



439 Bericht von Mats Kröger, Karsten Neuhoﬀ und Jörn C. Richstein

Differenzverträge fördern den Ausbau erneuerbarer Energien und mindern Strompreisrisiken

- Reform der Förderung erneuerbarer Energien (Osterpaket) hält an gleitender Marktprämie als Vergütungsmechanismus fest
- Differenzverträge sichern ErzeugerInnen und KonsumentInnen erneuerbarer Energien besser gegen Strompreisrisiken ab
- Ergänzt um weitere Modelle könnte der Ausbau erneuerbarer Energie zielgerichtet und systemfreundlich gefördert werden

448 Interview mit Karsten Neuhoﬀ

452 Kommentar von Guido Baldi

Deutsche Wirtschaft steckt im Krisenmodus fest

Die Sowjetunion als Holzexporteur

Holzvorräte in den Wäldern

Land	Mrd. fm ¹⁾
Sowjetunion	58,7
Ver. St. v. Amerika	15,0
Kanada	8,8
Schweden	1,8
Finnland	1,5

¹⁾ Soweit aus den Quellen erkennbar, mit Rinde.

© DIW Berlin 1952

Der Holzvorrat in den Wäldern der Sowjetunion wird vom sowjetischen Ministerium für Forstwirtschaft nach dem Stand vom 1. Januar 1951 auf 58,7 Mrd. fm veranschlagt. Was diese Größenordnung bedeutet, zeigt ein Vergleich mit so bekannten holzreichen Ländern wie den USA, Kanada, Schweden und Finnland.

Von der sogenannten Holzbodenfläche der Sowjetunion entfallen 78 vH auf Nadelwälder. Dies verdient besondere Aufmerksamkeit, da sich der Nutzholzverbrauch der Welt zu über 80 vH auf Nadelholz stützt. Hinzu kommt, daß der größte Teil der Wälder aus reifen und überreifen Beständen besteht und daher Fällungen in einem Umfang erlaubt, wie sie mit Rücksicht auf die Sicherung der Ertragsfähigkeit der Wälder z. B. in Westeuropa nicht möglich wären. Nach den amtlichen Angaben des sowjetischen Ministeriums für Forstwirtschaft machen die sogenannten reifen und überreifen Bestände 55 vH der Holzbodenfläche aus. Dem würde ein Holzvorrat von mindestens 32 Mrd. fm entsprechen. Selbst wenn man annimmt, daß wegen der Überreife der Bestände ein Drittel der gefällten Mengen als Nutzholz nicht verwendbar ist, so würde der verbleibende Teil immer noch ausreichen, um den Nutzholzbedarf der Welt (jährlich weniger als eine Mrd. fm) auf nahezu ein Vierteljahrhundert allein durch die Sowjetunion zu decken.

Aus dem Wochenbericht Nr. 35 vom 29. August 1952

IMPRESSUM



DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.

Mohrenstraße 58, 10117 Berlin

www.diw.de

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

89. Jahrgang 31. August 2022

Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Tomaso Duso; Sabine Fiedler; Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.;
Prof. Dr. Peter Haan; Prof. Dr. Claudia Kemfert; Prof. Dr. Alexander S. Kritikos;
Prof. Dr. Alexander Kriwoluzky; Prof. Dr. Stefan Liebig; Prof. Dr. Lukas
Menkhoff; Prof. Karsten Neuhoﬀ, Ph.D.; Prof. Dr. Carsten Schröder;
Prof. Dr. Katharina Wrohlich

Chefredaktion

Prof. Dr. Pio Baake; Claudia Cohnen-Beck; Sebastian Kollmann;
Kristina van Deuverden

Lektorat

Dana Kirchem, Ph.D.

Redaktion

Marten Brehmer; Rebecca Buhner; Dr. Hella Engerer; Petra Jasper;
Kevin Kunze; Sandra Tubik

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, Stefanie Reeg, Eva Kretschmer, 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

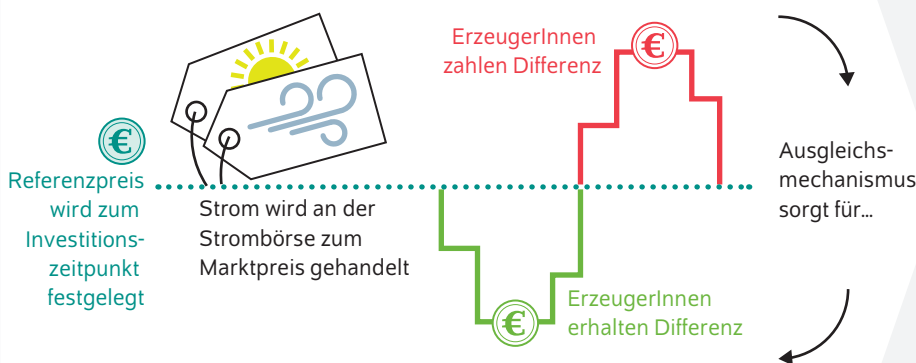
Differenzverträge fördern den Ausbau erneuerbarer Energien und mindern Strompreiserisiken

Von Mats Kröger, Karsten Neuhoﬀ und Jörn C. Richstein

- Die im Juli 2022 beschlossene Reform der Förderung erneuerbarer Energien (Osterpaket) hält an gleitender Marktprämie als Vergütungsmechanismus fest
- Studien des DIW Berlin zeigen, dass Differenzverträge („Contracts for Differences“) ErzeugerInnen und KonsumentInnen erneuerbarer Energien besser gegen Strompreiserisiken absichern
- Differenzverträge führen zudem zu geringeren Finanzierungskosten für erneuerbare Energienprojekte; StromkundInnen können dadurch Stromgestehungskosten um bis zu 30 Prozent reduzieren
- Durch vereinfachte Finanzierungsbedingungen können zusätzliche Projekte umgesetzt und das Risiko von Projektabbrüchen gesenkt werden
- Ergänzt um ein weiterentwickeltes Referenzertragsmodell und Marktwertmodell könnte der Ausbau erneuerbarer Energie zielgerichtet und systemfreundlich gefördert werden

Differenzverträge sichern auch KonsumentInnen besser gegen Strompreiserisiken ab

Wirkungsweise von Differenzverträgen



Vorteile

- Reduzierte Kosten und Risiken entlasten Haushalte und Industrie
- Strompreisschwankungen werden reduziert
- Robuster Ausbau erneuerbarer Energien

Quelle: Eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2022

ZITAT

Differenzverträge haben Vorteile, die den StromkundInnen zugute kommen. So sinken durch durch geringe Finanzierungskosten die Stromgestehungskosten bis zu 30 Prozent. Zudem sind die StromkundInnen bei Differenzverträgen besser gegen Preiserisiken abgesichert.“

— Karsten Neuhoﬀ —

MEDIATHEK



Audio-Interview mit Karsten Neuhoﬀ
www.diw.de/mediathek

Differenzverträge fördern den Ausbau erneuerbarer Energien und mindern Strompreisrisiken

Von Mats Kröger, Karsten Neuhoﬀ und Jörn C. Richstein

ABSTRACT

Die Bundesregierung hat im Juli 2022 das sogenannte „Osterpaket“ verabschiedet, das eine Vielzahl an Maßnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien vorsieht. Das Paket hält an der gleitenden Marktprämie als Vergütungsmechanismus fest, welche einseitig nur StromerzeugerInnen absichert, während auch StromkundInnen absichernde Differenzverträge nur im Windbereich offshore zum Einsatz kommen sollen. Differenzverträge könnten jedoch zu einer Reduktion der Förderkosten führen, Strompreisrisiken für StromerzeugerInnen sowie Haushalte und Unternehmen reduzieren. Die damit einhergehende Senkung von Finanzierungskosten würde den Ausbau erneuerbarer Energien stärken. Dabei könnte ein vereinfachtes Marktwertmodell sowie eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells sicherstellen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien systemfreundlich erfolgt.

Die hohen Erdgaspreise haben auch am Strommarkt wesentlich zum rasanten Anstieg der Großhandelspreise beigetragen. Dies hat zu einer europaweiten Diskussion über die Weiterentwicklung des Strommarkts geführt. Dabei geht es um die Frage, ob hohe Erzeugungskosten des teuersten eingesetzten Kraftwerkes den Preis für den gesamten Stromverkauf bestimmen sollen. Die EU-Kommission hat eine Reform des Strommarktes angekündigt.¹ Griechenland hat zusammen mit weiteren EU-Staaten zum Beispiel vorgeschlagen, den Strommarkt in zwei Märkte aufzuteilen, sodass die hohen fossilen Energiepreise nicht weiterhin zu hohen Preisen für die gesamte Erzeugung führen. KritikerInnen verweisen hingegen auf die Komplexität und mögliche Ineffizienz des Vorschlags.² Auch ohne eine Aufspaltung könnten StromkundInnen an den Kostenvorteilen erneuerbarer Energien teilhaben, wenn die gleitende Marktprämie zur Vergütung von erneuerbaren Energien hin zu Differenzverträgen weiterentwickelt wird.

