

May, Nils; Jürgens, Ingmar; Neuhoff, Karsten

Article

Erneuerbare Energien: Risikoabsicherung wird zu zentraler Aufgabe der Förderinstrumente

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: May, Nils; Jürgens, Ingmar; Neuhoff, Karsten (2017) : Erneuerbare Energien: Risikoabsicherung wird zu zentraler Aufgabe der Förderinstrumente, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 84, Iss. 39, pp. 797-804

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/170517>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Erneuerbare Energien: Risikoabsicherung wird zu zentraler Aufgabe der Förderinstrumente

Von Nils May, Ingmar Jürgens und Karsten Neuhoff

Die Kosten erneuerbarer Energien sind stark gefallen. Nun spielen die Finanzierungskosten neuer Anlagen eine immer größere Rolle für die Gesamtkosten der Energiewende. Dadurch wird das primäre Ziel von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien die Realisierung kostengünstiger Finanzierungsbedingungen für Investitionen. Dieser Bericht vergleicht die Auswirkungen verschiedener Politikinstrumente auf Risikofaktoren und somit auf Finanzierungskosten für Investitionen in die Energiewende. Insbesondere für so genannte grüne Zertifikate und fixe Marktprämien zeigt die Analyse – basierend auf der Auswertung einer Umfrage und auf Berechnungen – signifikante Zuschläge bei den Finanzierungskosten. Diese werden an EndkundInnen weitergegeben. Bei der Weiterentwicklung der Fördermechanismen, wie aktuell im Kontext der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie für die Periode 2020 bis 2030 diskutiert, sollten deswegen unnötige Risiken für Investoren vermieden werden, die zu höheren Finanzierungskosten führen.

Bei Investitionen in erneuerbare Energien, mit einem projizierten Volumen von europaweit 50 Milliarden Euro pro Jahr bis zum Jahr 2050¹ den Eckpfeilern der Energiewende, stehen die Kapitalkosten der Investition im Vordergrund – im Gegensatz zur Energieerzeugung aus fossilen Energieträgern, bei der Brennstoffkosten die Hauptrolle spielen. Folglich sind die Finanzierungskosten von Investitionen für die Energiekosten insgesamt zunehmend bedeutend. Niedrige Finanzierungskosten von Investitionen in erneuerbaren Energien sind wichtig für eine kostengünstige Transformation des Energiesystems.

Die Ausgestaltung regulatorischer Rahmenbedingungen und Politikmaßnahmen hat einen wesentlichen Einfluss auf die Finanzierungskosten. Je nach Design können zusätzliche regulatorische Risiken die Finanzierungskosten erhöhen, oder es Erzeugern und KundInnen erlauben, sich gegen Marktrisiken abzusichern, und somit Finanzierungskosten, und letztendlich den Strompreis, senken. Risiken werden je nach Design auf die verschiedenen Akteure aufgeteilt. Werden aber ProjektentwicklerInnen und BetreiberInnen² zu viele Risiken abgenommen, so können falsche Anreize entstehen, die zum Beispiel zu mangelhafter Qualität oder Wartung von Anlagen führen, was erhöhte Gesamtkosten verursacht. Sowohl auf deutscher als auch europäischer Ebene ist eine Kernfrage bei der zukünftigen Ausgestaltung des regulativen Rahmens, wie die Risiken aufgeteilt werden sollen, und welche Auswirkungen das auf die Gesamtkosten hat. Adäquate Politikinstrumente können den Zugang zu kostengünstiger Finanzierung erleichtern.

Dieser Bericht vergleicht die Auswirkungen verschiedener Politikinstrumente auf Risiken und Risikoallokation und somit auf Finanzierungskosten für Investitionen in die Energiewende. Dabei fokussiert sich die Analyse auf

¹ Cambridge Economic Policy Associates (2016): Supporting investments into renewable electricity in context of deep market integration of RES-e after 2020: Study on EU-, regional- and national-level options. Erstellt im Auftrag der Europäischen Kommission.

² Im Folgenden zusammenfassend als ProjektentwicklerInnen bezeichnet.

die institutionelle und vertragliche Form der Vergütung. Die Ergebnisse sind sowohl relevant, wenn die Höhe der Vergütungshöhe in regulatorischen Prozessen ermittelt wird, als auch, wenn sie sich aus Ausschreibungen ergibt.³ Für die Analyse werden sowohl eine Befragung von MarktteilnehmerInnen zu Förderinstrumenten und -risiken in Europa ausgewertet, als auch Berechnungen zur Unternehmensfinanzierung gemacht. Insbesondere wird die Rolle von Langzeitverträgen diskutiert, denen angesichts der aktuellen Entwicklungen der energiepolitischen Vorgaben eine besondere Rolle zukommt.

Die Risiken bei Investitionen in erneuerbare Energien haben sich verschoben

Investitionen in erneuerbare Energien unterliegen verschiedenen Risikofaktoren, die sich in Technologie- und Projektrisiken, Förderrisiken, Marktpreisrisiken und andere regulative Risiken einteilen lassen und deren relative Bedeutung sich über die Zeit verändert hat.

Technologie- und Projektrisiken liegen unabhängig von den politischen Rahmenbedingungen bei der ProjektentwicklerIn und sollten aus Effizienzgründen auch dort verbleiben, vor allem bei den etablierten Technologien Windkraft und Photovoltaik.

