

Reformen bei EEG und Emissionshandel



Bericht von Thilo Grau, Karsten Neuhoff und Matthew Tisdale

Verpflichtende Direktvermarktung von Windenergie erhöht Finanzierungskosten

503

Interview mit Karsten Neuhoff

»Direktvermarktung erneuerbarer Energien schafft neue Risiken für Investoren«

509

Bericht von Karsten Neuhoff, William Acworth und Anne Schopp

Marktstabilitätsreserve stärkt den europäischen Emissionshandel

510

Am aktuellen Rand Kommentar von Claudia Kemfert

Riskante Bohrungen in der Arktis

520



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e. V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
82. Jahrgang
20. Mai 2015



Der DIW Wochenbericht wirft einen unabhängigen Blick auf die Wirtschaftsentwicklung in Deutschland und der Welt. Er richtet sich an die Medien sowie an Führungskräfte in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Wenn Sie sich für ein Abonnement interessieren, können Sie zwischen den folgenden Optionen wählen:

Standard-Abo: 179,90 Euro im Jahr (inkl. MwSt. und Versand).

Studenten-Abo: 49,90 Euro.

Probe-Abo: 14,90 Euro für sechs Hefte.

Bestellungen richten Sie bitte an leserservice@diw.de oder den DIW Berlin Leserservice, Postfach 74, 77649 Offenburg; Tel. (01806) 14 00 50 25, 20 Cent/Anruf aus dem dt. Festnetz, 60 Cent maximal/Anruf aus dem Mobilnetz. Abbestellungen von Abonnements spätestens sechs Wochen vor Laufzeitende

NEWSLETTER DES DIW BERLIN



Der DIW Newsletter liefert Ihnen wöchentlich auf Ihre Interessen zugeschnittene Informationen zu Forschungsergebnissen, Publikationen, Nachrichten und Veranstaltungen des Instituts. Wählen Sie bei der Anmeldung die Themen und Formate aus, die Sie interessieren. Ihre Auswahl können Sie jederzeit ändern, oder den Newsletter abbestellen. Nutzen Sie hierfür bitte den entsprechenden Link am Ende des Newsletters.

>> Hier Newsletter des DIW Berlin abonnieren: www.diw.de/newsletter

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Dr. Kati Krähnert
Prof. Dr. Lukas Menkhoff
Prof. Karsten Neuhoﬀ, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Sylvie Ahrens
Dr. Kurt Geppert

Redaktion

Renate Bogdanovic
Andreas Harasser
Sebastian Kollmann
Dr. Claudia Lambert
Marie Kristin Marten
Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat

Dr. Jochen Diekmann
Dr. Friedrich Kunz

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
presse@diw.de

Vertrieb

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

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

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

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.

DIW WOCHENBERICHT IN DER PRESSE

Immer mehr Deutsche interessieren sich für kulturelle Angebote. Nach einer Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung haben 58 Prozent der Erwachsenen 2013 Museen, Theater, Opern oder klassische Konzerte besucht. Das seien sechs Prozent mehr als 1995. Die Teilnahme an Popkonzerten, Tanzveranstaltungen oder Kinovorstellungen sei in dem Zeitraum von 53 auf 64 Prozent gestiegen.

Frankfurter Rundschau, 15.05.2015, über die DIW-Studie „Die Nutzung des Kulturangebots in Deutschland“ (WB 20/2015)

Dass die Telearbeit in Deutschland trotzdem nicht populärer ist, führt Karl Brenke vom DIW auf mehrere Gründe zurück: So zeichne sich die deutsche Wirtschaft durch einen höheren Industrieanteil aus als die Niederlande und viele skandinavische Länder. Brenke vermutet aber auch einen starken kulturellen Einfluss: „Sowohl Arbeitnehmer als auch Arbeitgeber in Deutschland setzen häufig Arbeit mit Anwesenheit gleich.“ In den Niederlanden herrsche eine andere Arbeitskultur. „Das zeigt sich an dem hohen Anteil von Teilzeitbeschäftigten und der generell höheren Familienfreundlichkeit der niederländischen Unternehmen“, sagt Brenke. Stuttgarter Zeitung, 18.05.2015, über die DIW-Studie „Heimarbeit: Immer weniger Menschen in Deutschland gehen ihrem Beruf von zu Hause aus nach“ (WB 8/2014)

Verpflichtende Direktvermarktung von Windenergie erhöht Finanzierungskosten

Von Thilo Grau, Karsten Neuhoﬀ und Matthew Tisdale

Mit dem reformierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) des Jahres 2014 wurde stufenweise eine verpflichtende Direktvermarktung für Ökostrom eingeführt. Betreiber größerer Windkraftanlagen müssen ihre Stromproduktion demnach am Strommarkt verkaufen. Sie erhalten zusätzlich zum Großhandelspreis eine gleitende Marktpremie, die sich am durchschnittlichen Marktwert des gesamten Windstroms in Deutschland orientiert. Die verpflichtende Direktvermarktung beeinflusst sowohl die Kosten als auch die Erlöse der Anlagenbetreiber. Insbesondere die Kosten des Ausgleichs von Prognoseabweichungen sowie die Erlösänderungen aufgrund standortspezifischer Erzeugungsprofile schaffen neue Risiken für Investoren und können die Finanzierungskosten bei projektfinanzierten Windkraftanlagen erhöhen. In verschiedenen Szenarien wurden die Größenordnungen dieser Effekte untersucht. Je nach getroffenen Annahmen können sich aufgrund der verpflichtenden Direktvermarktung zusätzliche Förderkosten für Neuanlagen von drei bis zwölf Prozent ergeben. Die Sicherstellung niedriger Finanzierungskosten sollte bei der Weiterentwicklung des EEG daher ein wichtiges Kriterium sein.

Zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde in Deutschland im Jahr 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eingeführt. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch erhöhte sich dadurch von rund sechs Prozent im Jahr 2000 auf knapp 28 Prozent im Jahr 2014.¹ Das EEG, das zwischenzeitlich mehrfach reformiert wurde, garantierte ursprünglich feste technologiespezifische Vergütungen für die Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien. Mit der EEG-Novelle des Jahres 2012 wurde eine Wahlmöglichkeit zwischen einer festen Einspeisevergütung und einer sogenannten gleitenden Marktpremie eingeführt, um die freiwillige Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen anzureizen. Dabei können Betreiber von EEG-Anlagen ihren Strom am Markt selbst verkaufen oder einen Direktmarkter hierfür beauftragen. Sie erhalten neben den erzielten Verkaufserlösen für jede verkaufte Kilowattstunde Elektrizität eine Prämie, die sich aus der Differenz zwischen einem im EEG festgelegten Vergütungssatz und dem durchschnittlichen Marktwert der Stromerzeugung der jeweiligen Technologie ergibt. Die Option der Direktvermarktung war insbesondere aufgrund einer nach dem EEG 2012 zusätzlich gewährten Managementprämie und wegen der jederzeitigen Rückkehrmöglichkeit in die bewährte Einspeisevergütung für die Betreiber bestehender Windkraftanlagen sehr attraktiv. Im Dezember 2014 wurde die Stromerzeugung von Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von fast 32 Gigawatt über die Marktpremie direkt vermarktet.²

Das aktuelle EEG 2014 schafft diese Wahlmöglichkeit für größere Neuanlagen ab und führt stufenweise die verpflichtende Direktvermarktung mit gleitender Marktpremie ein, um erneuerbare Energien besser in den existierenden Strommarkt zu integrieren. Seit

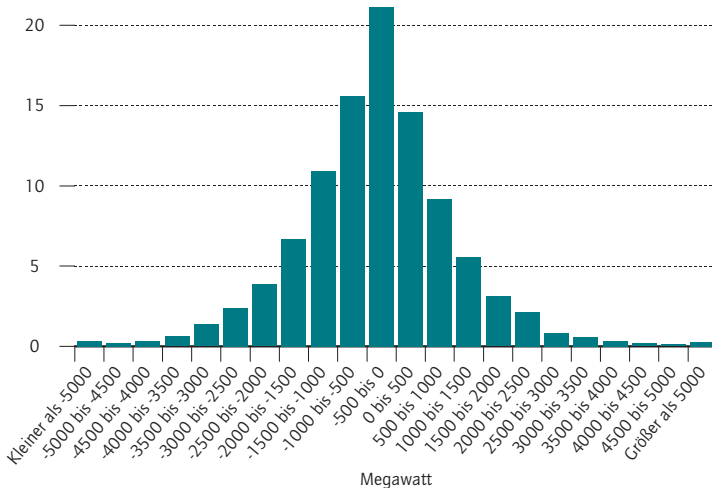
¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand Februar 2015.

² 50Hertz, TransnetBW, TenneT, Amprion (2014): Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014.

Abbildung 1

Verteilung der stündlichen Abweichungen zwischen Windenergieeinspeisung und Vortagsprognose in der Regelzone von Tennet 2012

Häufigkeiten bestimmter Größenklassen in Prozent



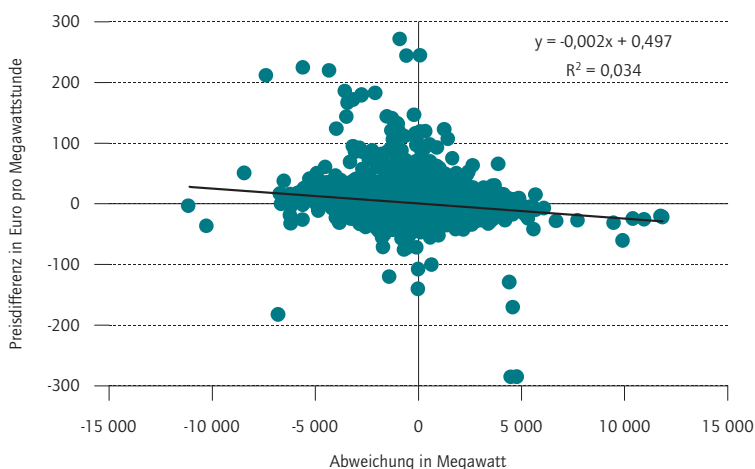
Quellen: Tennet; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Die Vortagsprognosen überschätzen tendenziell die Windenergieeinspeisung.

