosten zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels bis 2030

Es wird von einem Anstieg der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien von ungefähr 210 Terawattstunden im Jahr 2017¹ auf 505 Terawattstunden² ausgegangen. Dieser Zuwachs kommt annahmegemäß zu zwei Dritteln aus Windkraft (davon 75 Prozent an Land und 25 Prozent auf See) und zu einem Drittel aus Solarenergie (davon 75 Prozent aus Freiflächenanlagen und 25 Prozent aus Aufdachanlagen). Es wird außerdem angenommen, dass acht Gigawatt alter Windkraftanlagen zwischen 2020 und 2030 den Betrieb einstellen bzw. ersetzt werden. Dies entspricht der Hälfte des Bestands von Altanlagen, die zwischen 2020 und 2025 ihren Vergütungsanspruch verlieren.³

Die Kostenannahmen des Zubaus, der zwischen 2018 und 2030 realisiert wird, basieren auf den Kosten der günstigsten Anlagen (also derjenigen, die sich in wettbewerblichen Ausschreibungen durchsetzen würden), die für das Jahr 2025 prognostiziert werden.⁴

Als Marktwertannahmen dienen zur Vereinfachung Phelix-DE Base Futures von 2019 (43 Euro pro Megawattstunde, vom 28.6.2018), welche mit den aktuellen relativen Marktwerten multipliziert werden.⁵ Somit ergeben sich Marktwerte von 41,24 Euro pro Megawattstunde für Photovoltaik und 35,88 Euro pro Megawattstunde für Windkraft an Land. Obwohl die relativen Marktwerte erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2025 möglicherweise weiter sinken, wird dies vermutlich durch einen Anstieg des absoluten Strompreises ausgeglichen werden. Zur Berechnung der relativen Mehrkosten der Vergütungsinstrumente wird das oben beschriebene und parametrisierte Finanzierungsmodell verwendet.

¹ Fraunhofer ISE (2018): Energy Charts (online verfügbar).

² Basierend auf dem Durchschnitt der Szenarien der dena-Leitstudie, die Emissionsminderungen von 80–95 Prozent bis 2050 erreichen. Vgl. Dena (2018): dena-Leitstudie integrierte Energiewende (online verfügbar).

³ Vgl. Deutsche WindGuard (2018): Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020 (online verfügbar).

⁴ Fraunhofer ISE (2018): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien (online verfügbar).

⁵ EEX Marktdaten (2018) (online verfügbar).

⁷ CDU, CSU, SPD (2018): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 19. Legislaturperiode (online verfügbar).

⁸ Thorsten Helms, Sarah Salm und Rolf Wüstenhagen (2015): Investor-Specific Cost of Capital and Renewable Energy Investment Decisions. In: Charles W. Donovan (Hrsg.): Renewable Energy Finance—Powering the Future. London, 77–101.

Tabelle 1

Qualitative Bewertung der Vergütungsmechanismen

	Gleitende Marktprämie	Differenzverträge	Fixe Marktprämie	Ohne Vergütungs-instrument
Tatsächliche Realisierungsraten der Projekte (Vermeidung Winner's Curse)	0	+	-	trifft nicht zu
Akteursvielfalt	0	+	-/0	-
Absicherung der StromkundInnen gegen hohe Preise	0	+	-	-
Niedrige EEG-Umlage	+/0	0	+/-	+ (ist gleich null)
Niedrige Finanzierungs- und damit auch Gesamtkosten	0	+	-	-

Quelle: Eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2018

Differenzverträge schneiden in der Gesamtbetrachtung am besten ab.

von Akteuren an der Energiewende teilhaben zu lassen, nicht erreicht.

Dieser Effekt senkt zudem den Wettbewerb in den Ausschreibungen. Zwar wurden aufgrund des politischen Wunsches, die Nachteile kleinerer Akteure in Ausschreibungen auszugleichen, Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften in den Ausschreibungen eingeführt; diese wurden aber ihrem Ziel nicht gerecht⁹ sind deshalb mittelfristig teilweise ausgesetzt. Deswegen ist ein System, das allen Akteuren die Finanzierung mit geringen Eigenkapitalanforderungen ermöglicht, im aktuellen Kontext besonders wichtig.