Förderrisiken betreffen mögliche Unsicherheiten von ProjektentwicklerInnen über Erlöse, die über den Marktwert des Stroms hinausgehen, also durch öffentliche Förderung generiert werden. Sie können durch Anpassungen der regulativen Rahmenbedingungen oder durch Preisänderungen entstehen. Geeignet ausgestaltete Förderinstrumente und Politikprozesse können solche Risiken verringern oder vermeiden und damit zusätzliche Risikoprämien bei Kapitalkosten vermeiden.

Marktrisiken beinhalten insbesondere die Unsicherheit über die Erlöse aus dem Stromverkauf. Stromerzeuger würden sich gerne gegen zu niedrige Preise absichern; EndkundInnen würden sich grundsätzlich gerne gegen hohe Strompreise absichern. Dazu geeignete Langzeitverträge dürfen von Haushalten nicht eingegangen werden und stellen für die meisten Unternehmen eine zu langfristige Verpflichtung dar. Förderinstrumente können als langfristige Verträge wirken und Risiken sowohl für ProjektentwicklerInnen als auch für EndkundInnen reduzieren.

Weitere *regulative Risiken* können durch die bevorstehenden Anpassungen im Strommarktdesign zur weiteren Integration von erneuerbaren Energien und zur

Kopplung von verschiedenen Sektoren entstehen. Solche Anpassungen können zu veränderten Rahmenbedingungen und damit auch Preisen und Kosten bei Prognoseabweichungen führen, oder zu differenzierteren zeitlichen oder räumlichen Preisprofilen, die mit manchen Fördermechanismen nicht abgesichert wären.

Insgesamt ist die Bedeutung der Förderung und der damit verbundenen Risiken durch die dank Lerneffekten und Innovationen starken Kostensenkungen bei Wind- und Solarenergie zurückgegangen (Abbildung 1). Im Jahr 2007 lag die übliche Vergütung für Photovoltaik bei 379 Euro pro Megawattstunde (MWh)⁴, wovon ungefähr zehn Prozent durch den damaligen Strompreis abgedeckt waren, und 90 Prozent auf die staatliche Förderung entfielen. Zuletzt lag die Vergütung bei nur noch 57 Euro/MWh, ungefähr zur Hälfte vom Strompreis abgedeckt. Auch bei der Windenergie an Land fiel die Vergütung zuletzt signifikant, von circa 78 Euro/MWh im Jahr 2007 auf 43 Euro/MWh.⁵

Während in der Vergangenheit bei der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für erneuerbare Energie die Stabilität der Förderung im Fokus stand, ist jetzt die Stabilität der Erlöse für den am Markt vertriebenen Strom am bedeutendsten.

Verschiedene Förderinstrumente wirken sich unterschiedlich auf Investitionsrisiken aus

Werden lediglich ProjektentwicklerInnen betrachtet, die traditionell im Fokus der Politik standen, spielt bei der Bewertung der Förderinstrumente die Stabilität der Erlöse eine zentrale Rolle.

Unter klassischen *fixen Einspeisevergütungen* bekommen EntwicklerInnen eine fixe Vergütung für den produzierten Strom, so dass sie zwar die Risiken tragen, dass ihr Projekt an sich fehlschlägt, hinsichtlich der Vergütung aber keinen zusätzlichen Risiken ausgesetzt sind. Solche fixen Einspeisevergütungen gab es in Deutschland für Windkraft- und Photovoltaikanlagen bis Mitte 2014, und sie gelten weiterhin für kleine Anlagen.

Die *gleitende Marktprämie* wurde in Deutschland im Jahr 2012 optional und verpflichtend ab Mitte 2014 für Windkraftanlagen und größere Photovoltaikanlagen eingeführt. ProjektentwicklerInnen erhalten zusätzlich zu den Erlösen aus dem Stromverkauf eine gleitende Prämie.

⁴ Erlöse aus der damals gültigen Vergütung für Freiflächenanlagen.

⁵ Allerdings entspricht der Wert von 43 Euro/MWh bezuschlagten Geboten, die in den nächsten viereinhalb Jahren realisiert werden können. Somit ist davon auszugehen, dass dabei erwartete Kostensenkungen berücksichtigt sind. Alle Preise sind normiert auf den Referenzstandort und Ermittlung der durchschnittlichen Vergütung für eine Diskontierungsrate von vier Prozent.

³ Seit 2015 wird die Höhe der Vergütung für größere Solaranlagen und seit 2017 für Windkraftanlagen über Ausschreibungen bestimmt.

So wird in der Regel ein vergleichbares Vergütungs-niveau wie unter der fixen Einspeisevergütung erreicht, die genauen Erlöse können aber variieren, so dass – je nach spezifischer Ausgestaltung – zusätzliche Risiken entstehen. Ziel war es, dass die ProjektentwicklerInnen bessere Prognosen über ihre (wetterabhängige) Produktion liefern, und Anreize haben für die Vermarktung ihres Strom auch in illiquiden Kurzzeitmärkten.⁶ Allerdings entstehen hier zusätzliche Risikofaktoren über den zukünftigen Preis zu dem Energie für den Ausgleich von Prognoseabweichungen gehandelt wird („Ausgleichenergie“).⁷