Abbildung 2

Stündliche Abweichungen zwischen Windenergieeinspeisung und Vortagsprognosen sowie zwischen Intraday- und Day-Ahead-Preisen 2012



Exemplarisch dargestellt für die Regelzone von Tennet.

Quellen: Tennet; EPEX Spot; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Bei überhöhten Vortagsprognosen sind die Intraday-Preise tendenziell höher.

1. August 2014 ist die Direktvermarktung Pflicht für Strom aus Neuanlagen, deren Leistung 500 Kilowatt (kW) übersteigt.³ Ab 2016 wird die verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen über 100 kW gelten.

Die Änderungen des EEG 2014 beeinflussen sowohl die Erlöse als auch die Kosten von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Investoren müssen jetzt die Kosten von Prognoseabweichungen berücksichtigen. Zudem kann es je nach Erzeugungsprofil des Standorts Abweichungen gegenüber dem durchschnittlich erzielbaren Marktwert geben. Darüber hinaus besteht Unsicherheit über die Entwicklung dieser Erlöse beziehungsweise Kosten. Am DIW Berlin wurden mögliche Größenordnungen der Kosten von Prognoseabweichungen sowie der standortspezifischen Unterschiede bei den Erlösmöglichkeiten berechnet. Zudem wurde analysiert, wie diese neuen Kosten sowie die Unsicherheiten über ihre künftige Entwicklung sich bei der Finanzierung von Windenergieprojekten an Land auf die Kapitalstrukturen und die Finanzierungskosten auswirken könnten.⁴

Prognoseabweichungen erhöhen die Kosten für Anlagenbetreiber

Die tatsächliche Stromproduktion aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen weicht regelmäßig von den am Vortag erstellten Prognosen ab. Ein Anlagenbetreiber – oder ein von ihm beauftragter Direktvermarkter – verkauft zunächst Strom entsprechend der prognostizierten Stromerzeugung am Day-Ahead-Markt und muss dann im Fall von Prognoseabweichungen durch Handel im Intraday-Markt seine Position der tatsächlichen Windstromerzeugung anpassen (Abbildung 1).

Dabei ergeben sich je nach Minder- oder Mehrproduktion zusätzliche Kosten oder Erlöse. Die Kosten der Prognoseabweichungen können als Produkt der Abweichungen zwischen tatsächlicher und prognostizierter Windenergieeinspeisung und der Differenz zwischen Intraday- und Day-Ahead-Strompreisen berechnet werden (Kasten). Wenn die Windenergieeinspeisung die Prognosen übersteigt, sind die Intraday-Preise meist niedriger als die Day-Ahead-Preise und umgekehrt (Abbildung 2).

Basierend auf den historischen Marktpreisen und Daten zur Windenergieeinspeisung lassen sich durchschnittliche jährliche Kosten der Prognoseabweichungen berech-

³ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014).

⁴ Für Details der Berechnungen siehe Tisdale, M., Grau, T., Neuhoof, K. (2014): Impact of Renewable Energy Act Reform on Wind Project Finance. DIW Berlin Discussion Paper 1 387.

Kasten

Methodik der Berechnungen

Die stündlichen Kosten der Prognoseabweichungen können als Produkt der Abweichungen zwischen tatsächlicher Windenergieeinspeisung (Hochrechnungen) und am Vortag prognostizierter Einspeisung sowie der Differenz zwischen Intraday- und Day-Ahead-Strompreisen berechnet werden. Die Berechnungen basieren auf den von den Übertragungsnetzbetreibern publizierten prognostizierten und tatsächlichen Windenergieeinspeisungsdaten der Regelzonen von Tennet und 50Hertz, sowie auf Preisdaten der EPEX Spot, wobei für jede Stunde „Letzte Preise“ des Intraday-Handels genutzt wurden. Dies entspricht der Annahme einer Vermarktung der Abweichungen zum letztmöglichen Zeitpunkt. Es gilt dabei die Annahme, dass 100 Prozent der Vortagsprognose am Day-Ahead-Markt verkauft werden. Nach dem Handelsschluss des Intraday-Marktes verbleibende Prognoseabweichungen müssen gegebenenfalls durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen werden. Die dabei anfallenden Ausgleichs-

energiekosten wurden in der vorliegenden Analyse nicht betrachtet.

Für die Berechnung der standortspezifischen Erlösmöglichkeiten wurden drei exemplarische Standorte in Nord-, Mittel- und Süddeutschland betrachtet, für die aus stündlichen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten des Deutschen Wetterdienstes Windenergieeinspeisungen berechnet wurden.

Das Cash-Flow-Modell berechnet für die Projektfinanzierung von Windkraftanlagen die Fremdkapitalanteile sowie die Eigenkapitalrendite. Das Modell unterstellt spezifische Investitionskosten von 1 400 Euro je kW, eine durchschnittliche Auslastung der Windenergieanlagen von 19 Prozent, eine Schuldendeckungsquote von 1,1, eine Kreditlaufzeit sowie Lebensdauer der Projekte von 20 Jahren und Fremdkapitalkosten von 3,5 Prozent.

Tabelle 1

Kosten der Prognoseabweichungen bezogen auf Vermarktungserlöse

In Prozent

	Tennet	50Hertz
2010	3,5	4,3
2011	2,7	2,9
2012	1,5	3,8

Quelle: 50Hertz; Tennet; EPEX Spot; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Die Kosten der Prognoseabweichungen lagen im Durchschnitt bei etwa drei Prozent.

nen (Tabelle 1). Sie betragen bezogen auf die Vermarktungserlöse an den Day-Ahead- und Intraday-Märkten durchschnittlich drei Prozent. In einzelnen Monaten und Regelzonen kann dieser Wert jedoch deutlich höher liegen.

Standortspezifische Faktoren können Erlöse zusätzlich beeinflussen

Die Erlöse von Windkraftanlagenbetreibern setzen sich zusammen aus den Vermarktungserlösen und den Erlösen aus der gleitenden Marktpremie. Die Marktpremie ergibt sich aus der Differenz zwischen den im EEG

festgelegten anlagenspezifischen Fördersätzen und dem durchschnittlichen Marktwert der Stromerzeugung aller Windkraftanlagen an Land des Vormonats. Unterscheidet sich die standortspezifische stündliche Stromproduktion einer Windkraftanlage von der durchschnittlichen Windstromeinspeisung in Deutschland, weichen auch die Erlöse dieser Anlage von dem im EEG festgesetzten Fördersatz ab. Dadurch können grundsätzlich Mehr- oder Mindererlöse generiert werden, in jedem Fall aber erhöht sich aus Investorenperspektive die Unsicherheit der Erlösmöglichkeiten.

Die Berechnungen verdeutlichen, dass die Erlösmöglichkeiten sich an verschiedenen Standorten in Deutschland erheblich unterscheiden können. Die Betrachtung exemplarischer Standorte zeigt, dass die Erlöse im Einzelfall deutlich unter dem Durchschnitt liegen können.⁵

Direktvermarktung senkt Fremdkapitalanteile und erhöht Finanzierungskosten

Um die Auswirkungen der Kosten von Prognoseabweichungen, der standortspezifischen Erlösschwankungen sowie der dazugehörigen Unsicherheiten auf die Kapitalstrukturen und die Finanzierungskosten von Windkraftprojekten zu analysieren, wurden die berechneten Werte als Eingangsparameter eines Cash-Flow-Modells

⁵ Zur detaillierten Berechnungsmethode vgl. Tisdale, M., Grau, T., Neuhoﬀ, K. (2014), a. a. O.

für Szenarioanalysen genutzt. Unter der Annahme, dass Windkraftanlagen projektfinanziert werden, ermittelt das entwickelte Modell die Eigen- und Fremdkapitalanteile sowie die Eigenkapitalrendite (Kasten).⁶ Es wurden folgenden Szenarien definiert:

- „Risikolos“: Keine neuen Kosten und Risiken. Dies entspricht im Wesentlichen einer Fortführung des EEG ohne verpflichtende Direktvermarktung. Die Kosten der Prognoseabweichungen werden somit nicht vom Betreiber der Windkraftanlage getragen.
- „Risikoneutral“: Kosten der Prognoseabweichungen in Höhe von drei Prozent werden von den Anlagenbetreibern getragen. Dies entspricht dem durchschnittlich ermittelten historischen Wert. Es wird zudem davon ausgegangen, dass es keine standortspezifischen Erlösminderungen gibt.
- „Risikoavers“: Aus Investorenperspektive wird ein pessimistischerer Wert von acht Prozent Prognoseabweichungskosten angenommen. Zudem werden um sieben Prozent niedrigere standortspezifische Einnahmen unterstellt. In diesem Szenario nehmen Fremdkapitalinvestoren somit eine konservative Perspektive ein, indem sie eher unvorteilhafte Werte zu Grunde legen.
- „Asymmetrie“: Kombination aus risikoneutraler Eigenkapitalinvestition und konservativer Darlehensvergabe. Der Eigenkapitalinvestor nimmt hinsichtlich der Einnahmen die Werte des Szenarios „Risikoneutral“ an, während für die Kreditgewährung die Werte des Szenarios „Risikoavers“ gelten. Somit simuliert das Szenario „Asymmetrie“ die Perspektive eines Eigenkapitalinvestors, der bereit ist, mehr Risiken als ein Kreditgeber zu tragen.

Die Simulationsergebnisse zeigen, wie bei einer angenommenen festen Vergütung von 89 Euro je MWh mit steigenden Kosten beziehungsweise Risiken der Fremdkapitalanteil und die Eigenkapitalrendite sinken. Der Fremdkapitalanteil sinkt gegenüber dem Basisszenario um rund zwei bis elf Prozent und die Eigenkapitalrendite um 29 Prozent bis 101 Prozent (Tabelle 2).