Differenzverträge (Contracts for Difference – CfD)³ für erneuerbare Energien sind ein Vertragsinstrument, bei der in Auktionen ein langfristiger Strompreis und zu beschaffende Leistungen festgelegt werden. Die Vertragskonditionen werden dann an StromkundInnen weitergereicht. Dabei wird die Preisdifferenz zum Großhandelspreis gezahlt. Hierdurch wird der Preis für StromerzeugerInnen und VerbraucherInnen stabilisiert. Im Gegensatz zur gleitenden Marktprämie werden damit sowohl ProduzentInnen gegen niedrige als auch StromkundInnen gegen hohe Strompreise abgesichert (Kasten 1).

Das Instrument der Differenzverträge würde dazu beitragen, dass die Ausbauziele der Ampelregierung für das Jahr 2030 erreicht werden. Dazu müssen nach Zahlen des DIW Ampel-Monitors Energiewende die jährlichen Installationen der Photovoltaik um den Faktor drei gesteigert werden, bei

¹ Europaparlament, Sitting of 08-06-2022, (online verfügbar, abgerufen am 11. August 2022. Dies gilt auch für alle anderen Online-Quellen dieses Berichts, sofern nicht anders vermerkt).

² Euractiv (2022): Greeks pitch new electricity market model as fight over market reform intensifies (online verfügbar).

³ DIW Glossar, Differenzverträge (Contracts for Difference) (online verfügbar).

Kasten 1

Vergütungsmechanismen für erneuerbare Energien

Die Förderung erneuerbarer Energien ergibt sich in Deutschland aus den Auktionen der Bundesnetzagentur, in denen die Förderung für ein bestimmtes Volumen an Projekten (in Megawatt) ausgeschrieben wird. BetreiberInnen vermarkten den Strom selbst und erhalten, wenn sie in den Auktionen erfolgreich waren, zusätzlich zu den Strommarkterlösen eine anlagenspezifische Förderung, die grundsätzlich nach den folgenden drei Optionen ausgestaltet werden kann:

Fixe Marktprämie: Unter der fixen Marktprämie erhalten Projekte einen festen Aufschlag auf den Strompreis unabhängig von den erzielten Erlösen. Sie wird in Deutschland seit dem Jahr 2020 in technologieübergreifenden Innovationsausschreibungen vergeben.

Gleitende Marktprämie: Bei der gleitenden Marktprämie richtet sich die Förderung nach dem sogenannten anzulegenden Wert, der sich aus den Auktionen ergibt. Die BetreiberInnen erhalten vom Staat eine Ausgleichszahlung bis zum anzulegenden Wert, falls der Strompreis darunter liegt. Liegt der Strompreis darüber, wird keine zusätzliche Förderung gezahlt. Die gleitende Marktprämie wird in Deutschland für Anlagen mit Zuschlag nach dem Jahr 2012 angewendet.

Differenzverträge: Differenzverträge erweitern das Prinzip der gleitenden Marktprämie. Es kommt weiterhin zu einer Ausgleichszahlung an die Unternehmen, wenn der Strompreis unter dem anzulegenden Wert liegt. Allerdings kommt es nun auch zu Rückzahlungen, wenn der Strompreis höher als der anzulegende Wert liegt. Während sie in Deutschland nicht angewandt werden, gibt es in Großbritannien seit dem Jahr 2014 ein ähnliches Modell. Dort werden die (Rück-) Zahlungen durch die staatliche Low Carbon Contracts Company auf StromlieferantInnen umgelegt (proportional zum Stromverbrauch). Dies ist ähnlich wie die bisherige deutsche EEG-Umlage, kann jedoch auch negativ ausfallen.

der Windkraft an Land sogar um den Faktor vier.⁴ Zwar sind Investitionen in erneuerbare Energien bei den aktuell sehr hohen Strompreisen attraktiv, allerdings sind sie wegen der unsicheren mittel- und längerfristigen Preisentwicklung und typischen Realisierungsdauer von mehreren Jahren riskant. Gleichzeitig büßt die Förderung mit dem Konzept der gleitenden Marktprämie bei hohen Strompreisen und Kosten an risikomindernder Wirkung ein. Differenzverträge vermeiden diese Risiken für die ProjektentwicklerInnen und stabilisieren gleichzeitig die Strompreise für EndkundInnen, indem sie ProduzentInnen gegen fallende Strompreise absichern

⁴ Wolf-Peter Schill, Alexander Roth und Adeline Guéret (2022): Ampel-Monitor zeigt: Energiewende muss deutlich beschleunigt werden. DIW Wochenbericht Nr. 27, 371–379 (online verfügbar).

Abbildung 1

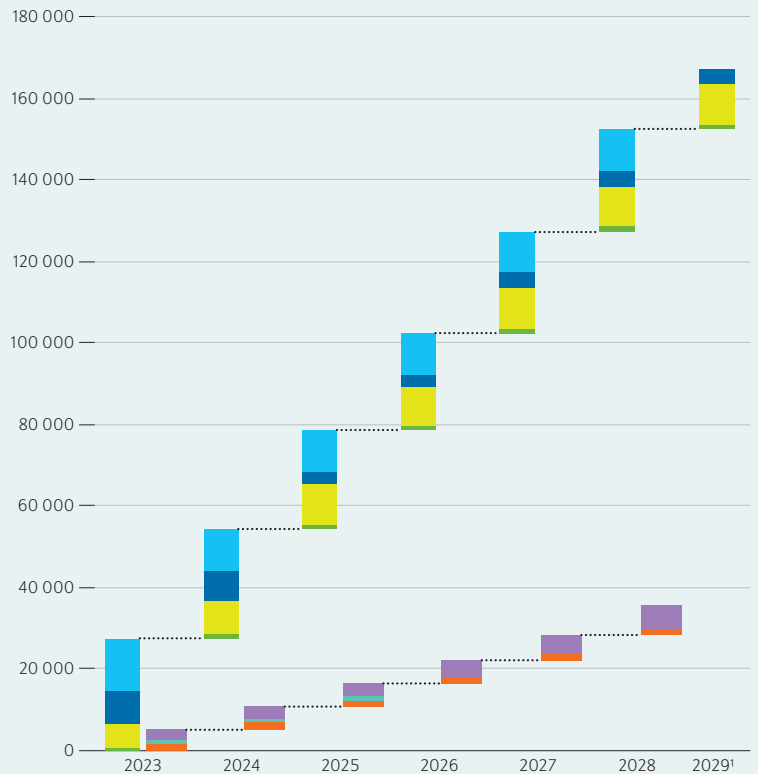
Veränderung der Ausschreibungsmengen durch die Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) In Megawatt

Ausschreibungsmengen nach EEG 2022¹

Wind an Land Wind auf See Solar Freifläche Solar Gebäude

Ausschreibungsmengen nach EEG 2019¹

Wind an Land Wind auf See¹ Solar Freifläche



¹ Im EEG des Jahres 2019 wurden für die Jahre 2026 bis 2028 bisher keine Ausschreibungsmengen für Wind auf See definiert. Im EEG 2022 wurde für das Jahr 2029 bisher keine Ausschreibungsmengen definiert.

Quellen: EEG 2019, EEG 2021

© DIW Berlin 2022

Durch die Maßnahmen des Osterpakets hat sich das Ausschreibungsvolumen für Wind- und Solarenergie vervielfacht.

und Mitnahmeeffekte bei hohen Strompreisen vermeiden. Somit ermöglichen sie eine einfache und kostengünstige Finanzierung für die notwendige Beschleunigung des Ausbaus. Zugleich wird das Risiko vermieden, dass begonnene Projekte aufgrund kurzfristiger Preisschwankungen nicht umgesetzt werden. Weiterhin kann durch die Ausgestaltung der Ausschreibungen sichergestellt werden, dass ProjektentwicklerInnen ausreichende Anreize für eine systemfreundliche Wahl von Standort und Ausrichtung ihrer Projekte haben. Das ist ein wichtiger Beitrag für die vollständige Umstellung des Stromsystems auf erneuerbaren Energien.