Weitere Politikinstrumente stellen der grüne Zertifikatehandel und die fixe Marktprämie dar. Dabei erhalten ProjektentwicklerInnen keine garantierte Gesamtvergütung, sondern verkaufen den Strom zum aktuellen Marktwert und bekommen zusätzlich für jede mit Wind oder Photovoltaik produzierte Megawattstunde ein grünes Zertifikat oder eine Prämie.⁸ Wind- und Solarerzeuger sind in diesem System sowohl Unsicherheiten über den zukünftigen Strompreis als auch über den zukünftigen Wert der Zertifikate ausgesetzt. Das führt zu Risikoaufschlägen für die Finanzierung der Anlagen.⁹

Empirische Analyse: Große Unterschiede in Europa bei Finanzierungskosten

Die genauen Auswirkungen der einzelnen Politikinstrumente auf die Finanzierungskosten wurden bislang meist in einzelnen Fallstudien betrachtet, da es keine Daten zu den Finanzierungskosten in Ländern mit unterschiedlichen Regimen gab. Mithilfe einer im Jahr 2014 realisierten Umfrage zu den Windkraft-Finanzierungskosten in der EU werden diese Auswirkungen genauer betrachtet.¹⁰ Für die Umfrage wurden BankerInnen, ProjektentwicklerInnen, AkademikerInnen und Angestellte von Energieversorgungsunternehmen aus 23 EU-Ländern zu den Finanzierungskosten von Windkraftanlagen

⁶ Mit einer stärkeren Rolle von Intraday-Auktionen sind liquide Märkte sichergestellt, so dass nur noch Anreize für eine gute Prognose notwendig sind.

⁷ Vgl. Toby Couture und Yves Gagnon (2010): An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. Energy Policy, 38(2): 955-965.

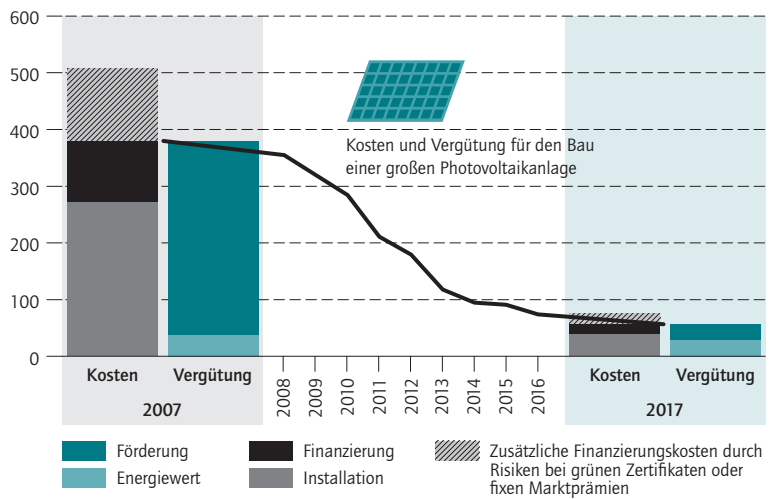
⁸ Bei grünen Zertifikaten müssen die Energieversorgungsunternehmen für jede Megawattstunde Strom, die sie an EndkundInnen abgeben, einen festgelegten Anteil an grünen Zertifikaten nachweisen, und sind somit verpflichtet, eine ausreichende Anzahl von grünen Zertifikaten mit eigenen erneuerbaren Anlagen zu erzeugen oder im Markt zu erstehen.

⁹ Vgl. Mary Jean Bürer und Rolf Wüstenhagen (2009): Which renewable energy policy is a venture capitalist's best friend? Empirical evidence from a survey of international cleantech investors. Energy Policy, 37(12): 4997-5006 und Lucy Butler und Karsten Neuhoff (2008): Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development. Renewable Energy, 33(8): 1854-1867.

¹⁰ Die detaillierte Auswertung wird in Nils May und Karsten Neuhoff (2017): Financing Power – The Impact of Support Policies under Changing Regulatory Environments. DIW Discussion Paper Nr. 1684 beschrieben.

Abbildung 1

Entwicklung der Kosten- und Vergütungsstrukturen der Photovoltaik In Euro pro Megawattstunde



Quelle: Darstellung der Autoren.

© DIW Berlin 2017

Der Anteil der Förderung an der Vergütung sinkt, die Bedeutung der Risikosicherung steigt.

gen an Land befragt.¹¹ So ergibt sich ein Bild der Finanzierungskosten in Europa (Karte).

Projekte in Süd- und Osteuropa haben in der Regel höhere Finanzierungskosten als solche in West- und Nordeuropa. Aber auch Länder mit ähnlichen gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen weisen Unterschiede auf. So liegen die über die Eigen- und Fremdkapital gemittelten Finanzierungskosten für Windkraftanlagen in Schweden mit 7,4 bis 9,0 Prozent deutlich über den Kosten in Deutschland (3,5 bis 4,5 Prozent), obwohl die risikofreien Zinssätze der beiden Länder im Jahr 2014 nicht so weit auseinanderlagen.¹² Damit länderspezifische Aspekte (über die regulatorischen Rahmenbedingungen hinaus) das Bild nicht verzerren, wird im Weiteren nur der Risikoaufschlag betrachtet, also der Betrag,

¹¹ Siehe Paul Noothout, David de Jager, Lucie Tesnière, Sascha van Rooijen, Nikolaos Karypidis (alle Ecofys), Robert Brückmann, Filip Jirouš (beide eclareon), Barbara Breitschopf (Fraunhofer ISI), Dimitrios Angelopoulos, Haris Doukas (beide EPU-NTUA), Inga Konstantinavičiūtė (LEI) und Gustav Resch (TU Wien) (2016): The impact of risks in renewable investments and the role of smart policies. DiaCore (online verfügbar, abgerufen am 21. September 2017). Das gilt insofern nicht anders vermerkt auch für alle andere Onlinequellen in diesem Bericht.