Während für Bürgerenergiegenossenschaften bereits Renditen von etwa fünf Prozent akzeptabel sind, erwarten kommerzielle und institutionelle Investoren höhere Eigenkapitalrenditen in der Größenordnung von

Tabelle 2

Fremdkapitalanteil und Eigenkapitalrendite in den Szenarien bei unveränderter EEG-Vergütung In Prozent

Szenario	Fremdkapitalanteil	Eigenkapitalrendite
Risikolos	85,2	10,8
Risikoneutral	83,2	7,7
Risikoavers	76,1	-0,1
Asymmetrie	76,1	6,2

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Die Eigenkapitalrendite unterscheidet sich stark zwischen den Szenarien.

etwa acht Prozent bei Investitionen in große Windkraftanlagen.⁷

Möglicher Anstieg der Förderkosten durch veränderte Risikoallokation

Szenarioanalysen erlauben eine direkte Quantifizierung der zusätzlichen Förderkosten, die sich durch eine Übernahme der Kosten der Prognoseabweichungen und standortspezifische Erlösrisiken durch die Investoren ergeben würden. Dabei wird davon ausgegangen, dass die gleiche installierte Windkraftleistung erreicht werden soll.

Dazu wird die EEG-Vergütung in jedem Szenario jeweils so gesetzt, dass Eigenkapital mit acht Prozent verzinst wird, sprich eine auskömmliche Rendite für kommerzielle und institutionelle Eigenkapitalinvestoren erreicht wird. (Tabelle 3). Der Fremdkapitalanteil ändert sich für das jeweilige Szenario aufgrund linearer Abschreibung und steigenden variablen Betriebs- und Wartungskosten.

Wenn die Kosten der Prognoseabweichung, gemäß unseren Berechnungen im Durchschnitt drei Prozent der Einnahmen, vom Netzbetreiber auf den Anlagenbetreiber übertragen werden und wenn diese Kosten fest prognostizierbar für die Anlagenlaufzeit wären, dann entstehen zunächst keine zusätzlichen Risiken. Der Anstieg der EEG-Vergütung (und dadurch bedingt der EEG-Umlage) im Szenario „Risikoneutral“ gegenüber dem Szenario „Risikolos“ wird kompensiert durch

⁶ Zur detaillierten Modellstruktur und zur Wahl der Parameter vgl. Tisdale, M., Grau, T., Neuhoﬀ, K. (2014), a. a. O.

⁷ Werte basieren auf Interviews verschiedener Investoren. Neun Prozent Eigenkapitalrendite für Wind onshore gemäß Kost, C. et al. (2013): Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies. November 2013. Fraunhofer ISE, Freiburg.

Tabelle 3

Erforderliche EEG-Vergütung zur Erreichung einer Eigenkapitalrendite von acht Prozent

	EEG-Vergütung in Euro pro Megawattstunde	Neuer Fremdkapitalanteil in Prozent
Risikolos	87,78	83,7
Risikoneutral	89,16	83,4
Risikoavers	94,38	82,9
Asymmetrie	90,50	78,0

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Im Szenario „Risikoavers“ ist der Förderbedarf am höchsten.

eine Reduktion der Kosten der Netzbetreiber und somit der Netzentgelte.⁸

Wenn jedoch die Anlagenbetreiber schwankende Kosten der Prognoseabweichungen tragen müssen, dann wird zugleich ein Risiko auf sie übertragen. Wenn zusätzlich das standortspezifische Erlörisiko übertragen wird, dann müsste im Szenario „Risikoavers“ die EEG-Vergütung auf 94,38 Euro je MWh, also um über fünf Euro je MWh gegenüber dem risikoneutralen Szenario angehoben werden. Bei einem längerfristig angenommenen Großhandelsmarktwert von Windenergie von 45 Euro je MWh und somit einer Förderkomponente von gut 49 Euro je MWh würden somit die Förderkosten gegenüber dem risikoneutralen Szenario um zwölf Prozent steigen.

Wenn der Eigenkapitalinvestor als risikoneutral gilt und nur die Fremdkapitalgeber konservative Annahmen zur Erlösentwicklung machen („Asymmetrie“), dann müsste die EEG-Vergütung nur um gut einen Euro je MWh und die Förderkosten um drei Prozent gegenüber dem risikoneutralen Szenario steigen.

Wenn Investoren davon ausgehen, dass die verpflichtende Einführung der Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie nur diese zwei Risikokomponenten beinhaltet, wäre demnach bei den getroffenen Szenarioannahmen mit einer Erhöhung des Förderbedarfs um drei bis knapp zwölf Prozent für Neuanlagen auszugehen.

Allerdings werden in unseren Berechnungen weitere Risikofaktoren nicht berücksichtigt. So steigt mit der zusätzlichen Komplexität der gleitenden Marktprämie

gegenüber einer festen Einspeisevergütung die Wahrscheinlichkeit von nachträglichen Anpassungen, zum Beispiel auf Entwicklungen des Strommarktdesigns, die sich unter Umständen auch negativ auf die Erlöse auswirken können.

Zugleich werden in unseren Berechnungen mögliche Effizienzgewinne beim Anlagenbetrieb, die durch die Anreize für bessere Windprognosen angereizt werden sollen, nicht berücksichtigt. Die Direktvermarktung könnte in einer längerfristigen Perspektive zu marktgerechteren Standorten und Anlagenauslegungen beitragen. Aus heutiger Sicht ist allerdings unklar, wie hoch diese Effizienzgewinne sein könnten und ob zu ihrer Erschließung die oben dargestellte Verlagerung von Risiken auf Anlagenbetreiber notwendig ist oder ob andere Kombinationen aus Marktgestaltung und Anreizen möglich sind. So ist davon auszugehen, dass mit der Einführung untertägiger Auktionen, wie zum Beispiel der von EPEX Spot durchgeführten Viertelstundenauktion, regulierte und nichtregulierte Marktteilnehmer im Intraday-Markt die gleichen Erlöse erzielen und systemorientiert handeln können.

Aktuelle Ausbauerfolge nicht auf verpflichtende Marktprämie zurückzuführen

Trotz des zusätzlichen Investitionsrisikos ist in Deutschland im Jahr 2014 die installierte elektrische Leistung der Windkraftanlagen an Land gegenüber dem Vorjahr um 4,4 GW auf 38,1 GW gestiegen.⁹ Die Gesamtinvestitionskosten der Windenergie an Land in Deutschland waren zwischen 2006 und 2012 relativ stabil und haben sich vermutlich auch 2014 nicht wesentlich verändert.¹⁰ Während der anzulegende Wert (Grundwert) des EEG 2014 im Vergleich zum EEG 2012 für Windkraftanlagen an Land um 1,6 Prozent erhöht wurde, wurde der Anfangswert (für die ersten Jahre ab der Inbetriebnahme der Anlage) um 0,3 Prozent reduziert. Die Managementprämie für Windkraftanlagen an Land betrug 1,2 Cent je kWh im Jahr 2012. Sie ist mit dem EEG 2014 für Neuanlagen eingepreist. Gegenüber Anlagen, die im Rahmen des EEG 2012 eine Marktprämie erhalten haben, wurde der Fördersatz im EEG 2014 damit um 16 Prozent (bei fünf Jahren mit hohem Anfangswert) beziehungsweise zwölf Prozent (bei 20 Jahren mit hohem Anfangswert) gesenkt.

Somit verbleiben als die wichtigsten Erklärungsfaktoren die günstigen Finanzierungsrahmenbedingungen über KfW und kommerzielle Banken (historisch

⁸ Vor der Einführung der Direktvermarktung fielen die Kosten der Prognoseabweichungen zunächst bei den Netzbetreibern an und wurden dann über die Netzentgelte an die Endkunden weiter gereicht.

⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015), a. a. O.

¹⁰ Deutsche WindGuard (2014): Kostensituation der Windenergie an Land, Internationaler Vergleich.

niedrige Zinsraten von durchschnittlich 2,2 Prozent Ende 2014 gegenüber 3,6 Prozent Anfang 2012)¹¹ und sogenannte Vorzieheffekte aufgrund beschleunigter Projektentwicklungen, um Unsicherheiten beim angekündigten Übergang in ein Ausschreibungssystem zu vermeiden.

Fazit

Die EEG-Reform 2014 birgt für neue Windkraftanlagen das Risiko zusätzlicher Kosten sowie niedrigerer Erlöse, wodurch sich die Finanzierungskosten erhöhen können. Insbesondere zwei Änderungen, die sich aus der nunmehr verpflichtenden Direktvermarktung ergeben, haben einen großen Einfluss. Einerseits ergeben sich dadurch, dass die Anlagenbetreiber die Kosten der Prognoseabweichungen tragen müssen, steigende und zudem unsichere Betriebskosten. Andererseits kann durch standortspezifische Windkraftprofile, die vom durchschnittlichen Windenergieeinspeiseprofil in Deutschland abweichen, die Kombination aus Strommarktpreis und Marktpremie geringer als die frühere Einspeisevergütung ausfallen.

¹¹ Deutsche Bundesbank (2015): Zeitreihe BBK01.SUD119, Effektivzinssätze Banken DE/Neugeschäft/Wohnungsbaukredite an private Haushalte mit anfänglicher Zinsbindung über zehn Jahre als Indikator für langfristige Darlehensvergaben an Kundengruppen mit geringen Risiken.

Thilo Grau ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | tgrau@diw.de

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

Berechnungen dieser Faktoren auf Basis historischer Daten zeigen, dass die durchschnittlichen Kosten der Prognoseabweichungen etwa drei Prozent der Stromvermarktungserlöse betragen, und dass sie in einzelnen Monaten und Regelzonen deutlich höhere Werte erreichen können. Weiterhin können bei exemplarischen Standorten die Erlöse deutlich unter dem Durchschnitt liegen.