Im Folgenden soll anhand kürzlich erschienener Studien des DIW Berlin diskutiert werden, welche Chancen das Modell der Differenzverträge in dieser Hinsicht bietet und

Abbildung 2

Unterschied von Erlösen und Stromgestehungskosten bei Differenzverträgen und gleitender Marktpremie In Euro pro MWh



Quellen: Nils May, Karsten Neuhoft, Jörn Richstein (2018): Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien. DIW Wochenbericht Nr. 28 (online verfügbar).

© DIW Berlin 2022

Differenzverträge führen zu einem größeren Anteil an sicheren Einnahmen und senken so die Finanzierungskosten.

wie Differenzverträge zur Lösung der Probleme des aktuellen Förderregimes beitragen.

Osterpaket nutzt Chancen von Differenzverträgen nicht

Durch das kürzlich beschlossene Reformpaket („Osterpaket“) soll das Tempo des Ausbaus von erneuerbaren Energien deutlich gesteigert werden. Durch die im Paket enthaltenen Maßnahmen und Gesetzesänderungen wurde unter anderem das Ausschreibungsvolumen für erneuerbare Energien in allen Segmenten deutlich erhöht (Abbildung 1). Dazu werden Genehmigungsverfahren durch die Klassifizierung des Ausbaus als „von überragendem öffentlichen Interesse“ vereinfacht und es sollen weitere Flächen für Onshore-Windenergie durch die Festlegung des Ziels von zwei Prozent der Landesfläche bis 2032 erschlossen werden.⁵

⁵ Lutz Gleiss (2022): Das Osterpaket – Eine Übersicht zur aktuellen energiepolitischen Gesetzesnovelle (online verfügbar).

Weitere Maßnahmen sind die Erleichterung des Ausbaus von Solaranlagen an Autobahnen und über Feldern sowie die Abschaffung der EEG-Umlage.⁶ Die Vergütung der Produktion von erneuerbaren Energien über einen Zuschlag in den Auktionen und die sogenannte gleitende Marktpremie blieb im Osterpaket jedoch weitestgehend unberührt. Für den Bereich der Vergütung der erneuerbaren Energien findet sich dazu neben einer Reform der Förderung kleiner Solaranlagen (<1 Megawatt; MW) vor allem die Absicht, die Förderung der erneuerbaren Energien mit dem Abschluss des Kohleausstiegs im Jahr 2038 auslaufen zu lassen.⁷

Der vom Bundesministerium für Energie und Klimaschutz vorgelegte Vorschlag des Osterpakets sah ursprünglich eine Verordnungsermächtigung für die Einführung von Differenzverträgen (Englisch: Contracts-for-Differences, CfDs) für Offshore-Windanlagen sowie die Option der Einführung neuer Vergütungsmechanismen für andere Erzeugungstechnologien vor. Beide Maßnahmen wurden gestrichen. Nach den Ausschussberatungen wurde die Anwendung von Differenzverträgen stark eingeschränkt. Sie sind jetzt nur noch für Windturbinen im Offshore-Bereich für zentral voruntersuchte Flächen vorgesehen.⁸ Die umfassendere Nutzung von Differenzverträgen zur Vergütung erneuerbarer Energien könnte jedoch als wichtiges Instrument für die Preisstabilisierung genutzt werden, denn Verträge für EndkundInnen sind aus Wettbewerbsgründen auf zwei Jahre begrenzt. Vertragsrisiken und Auswirkungen auf die Kreditwürdigkeit begrenzen zudem die Verfügbarkeit von Langfristverträgen auf Strommärkten.⁹

Festhalten an der gleitenden Marktpremie verteuert die Energiewende

Im aktuellen Förderregime für erneuerbare Energien werden fast alle Windenergieanlagen und etwa ein Drittel des Ausbaus von Solarenergie über die gleitende Marktpremie finanziert (Kasten 1). Die gleitende Marktpremie stellt eine einseitige Absicherung zu Gunsten der stromproduzierenden Unternehmen dar, da diese Erlöse einbehalten können, wenn der Strompreis über dem anzulegenden Wert liegt.

In der Vergangenheit lagen die (erwarteten) Strompreise deutlich unter den Kosten der geförderten Wind- und Solaranlagen. Dies führte in den wettbewerblichen Ausschreibungen dazu, dass mögliche Erlöse über die Marktpremie hinaus kaum in den Geboten berücksichtigt wurden; dieser Fall trat nur in wenigen Stunden mit außergewöhnlich hohen

⁶ Handelsblatt (2022): Bundestag beschließt Booster für erneuerbare Energie – und kippt Ökostrom-Ziel für 2035 (online verfügbar).

⁷ Gleiss Lutz, a. a. O.

⁸ Deutschlandfunk (2022): Wie die Bundesregierung den Offshore-Ausbau beschleunigen will (online verfügbar).

⁹ Maere d'Aertrycke, Gauthier, Andreas Ehrenmann und Yves Smeers (2017): Investment with Incomplete Markets for Risk: The Need for Long-Term Contracts. Energy Policy 105, S. 571–583; Jacob Mays, David P. Morton, and Richard P. O'Neill (2019): Asymmetric Risk and Fuel Neutrality in Electricity Capacity Markets. Nature Energy 4 (11), S. 948–956.

Abbildung 3

Konzept eines Differenzvertrags



Quelle: Eigene Darstellung

© DIW Berlin 2022

Durch mögliche Rückzahlungen aus den Differenzverträgen werden die KundInnen indirekt gegen hohe Strompreise abgesichert.

Preisen auf.¹⁰ Mit fallenden Technologiekosten und steigenden Strompreisen werden Strommarkterlöse aus Perioden mit hohen Preisen jedoch in die Gebote eingepreist, bis diese auf null fallen. Dies ist in Ausschreibungen mit Wettbewerb auch für die fixe Marktprämie der Fall.

Die Instrumente verlieren damit ihre risikomindernde Wirkung und es entstehen Strompreisrisiken für ProduzentInnen und StromkundInnen. Für ProduzentInnen führt dies zu einer Erhöhung von Finanzierungskosten, da sichere Erlöse aus der Marktprämie zunehmend durch unsichere Erlöse aus dem Strommarkt ersetzt werden, was die Aufnahme von günstigem Fremdkapital zur Finanzierung der Projekte begrenzt. Im Extremfall eines Nullgebots bei einer Förderung durch die gleitende Marktprämie, in dem ProduzentInnen allein auf erhöhte Strommarktpreise setzen, erhöhen sich Finanzierungskosten und damit die Kosten für die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie um bis zu 30 Prozent, verglichen mit den aktuell üblichen Finanzierungsbedingungen, wie eine Studie des DIW Berlin zeigt.¹¹

Steigende Finanzierungskosten durch eine fehlende Risikoabsicherung und unzureichende Anreize für das Erreichen der Ausbauziele sind auch der Grund, warum eine Förderung für Wind- und Solarenergie zusätzlich zum CO₂-Preis notwendig ist.¹² Private langfristige Lieferverträge (sogenannte Power Purchasing Agreements, PPAs) sind allein nicht geeignet, um die Ausbauziele von erneuerbaren Energien zu erreichen, da nur wenige Unternehmen in der Lage sind, langfristige PPAs einzugehen. Energieintensive Unternehmen und Energieversorger müssen aufgrund der Zahlungsverpflichtungen, die im Fall geringer Großhandelsstrompreise drohen und die nicht durch langfristige Abnahmeverträge für ihre Produkte gedeckt sind, mit einer Reduzierung ihrer Kreditwürdigkeit beim Abschluss von PPAs rechnen.¹³ Darum

kann nur ein Bruchteil des Ausbaus erneuerbarer Energien mit PPAs abgesichert werden.¹⁴

Differenzverträge senken die Finanzierungskosten der Energiewende

Differenzverträge würden hingegen eine symmetrische Absicherung von KonsumentInnen und ProduzentInnen ermöglichen. Im Unterschied zur gleitenden Marktprämie werden bei einer Förderung über Differenzverträge Erlöse über dem anzulegenden Wert abgeschöpft und zur Reduktion der Energiekosten weitergegeben (Abbildung 2). Dies könnte z.B. über eine Umlage auf Stromrechnungen erfolgen, und sich am Stromverbrauch orientieren, oder aber an Alternativen (z.B. Haushaltsgröße oder Vorjahresverbräuchen).