¹² Bei zehnjährigen Staatsanleihen lagen zu der Zeit die Zinssätze in Schweden bei 2,1 Prozent, in Deutschland bei 1,5 Prozent.

um den die Windkraft-Finanzierungskosten über den länderspezifischen risikofreien Zinssätzen liegen.

In den meisten EU-Ländern waren im Jahr 2014 für Windkraft noch fixe Einspeisevergütungen in Kraft. Italien, die Niederlande und Finnland hatten gleitende Marktprämien und Dänemark eine fixe Prämie, wobei diese wiederum Elemente einer gleitenden Prämie aufwies. Im Vereinigten Königreich, in Schweden, Polen, Belgien und Rumänien wurden ein System zum Handel grüner Zertifikate genutzt.¹³

Grüne Zertifikate führen zu höheren Kosten

Für die Förderung mit grünen Zertifikaten ergibt eine Regressionsanalyse für das Jahr 2014 einen Aufschlag auf die Finanzierungskosten von 1,1 bis 1,7 Prozentpunkten. ProjektentwicklerInnen berichten in Gesprächen, dass sie langfristige Abnahmeverträge zu festen Preisen, sowohl für Strom als auch für grüne Zertifikate, mit großen Energieversorgungsunternehmen abschließen. Dass dennoch Risikoaufschläge bei den Finanzierungskosten bleiben, legt entweder eine unvollständige vertragliche Abdeckung nahe oder, dass Restrisiken verbleiben. So könnten Energieversorgungsunternehmen und ProjektentwicklerInnen nach einem Einbruch des Preises für grüne Zertifikate Vertragsanpassungen verhandeln, um die Insolvenz der ersteren zu verhindern und den zweiten zumindest einen Teil des Gegenwertes zu sichern.¹⁴

Noch kein Unterschied zwischen fixer Einspeisevergütung und gleitender Marktprämie

Die Analyse zeigt dagegen keinen statistisch signifikanten Unterschied zwischen fixen Einspeisevergütungen und gleitenden Marktprämien, was die Finanzierungskosten angeht. Der Markt schätzt also die zusätzlichen Risiken einer gleitenden Prämie als eher gering ein.

Perspektivisch können sich allerdings diese Regimes im Hinblick auf Finanzierungskosten unterscheiden.

Um dem wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien gerecht zu werden, wird der Strommarkt in den nächsten Jahren sowohl durch nationale Initiativen als auch im Rahmen des EU-Winterpakets¹⁵ weiterentwickelt. Das

¹³ Jedoch wiesen die Systeme in Belgien und Rumänien eine Besonderheit auf: ProjektentwicklerInnen wurden substantielle Mindestpreise garantiert. Die Preisrisiken waren dadurch sehr überschaubar.

¹⁴ Dominique Finon (2008): Investment risk allocation in decentralised electricity markets. The need of long-term contracts and vertical integration. OPEC Energy Review 32, 150-183.

¹⁵ Europäische Kommission (2016): Clean Energy for All Europeans. Pressemitteilung vom 30. November 2016 (online verfügbar).

kann dazu führen, zum Beispiel im Zuge der Einführung von kleineren Preiszonen, dass Preisrisiken mit der aktuellen Ausgestaltung der Marktprämie nicht mehr abgesichert sind, und ProjektentwicklerInnen zusätzlichen Risiken ausgesetzt werden.

Änderungen bei Preiszonen, der räumlichen Verteilung neuer Anlagen, beim Netzausbau, der Weiterentwicklung von Intraday- und Regelenergiemärkten, sowie Angebot und Nachfrage von Flexibilitätsoptionen bergen potentielle Unsicherheiten für ProjektentwicklerInnen. Bei einer Weiterentwicklung des Strommarktdesigns, müssten diese gegebenenfalls durch eine Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie abgesichert werden.

Im Gegenzug für die Absicherung von Erlörisiken bei fallenden Marktpreisen, sollten ProjektentwicklerInnen auch bei steigenden Strompreisen an die vereinbarte Vergütung gebunden sein. So entsteht eine symmetrische Beziehung zwischen den Vertragsparteien, und auch die EndkundInnen werden abgesichert.

Absicherung von Marktrisiken führt zu zusätzlichen Kosten

Für die Projektfinanzierung sind bei Zertifikatehandel, fixer Prämie oder in der Abwesenheit von Förderinstrumenten Langzeitverträge zwischen ProjektentwicklerInnen und Energieversorgungsunternehmen wichtig, damit die Stromerlöse abgesichert sind.

Deshalb gilt es zu untersuchen, zu welchen Konditionen solche Langfristverträge abgeschlossen werden können. Entsprechen die Vertragspreise den über die Vertragslaufzeit erwarteten Preisen oder müssen die ProjektentwicklerInnen den Strom zu einem Abschlag verkaufen, um einen längerfristigen Vertrag abschließen zu können?