Aufgrund der zusätzlichen Risiken können sich die Investitionsmöglichkeiten bei Windenergieprojekten unvorteilhaft entwickeln. Die Simulationsergebnisse einer Cash-Flow-Modellierung zeigen, dass je nach angenommenem Szenario der Fremdkapitalanteil um zwei bis elf Prozent sinken kann, während sich die Eigenkapitalrendite stark verringern kann. Dies kann in den betrachteten Szenarien zu erhöhten Förderkosten für Neuanlagen von drei bis knapp zwölf Prozent führen, die letztendlich von den Stromkunden getragen werden müssten.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass bereits kleine Änderungen, wie der Übergang von einer optionalen auf eine verpflichtende Direktvermarktung mit einer gleitenden Marktpremie bei der EEG-Reform 2014, erhebliche Auswirkungen auf die Projektfinanzierung für neue Windkraftanlagen haben können. Bei der künftigen Weiterentwicklung des EEG sollte die Sicherstellung niedriger Finanzierungskosten daher ein wichtiges Kriterium sein.

Matthew Tisdale war Humboldt-Stipendiat am DIW Berlin und ist jetzt Energy Advisor bei der California Public Utilities Commission

MANDATORY DIRECT MARKETING OF WIND POWER INCREASES FINANCING COSTS

Abstract: The 2014 reform of the Renewable Energy Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, or EEG) entailed that a mandatory direct marketing of green electricity be introduced in phases. According to this law, operators of larger wind turbines must sell their electricity production on the electricity market. In addition to the wholesale price they receive a floating market premium, which is based on the average market value of all wind power in Germany. The mandatory direct marketing affects both the costs incurred, as well as the revenues earned, by the plant operator. The costs of com-

pensating for forecast deviations in particular, as well as the changes in revenue due to differences in site-specific production profiles, create new risks for investors, and can increase the project-based financing costs of wind turbines. The dimensions of these effects were examined in various hypothetical scenarios. Depending on the underlying assumptions, mandatory direct marketing may create additional support costs ranging from 3 to 12 percent for new wind turbines. Ensuring favorable financing costs should therefore be an important criterion in the further development of the EEG.

JEL: G32, L51, L94

Keywords: Feed-in tariff, project finance, wind energy



Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D., Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin

ACHT FRAGEN AN KARSTEN NEUHOFF

»Direktvermarktung erneuerbarer Energien schafft neue Risiken für Investoren«

1. Herr Neuhoff, für die Netzeinspeisung von Strom aus Windenergie garantierte das EEG ursprünglich eine feste Vergütung. Warum hat man 2012 die Möglichkeit der freiwilligen Direktvermarktung eingeführt? Früher wurde der EEG-Strom grundsätzlich von den Netzbetreibern abgenommen und einfach im Großhandelsmarkt verkauft. Es gab keine Anreize, gute Prognosen oder gute Verkäufe zu machen. Deswegen war die Idee, private Akteure dafür zu gewinnen, den Strom zu verkaufen und damit Anreize zu haben, den Strom bestmöglich am Markt zu platzieren.
2. Seit August 2014 ist die Direktvermarktung Pflicht für Neuanlagen ab einer bestimmten Größe. Was hat sich der Gesetzgeber dabei gedacht? Die Zusatzkosten der Direktvermarktung waren schwer zu prognostizieren. Daher hat man an alle Direktvermarkter eine Managementprämie gezahlt, um die Option der Direktvermarktung attraktiver zu machen. Diese hat sich aber als zu hoch erwiesen und unnötige Mehrkosten für die Stromverbraucher erzeugt. Wenn man alle Akteure verpflichtet, direkt zu vermarkten, kann man die Managementprämie einsparen.
3. Warum hat man nicht die Managementprämie gesenkt? Es war schwierig, das genaue Niveau der Prämie zu bestimmen, aber es gibt auch eine zweite Motivation: Viele Akteure möchten, dass erneuerbarer Strom genauso von privaten Akteuren verkauft wird wie konventioneller Strom.
4. Was ändert sich dadurch für die Anlagenbetreiber? Mit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung müssen die Windkraftanlagenbetreiber jetzt ihren Strom selber verkaufen. Zusätzlich bekommen sie eine gleitende Marktpremie. Die gleitende Marktpremie, die monatlich neu bestimmt wird, deckt den Unterschied zwischen dem EEG-Försatz und den durchschnittlichen Erlösen, die Windkraftanlagen in Deutschland bekommen, ab.
5. Welche Auswirkungen hat das auf die Projektfinanzierung für neue Windkraftanlagen? Für die Investoren gibt es zwei neue Risiken. Zum einen verkaufen sie entsprechend ihrer Windprognose den Strom am Vortag und bekommen dann im Laufe des Tages Aktualisierungen der Windprognose. Sie müssen dann, wenn sie voraussichtlich weniger oder mehr Strom erzeugen als erwartet, anderen Strom kaufen oder verkaufen, um die Abweichungen auszugleichen. Das heißt, hier entstehen Kosten für den Ausgleich der Prognoseabweichungen, und die sind recht schwer vorherzusagen. Zweitens wird die gleitende Marktpremie für die durchschnittliche Stromerzeugung aller Windkraftanlagen in Deutschland berechnet. Der Wind weht aber nicht an allen Standorten gleich und nicht zur gleichen Stunde. Jetzt kann es sein, dass eine Windkraftanlage an einem Standort liegt, bei dem der Wind dann weht, wenn die Preise gerade höher sind. Es kann aber auch umgekehrt sein. Das führt dazu, dass eine Anlage höhere oder geringere Erlöse hat, als eigentlich erwartet wurde. Das ist ein Unsicherheitsfaktor für Investoren, weil sie schlecht abschätzen können, wie die Strompreisprofile in der Zukunft sind.
6. Wie stark steigen die Finanzierungskosten neuer Anlagen? Wir haben hierfür unterschiedliche Szenarien berechnet und gehen davon aus, dass durch diese zusätzlichen Risiken der Anteil an Darlehen bei der Projektfinanzierung reduziert werden muss. Insgesamt wird deswegen die Finanzierung teurer. Die Förderung müsste in unseren Szenarien in der Größenordnung zwischen drei und zwölf Prozent steigen, um die gleiche Verzinsung von Eigenkapital zu erreichen.
7. Wer trägt die Mehrkosten? Wenn die Finanzierungskosten steigen, müssten auch die EEG-Försätze entsprechend steigen. Diese Mehrkosten würde am Ende der Verbraucher tragen.
8. Wie sollte das EEG weiterentwickelt werden? Ich glaube, der Fokus muss zunächst auf der Weiterentwicklung des Strommarktes liegen. Meiner Einschätzung nach ist es sehr viel effizienter, den Kurzzeitmarkt zu verbessern, damit sowohl private Betreiber als auch regulierte Netzbetreiber zu guten Konditionen am Markt verkaufen können und nicht neue Risiken geschaffen werden müssen, um Anreize für eine gute Vermarktung zu erreichen.

Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



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

Marktstabilitätsreserve stärkt den europäischen Emissionshandel

Von Karsten Neuhoﬀ, William Acworth und Anne Schopp

Der europäische Emissionshandel soll Emissionen von Treibhausgasen vermindern und Investitionen in klimafreundliche Technologien unterstützen. Allerdings können mehrere Markthemmnisse dazu führen, dass der Emissionshandel aufgrund der großen Überschüsse an Emissionszertifikaten eine kosteneffiziente Entwicklung der Emissionsminderung nur eingeschränkt unterstützt. Die Europäische Kommission hat daher im Januar 2014 die Einführung einer Marktstabilitätsreserve vorgeschlagen. Die Analyse verschiedener mengen- und preisbasierter Ausgestaltungsoptionen zeigt, dass eine mengenbasierte Marktstabilitätsreserve, insbesondere bei frühzeitiger Einführung und direkter Übertragung von Zertifikaten aus anderen Reserven, die Kosteneffizienz des Emissionshandels verbessert, die Konsistenz und Glaubwürdigkeit der Preissignale für Investoren stärkt und die Robustheit gegenüber Schocks erhöht.

Um die Emission von Treibhausgasen, insbesondere Kohlendioxid, in Europa zu vermindern und zugleich Investitionen in innovative klimafreundliche Technologien zu fördern, wurde 2003 das europäische Emissionshandelsystem (EU ETS) beschlossen. Seit 2005 benötigen Unternehmen für jede Tonne emittiertes Kohlendioxid ein Zertifikat. Die Unternehmen erhalten einen abnehmenden Teil der Zertifikate kostenfrei; den notwendigen Rest müssen sie ersteigern. Die Zertifikate sind zwischen den Unternehmen frei handelbar und können seit 2008 auch auf spätere Handelsperioden übertragen werden. Dies führt sowohl zwischen Unternehmen, Sektoren und Ländern als auch zeitlich zu einer hohen Flexibilität bei der Reduzierung von Emissionen.

Im Laufe der letzten Jahre ist jedoch ein beträchtlicher Überschuss an Zertifikaten entstanden, so dass die Zertifikatspreise, die zeitweise bei 30 Euro lagen und sich während der Wirtschaftskrise zwischen 15 und 20 Euro bewegten, 2012 auf unter fünf Euro fielen. Diese Entwicklung der Zertifikatspreise hat die Glaubwürdigkeit des Emissionshandels beeinträchtigt. Dies wiederum kann dessen Anreize, in klimafreundliche Technologien zu investieren, schwächen. Die Europäische Kommission schlug daher 2014 die Einführung einer Marktstabilitätsreserve (MSR) vor, die schrittweise einen Teil des Zertifikatüberschusses aufnehmen soll. Die Ausgestaltung der MSR wurde im Europäischen Parlament und zwischen EU-Mitgliedsstaaten diskutiert und schließlich Anfang Mai 2015 zwischen Vertretern der Kommission, des Parlaments und der Ratspräsidentschaft vereinbart und wird voraussichtlich in den nächsten Wochen von den Mitgliedsländern und dem Plenum des EU-Parlaments bestätigt.