Die Einführung von Differenzverträgen erhält die in der Vergangenheit übliche Erlössicherheit für Investoren und die damit einhergehenden niedrigen Finanzierungskosten für erneuerbare Energien. Eine Studie des DIW Berlin zeigte bereits für die Ausbauziele der letzten Bundesregierung (vor dem Beschluss des Osterpakets), dass sich die jährlichen Einsparungen für StromkundInnen alleine durch niedrigere Finanzierungskosten von CfDs gegenüber der gleitenden Marktprämie auf 800 Millionen Euro im Jahr belaufen würden. Im Vergleich zum Szenario ohne Förderung wären es sogar 3,4 Milliarden Euro. Zusätzliche Vorteile durch Absicherung von Strompreisschwankungen und Vermeidung von Knappheitsrenten werden in den folgenden Abschnitten diskutiert.¹⁵

Zudem können Differenzverträge den Ausbau der erneuerbaren Energien stärken, indem sie einen erwartbaren Zahlungsstrom für die ProduzentInnen sicherstellen. Dadurch vereinfachen sich die Finanzierungsbedingungen und ProjektentwicklerInnen haben die nötige Sicherheit, um in die langfristige Entwicklung neuer Projekte zu investieren und mit bestehendem Eigenkapital eine größere Zahl von Projekten zu realisieren. Gleichzeitig führt die Risikoreduktion

¹⁰ Karsten Neuhoﬀ, Nils May und Jörn C. Richstein (2022): Financing renewables in the age of falling technology costs. Resource and Energy Economics, 101330 (online verfügbar).

¹¹ Neuhoﬀ, May und Richstein (2022), a. a. O.

¹² DIW Econ und Greenpeace (2019): Grenzen einer CO₂-Bepreisung: Dekarbonisierungsmaßnahmen jenseits eines CO₂-Preises (online verfügbar).

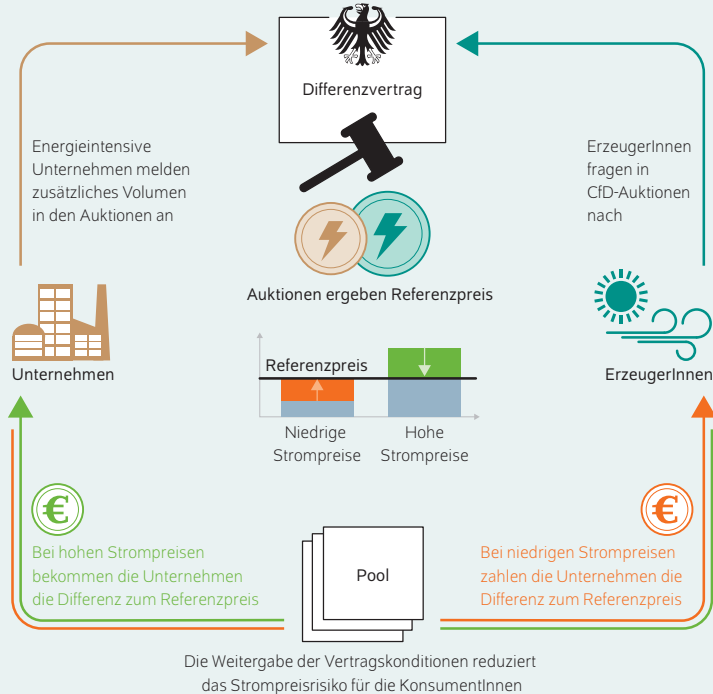
¹³ Standard & Poor's (2017): Key Credit Factors For The Regulated Utilities Industry.

¹⁴ Nils May und Karsten Neuhoﬀ (2021): Financing Power: Impacts of Energy Policies in Changing Regulatory Environments. The Energy Journal 42 (4) (online verfügbar).

¹⁵ Neuhoﬀ, May und Richstein (2018), a. a. O.

Abbildung 4

Weitergabe der Konditionen des Differenzvertrages an Unternehmen



Quellen: Konzept nach Karsten Neuhoff, Jörn Richstein und Mats Kröger (2022): Erneuerbaren-CfD-Pool für Industriestrom (online verfügbar). Eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2022

Durch die Weitergabe der Konditionen von Differenzverträgen kommt es zur gleichzeitigen Absicherung von energieintensiven Unternehmen und Stromerzeugern.

im Kontext hoher Strompreisvolatilität dazu, dass die Realisierungsraten hoch sind. In diesem Fall sinkt die Wahrscheinlichkeit, dass Projekte, bei denen EntwicklerInnen auf eine positive Strompreisentwicklung spekuliert haben, bei tatsächlich fallenden Strompreisen eingestellt werden.

Differenzerträge sichern KundInnen gegen Strompreisschwankungen ab

Die Einführung von Differenzverträgen führt auch zu einer Absicherung aller StromkundInnen, sowohl der privaten Haushalte als auch der Unternehmen, und reduziert deren Rechnungen in Phasen hoher Strompreise (Abbildung 3). Wären die bisherigen Investitionen in erneuerbare Energien mit Differenzverträgen anstelle der gleitenden Marktpremien vergütet worden, so wären die Stromkosten im Jahr 2021 um 1,7 Milliarden Euro geringer ausgefallen. Die hohen Strompreise hätten im Falle von Differenzverträgen zu deutlichen Rückzahlungen für StromkundInnen geführt.¹⁶ In Anbetracht der anhaltend hohen Strompreise

hätten sich allein von Januar bis Juli 2022 die Stromrechnungen um fünf Milliarden Euro reduziert ohne zu einer Belastung des Staatshaushalts zu führen, wie es durch die derzeitigen Entlastungsmaßnahmen (Tankrabbat, Energiegeld) der Fall ist.¹⁷ Bei Terminmarktpreisen von Strom zum Stand Mitte August 2022 würde sich von August bis Jahresende 2022 eine weitere Reduktion der Stromrechnungen von circa 15 Milliarden Euro ergeben. In Großbritannien, wo bereits im Jahr 2014 Differenzverträge eingeführt wurden, kam es durch die hohen Preise im letzten Quartal 2021 erstmals zu einer Rückzahlung an Versorgungsunternehmen und KundInnen. Für die kommenden eineinhalb Jahre werden Rückzahlungen von bis zu 1,5 Milliarden Euro erwartet.¹⁸ Trotz dieser Rückzahlungen war die Beteiligung an den Offshore-Wind-Ausschreibungen in Großbritannien weiterhin hoch.¹⁹ Das unterstreicht die Attraktivität des Absicherungsinstruments selbst bei hohen Strompreisen gegenüber unsicheren zukünftigen Preisentwicklungen. Auch aus sozialer Sicht ist diese Absicherung für KundInnen relevant, da anderfalls sowohl die Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien²⁰ als auch die momentanen Energiepreissteigerungen²¹ zu einer relativ starken Belastung der unteren Einkommensgruppen führen.

Weitere Vorteile für energieintensive Unternehmen könnten sich durch eine Weitergabe der Konditionen der Differenzverträge an Unternehmen ergeben (Abbildung 4). Bei diesem Modell können Unternehmen ihre Nachfrage in den staatlichen Auktionen zur Förderung der erneuerbaren Energien anmelden. Für dieses zusätzliche Volumen würde ein Vertrag zwischen den industriellen AbnehmerInnen und dem „Pool“ der ProduzentInnen definiert, dessen Zahlungen vom Bund garantiert würden. Die Zahlungen der Unternehmen werden dabei basierend auf dem stündlichen Erzeugungsprofil und dem durchschnittlichen Referenzpreis der Anlagen im Pool definiert, die durch einen Differenzvertrag vergütet werden.²² Die Unternehmen profitieren so einerseits von langfristig abgesicherten Strompreisen und können gleichzeitig ihre internen Klimaziele durch die zertifizierte Beschaffung von Grünstrom erreichen.

Durch die hohe Kreditwürdigkeit des Staates werden die Nachteile von Finanzierungskosten der PPAs vermieden. Indem die Konditionen vereinheitlicht und auch kleinteilige Verträge möglich sind, können sich mehr Unternehmen als bei privaten PPAs beteiligen. Dem Staatshaushalt entstehen jedoch wie im Falle privater PPAs auch bei einer Weitergabe

¹⁶ Jörn C. Richstein, Frederik Lettow und Karsten Neuhoff (2022): Marktpremie beschert Betreibern erneuerbarer Energien Zusatzgewinne – Differenzverträge würden VerbraucherInnen entlasten. DIW Aktuell Nr. 77 (online verfügbar).