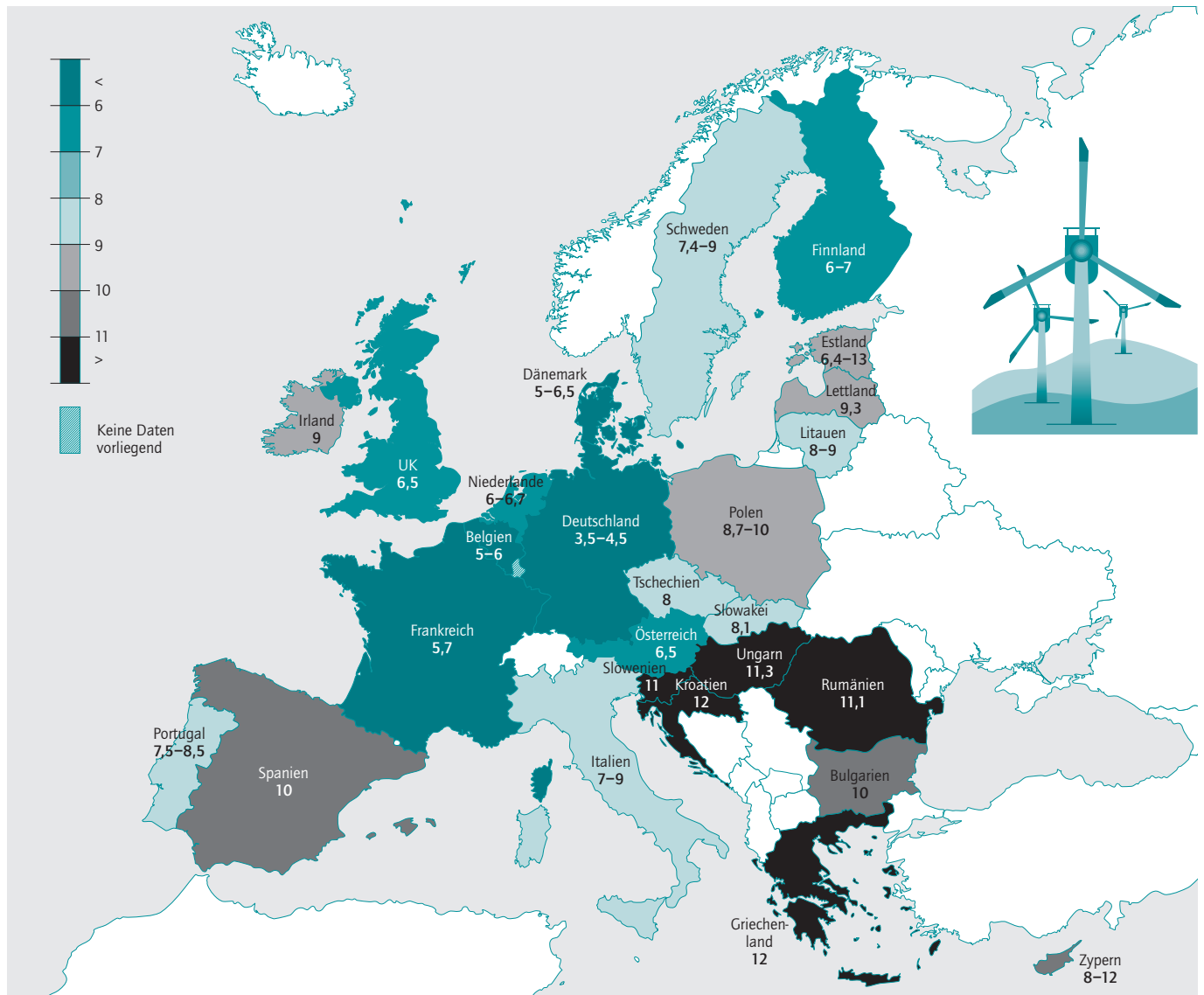
In den meisten EU-Ländern hatten in der Vergangenheit nur wenige große Energieversorgungsunternehmen die finanzielle Stärke, solche Langfristverträge abzuschließen. Das gab ihnen Marktmacht, und damit die Möglichkeit, die Vertragspreise zu drücken. Unter vollständigem Wettbewerb ist ein zweiter Effekt von Bedeutung, der hier quantifiziert wird.

Das größte Risiko für ein Energieversorgungsunternehmen, das langfristige Abnahmeverträge mit ProjektentwicklerInnen eingeht, besteht darin, dass der tatsächliche Preis für Strom oder grüne Zertifikate geringer ausfällt als der vertraglich vereinbarte Preis. In diesem Fall muss der höhere vereinbarte Preis für Strom gezahlt werden, auch wenn nur der geringere Spotpreis an die EndkundInnen weitergegeben werden kann (siehe Abbildung 2).

Karte

Finanzierungskosten der Windkraft an Land in der Europäischen Union

Kapitalkosten in Prozentpunkten



Quelle: Paul Noothout, David de Jager, Lucie Tesnière, Sascha van Rooijen, Nikolaos Karypidis (alle Ecofys), Robert Brückmann, Filip Jirouš (beide eclareon), Barbara Breitschopf (Fraunhofer ISI), Dimitrios Angelopoulos, Haris Doukas (beide EPU-NTUA), Inga Konstantinavičiūtė (LEI) und Gustav Resch (TU Wien) DIACORE (2016): Final Report. (2016): The impact of risks in renewable investments and the role of smart policies.