Vor diesem Hintergrund wurden in einer vom DIW Berlin geleiteten Studie¹ zunächst Kriterien zur Bewertung der Funktionsfähigkeit des Emissionshandels ent-

¹ Neuhoﬀ, K., Acworth, W., Betz, R., Burtraw, D., Cludius, J., Fell, H., Hepburn, C., Holt, C., Jotzo, F., Kollenberg, S., Landis, F., Salant, S., Schopp, A., Shobe, W., Taschini, L., Trotignon, R. (2015): Is a Market Stability Reserve likely to improve

wickelt. Neben der kosteneffizienten Entwicklung der Emissionsminderung umfassen diese auch das Schaffen klarer Perspektiven für Investoren sowie einer ausreichenden Flexibilität, um auf exogene Schocks zu reagieren. Mit numerischen Modellen, die unterschiedliche Markthemmnisse berücksichtigen, und Laborexperimenten wurde schließlich die Funktionsfähigkeit des Emissionshandels analysiert und mögliche Gestaltungsoptionen von mengen- und preisbasierten Marktstabilitätsreserven bewertet.

Emissionshandel muss mehrere intertemporale Anforderungen erfüllen

In erster Linie soll das EU ETS eine kosteneffiziente Entwicklung der Emissionsminderung ermöglichen. Um die klimapolitischen Ziele zu erreichen, wird die insgesamt zulässige Obergrenze der Emissionen jährlich um einen konstanten Betrag reduziert. Die kosteneffiziente Emissionsminderung kann jedoch von diesem vorgegebenen Pfad abweichen. Den Unternehmen wird daher die Möglichkeit gegeben, Zertifikate für die zukünftige Nutzung anzusammeln (Banking). Die Unternehmen können folglich Emissionsminderungen zu einem frühen Zeitpunkt vornehmen und die dann überschüssigen Zertifikate zur Deckung von zukünftigen Emissionen nutzen.

Darüber hinaus soll das EU ETS klare Perspektiven für Investoren schaffen. Märkte für Emissionsrechte sollen nicht nur effiziente operative Entscheidungen ermöglichen (wie etwa hinsichtlich des Betriebs bestehender Kraftwerke), sondern auch Kapital in Richtung innovativer, kohlenstoffarmer Investitionen lenken. Allerdings richten viele Unternehmen ihre Strategie- und Anlageentscheidungen stärker am aktuellen Zertifikatspreis als an ihren Erwartungen über die langfristige Preisentwicklung aus.² Solche Investoren können nur dann effiziente Investitionsentscheidungen treffen, wenn die aktuellen Preise nicht zu stark von den längerfristigen Preiserwartungen abweichen. Anderenfalls besteht das Risiko, dass sich Europa zu sehr an kohlenstoffintensive Technologien bindet (Lock-in-Effekt).

Ferner soll das EU ETS flexibel auf Schocks reagieren können. So können beispielsweise Wirtschaftskrisen oder technologischer Fortschritt zu sehr großen Preisschwankungen und damit auch zu ineffizienten Emissionsreduktionsentscheidungen führen, wenn ein Emissionshandelssystem lediglich die Obergrenze der zulässigen Emissionen für jedes einzelne Jahr festlegt. Bei funktionierender intertemporaler Flexibilität reduziert sich die Preisvolatilität und erhöht sich die Effizienz.

Intertemporale Flexibilität im Emissionshandel unterliegt verschiedenen Hemmnissen

Theoretisch kann ein Emissionshandelssystem auch bei einem vorübergehenden Überschuss an Zertifikaten funktionieren. Hierfür ist es jedoch notwendig, dass die Marktteilnehmer alle überschüssigen Zertifikate für die Verwendung zu späteren Zeitpunkten vorhalten, auch wenn sie nur moderate Preissteigerungen erwarten.³ Aus drei Gründen können sich Marktteilnehmern jedoch anders verhalten.

Zum einen kann ein hoher Überschuss an Zertifikaten zu einem starken Verfall der Preise führen. So halten Stromunternehmen und industrielle Emittenten Zertifikate vor, um sich gegen schwankende Preise abzusichern (Hedging).⁴ Unternehmen können ihre Hedgingstrategie nur eingeschränkt anpassen, wenn sie einen starken Preisanstieg erwarten.⁵ Übersteigt der Zertifikatsüberschuss die Hedgingnachfrage, fällt daher der Zertifikatspreis, bis er attraktiv genug für spekulative Investoren ist. Denn diese kaufen erst dann Zertifikate, wenn sie einen starken Preisanstieg erwarten.⁶ Bei zunächst sehr niedrigen und dann stark steigenden Preisen ergibt sich indes kein volkswirtschaftlich effizienter Reduktionspfad: In den ersten Jahren werden kostengünstige Minderungspotentiale nicht ausgeschöpft, in den späteren Jahren müssen dafür teure Maßnahmen ergriffen werden.

the functioning of the EU ETS? Evidence from a model comparison exercise. Climate Strategies Report.

Der Modellvergleich wurde von der Stiftung Mercator gefördert. Zusätzlich erhielten einzelne Gruppen Unterstützung von Mistra's Indigo Program, Resources for the Future's Center for Energy and Climate Economics, dem US Umweltbundesamt (EPA) und dem deutschen Ministerium für Wirtschaft und Energie (EUREEM Projekt).

² Martin, R., Muûls, M. et al. (2011): Climate Change, Investment and Carbon Markets and Prices – Evidence from Manager Interviews, Carbon Pricing for Low-Carbon Investment Project. Climate Policy Initiative Discussion Papers.

³ Bosetti, V., Carraro, C. et al. (2009): Banking permits: Economic efficiency and distributional effects. *Journal of Policy Modeling*, 31 (3), 382–403; Department of Energy and Climate Change (DECC) (2009): Impact Assessment of EU Climate and Energy package, the revised EU Emissions Trading System Directive and meeting UK non-traded target through UK carbon budgets. Impact Assessment; Ellerman, A. D., Montero, J. P. (2007): The efficiency and robustness of allowance banking in the US Acid Rain Program. *The Energy Journal*, 28 (4), 47–71.

⁴ Neuhoff, K., Schopp, A. et al. (2012): Banking of surplus emissions allowances – does the volume matter? DIW Discussion Papers 1 193.

⁵ Neuhoff, K. et al. (2012), a. a. O.

⁶ Nach Erfahrungen in Rohstoffmärkten liegt die Renditeerwartung bei mindestens zehn bis 15 Prozent pro Jahr; siehe Bessembinder, H. (1992): Systematic risk, hedging pressure, and risk premiums in futures markets. *Review of Financial Studies*, 5 (4), 637–667 und Wang, C. (2001): Investors sentiment and return predictability in agricultural futures markets. *Journal of Futures Markets*, 21 (10), 929–952.

Tabelle

Überblick über die in der Analyse verwendeten Modelle

Institut/Modell	Begrenzte Banking-möglichkeiten	Kurzsichtigkeit	Unvollständige oder komplexe Informationen
DIW Berlin (DIW-Modell)	X		
Grantham Research Institute und Universität Duisburg-Essen (K&T-Modell)		X	
Climate Economics Chair (Zephyr-Modell)			X
Colorado School of Mines und die Universität von Michigan (Fell-Modell)	X		

Quelle: Neuhoff, K. et al. (2015).

© DIW Berlin 2015

Die Modelle berücksichtigen unterschiedliche Markthemmnisse.

Zum anderen können Marktteilnehmer dazu neigen, längerfristigen Entwicklungen weniger Bedeutung beizumessen als kurzfristigen.⁷ Hinzu kommt, dass die regulatorischen Unsicherheiten, zum Beispiel hinsichtlich internationaler Klimavereinbarungen, aber auch technologischer Entwicklungen, im Zeitablauf zunehmen. Unter solchen Bedingungen wird der Preis weniger von einem langfristigen, sondern vielmehr von einem kurzfristigen Angebot-Nachfrage-Verhältnis bestimmt. Das kann dazu führen, dass ein kurzfristiger Überschuss zu einer starken Verminderung der aktuellen Zertifikatspreise führt.

Schließlich müssen Marktteilnehmer bei ihren Entscheidungen auch die Vorgänge im EU ETS und die Verhaltensweisen anderer Marktakteure berücksichtigen. Das kann zum Beispiel dazu führen, dass sich Unternehmen bei ihren Entscheidungen vereinfachend an den aktuellen Emissionen orientieren, statt die Entwicklung zukünftiger Emissionen abzuschätzen.⁸ Labor experimente, bei denen ein vereinfachtes Emissionshandelssystem imitiert wird, verdeutlichen weitere mangelhafte Reaktionen auf Unsicherheit und Komplexität.⁹

Marktstabilitätsreserve mit vielfältigen Ausgestaltungsmöglichkeiten

Die Diskussion um die MSR begann im Januar 2014 mit einem Vorschlag der EU-Kommission. Dieser sieht ab 2021 eine mengenbasierte Reserve vor. Bei Überschrei-

ten eines Schwellenwertes werden überschüssige Zertifikate in die MSR aufgenommen, die andernfalls versteigert würden. So werden zwölf Prozent der Zertifikate in die Reserve eingestellt, wenn der Überschuss an Zertifikaten¹⁰ über 833 Millionen liegt. Fällt der Überschuss unter 400 Millionen Zertifikate, werden 100 Millionen Zertifikate aus der Reserve dem Markt wieder zugeführt.¹¹ Einige europäische Mitgliedsländer haben sich für eine frühzeitigere Umsetzung der MSR im Jahr 2017 eingesetzt und vorgeschlagen, dass 900 Millionen Zertifikate, deren Versteigerung an das Ende der Handelsperiode verschoben wurde (Backloading), direkt in die Reserve eingestellt werden.¹² Als drittes wurde eine preisbasierte MSR diskutiert. Hierbei werden Zertifikate, für die es bei einem Mindestpreis in der Auktion keine Nachfrage gibt, in die Stabilitätsreserve überführt.¹³

Für die Analyse der optimalen Ausgestaltung der MSR wurden vier numerische Modelle herangezogen. (Tabelle). Konkret werden drei Gestaltungsoptionen einer MSR untersucht und mit einem Emissionshandelssystem ohne Marktstabilitätsreserve verglichen. Zur Skalierung des Vergleichs werden zunächst zwei extreme Szenarien modelliert. Im ersten Fall werden keine

¹⁰ Zertifikate in Umlauf (Allowances in Circulation – AiC) ergeben sich aus der Summe der Zertifikate, die seit 2008 ausgestellt wurden, sowie der Zertifikate zur Verwendung internationaler Emissionsminderungsgutschriften (CDM, JI) für Anlagen, abzüglich geprüfter Emissionen seit 2008 bis 31. Dezember des jeweiligen Jahres sowie abzüglich aller Zertifikate, die im Einklang mit Artikel 12 (4) der Richtlinie 2003/87/EG aufgehoben wurden, und der Zahl der Zertifikate in der Reserve (Kommission 2014).