¹⁷ Stefan Bach und Jakob Knautz (2022): Hohe Energiepreise: Ärmere Haushalte werden trotz Entlastungspaketen stärker belastet als reichere Haushalte. DIW Wochenbericht Nr. 17, 243–251 (online verfügbar).

¹⁸ Energy & Climate Intelligence Unit (2022): New analysis, wind power "bonus" cut cut bills by £25 this winter, and £45 next winter (online verfügbar).

¹⁹ Renewables Now (2022): All Round 4 CfDs signed in UK, Hornsea 3 included (online verfügbar).

²⁰ Karsten Neuhoff et al. (2013): Distributional effects of energy transition: impacts of renewable electricity support in Germany. Economics of Energy & Environmental Policy 2, S. 41–52.

²¹ Mats Kröger et al. (2022): The Costs of Natural Gas Dependency: Price Shocks, Inequality, and Public Policy. DIW Discussion Paper Nr. 2010 (online verfügbar).

²² Karsten Neuhoff, Mats Kröger und Jörn Richstein (2022): Erneuerbaren-CfD-Pool für Industriestrom (online verfügbar).

Kasten 2

Das Referenzertragsmodell

Das Referenzertragsmodell ist ein Bonus-Malus-System im Auktionssystem für Onshore-Windenergie. Sein Ziel ist, Anreize für eine gleichmäßigere geographische Verteilung der Anlagen zu schaffen. Dazu wird für jede Anlage der Ertrag am geplanten Standort berechnet und durch die Volllaststundenzahl geteilt, die dieselbe Turbine am sogenannten Referenzstandort mit einer Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s auf einer Höhe von 100 Metern erzielen würde. Aus dem Quotienten der beiden ergibt sich der Gütefaktor. Anhand des Gütefaktors wird in einem weiteren Schritt ein Korrekturfaktor berechnet, durch den das Gebot in den Auktionen geteilt wird (Tabelle). Der anzulegende Wert, der die Förderung bestimmt, wird nach dem Ende der Auktion wiederum mit dem Korrekturfaktor multipliziert, sodass Anlagen an Schwachwindorten eine höhere Förderung erzielen können. Das Referenzertragsmodell erhöht so die Attraktivität von Schwachwindstandorten in der Auktion, während es gleichzeitig zu einer Reduktion der Erträge an Standorten mit einer hohen Volllaststundenanzahl in der Betriebsphase führt. In Auktionen mit Wettbewerb führt es daher zu einer geographischen Verschiebung der Anlagen, indem mehr Turbinen an Schwachwindorten zum Zuschlag kommen (Abbildung).

Tabelle

Gütefaktoren und Korrekturfaktoren¹

Gütefaktoren in Prozent des Referenzertrags, zulässiges Höchstgebot nach Gütefaktor für die Auktion im Mai 2022

Gütefaktor	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
Korrekturfaktor	1,35	1,29	1,16	1,07	1	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79
Zulässiges Höchstgebot	7,94	7,59	6,82	6,29	5,88	5,53	5,23	5	4,76	4,65

1 nach EEG 2021; wurde in EEG 2022 angepasst und auf Gütefaktor 50 erhöht.

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis des EG 2022 und der Bundesnetzagentur.

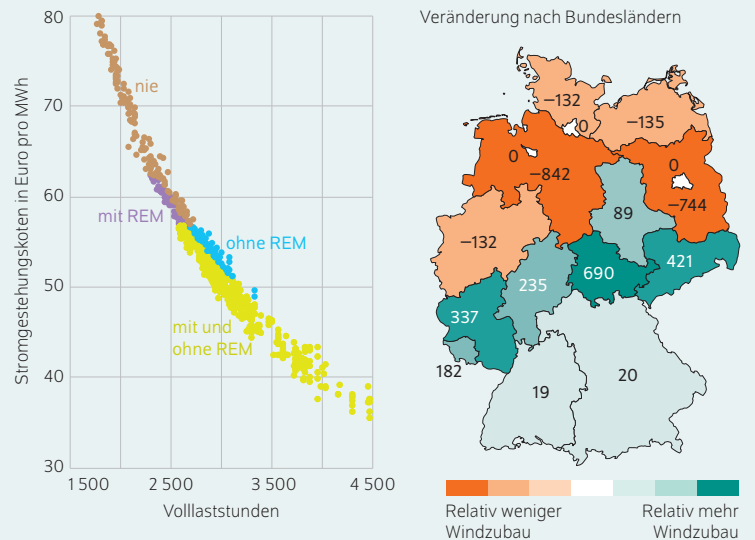
© DIW Berlin 2022

der Konditionen keine Kosten aus den Ausgleichszahlungen, da er nur als Clearing-Stelle zwischen den Ausgleichszahlungen der Unternehmen auftritt. Die Beteiligung einer breiten Gruppe von Unternehmen wird dadurch unterstützt, dass den Unternehmen unter bestimmten Bedingungen, beispielsweise bei Einstellung der Produktion, der Austritt aus dem Vertrag möglich ist (Exit Option). Kosten beziehungsweise Erlöse für den Staat können je nach Strompreisentwicklung entstehen, wenn Unternehmen diese Exit Option nutzen.²³ Schließlich könnte die Definition des gepoolten

²³ Die Möglichkeiten eines solchen doppelseitigen Differenzvertrages sollen demnächst in einer Ausschreibung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz begutachtet werden, welche sich auf das Konzept des DIW Berlins bezieht, vgl. Tagesspiegel Background (2022): BMWK untersucht Industriestrompreis-Optionen (online verfügbar).

Abbildung

Geförderte Anlagen und geografische Verteilung nach Bundesländern für den Fall mit und ohne Referenzertragsmodell (REM) Kosten in Euro pro MWh, Verteilung in MW



Quelle: Mats Kröger, Karsten Neuhoﬀ und Jörn C. Richstein (2022): Discriminatory Auction Design for Renewable Energy. DIW Discussion Papers Nr. 2013.

© DIW Berlin 2022

Durch das Referenzertragsmodell kommt es zur verstärkten Auswahl von Projekten an windschwächeren Standorten und einer Verschiebung von Anlagen nach Süden.

Portfolios aller Differenzverträge als ein standardisiertes Produkt auch zu einer Weiterentwicklung der Stromterminmärkte führen, indem relativ zum standardisierten Terminprodukt komplementäre Produkte zur Absicherung des Profilirisikos entwickelt werden. Hierdurch können Erlösströme von Flexibilitätsoptionen abgesichert und die notwendigen Investitionen generiert werden, um diese Flexibilität zu erschließen.

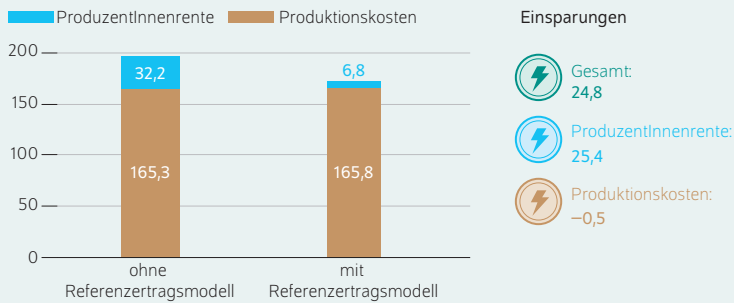
Ausgestaltung der Differenzverträge fördert den gezielten und systemfreundlichen Ausbau erneuerbarer Energien

Ein zukunftsfähiges Vergütungssystem sollte auch Anreize für einen systemfreundlichen Ausbau der erneuerbaren

Abbildung 5

Einsparungen für KonsumentInnen durch das Referenzertragsmodell für die Ausschreibungen in den Jahren 2023 bis 2030

Barwert in Milliarden Euro



Quelle: Mats Kröger, Karsten Neuhoﬀ und Jörn C. Richstein (2022): Discriminatory Auction Design for Renewable Energy. DIW Discussion Papers Nr. 2013.

© DIW Berlin 2022

Das Referenzertragsmodell führt zu einer deutlichen Reduktion der Produzentenrente bei nur geringfügigem Anstieg der Produktionskosten.

Energien setzen. Systemfreundlich sind Anlagen, die in Zeiten vermehrt Strom erzeugen, in denen insgesamt weniger Strom verfügbar ist. Das volatile Erzeugungsprofil von Wind- und Solarenergie stellt das Stromnetz hingegen besonders dann vor Herausforderungen, wenn bedingt durch ähnliche Standort- und Technologieauswahl die Anlagen zeitgleich produzieren.