In den Ausschreibungen für erneuerbare Energien setzen sich ohne Differenzverträge zudem immer mehr diejenigen Investoren durch, die die optimistischsten Marktwertwartungen haben. Dabei können durch den sogenannten „Winner's Curse“ die Realisierungsraten der Projekte sinken: wenn zwischen dem Gebotszeitpunkt und der Implementierung wesentliche Änderungen am Strommarkt dazu führen, dass Investoren ihre überoptimistischen Annahmen revidieren müssen, könnten sie es bevorzugen, ihre Projekte nicht zu realisieren und lieber entsprechende Strafen zu zahlen. Dies würde die Ausbauziele der erneuerbaren Energien gefährden.

Ebenso würde der anvisierte Ausbau erneuerbarer Energien im Fall ohne Vergütungsinstrumente nicht erreicht, wenn die erzielbaren Marktwerte nicht wesentlich über den risikofreien Stromgestehungskosten liegen. Bei Differenzverträgen hingegen beeinflussen sich ändernde Strompreis- bzw. Marktwertentwicklungen zwischen der Ausschreibung und dem Bau der Anlagen die Erlöse von Betreibern nicht. Das führt zu höheren Realisierungsraten.

Differenzverträge führen außerdem zu einer symmetrischen Absicherung von Investoren und StromverbraucherInnen. Investoren werden gegen niedrige Marktwerte

erneuerbarer Energien abgesichert, und StromverbraucherInnen werden abgesichert gegen hohe Zahlungen für erneuerbaren Strom, falls die Marktpreise über den Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien liegen. Die bestehende gleitende Marktprämie, die fixe Marktprämie und die Abschaffung von Vergütungsinstrumenten führen dagegen nicht zu einer solchen langfristigen Absicherung der StromverbraucherInnen.

Übergang zum Differenzvertrag unproblematisch

Der Übergang zu Differenzverträgen ist mit nur wenigen Anpassungen des aktuellen Vergütungsrahmens umsetzbar. Die wichtigste Eigenschaft, die mögliche Rückzahlung an den Netzbetreiber, ist durch eine simple Anpassung der Definition der bestehenden gleitenden Marktprämie möglich. Die Prämie wird derzeit auf null gesetzt, wenn der Strompreis über dem anzulegenden Wert liegt. Dies müsste angepasst werden, so dass die Zahlung entsprechend der Differenz zwischen anzulegendem Wert und technologie-spezifischem Marktwert des Stroms auch negativ werden kann.

Würden Differenzverträge nicht verpflichtend, sondern optional ausgestaltet, könnten Anlagenbetreiber Rückzahlungen an den Netzbetreiber umgehen, indem sie in Monaten oder Jahren mit hohen Strompreisen einfach aus dem Vergütungssystem aussteigen. Deshalb muss diese Möglichkeit ausgeschlossen werden. Investoren sollten vor Projektstart entscheiden, ob sie es vorziehen, innerhalb des Vergütungssystems zu investieren und an den Ausschreibungen um Differenzverträge teilzunehmen, oder ob sie außerhalb des Vergütungsrahmens, beispielsweise auf Basis privater Langzeitverträge, investieren möchten.¹⁰ Sobald sie sich für eine der Optionen entschieden haben, sollten sie nicht mehr wechseln dürfen.

⁹ Bundesrat (2018): Entwurf eines ... Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Drucksache 19/1320, 21.03.2018. (online verfügbar).

¹⁰ Auch der BDEW hat sich mit dieser Frage beschäftigt und schlägt ein Säulenmodell vor, bei dem Projektentwickler ex ante eine Vergütungsform wählen können. BDEW (2018): Marktkräfte beim Erneuerbaren-Ausbau stärken (online verfügbar).

Vier Optionen zur Ausgestaltung von Differenzverträgen

Verschiedene Optionen zur Umstellung auf Differenzverträge sind denkbar, wobei auch die Beibehaltung der aktuellen Steuerungselemente möglich ist. Die Optionen unterscheiden sich einerseits dahingehend, ob lokale Anreize („Wo werden die Anlagen zugebaut?“) weiterhin über das sogenannte Referenzertragsmodell (Windkraft) beziehungsweise fast gar nicht (Photovoltaik) gesetzt werden sollen, oder ob auf regionale Ausschreibungen umgestellt werden soll; Andererseits stellt sich die Frage, ob eine monatliche Referenzperiode als Anreiz für systemfreundlichere Ausgestaltungsoptionen genügt (siehe unten), oder ob ein Marktwertfaktor eingeführt werden sollte. Die unterschiedlichen Optionen beeinflussen hauptsächlich die Investitionsentscheidung und in einem gewissen Maße auch die Betriebsentscheidungen (Tabelle 2).