¹¹ Bei einem raschen Preisanstieg wird die MSR ebenfalls vermindert.

¹² Neuhoff, K., Schopp, A. (2013): Europäischer Emissionshandel: durch Backloading Zeit für Strukturreform gewinnen. DIW Wochenbericht Nr. 11/2013, 3–11.

¹³ Für die Modellrechnungen wird vereinfachend eine Preisuntergrenze statt eines Auktionsmindestpreises angesetzt. Diese liegt im Jahr 2021 bei zehn Euro pro Tonne Kohlendioxid und steigt danach um fünf Prozent real pro Jahr. Ein Kriterium für eine relative Preisobergrenze, bei der Zertifikate in den Markt zurückgegeben werden, wurde im Einklang mit den in Artikel 29a der EU ETS-Richtlinie genannten Maßnahmen festgesetzt.

⁷ Taschini, L., Kollenberg, S. et al. (2014): System responsiveness and the European Union Emissions Trading Scheme. Centre for Climate Change Economic and Policy and Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Discussion Paper.

⁸ Trotignon, R., Jouvet, P.A. et al. (2015): European Carbon Market: Lessons on the Impact of a „Market Stability Reserve“ using the Zephyr Model. Unveröffentlichtes Arbeitspapier.

⁹ Holt, C., Shobe, W. (2015): Price and Quantity-Based „Collars“ for Stabilizing Emissions Allowance Prices: An Experimental Analysis. Unveröffentlichtes Arbeitspapier.

Markthemmnisse angenommen, wobei die effiziente Vorhaltung von Zertifikaten (Banking) zu einer jährlich Preissteigerung der Zertifikate von drei Prozent (real) führt. Im zweiten Fall halten Marktteilnehmer keine Zertifikate für eine spätere Nutzung vor (kein Banking), so dass die Preise nur vom aktuellen Angebot-Nachfrage-Verhältnis bestimmt werden (Abbildung 1).

Die Marktstabilitätsreserve verbessert Kosteneffizienz der Emissionsminderung

Alle Modelle zeigen, dass das EU ETS (Szenario ohne MSR) aufgrund von Marktunvollkommenheiten nicht zu einer kosteneffizienten Entwicklung der Emissionsminderungen führt (Abbildung 2).¹⁴ Die Kosteneffizienz wird anhand des Barwertes der Vermeidungskosten gemessen, die für das Erreichen der vorgegebenen Emissionsziele notwendig sind.¹⁵ Die von der Europäischen Kommission vorgeschlagene MSR verbessert die Ergebnisse deutlich und bringt das System einem effizienten Reduktionsweg näher (Szenario EC MSR). Nach den Ergebnissen des DIW-Modells wird eine weitere Verbesserung erreicht, wenn die MSR früher beginnt (Szenario MSR mit frühem Beginn). Eine relativ niedrige Preisuntergrenze von zehn Euro im Jahr 2021 zeigt hingegen nur eine geringere Verbesserung im Vergleich zu den mengenbasierten Anpassungsmechanismen.

Die Marktstabilitätsreserve stärkt Glaubwürdigkeit und Konsistenz der Zertifikatspreise

Inwieweit ein Emissionshandelssystem geeignet ist, klare Perspektiven für Investitionen zu schaffen, hängt von der Glaubwürdigkeit der Preise und deren Konsistenz ab. Die aktuellen Preise stellen ein glaubwürdiges Signal für die langfristige Knappheit dar, wenn sie nicht allzu stark von den längerfristigen Preiserwartungen abweichen. Die Konsistenz der Preise ergibt sich aus dem Vergleich des von den Marktteilnehmern erwarteten Preises mit dem später realisierten Preis.¹⁶

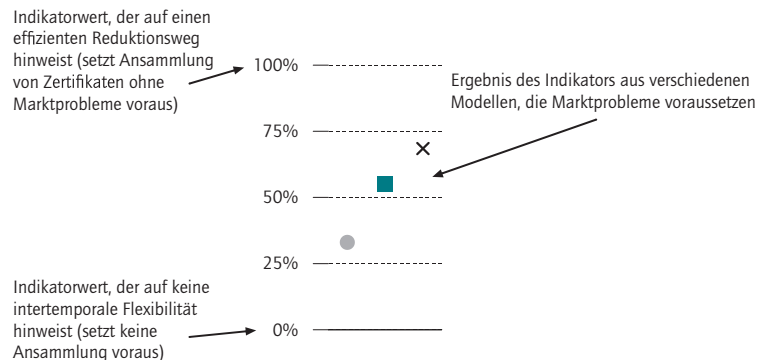
¹⁴ Andor, Frondel und Sommer schlagen vor, nur 900 Millionen Zertifikate aus dem Backloading zu annullieren und die verbleibenden Überschüsse im Markt zu belassen. Das würde mittelfristig kaum die Markthemmnisse reduzieren und damit nicht die Verbesserung der verschiedenen Indikatoren wie durch eine MSR erreichen (Reform des EU-Emissionshandels, aber richtig! Alternativen zur Marktstabilitätsreserve RWI Position #64, 23. April 2015).

¹⁵ Um Verzerrungen durch das Ende des modellierten Zeitraums zu vermeiden, werden überschüssige Zertifikate, die sich sowohl im Umlauf als auch in der Reserve befinden können, berücksichtigt und mit dem Durchschnitt des diskontierten Preises für Zertifikate zwischen 2030 und 2050 bewertet.

¹⁶ Für eine genauere Definition siehe Schopp, A., Acworth, W., Huppmann, D., Neuhoff, K. (2015): Modelling a market stability reserve in carbon markets. DIW Discussion Papers 1483.

Abbildung 1

Skalierung der Vergleichsindikatoren für die MSR



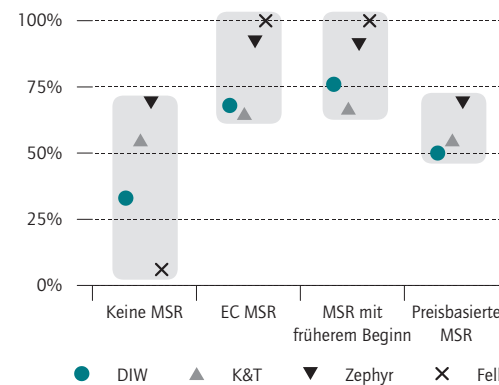
Quelle: Neuhoff, K. et al. (2015).

© DIW Berlin 2015

Die Indikatoren werden auf Werte zwischen 0 und 100 Prozent normiert.

Abbildung 2

Effizienzindikator



Der Indikator ist normiert auf Werte zwischen 0 und 100 Prozent (vgl. Abbildung 1).

Quelle: Neuhoff, K. et al. (2015).

© DIW Berlin 2015

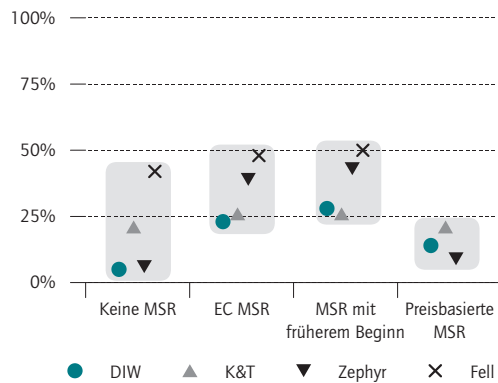
Die Marktstabilitätsreserve mit früherem Beginn erreicht höchste Effizienz.

Wenn die Preise nicht ausreichend glaubwürdig und konsistent sind, werden Investoren verunsichert und verzögern Investitionsentscheidungen. Zugleich verliert der Zertifikatspreis an Gewicht in Investitionsentscheidungen, so dass CO₂-intensivere Technologien gewählt werden.

Werden Marktprobleme berücksichtigt, schneidet das EU ETS ohne MSR nach dem Preisglaubwürdigkeitskriterium schwach ab (Abbildung 3). Dies zeigt sich in

Abbildung 3

Preisglaubwürdigkeitsindikator



Eine durchschnittliche Steigerung des Preises um drei Prozent pro Jahr würde dem Wert 100 entsprechen, und eine Steigerung um elf Prozent dem Wert null.

Quelle: Neuhoﬀ, K. et al. (2015).

© DIW Berlin 2015

Die Glaubwürdigkeit des Zertifikatepreises kann durch eine Marktstabilitätsreserve erhöht werden.

einem starken Anstieg der Preise in späteren Phasen der Erreichung der Emissionsziele. Die von der Europäischen Kommission vorgeschlagene MSR korrigiert diese Probleme des Marktes teilweise und sorgt für einen flacheren Preispfad bis 2050. Der Vorschlag der Europäischen Kommission sieht jedoch vor, dass Zertifikate, die derzeit vorübergehend durch Backloading zurückgehalten werden, vor 2021 dem Markt wieder zugeführt werden. Dies trägt zu Preisschwankungen bei, die bei einem früheren Beginn und einer Übertragung der Zertifikate aus dem Backloading vermieden werden können.