Eine gleichmäßigere geographische Verteilung der Produktion kann durch eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells (Kasten 2) erreicht werden. Die erhöhten Ausschreibungsvolumina der kommenden Jahre können nur erreicht werden, wenn auch weniger windige Standorte für den Windausbau im Landesinneren genutzt werden. Das Osterpaket erkennt dies an, indem es für die Flächenländer bundeslandspezifische Ziele von 1,8 bis 2,2 Prozent der Landesfläche definiert, die für die Windenergie ausgewiesen werden sollen. Dieses politische Ziel kann durch eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells unterstützt werden. Denn durch die Korrekturfaktoren erhöhen sich faktisch die zulässigen Höchstgebote für Schwachwindstandorte. Gleichzeitig führt die Schwelle von 60 Prozent des Referenzertrags, unter der keine Erhöhung der Anpassung mehr stattfindet, zu einer verringerten Attraktivität von Standorten unter diesem Schwellenwert. Sollten Bundesländer das Zwei-Prozent-Ziel verfehlen, so könnte eine Absenkung der unteren Schwelle oder eine Änderung der Korrekturfaktoren dazu führen, dass weitere Flächen mit geringen Windgeschwindigkeiten attraktiv werden.

Darüber hinaus reduziert das Referenzertragsmodell die Konsumentenkosten für Windenergie deutlich (Abbildung 5). Durch die Korrektur der Gebote werden Produzentenrenten reduziert, die BetreiberInnen oder LandeigentümerInnen an Standorten mit hohen Volllaststunden

erzielen können.²⁴ Ein Diskussionspapier des DIW Berlins zeigt, dass das Referenzertragsmodell bei der Einführung von Differenzverträgen zu einer deutlichen Reduktion der Kosten für die KonsumentInnen führt. In einer Simulation der künftigen Ausschreibungen bis zum Jahr 2030 führt das Referenzertragsmodell unter Annahme von gleichbleibenden Finanzierungskosten zu einer Reduktion der Kosten aus dem Bezug erneuerbarer Energien von ca. 25 Milliarden Euro oder 13 Prozent.²⁵

Bezüglich der Anreize für eine systemfreundliche Technologiewahl, enthält das bestehende Förderregime unzureichende Anreize für Investitionen in systemfreundliche Anlagen wie Windturbinen mit einem größeren Anteil der Erzeugung bei geringeren Windgeschwindigkeiten.²⁶ Ebenso besteht im Bereich der Solarenergie grundsätzlich ein zu starker Anreiz, diese nach Süden auszurichten. Es kommt daher in Zeiten hoher Produktionsvolumina zu Abschaltungen von Anlagen, während die erneuerbaren Energien ihr mögliches Marktwertpotenzial bei geringen Windstärken sowie in den Morgen- und Abendstunden nicht voll ausschöpfen.

Bei der Einführung von Differenzverträgen könnten unterschiedliche Mechanismen zur Unterstützung der Systemfreundlichkeit in Betracht gezogen werden. Eine Möglichkeit wäre die Weiterführung des existierenden Systems der monatlichen Referenzperiode. ProduzentInnen werden dabei basierend auf dem Durchschnittspreis des vergangenen Monats und dem anzulegenden Wert vergütet, der sich aus den Auktionen ergibt. Anlagen, deren Produktion von der durchschnittlichen Erzeugungskurve abweicht, erhalten dadurch eine höhere Vergütung, denn sie produzieren verstärkt in Stunden mit einem niedrigen Angebot an erneuerbaren Energien und hohen Strompreisen. Diese zusätzlichen Erlöse der Systemfreundlichkeit, die durch die vermehrte Produktion in Hochpreisstunden entstehen, werden in kommenden Jahren durch den höheren Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion steigen. Ihr Einfluss auf die Investitionsentscheidung ist allerdings dadurch begrenzt, dass sie zum Investitionszeitpunkt noch als unsicher bewertet werden und in der Zukunft liegen. Sie werden daher stark abdiskontiert. Es entstehen also unzureichende Anreize für systemfreundliche Investitionen.²⁷ Ein zusätzlicher Nachteil der monatlichen Referenzperiode sind die einhergehenden Erlös- und damit Finanzierungsrisiken. Denn die Erlöse einzelner ProduzentInnen können bei einer hohen negativen Korrelation zwischen Preis und Produktionsmenge deutlich unter dem anzulegenden Wert liegen.

²⁴ Eine hohe Produzentenrente der Anlagenbetreiber führt zu Mitnahmeeffekten, wie Landrenten. Vgl. Peter Haan und Martin Simmler (2018): Wind electricity subsidies — A windfall for landowners? Evidence from a feed-in tariff in Germany. *Journal of Public Economics* Vol. 159, 16–32.

²⁵ Mats Kröger, Karsten Neuhoﬀ und Jörn C. Richstein (2022): Discriminatory Auction Design for Renewable Energy. DIW Discussion Paper Nr. 2013 (online verfügbar).

²⁶ Nils May (2017): The impact of wind power support schemes on technology choices. *Energy Economics* 65, 343–354.

²⁷ Karsten Neuhoﬀ et al. (2018): Von der einseitigen zur symmetrischen gleitenden Marktpremie (online verfügbar).

Eine Alternative, mit der diese Nachteile vermieden werden können, ist daher die Umstellung auf eine stündliche Referenzperiode, bei der für jede Stunde eine separate Differenzzahlung bestimmt wird und diese am Ende des Monats summiert wird. Da nun jede produzierte Kilowattstunde mit dem anzulegenden Wert vergütet wird, werden Erlösrisiken durch den künftigen Ausbau von erneuerbaren Energien, Stromnetzen oder die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns vermieden und somit Finanzierungs- und Stromgestehungskosten reduziert. Zugleich werden auch die lediglich partiellen Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen einer monatlichen Referenzperiode vermieden. Damit können geeignete Mechanismen genutzt werden, um die vollen Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen sicher zu stellen.

Für angemessene Anreize in den Bau von Schwachwindturbinen wäre dabei ein Marktwertmodell geeignet. Analog zu der bisherigen Praxis im Referenzertragsmodell wird die Produktion einer Windturbine dabei relativ zu einem Referenzertrag bestimmt. Dazu wird ein Strompreisprofil vorgegeben, für den der Marktwert der zu errichtenden Turbine mit dem erwarteten Marktwert einer Standardturbine am selben Standort verglichen wird. So wird eine Anpassung der Zahlung berechnet, die die Systemfreundlichkeit abbildet und bei den Ausschreibungen berücksichtigt wird.²⁸ Im Fall von kleineren Solaranlagen ließe sich der Anreiz zu

einer verstärkten Ost-West-Ausrichtung der Anlagen auch durch eine Pauschale erhöhen, die für alle Anlagen basierend auf ihrer Ausrichtung bestimmt wird.

Fazit: Vorteile einer symmetrischen Aufteilung des Strompreissrisikos sollten genutzt werden

Der Zubau erneuerbarer Energien und die gleichzeitige Unterstützung von Preisstabilität am Strommarkt werden in den kommenden Jahren eine zentrale energiepolitische Herausforderung für die Bundesregierung und die Strommarktregulatoren sein. Differenzverträge für erneuerbare Energien können dieses Ziel unterstützen, indem sie StromproduzentInnen und KonsumentInnen gleichermaßen gegen Preisschwankungen absichern und gleichzeitig den Ausbau erneuerbarer Energien stärken. Durch die Ausgestaltung der Differenzverträge könnten außerdem weitere energie- und klimapolitische Ziele erreicht werden. Erstens könnte die Weitergabe der gepoolten Differenzverträge zu einer gleichzeitigen Absicherung von Industrie und ProduzentInnen erneuerbarer Energien führen und Förderkosten reduzieren. Zweitens könnten durch eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells zusätzliche Flächen erschlossen werden und Mitnahmeeffekte durch hohe Produzentenrenten an windreichen Standorten reduziert werden, ohne dass Anreize für eine effiziente Auswahl der Standorte vollständig eliminiert werden. Drittens könnte die Einführung eines vereinfachten Marktwertmodells die Systemfreundlichkeit des Zubaus erhöhen. Der Bundesregierung wird daher empfohlen die Ausschreibungen von Erneuerbaren zeitnah auf Differenzverträge umzustellen.

²⁸ Karsten Neuhoﬀ, Nils May und Jörn C. Richstein (2017): Anreize für die langfristige Integration von erneuerbaren Energien: Plädoyer für ein Marktwertmodell. DIW Wochenbericht Nr. 42, S. 929–938 (online verfügbar).