© DIW Berlin 2017

Die Finanzierungskosten für Windkraftprojekte variieren innerhalb Europas stark.

Um die Risiken, die sich für Energieversorgungsunternehmen dadurch ergeben, abzuschätzen, wird der Effekt dieser Verträge auf die Refinanzierungskosten betrachtet.

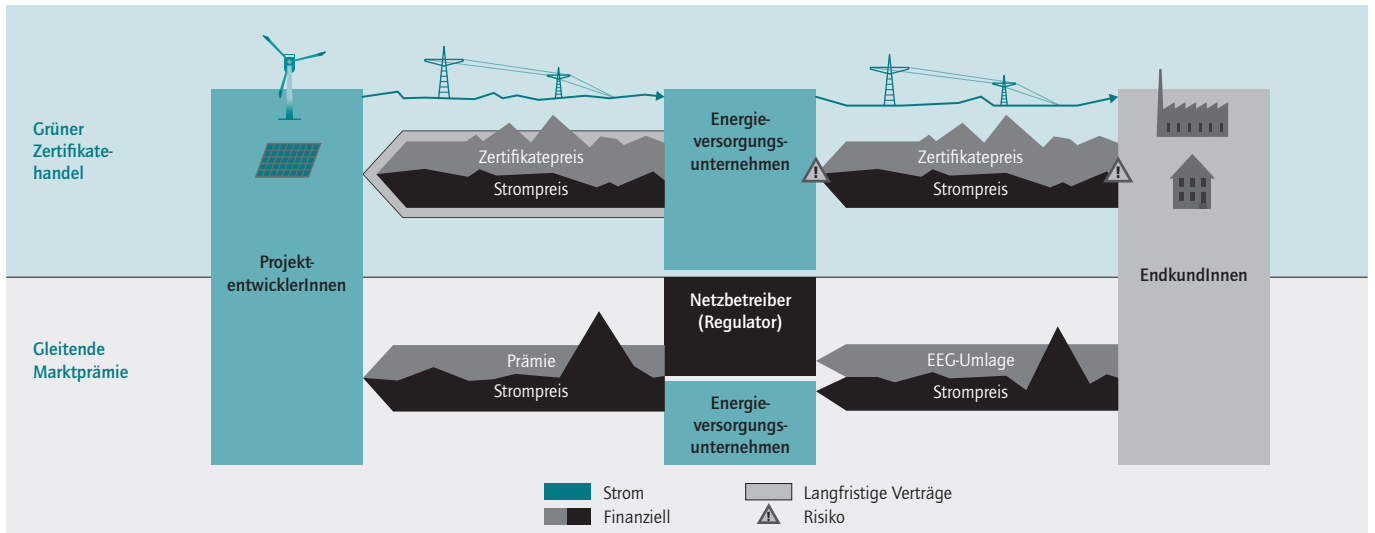
Ein langfristiger Abnahmevertrag stellt eine langfristige Verbindlichkeit dar. Höhere Verbindlichkeiten führen

zu schlechteren Finanzkennzahlen, die wiederum zu schlechteren Bonitätsbewertungen führen. In der Folge müssen die Energieversorgungsunternehmen höhere Rekapitalisierungskosten tragen.

Insbesondere in Deutschland ist die finanzielle Lage der Energieversorgungsunternehmen bereits geschwächt:

Abbildung 2

ProjektentwicklerInnen – Energieversorgungsunternehmen – EndkundInnen und deren Beziehungen unter grünen Zertifikaten und gleitender Marktprämie im Vergleich



Quelle: Darstellung der Autoren.

© DIW Berlin 2017

Bei grünen Zertifikaten (und fixen Marktprämien) verbleiben Preisrisiken bei Energieversorgungsunternehmen und EndkundInnen. Das wird bei einer gleitenden Marktprämie und traditionellen Einspeisevergütungen vermieden.

Die Marktkapitalisierungen von RWE, EON und EnBW sind im letzten Jahrzehnt stark zurückgegangen und ihre Verschuldung hat zugenommen (Abbildung 3). Für sie sind die beschriebenen Zusatzkosten besonders relevant.

Zur Abschätzung der durch Langzeitverträge verursachten Mehrkosten wird zunächst abgeschätzt, inwiefern eine Erhöhung der langfristigen Verbindlichkeiten von Energieversorgungsunternehmen zu einer Reduktion der Bonität führt. Dazu wird der Zusammenhang zwischen Verschuldungsgrad („debt-equity ratio“) und Bonität für die zwölf größten europäischen Energieversorgungsunternehmen über die letzte Dekade ausgewertet und abgeleitet, wie sich Änderungen des Verschuldungsgrads auf die Bonität auswirken. Darauf basierend wird berechnet, wie sich mit einer marginalen Erhöhung der Verbindlichkeiten durch Langzeitverträge die Bonität eines Unternehmens reduziert.

Im zweiten Schritt werden Daten zu Bonitäten und Risikoaufschlägen von Unternehmen analysiert. Aufgrund der besseren Verfügbarkeit werden hierfür Daten von börsennotierten US-amerikanischen Unternehmen ver-

wendet. Es wird abgeleitet, inwiefern eine reduzierte Bonität zu zusätzlichen Risikoaufschlägen führt.