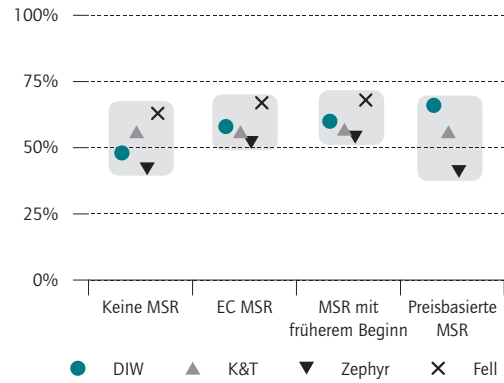
In den Modellsimulationen zeigt sich ein gewisses Maß an Inkonsistenz zwischen den künftigen Preisen und jenen Preisen, die von den Marktteilnehmern basierend auf Terminverträgen oder Fortschreibung von Spotpreisen erwartet werden (Abbildung 4). Eine MSR kann die Preiskonsistenz in den Simulationsmodellen leicht verbessern, wobei die MSR mit früherem Beginn das beste Ergebnis erzielt.

Die Marktstabilitätsreserve stärkt die Robustheit des EU-Emissionshandelssystems

Das EU ETS muss robust gegenüber exogenen Schocks sein. Die Robustheit wird daran gemessen, wie stark sich der Barwert der Vermeidungskosten in Folge eines Schocks verändert. Für die Analyse wird eine unerwartete Reduzierung der Emissionen um 20 Prozent infol-

Abbildung 4

Konsistenzindikator



Im Zephyr-Modell wurde der Konsistenzindikator aus der erwarteten im Vergleich zur realisierten Emissionsreduktion berechnet.

Quelle: Neuhoﬀ, K. et al. (2015).

© DIW Berlin 2015

Der Konsistenzindikator wird durch eine frühe Marktstabilitätsreserve leicht verbessert.

ge eines exogenen Schocks im Zeitraum 2030 bis 2034 angenommen. Das Banking von Zertifikaten über Jahre und Handelsperioden hinweg bietet zeitliche Flexibilität, um hierauf reagieren zu können. Die Simulationen zeigen jedoch deutliche Auswirkungen von Markthemmnissen: Sowohl eine begrenzte Fähigkeit, Zertifikate zu geringen Abzinsungssätzen vorzuhalten (Banking), als auch eine Kurzsichtigkeit der Marktteilnehmer schränken die Fähigkeit des Marktes ein, Schocks über mehrere Jahre hinweg abzufedern (Abbildung 5).

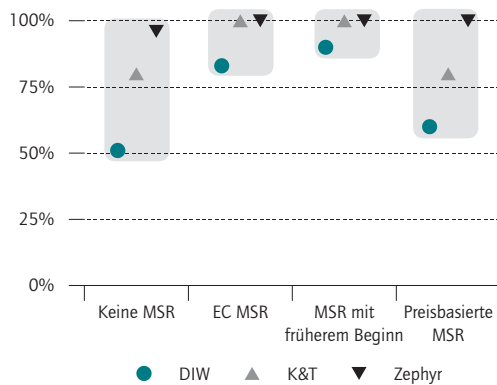
Die Einführung einer mengenbasierten MSR verbessert die Robustheit des EU ETS in allen Modellansätzen. Der Vorschlag zu einer MSR mit früherem Beginn zeigt im DIW-Modell noch etwas bessere Ergebnisse. Hingegen bewirkt eine preisbasierte MSR mit einer Preisuntergrenze von zunächst zehn Euro nur eine geringe Verbesserung der Robustheit.

Wirkung der preisbasierten Marktstabilitätsreserve hängt stark vom Mindestpreis ab

Ein Mindestpreis von zunächst zehn Euro wäre nach den Modellrechnungen nur in den frühen Jahren wirksam und würde nur zu geringen Verbesserungen des EU ETS führen. Im DIW-Modell wurde daher ein Mindestpreis von 20 Euro im Jahr 2021 unterstellt, der jährlich real um fünf Prozent steigt. In diesem Fall zeigt die preisbasierte

Abbildung 5

Robustheitsindikator



Der Indikator misst die Veränderung des Barwerts der Vermeidungskosten infolge eines Schocks. Die im Jahr 2050 in der Reserve enthaltenen Zertifikate werden berücksichtigt. Als stochastischer Ansatz enthält das Modell von Fell keinen einmaligen Schock und ist deswegen nicht berücksichtigt.

Quelle: Neuhoff, K. et al. (2015).

© DIW Berlin 2015

Eine Marktstabilitätsreserve verbessert die Robustheit des EU-Emissionshandelssystems gegenüber exogenen Schocks.

MSR bei allen Indikatoren gute Ergebnisse (Abbildung 6). Es ist allerdings schwierig, einen angemessenen Mindestpreis analytisch zu ermitteln und politisch umzusetzen.

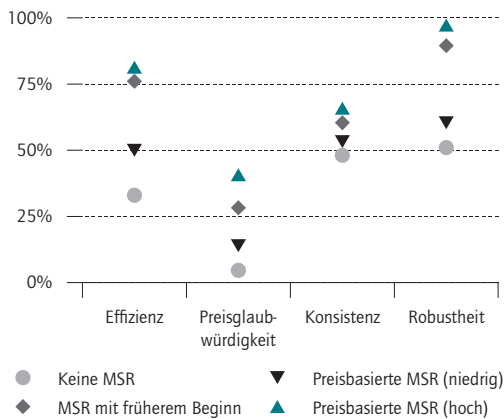
Anpassung der Schwellenwerte in einer mengenbasierten Marktstabilitätsreserve wichtig

Wie die Erfahrungen mit dem EU ETS zeigen, bewahren Stromerzeuger und einige Industriebetriebe Zertifikate oder Terminkontrakte für Zertifikate, um ihre Produktionskosten abzusichern. Dadurch entsteht eine zusätzliche Nachfrage nach Zertifikaten. Verschiedenen Studien zufolge sind für den Stromsektor im Jahr 2020 0,4 bis 1,4 Milliarden Zertifikate für Emissionen erforderlich, die mit Terminkontrakten für Strom (bis zu vier Jahre im Voraus) verknüpft sind.¹⁷ Sehr kohlenstoffintensive Rohstoffproduzenten (zum Beispiel Stahlproduzenten) verkaufen Produkte auf dem Weltmarkt und müssen die Produktionskosten daher auch gegenüber der europäischen Kohlepreisentwicklung absichern. Da die kohlenstoff- und handelsintensiven Sektoren jedoch

¹⁷ Für weitere Informationen siehe European Commission (2014): Impact assessment accompanying the document concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC; Point Carbon (2014): The MSR: Ceiling and floor triggers: CEPS Task force: EU ETS Market Stability Reserve. 14. Mai. 2014, Brüssel; Pöyry, J. (2013): Assessment of the allowance supply adjustment mechanism. Working Paper.

Abbildung 6

Bewertung einer Marktstabilitätsreserve mit höherem Mindestpreis im Vergleich zu anderen MSR im DIW-Modell



Quelle: Neuhoff, K. et al. (2015).

© DIW Berlin 2015

Ein hoher Mindestpreis von 20 Euro mit einer Steigerung um fünf Prozent pro Jahr wäre nach allen Indikatoren vorteilhaft.

für einen Großteil ihrer Emissionen kostenlose Zuteilungen erhalten und zusätzlich auch selten langfristig die Produktpreise festsetzen, ist es für sie nicht erforderlich, entsprechend viele Zertifikate vorzuhalten.

Der Hedgingbedarf der Strombranche wird sich mit dem Gesamtstrombedarf, der Kohlenstoffintensität der Stromerzeugung und dem Ausmaß an Terminkontrakten entwickeln. Daher ist es eventuell erforderlich, die Schwellenwerte zu denen Zertifikate in die MSR aufgenommen und zurückgegeben werden in Abhängigkeit von diesen drei Faktoren zu aktualisieren. Die Stromproduktion und die Kohlenstoffintensität sind leicht nachprüfbar. Gemäß der Verordnung der Europäischen Union über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) müssen alle Marktteilnehmer ab dem Jahr 2015 die Vertragsvolumen im Stromhandel (an der Börse und außerhalb der Börse) melden, sodass auch das Volumen der Terminkontrakte nachprüfbar ist. Die Modellergebnisse zeigen, dass solche Anpassungen erst nach dem Jahr 2020 erforderlich sein werden, da bis dahin noch sehr hohe Überschüsse an Zertifikaten bestehen.

Fazit

Das europäische Emissionshandelssystem soll wirksam und kosteneffizient zur Verminderung der Emission von Treibhausgasen beitragen. Simulationsmodelle, die Marktunvollkommenheiten und unterschiedliche

Verhaltensmuster von Marktteilnehmern berücksichtigen, kommen jedoch zu dem Ergebnis, dass sich bei großem Überschuss an Zertifikaten deutliche Abweichungen vom effizienten Minderungspfad ergeben. Zugleich leiden Investitionsentscheidungen unter mangelnder Glaubwürdigkeit und Konsistenz der Preise. Bei exogenen Schocks wie schweren Wirtschaftskrisen ist das Emissionshandelssystem nur eingeschränkt robust.

Hierfür hat die Europäische Kommission eine mengenbasierte Marktstabilitätsreserve (MSR) ab 2021 vorgeschlagen. Die Modellrechnungen zeigen, dass mit einer solchen MSR die Effizienz des EU ETS verbessert werden kann. Sie kann neben der Attraktivität von Investitionen zur Dekarbonisierung auch die Robustheit gegenüber zukünftigen Schocks erhöhen. Wenn die MSR früher eingeführt wird und die Zertifikate aus dem Backloading direkt in die Reserve fließen, verbessert sich die Funktionsweise des Emissionshandelssystems.

Die Wirksamkeit der MSR hängt von den vorgegebenen Schwellenwerten ab. Diese Parameter sollten nach dem Jahr 2020 überprüft und gegebenenfalls aktualisiert werden. Diese Aktualisierung kann als unpolitische, technische Anpassung umgesetzt werden, indem

auf empirische Daten zu Stromnachfrage, Kohlendioxidintensität der Stromnachfrage und Volumen von Terminverträgen zurückgegriffen wird. So kann die Unsicherheit über regulatorische Entscheidungen minimiert werden.