Mats Kröger ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Klimapolitik im DIW Berlin | mkroeger@diw.de

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

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

JEL: Q40, Q41 Q42,Q48, D44, G32

Keywords: Contracts for Differences, Renewable Energy, Support Mechanisms

This report is also available in an English version as DIW Weekly Report 35+36/2022:

www.diw.de/diw_weekly



INTERVIEW



Karsten Neuhoﬀ ist Leiter der Abteilung Klimapolitik im DIW Berlin

„Differenzverträge bieten Vorteile für StromkundInnen und den Ausbau erneuerbarer Energien“

1. Herr Neuhoﬀ, durch das kürzlich beschlossene Reformpaket, das sogenannte „Osterpaket“, soll das Tempo des Ausbaus von erneuerbaren Energien deutlich gesteigert werden. Was sind die wesentlichen Maßnahmen dieses Pakets? In dem Paket wurden zum ersten Mal die neuen Ausbauziele für erneuerbare Energien verankert, zum Beispiel ein größerer Ausbau des Volumens, damit 80 Prozent erneuerbare Energien erreicht werden. Es wurden zudem Genehmigungsverfahren vereinfacht und alle Bundesländer erhielten die Vorgabe, jeweils rund zwei Prozent ihrer Fläche für Onshore-Windkraftanlagen bereitzustellen.

2. An der gleitenden Marktprämie als Vergütungsmechanismus wird festgehalten. Was muss man unter dieser gleitenden Marktprämie verstehen? Die gleitende Marktprämie ist ein Instrument, mit denen InvestorInnen in erneuerbaren Energien abgesichert werden. Sollten die Großhandelsstrompreise unter den Referenzpreis der Marktprämie fallen, dann bekommen sie eine staatliche Unterstützung, um ihre Erlöse abzusichern.

3. Welche Vor- und Nachteile bringt das Festhalten an der gleitenden Marktprämie? Für die StromkundInnen in der Industrie und bei den privaten Haushalten bringt das Festhalten an der gleitenden Marktprämie einige Nachteile. Erstens müssen ProjektentwicklerInnen Erlöse einpreisen, deren Höhe von zukünftigen staatlichen Entscheidungen, zum Beispiel zum Netzausbau oder Strommarktdesign abhängt. Daraus ergeben sich Risiken, durch die sich die Finanzierung und damit die Stromerzeugung verteuert. Zweitens sind bei der gleitenden Marktprämie zwar die StromerzeugerInnen gegen geringe Strompreise abgesichert, aber die EndkundInnen nicht gegen hohe Strompreise. Drittens ist der Ausbau der Erneuerbaren bei der gleitenden Marktprämie gefährdet, denn wir sehen zurzeit die Projekte, die in der Erwartung höherer Strompreise an den Auktionen eingebracht werden. Wenn in den nächsten ein bis zwei Jahren die Strompreise fallen, könnte es sein, dass einige dieser Projekte nicht umgesetzt werden.

4. Sogenannte Differenzverträge werden hingegen weitestgehend nicht als Förderinstrument aufgenommen. Was kann man sich unter einem Differenzvertrag vorstellen?

Für einen Differenzvertrag werden Ausschreibungen durchgeführt, um festzustellen, zu welchen Preisen erneuerbare Anlagen Strom erzeugen können. Fällt der Strompreis unter diesen Preis, dann wird den ErzeugerInnen von erneuerbaren Energien die Differenz von den EndkundInnen vergütet. Wenn hingegen Strompreise über dem Referenzpreis anfallen, müssen die ErzeugerInnen die zusätzlichen Erlöse an die EndkundInnen abgeben.

5. Wie beurteilen Sie die Differenzverträge im Vergleich zur gleitenden Marktprämie? Wir sehen überwiegend Vorteile bei den Differenzverträgen. Erstens sind die InvestorInnen in erneuerbare Projekte gegen regulatorische Unsicherheiten abgesichert. Sie können günstiger finanzieren und die Stromerzeugungskosten fallen um bis zu 30 Prozent.

Diese Vorteile kommen direkt den StromkundInnen zugute. Zweitens sichern Differenzverträge StromkundInnen gegen hohe Strompreise ab. Wir sehen dieses Jahr, wie die extrem hohen Strompreise zu windfall profits für Projekte in erneuerbare Energien führen. Der bisherige Ausbau erneuerbarer Energien bringt für die EndkundInnen aktuell kaum Vorteile, da sie für ihre gesamte Nachfrage die hohen Preise, die durch fossile Energieträger entstehen, bezahlen müssen. Bei Differenzverträgen werden zusätzliche Erlöse über den Vertragspreis wieder an die StromkundInnen zurückgegeben. Das sichert die VerbraucherInnen gegen Kostenrisiken ab. Drittens wird mit Differenzverträgen der Ausbau stabilisiert. Bei der Ausschreibung der Anlagen besteht nicht das Risiko, dass Strompreise zwischen dem Zeitpunkt der Ausschreibung und der endgültigen Realisierung des Projekts geringer werden. Das kann sonst dazu führen, dass Projekte wieder abgesagt werden.

Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



Das vollständige Interview zum Anhören finden Sie auf www.diw.de/interview

SOEP Papers Nr. 1169

2022 | Susanne Elsas, Annika Rinklake



Do Individuals Adapt to All Types of Housing Transitions?

Housing costs account for a large share of household expenditures, and vary widely among households of different size and structure. Despite this, they have received little attention in family reporting, so far. This paper aims to fill this gap by analyzing the housing cost situation and welfare gains that result from cost-reduced housing in the same categories as applied for family reporting. For this purpose, both an objective measure of housing cost burden and the subjectively assessed burden are described for households in Germany in the years 2018/19. Based on this, welfare gains resulting from cost-reduced housing are mapped and their influence on the income distribution is illustrated using the

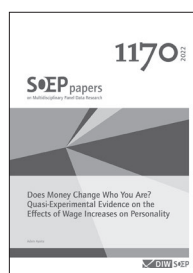
at-risk-of-poverty rate. Results show that single parents, couples with younger children and, to some extent, people living alone face higher objective and subjective housing cost burdens due to their housing and income situation. Accordingly, when the housing cost situation is taken into account, the at-risk-of-poverty rates for households with children increase slightly while the at-risk-of-poverty rates for single and couple households without children slightly decrease. Thus, considering the welfare gains of cost-reduced housing provides additional insights for welfare analyses in the context of family reporting.

www.diw.de/publikationen/soeppapers



SOEP Papers Nr. 1170

2022 | Adam Ayaita



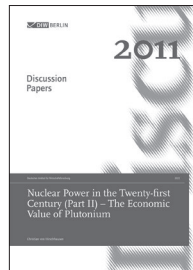
Does Money Change Who You Are? Quasi-Experimental Evidence on the Effects of Wage Increases on Personality

Using the 2015 introduction of a statutory minimum wage in Germany as a quasi-experiment, I investigate the effects of wage increases on personality. The degree to which each worker's wage is intended to be affected by the reform is used as an instrument for the relative increase in the worker's hourly wage in a two-stage least squares estimation based on nationally representative panel data ($N = 1,955$ individuals). The results show no significant effects of relative wage increases on personality traits. As the confidence intervals indicate, any substantial effects of wage increases on personality are largely rejected by the results.

www.diw.de/publikationen/soeppapers



Discussion Papers Nr. 2011
2022 | Christian von Hirschhausen



Nuclear Power in the Twenty-first Century (Part II) – The Economic Value of Plutonium

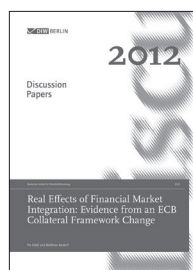
Although plutonium has been studied by different disciplines (such as technology and innovation studies, political sciences) since its discovery, back in 1940 at the University of California (Berkeley), the resource and environmental economic literature is still relatively scarce; neither does the energy economic literature on nuclear power consider plutonium specifically, e.g. Davis (2012) or Lévêque (2014). However, interest in the topic is increasing, driven by a variety of factors: Thus, in the context of the low-carbon energy transformation and climate change mitigation, interest in non-light-water nuclear technology, including

so-called "Generation IV" fast neutron reactor concepts and SMR ("small modular reactors") non-light-water reactor concepts, supposedly to become competitive in some near time span, is rising, not only in Russia and China, but also in the US, Japan, Korea, and Europe (IAEA 2018; MIT 2018; Zhang 2020; Murakami 2021). This paper provides a review of resource and environmental economic issues related to plutonium, and presents insights from ongoing research. In particular, we ask whether after decades of unsuccessful attempts to use plutonium for electricity generation, resource and energy economic conditions have changed sufficiently to reverse this result. In the analytical framework, we explore determinants of the value of plutonium, by comparing it with the economics of the dominant nuclear energy, the light-water reactor (LWR) using a once-through fuel process. Three questions emerge and are addressed subsequently: i/ Can plutonium benefit from shortages and binding constraints on uranium supply for light-water nuclear power plants?; ii/ can future nuclear reactors developments become competitive through standardized mass production ("SMR"-reactors); and iii/ can plutonium be efficiently abated? The paper concludes that there are no indications of more favorable economic conditions for the commercial deployment of plutonium.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 2012
2022 | Pia Hüttel, Matthias Kaldorf