Eine systemfreundlich diversifizierte Verteilung von Anlagen hat verschiedene Vorteile. Zum einen können Netzengpässe reduziert werden, wenn Anlagen räumlich weniger konzentriert zugebaut werden. Zum anderen können weitere Flächenpotentiale frühzeitig erschlossen werden, die für die Erreichung der langfristigen Ausbauziele erforderlich sind. Zudem können durch ein differenziertes Vergütungssystem übermäßige Renditen und Pachten an ressourcenreichen Standorten begrenzt werden.

Im Fall der Windkraft legt das Referenzertragsmodell bereits seit dem Jahr 2000 anlagen- und standortspezifische Anpassungsfaktoren fest, die Investitionen an windschwächeren Standorten ermöglichen und übermäßige Erlöse an windreichen Standorten abschöpfen sollen. Die Vergütungshöhe wird dabei an die erwartete Windausbeute angepasst: Turbinen an Standorten, an denen weniger (aber nicht zu wenige) Volllaststunden Stromerzeugung pro Jahr zu erwarten sind, erhalten eine höhere Vergütung. Die Förderung der Photovoltaik kennt derzeit keine entsprechenden lokalen Elemente, was einerseits beibehalten oder entsprechend der folgenden Optionen angepasst werden könnte.

Alternative Anlagenausgestaltungen wie systemfreundliche Schwachwindanlagen und Ost-West-Ausrichtungen von Solaranlagen können die Systemintegration erneuerbarer Energien erleichtern, da sie zu einer erhöhten Stromproduktion in solchen Zeiten führen, in denen erneuerbarer Strom relativ knapp und damit besonders wertvoll ist. Dadurch fallen auch die Spitzen der erneuerbaren Stromerzeugung niedriger aus, so dass auch die benötigten Netzkapazitäten sinken können.

Option 1: Referenzertragsmodell plus Strommarkterlöse

Differenzverträge könnten eingeführt werden, ohne die bestehenden Anreize zur geographischen Diversifizierung und Auslegung von Windkraft- und Solaranlagen zu ändern. Anreize zu einer optimierten Standortwahl ergäben

Tabelle 2

Optionen zur Ausgestaltung von Differenzverträgen

		Anreize für systemdienliche Anlagenauslegung	
		Strommarkterlöse	Marktwertfaktor
Räumliche Differenzierung	Referenzertragsmodell	Option 1	Option 3
	Regionale Ausschreibungen	Option 2	Option 4

Anmerkung: Option 1 entspricht dem Status Quo für Windkraftanlagen in Deutschland.

Quelle: Eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2018

sich dann weiterhin aus der Nutzung des Referenzertragsmodells. Die Vergütungshöhe wird alle fünf Jahre überprüft und bei windschwächeren Standorten nachträglich erhöht, während sie an windreicheren Standorten nachträglich gesenkt wird. Somit ist die erwartete Vergütungshöhe ein Stück weit gegen Abweichungen von der erwarteten Standortqualität abgesichert und Investoren können ihre Anlagen zu günstigen Finanzierungskosten finanzieren. Gleichzeitig sichert es Stromverbraucherinnen und -verbraucher gegen zu hohe Zahlungen ab, wenn sich Standorte als windreicher als prognostiziert herausstellen.

Anreize zu einer systemfreundlichen Anlagenauslegung ergeben sich durch eine monatliche Referenzperiode. Besonders systemfreundliche Anlagen produzieren einen größeren Anteil des Stroms in Zeiten hoher Strompreise und können damit einen höheren durchschnittlichen Strompreis erwirtschaften als der Durchschnitt aller Anlagen. Diese Anreize für eine systemfreundliche Anlagenauslegung sind allerdings schwach, da die möglichen Mehrerlöse über die Laufzeit der Anlage unsicher sind. Somit können sie nicht zur Rückzahlung von Darlehen zur Deckung der Zusatzkosten systemfreundlicher Anlagen genutzt werden. Stattdessen müssen die Zusatzkosten vollständig mit Eigenkapital finanziert werden. Dies führt zu einer hohen Diskontierung der Erlöse und damit zu geringen Anreizen für systemfreundliche Anlagen.