Daraus ergeben sich zum Beispiel für einen 20-jährigen Vertrag zusätzliche Finanzierungskosten, die 21,8 Prozent des Vertragswertes entsprechen. In Ländern wie Deutschland, mit stark verschuldeten Energieversorgungsunternehmen, und in Ländern mit höheren Zinsen liegt dieser Anteil noch höher.

Diese Mehrkosten führen dazu, dass Energieversorgungsunternehmen Langfristverträge mit ProjektentwicklerInnen nur zu entsprechend geringeren Preisen eingehen. Zugleich verkaufen sie den Strom an EndkundInnen zu Preisen, die sich an den kurzfristigen Marktpreisen orientieren. Diese liegen im Durchschnitt über den Kosten des Langzeitvertrags, wodurch die Energieversorgungsunternehmen zusätzliche Erlöse erzielen, mit denen sie die gestiegenen (Re-) Finanzierungskosten abdecken.¹⁶

¹⁶ Langfristverträge mit energieintensiven IT-Rechenzentren als Endabnehmern werden derzeit diskutiert. Jedoch ist deren Nachfrage langfristig viel zu gering, um die Ausbauziele für erneuerbare Energien mit solchen Verträgen

Für ProjektentwicklerInnen führen die geringeren vereinbarten Preise in Langfristverträgen zu geringeren Erlösen. Als Ausgleich müssen die Preise von grünen Zertifikaten oder Prämien steigen, damit die Realisierung von Projekten attraktiv bleibt. Diese zusätzlichen Förderkosten werden an EndkundInnen weitergegeben.

Drei Faktoren haben deutlichen Einfluss auf die Mehrkosten

Mehrkosten nehmen dann ab, wenn nicht der gesamte Vertragswert als Verbindlichkeit des Energieversorgungsunternehmens eingestuft wird. So erlaubt die Ratingagentur Standard&Poor’s eine Anrechnung von nur einem Teil des Vertragswertes, wenn Förderinstrumente den Wert des Vertrags zumindest teilweise unterstützen.¹⁷

Die Mehrkosten würden sich hingegen erhöhen, wenn auch die Auswirkungen auf der Eigenkapitalseite berücksichtigt würden. Verbindlichkeiten aus Langzeitverträgen führen – ähnlich wie eine höhere Verschuldung – zu einem erhöhten Risiken für EigenkapitalgeberInnen (AktienbesitzerInnen). Sie erwarten als Ausgleich dafür auch höhere Renditen. Damit diese Renditen mit den Langzeitverträgen erwirtschaftet werden können, müssen die Preise, zu denen die Verträge abgenommen werden, weiter reduziert werden.

Die Berechnung der Mehrkosten hängt auch stark davon ab, wie die Risikoprämien bei Fremdkapital mit fallender Bonität steigen. Der Literatur folgend wird ein nicht-linearer Verlauf angenommen: Die Mehrkosten steigen stärker, wenn das Volumen an Langfristverträgen mit wachsendem Anteil der Erneuerbaren an der gesamten Stromproduktion zunimmt. In einer alternativen Berechnung mit linearem Verlauf ergeben sich bereits für die aktuelle Situation höhere Mehrkosten, diese würden dann allerdings weniger stark weiter steigen.

Insgesamt sind, betrachtet man all diese Faktoren, die hier vorgestellten Berechnungen eine konservative Abschätzung der Mehrkosten.

StromkundInnen tragen die Mehrkosten

Die hier beschriebenen zusätzlichen Kosten für ProjektentwicklerInnen einerseits und Energieversorgungsunternehmen andererseits addieren sich und schlagen auf die Rechnung für EndkundInnen durch.

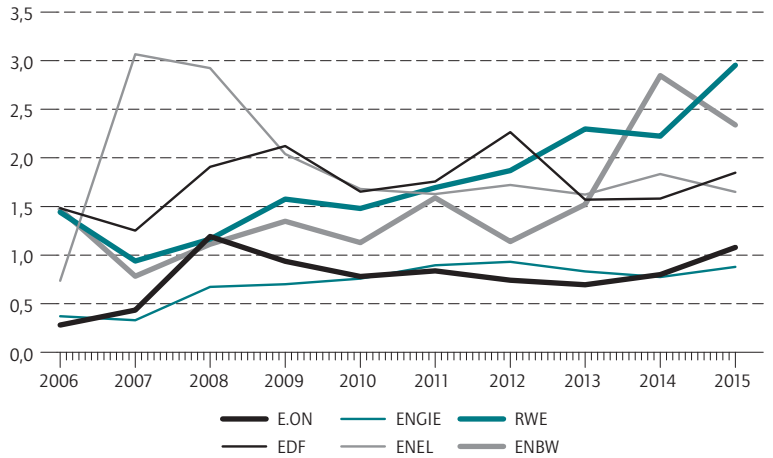
annähernd zu decken. Siehe Bloomberg New Energy Finance (2016): Corporate renewable energy procurement.

¹⁷ Standard & Poor’s (2017): Key Credit Factors For The Regulated Utilities Industry.

Abbildung 3

Verschuldungsgrade ausgewählter deutscher und europäischer Energieversorgungsunternehmen

Verbindlichkeiten/Eigenkapital



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage von Datastream (2017).

© DIW Berlin 2017

Die Verschuldung insbesondere der deutschen Energieversorger hat erheblich zugenommen.