Real Effects of Financial Market Integration: Evidence from an ECB Collateral Framework Change

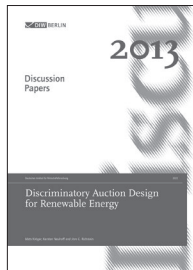
This paper studies the effects of harmonizing collateral policy in a monetary union. In 2007, the European Central Bank replaced national collateral lists with a single list specifying which assets euro area banks can pledge as collateral. Banks holding newly eligible assets experience a reduction in their cost of funding and increase loan supply compared to banks without such assets. The effect is driven by core banks increasing credit supply to riskier and less productive firms located in periphery countries. These firms in turn experience growth in employment and investment. Our results suggest that a harmonized collateral framework facilitates cross-border lending to borrowing-constrained firms and, thereby, increases financial market integration in a monetary union.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 2013

2022 | Mats Kröger, Karsten Neuhoff, Jörn C. Richstein



Discriminatory Auction Design for Renewable Energy

Designing auctions that favor low resource quality installations allows countries to geographically diversify their renewable energy production, while lowering payments to low-cost producers. In this paper, we develop a stylized model showing that a discriminatory auction design favoring low-wind-yield locations leads to a tradeoff between production costs and producer rent and that the scheme can lower consumer costs even without considering the positive externalities of distributed generation. We explore the influence of the heterogeneity of production costs, the strength of the adjustment, and the regulator's knowledge about cost structures. Through a numerical analysis of the German reference

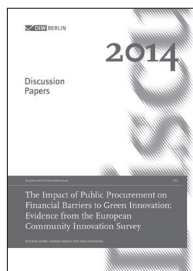
yield model, we estimate that at current auction levels intra-technology discrimination through the reference yield model leads to a reduction of consumer costs of around 24.8 billion Euro or 13% between 2023 and 2030.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 2014

2022 | Dorothea Schäfer, Andreas Stephan, Sören Fuhrmeister



The Impact of Public Procurement on Financial Barriers to Green Innovation: Evidence from European Community Innovation Survey

The purpose of this study is to identify whether an innovative company's likelihood of facing financial constraints is different when the company possesses a public procurement contract (PP). Theory suggests that the treatment effects of public procurement, particularly when mediated by the demand-pull effect, may lower a company's funding constraints for innovation. We test this theory and apply extended probit models (eprobit) with treatment and selection to control for an omitted variable bias. Our findings indicate that the treatment effect of PP on the likelihood of facing financial constraints is highly significant and positive. The increased prefunding requirements that usually come along with PP may actually overcompensate the possibly constraint-reducing effects from a demand-pull or certification effect of PP. The treatment effect of PP is particularly strong for internal financial constraints backing the notion, that PP increases the need for upfront funding.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere





GUIDO BALDI

Deutsche Wirtschaft steckt im Krisenmodus fest

Guido Baldi ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Makroökonomie im DIW Berlin. Der Kommentar gibt die Meinung des Autors wieder.

Mehr als zwei Jahre Pandemie und die durch den Krieg in der Ukraine ausgelöste Energiekrise sorgen für Dauerstress in Gesellschaft und Wirtschaft. Die Dürre im Sommer und die niedrigen Pegelstände des Rheins und von anderen Flüssen haben da gerade noch gefehlt. Der ohnehin schon absehbare Rückgang der Wirtschaftsleistung im dritten Quartal 2022 wird aufgrund der Transportengpässe infolge des Niedrigwassers womöglich noch etwas höher ausfallen als zuletzt erwartet. Sogar ein Minus von einem halben Prozent wäre keine Überraschung mehr. Insbesondere verzögern sich viele Lieferungen, weil die Schiffe auf dem Rhein oft nur noch zu weniger als der Hälfte beladen werden können. Zwar werden weniger als zehn Prozent aller in Deutschland transportierten Güter mit Binnenschiffen transportiert. Die auf dem Rhein beförderten Güter wie Kohle, Öl oder Chemikalien spielen aber für die deutsche Wirtschaft eine zentrale Rolle. Die Lage hat sich jüngst zwar ein wenig entspannt. Die negativen Auswirkungen auf die deutsche Wirtschaft dürften insgesamt jedoch spürbar sein, wenn auch noch nicht dramatisch.

Dies darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Auswirkungen des Klimawandels bei uns immer deutlicher zutage treten und die Wirtschaft beeinträchtigen. Extreme Wetterereignisse wie lange Dürreperioden, Hitzewellen oder umgekehrt ausgiebige Regenfälle mit damit verbundenen Überflutungen werden aller Voraussicht nach weiter zunehmen. Die Dürre in diesem Sommer führt uns zudem einen wichtigen Aspekt der Klimaerwärmung vor Augen: Das häufigere Auftreten extremer Wetterereignisse verstärkt zunehmend die Auswirkungen anderer negativer Ereignisse. Momentan verschlimmern etwa die Kapazitätsengpässe auf dem Rhein die Energiekrise, weil Kohle und Öl nicht in gewohnter Menge transportiert werden können. Auch die im Zuge der Corona-Pandemie und des Krieges in der Ukraine entstandenen Probleme bei vielen Lieferketten verstärken sich durch die Dürre weiter. Ein eindrückliches Beispiel ist der durch den Krieg verursachte erhöhte Bedarf an Transportschiffen für Getreide auf der Donau, der zusammenfällt mit der höheren Nachfrage für solche Schiffe auf dem Rhein, da dort ein einzelnes nur noch teilweise beladen werden kann. Bereits

im vergangenen Jahr haben die Pandemie und ein extremes Wetterereignis zu den Lieferengpässen bei Halbleitern beigetragen: So hat die Pandemie dazu geführt, dass die Nachfrage nach elektronischen Geräten und Autos enorm gestiegen ist. Gleichzeitig waren die Produktionskapazitäten für Halbleiter beschränkt – nicht nur, aber auch wegen eines extremen Wintereinbruchs in Texas, der die dortige Produktion zeitweise gestoppt hat.

Es deutet einiges darauf hin, dass extreme Wetterereignisse künftig gehäuft zusammen mit anderen negativen Ereignissen auftreten. Wir müssen etwa davon ausgehen, dass die geopolitischen Spannungen mit Russland und China bestehen bleiben. Gerade der sich verschärfende Konflikt um Taiwan führt uns vor Augen, wie stark wir von der dortigen Halbleiterproduktion abhängig sind. Es ist wichtig, dass wir als Gesellschaft noch widerstandsfähiger werden, um mit solchen Ereignissen und dem fortschreitenden Klimawandel umgehen zu können. So werden sich Lieferketten wohl immer mehr diversifizieren. Und insbesondere in Deutschland gibt es einen enormen Nachholbedarf bei der Infrastruktur. Besonders eindrücklich zeigt die Energiekrise die riesigen Kosten der jahrelang verschleppten Energiewende. Die Pandemie hat uns die Lücken bei der Digitalisierung oder im Bildungsbereich deutlich gemacht. Und offenbar gibt es etwa beim Rhein einen teils erheblichen Bedarf an Investitionen, mit denen insbesondere die Auswirkungen von Dürren auf die Schifffahrt verringert werden können.

Auf Krisen kann man sich nicht perfekt vorbereiten, das liegt in der Natur der Sache. Es ist zwar nicht von der Hand zu weisen, dass sich die deutsche Wirtschaft in den vergangenen Krisen Jahren trotz aller Probleme robust präsentiert hat. Ein Grund zum Ausruhen ist das aber nicht, die Herausforderungen sind größer denn je. Umso wichtiger ist es, vor allem die Transformation zu einer klimaneutralen und digitalen Wirtschaft schnell hinzubekommen – am besten schneller als geplant.

Dieser Kommentar ist in einer längeren Version am 28. August 2022 im Tagesspiegel erschienen.