Option 2: Regionale Ausschreibungen plus Strommarkterlöse

Alternativ zum Referenzertragsmodell (Option 1) könnten Anreize zu einer räumlichen Diversifizierung der Anlagen auch über Ausschreibungen mit regionaler Komponente gegeben werden. Beispielsweise wird bereits heute der Zubau neuer Windkraftanlagen in Norddeutschland durch die Definition eines Netzausbaugebiets begrenzt. Allerdings ist zu beachten, dass kleinere Regionen die Wettbewerbsintensität der Ausschreibungen reduzieren. Zudem sind die Erfolgsaussichten für Ausschreibungsteilnehmer in kleineren Regionen unsicherer. Zusätzlich entfällt der Wettbewerb zwischen Regionen, der zum Beispiel Anreize bei Landesregierungen für effiziente Planungsprozesse schafft. Stattdessen würden in Regionen mit höheren regulatorischen Barrieren die Ausschreibungsergebnisse zu

höheren Vergütungszahlungen führen, die von allen deutschen StromverbraucherInnen und -verbrauchern über die EEG-Umlage bezahlt werden müssten. In jedem Fall besteht weiterer Forschungsbedarf in Hinblick auf die Absicherung von Investoren und -verbrauchern gegenüber unsicheren Standortbewertungen.

Option 3: Referenzertragsmodell plus Marktwertfaktor

Im Unterschied zur Option 1 könnte bei der Ausschreibug für jedes Projekt ein Marktwertfaktor bestimmt werden. Dieser wird aus der prognostizierten stündlichen Stromproduktion in einem Referenzjahr und den stündlichen Strompreisen im Referenzjahr bestimmt. Systemfreundliche Anlagen erhalten entsprechend ihres höheren Marktwerts einen Bonus, während nicht systemfreundliche Anlagen einen Malus erhalten.

Somit können Investoren die erwarteten Mehrerlöse direkt in ihre Investitionsentscheidung einfließen lassen, ohne während des Betriebs dem Strompreisrisiko ausgesetzt sein zu müssen. Entsprechend kann die Referenzperiode der Differenzverträge, wie im Vereinigten Königreich, von einem Monat auf eine Stunde reduziert werden. Dadurch sinken die Erlösriskos und die Finanzierungskosten, wodurch der Ausbau erneuerbarer Energien insgesamt günstiger wird.

Als Grundlage für die Berechnung der Marktwerte können entweder historische stündliche Strompreise genutzt werden, beispielsweise die des Vorjahrs, oder Preiszeitreihen aus längerfristigen Prognosen. Das relevante Strompreisprofil würde von der Regulierungsbehörde veröffentlicht. Es müsste dann rollierend aktualisiert und früh genug bekannt gemacht werden, um Investoren stabile Rahmenbedingungen für die Projektentwicklung zu geben.¹¹

Option 4: Regionale Ausschreibungen plus Marktwertfaktor

Regionale Ausschreibungen ließen sich ebenfalls mit dem Marktwertfaktor kombinieren. Die Ermittlung des Marktwertfaktors würde dabei wie in Option 3 durchgeführt werden. In Bezug auf die regionale Ausschreibung stellen sich allerdings die gleichen Herausforderungen wie bei Option 2 beschrieben.

Fazit: Übergang zu Differenzverträgen sollte vorbereitet werden

Die Technologiekosten erneuerbarer Energien sind in den letzten Jahren stark gefallen, und für die Zukunft werden weitere Kostenreduktionen erwartet. Je nach Art des Vergütungsrahmens kommen diese Kostensenkungen jedoch in unterschiedlichem Umfang bei den StromverbraucherInnen und -verbrauchern an. Die hier vorgestellten Berechnungen zeigen: wenn die Stromgestehungskosten relativ zu den Marktwerten der erneuerbaren Stromproduktion weiterhin sinken, würden bei einer Beibehaltung des aktuellen Vergütungsrahmens der gleitenden Marktprämie Teile der Kostenreduktionen durch höhere Finanzierungskosten kompensiert. Somit könnten StromverbraucherInnen nicht in vollem Umfang von sinkenden Technologiekosten profitieren. Zudem könnte aufgrund steigender Eigenkapitalanforderungen die Akteursvielfalt bei Investitionen in erneuerbare Energien leiden, und die Realisierungsraten von Projekten könnten fallen.

Bei einer Weiterentwicklung des Vergütungsrahmens hin zu Differenzverträgen würden nicht nur Anlagenbetreiber gegen niedrige Marktwerte ihrer Stromproduktion abgesichert, sondern auch StromverbraucherInnen gegen hohe Zahlungen für erneuerbaren Strom im Fall hoher Strompreise. Bei relativ niedrigen Marktwerten erneuerbarer Energien funktionieren Differenzverträge dabei genau wie die bestehende Vergütung. Liegen die Marktwerte des erneuerbaren Stroms jedoch über den Stromgestehungskosten, dann können die Betreiber diese Mehreinnahmen nicht einbehalten, sondern zahlen diese an die VerbraucherInnen zurück. Dies senkt die EEG-Umlage und kann perspektivisch auch zu Perioden mit negativen Umlagen führen. Zudem sind die Erlöse für Investoren abgesichert, was zu günstigen Finanzierungskosten und damit auch niedrigen Gesamtkosten der erneuerbaren Stromversorgung führt. Bis 2030 sind gegenüber der gleitenden Marktprämie jährliche Einsparungen in der Größenordnung von 0,8 Milliarden Euro zu erwarten.