Wird im aktuellen Umfeld eine beispielhafte Windkraftanlage ab erwarteten Erlösen von 50 Euro/MWh gebaut, so würde dieser Wert durch die zusätzlichen Finanzierungskosten für ProjektentwicklerInnen auf ungefähr 53 Euro/MWh steigen, und durch die zusätzlichen Kosten für die Energieversorgungsunternehmen auf 65 Euro/MWh. Die Risikoabschläge auf Langzeitverträge haben die gleiche Wirkung auf die Gesamtkosten wie ein Aufschlag auf die Finanzierungskosten von ProjektentwicklerInnen von 3,6 Prozentpunkten. Insgesamt ist von einem Anstieg der Finanzierungskosten von rund fünf Prozentpunkten auszugehen.

Die Berücksichtigung des Risikoabschlags in Langzeitverträgen kann auch ein Paradox bei früheren Studien erklären: In Studien zu den Risikoaufschlägen wurden nur moderate Werte in der Größenordnung von einem bis zwei Prozent auf die Finanzierungskosten identifiziert¹⁸, während andere Studien, die die Differenz zwischen Erlösen und Kosten in Ländern mit verschiedenen Fördermechanismen verglichen haben, zehn bis

¹⁸ Nera Economic Consulting (2013): Changes in Hurdle Rates for Low-Carbon Generation Technologies due to the Shift from the UK Renewables Obligation to a Contracts for Difference Regime. Im Auftrag des britischen Department of Energy and Climate Change (online verfügbar).

40 Euro/MWh höhere Gesamtvergütungen bei grünen Zertifikaten beobachteten.¹⁹

Schlussfolgerungen: Risikoabsicherung wird zu zentraler Aufgabe der Förderinstrumente

Wenn die klimapolitischen Ziele erreicht werden sollen, ist ein weiterer Ausbau von erneuerbaren Energien notwendig. Auch wenn die Kosten für Erneuerbaren stark gefallen sind, sind dazu politische Förderinstrumente weiter nötig: immer weniger, um den produzierten Strom wie in den Anfängen zu subventionieren, sondern zunehmend, um die Finanzierungskosten von Investitionen gering zu halten. So können Investitionsvorhaben angeregt werden und die Gesamtkosten der Energiewende verträglich bleiben.

ProjektentwicklerInnen von Wind- und Solaranlagen beziehen ihre Erlöse zunehmend aus dem Verkauf des produzierten Stroms, und nicht aus zusätzlicher Förderung. Bisher werden in Deutschland diese Erlöse mit einer festen Vergütung oder gleitenden Marktprämie abgesichert. Das vermeidet Strompreissrisiken für ProjektentwicklerInnen und erlaubt eine kostengünstige Finanzierung. Würde jedoch der Förderrahmen auf

grüne Zertifikate oder fixe Marktprämien umgestellt, oder sogar abgeschafft und durch einen höheren CO₂-Preis ersetzt, dann würden Finanzierungsrisiken entstehen, die zu erheblichen zusätzlichen Kosten für die EndkundInnen führen, in der vorliegenden Berechnung in einer Größenordnung von 30 Prozent.

Die Minimierung von Finanzierungsrisiken sollte deswegen ein zentrales Kriterium für die weitere Ausgestaltung von Politikinstrumenten sein. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass der Strommarkt in Deutschland und in Europa für eine erfolgreiche Integration von wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien, Elektromobilität und flexibler Nachfrage weiterentwickelt wird. So werden regional stärker differenzierte Preise und neue Regeln für kurzfristige Märkte diskutiert. Daraus können sich Änderungen der Preise für Strom und Ausgleichsenergie ergeben. Mit einer Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie sollte vermieden werden, dass solche regulatorischen Änderungen zu zusätzlichen Finanzierungsrisiken führen.

Weiterhin sollte eine faire gegenseitige Absicherung von ProjektentwicklerInnen und EndkundInnen umgesetzt werden, und somit letztere gegen steigende Strompreise abgesichert werden. Dazu sollten ProjektentwicklerInnen auch bei steigenden Strompreisen an die vereinbarte Vergütung gebunden sein, so dass eine symmetrische Beziehung zwischen den Vertragsparteien besteht, und alle Akteure von der Risikoabsicherung profitieren.

¹⁹ Siehe RE-Shaping (2012): Shaping an effective and efficient European renewable energy market D23 Final Report (online verfügbar); Lucy Butler und Karsten Neuhoff (2008): a. a. O.

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

Ingmar Jürgens ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | ijurgens@diw.de

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

JEL: Q42, Q55, O38

Keywords: Investments; Long-term contracts; Financing costs; Renewable energy policies.

This report is also available in an English version as DIW Economic Bulletin 39/2017:

www.diw.de/econbull





DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e. V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
84. Jahrgang

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. Lukas Menkhoff
Prof. Johanna Mollerstrom, Ph.D.
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Dr. Critje Hartmann
Dr. Wolf-Peter Schill

Redaktion

Renate Bogdanovic
Dr. Franziska Bremus
Claudia Cohnen-Beck
Prof. Dr. Christian Dreger
Daniel Kemptner
Sebastian Kollmann
Markus Reiniger
Mathilde Richter
Dr. Alexander Zerrahn

Lektorat

Dr. Alexander Zerrahn

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74
77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. (01806) 14 00 50 25
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304
ISSN 1860-8787 (Online)

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

Satz-Rechen-Zentrum, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.