Andere denkbare Optionen wie eine fixe Marktprämie oder eine Abschaffung des Vergütungsrahmens würden gegenüber Differenzverträgen zu einem Anstieg der Gesamtkosten bis 2030 von 2,7 beziehungsweise 3,4 Milliarden Euro pro Jahr führen und erscheinen daher nicht als empfehlenswerte Alternative.

Bei der Umsetzung von Differenzverträgen gibt es unterschiedliche Gestaltungsoptionen, die zugleich die Chance bieten, die Anreize für eine systemfreundliche Standortwahl und Auslegung der Anlagen wirksamer und einfacher zu gestalten. Die Verbindung mit einem Referenzertragsmodell und einem Marktwertfaktor erscheint in dieser Hinsicht als besonders attraktiv.

¹¹ Als Grundlage könnte langfristig alternativ auch eine Modellierung des Stromsektors durch die nationale Regulierungsbehörde (in Deutschland die Bundesnetzagentur) für eine zukünftige Periode genutzt werden. Basierend auf einer solchen Modellierung könnte die Regulierungsbehörde ein Strompreisprofil öffentlich zur Verfügung stellen, anhand dessen die relativen Marktwerte von Anlagen an einem Standort verglichen werden können. Dabei könnten auch noch weitere Faktoren wie die Netzdienlichkeit der Anlagen einbezogen werden. Für weitere Details siehe Nils May (2017): The Impact of Wind Power Support Schemes on Technology Choices. Energy Economics 65, 343–354; sowie in abgewandelter Form Karsten Neuhoff, Nils May und Jörn Richstein (2017): Anreize für die langfristige Integration von erneuerbaren Energien: Plädoyer für ein Marktwertmodell. DIW Wochenbericht Nr. 42, 929–938 (online verfügbar).

ERNEUERBARE ENERGIEN

Nils May ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | nmay@diw.de

Karsten Neuhoff ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | kneuhoff@diw.de

Jörn C. Richstein ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | jrichstein@diw.de

JEL: Q42, Q55, O38

Keywords: Financing costs; contracts for differences; renewable energy policies; feed-in premium

This report is also available in an English version as DIW Weekly Report 28/2018:

www.diw.de/diw_weekly



IMPRESSUM



DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.

Mohrenstraße 58, 10117 Berlin

www.diw.de

Telefon: +49 30 897 89-0 Fax: -200

85. Jahrgang 11. Juli 2018

Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Tomaso Duso; Dr. Ferdinand Fichtner; Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.;
Prof. Dr. Peter Haan; Prof. Dr. Claudia Kemfert; Prof. Dr. Alexander Kriwoluzky;
Prof. Dr. Stefan Liebig; Prof. Dr. Lukas Menkhoff; Prof. Johanna Möllerström,
Ph.D.; Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.; Prof. Dr. Jürgen Schupp;
Prof. Dr. C. Katharina Spieß

Chefredaktion

Dr. Gritje Hartmann; Mathilde Richter; Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat

Dr. Markus M. Grabka; Dr. Alexander Zerrahn

Redaktion

Renate Bogdanovic; Dr. Franziska Bremus; Rebecca Buhner;
Claudia Cohnen-Beck; Dr. Daniel Kemptner; Sebastian Kollmann;
Matthias Laugwitz; Markus Reiniger; Dr. Alexander Zerrahn

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice, Postfach 74, 77649 Offenburg

leserservice@diw.de

Telefon: +49 1806 14 00 50 25 (20 Cent pro Anruf)

Gestaltung

Roman Wilhelm, DIW Berlin

Umschlagmotiv

© imageBROKER / Steffen Diemer

Satz

Satz-Rechen-Zentrum Hartmann + Heenemann GmbH & Co. KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

ISSN 0012-1304; ISSN 1860-8787 (online)

Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit
Quellenangabe und unter Zusendung eines Belegexemplars an den
Kundenservice des DIW Berlin zulässig (kundenservice@diw.de).

Abonnieren Sie auch unseren DIW- und/oder Wochenbericht-Newsletter
unter www.diw.de/newsletter