In der Einigung zwischen Europäischer Kommission, Vertretern des Europäischen Parlamentes und der Ratspräsidentschaft ist die Einführung der MSR im Jahr 2018 vorgesehen. Alle Zertifikate, deren Versteigerung verschoben wurde (Backloading-Mengen), und nicht benötigte Zertifikate für freie Zuteilung sollen direkt in die MSR überführt werden. In der dritten Handelsperiode bis 2020 nicht benötigte Zertifikate für die freie Zuteilung werden ebenfalls in die Reserve überführt. Es bleibt allerdings offen, ob diese nach 2020 im Rahmen von Leakage-Schutzmaßnahmen an die Industrie und damit in den Markt gegeben werden können. Somit ist Anfang der 2020er Jahren mit einem Rückgang des Überschusses und der daraus resultierenden Markthemmnisse zu rechnen, was eine gestärkte Funktionsfähigkeit des Emissionshandels erwarten lässt. Bis dahin wird sich der Zertifikatspreis voraussichtlich schrittweise dem längerfristigen Pfad nähern.

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

William Acworth ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | wacworth@diw.de

Anne Schopp war Wissenschaftliche Mitarbeiterin in der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | aschopp@diw.de

MARKET STABILITY RESERVE STRENGTHENS EUROPEAN EMISSIONS TRADING

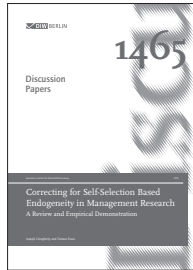
Abstract: The European Emissions Trading Mechanism aims to reduce greenhouse gas emissions and to support investment and innovation in climate-friendly technologies. However, if a large surplus has accumulated, several market barriers limit the capacity of an emission trading mechanism to deliver a cost efficient abatement pathway. The European Commission therefore proposed the implementation of a market stability

reserve in January 2014. The analysis of different volume- and price-based configurations of such a reserve shows that a quantity-based approach, especially if implementation early with direct transfer of allowances from other reserves, improves the cost efficiency of emissions trading, strengthens the consistency and credibility of price signals for investors, and increases the resilience to shocks.

JEL: D84, G18, Q48

Keywords: Market stability reserve, efficient abatement pathway, EU ETS.

Discussion Papers Nr. 1465
2015 | Joseph Clougherty and Tomaso Duso



Correcting for Self-Selection Based Endogeneity in Management Research: A Review and Empirical Demonstration

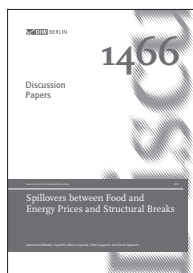
Foundational to the discipline of management is the idea that organizational decisions are a function of expected outcomes; hence, the customary empirical approach to employ multi-variate techniques that regress performance outcome variables on discrete measures of organizational choices (e.g., investments, trainings, strategies and other managerial decision variables) potentially suffer from self-selection based endogeneity bias. Selection effects represent an internal validity threat as they can lead to biased parameters that render erroneous empirical results and incorrect conclusions with regard to the veracity of theoretical assertions.

Our review of the empirical literature suggests that the issue of selection-effects has received increasing attention in management; yet, the techniques to correct for selection-effects have not always been employed in the proper manner, thus estimations often suffer from design shortcomings that potentially render flawed empirical findings. We explain the nature of self-selection based endogeneity bias and review the techniques available to researchers in management to correct for selection-effects when organizational decisions are discrete in nature. Employing data on M&A investment decisions and rival-firm value reactions, we provide empirical examples that demonstrate the tradeoffs involved with the alternative techniques.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 1466
2015 | Alanoud Al-Maadid, Guglielma Maria Caporale, Fabio Spagnolo and Nicola Spagnolo



Spillovers between Food and Energy Prices and Structural Breaks

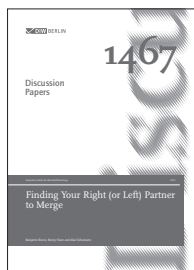
This paper estimates a bivariate VAR-GARCH(1,1) model to examine linkages between food and energy prices. The adopted framework is suitable to analyse both mean and volatility spillovers, and also allows for possible parameter shifts resulting from four recent events, namely: 1) the 2006 food crisis, 2) the Brent oil bubble, 3) the introduction of the Renewable Fuel Standard (RFS) policy, and 4) the 2008 global financial crisis. The empirical findings suggest that there are significant linkages between food and both oil and ethanol prices. Further, the four events considered had mixed effects, the 2006 food crisis and 2008 financial crisis leading to the most significant shifts in the (volatility) spillovers between the price series considered.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 1467

2015 | Benjamin Bruns, Ronny Freier and Abel Schumann



Finding Your Right (or Left) Partner to Merge

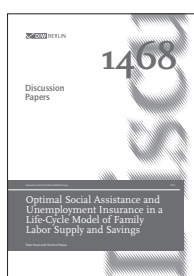
We study political determinants of municipality amalgamations during a boundary reform in the German state of Brandenburg, which reduced the number of municipalities from 1,489 to 421. The analysis is conducted using data on the political decision makers as well as fiscal and socio-economic variables for the municipalities. We ask whether party representation in the town council influences the merger decision. To identify the effect, we follow a dual approach and make use of different stages in the reform process. First, municipalities were initially free to choose partners. In a later phase of the reform the state legislature forced municipalities to amalgamate. We can, thus, compare voluntary to forced units. Second, we simulate potential mergers from the map of municipalities and compare voluntary mergers to those simulated units. Both approaches show that political representation matters significantly during the voluntary stage of the merger reform.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 1468

2015 | Peter Haan and Victoria Prowse



Optimal Social Assistance and Unemployment Insurance in a Life-Cycle Model of Family Labor Supply and Savings

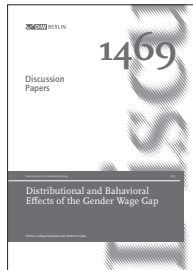
We analyze empirically the optimal design of social insurance and assistance programs when families obtain insurance by making labor supply choices for both spouses. For this purpose, we specify a structural life-cycle model of the labor supply and savings decisions of singles and married couples. Partial insurance against wage and employment shocks is provided by social programs, savings and the labor supplies of all adult household members. The optimal policy mix focuses mainly on Social Assistance, which provides a permanent universal household income floor, with a minor role for temporary earnings-related Unemployment Insurance.

Reflecting that married couples obtain intra-household insurance by making labor supply choices for both spouses, the optimal generosity of Social Assistance decreases in the proportion of married individuals in the population. The link between optimal program design and the family context is strongest in low-educated populations.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 1469
2015 | Patricia Gallego-Granados and Johannes Geyer



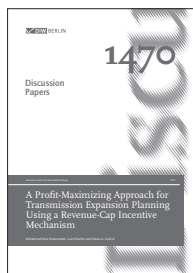
Distributional and Behavioral Effects of the Gender Wage Gap

The gender wage gap is a persistent labor market phenomenon. Most research focuses on the determinants of these wage differences. We contribute to this literature by exploring a different research question: if wages of women are systematically lower than male wages, what are the distributional consequences (disposable income) and what are the labor market effects (labor supply) of the wage gap? We demonstrate how the gender gap in gross hourly wages shows up in the distribution of disposable income of households. This requires taking into account the distribution of working hours as well as the tax-benefit system and other sources of household income. We present a methodological framework for deriving the gender wage gap in terms of disposable income which combines quantile decomposition, simulation techniques and structural labor supply estimation. This allows us to examine the implications of the gender wage gap for income inequality and working incentives. We illustrate our approach with an application to German data.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 1470
2015 | Mohammad Reza Hesamzadeh, Juan Rosellón and Steven A. Gabriel



A Profit-Maximizing Approach for Transmission Expansion Planning Using a Revenue-Cap Incentive Mechanism

This paper proposes an incentive mechanism for transmission expansion planning. The mechanism is a bilevel program. The upper level is a profit-maximizing transmission company (Transco) which expands its transmission system while endogenously predicts and influences the generation investment. The lower level is the optimal generation dispatch and investment. The Transco funds its transmission investment costs by collecting merchandising surplus and charging a fixed fee to consumers. The Transco is subject to a revenue cap set by the regulator.

This mechanism is formulated as a mixed-integer, quadratically-constrained program (MIQCP) and applied to modified Garver and IEEE 24-node systems. The results of proposed approach have been compared with the welfare-maximum benchmark and cases of Transco with cost-plus regulation and no regulation. In all tested cases, the proposed approach results in welfare-maximum outcomes while the other regulatory approaches fail to produce welfare-maximum outcomes. The profit-maximizing approach has also been successful in cases where transmission investment is driven by demand growth and reactive Transco.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere





Prof. Dr. Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin.
Der Beitrag gibt die Meinung der Autorin wieder.

Riskante Bohrungen in der Arktis

Es klingt verrückt. In Zeiten niedriger Ölpreise und einer Überversorgung mit Öl erregen die USA und der Ölkonzern Shell mit der Ankündigung Aufsehen, in der Arktis nach Öl zu bohren. Warum investiert ein Ölkonzern derart viel Geld, um unter schwierigen, anspruchsvollen und risikoreichen Bedingungen nach Öl zu bohren? Dank Klimawandel – welch Ironie – wird es zwar leichter, in eisfreien Monaten in der Arktis nach Öl zu bohren. Dennoch zeigen die Erfahrungen, dass es hoch riskant und vor allem teuer ist, in diesen Regionen nach Öl zu bohren. Zudem ist der Ölmarkt derzeit überversorgt und der Ölpreis niedrig.

Die Antwort nach dem Warum lautet: weil die Ölkonzerne nicht anders können. Weil das Öl benötigt wird. Weil wir es so wollen. Das klingt paradox, ist es irgendwie auch. Gerade Konzerne wie Shell müssen nach immer neuen Ölförderstätten Ausschau halten, in denen nicht die Staaten und ihre Konzerne – wie beispielsweise in Russland, Saudi Arabien oder Venezuela – über die Ölförderungen wachen. Leicht erschließbare Felder gehen mehr und mehr zur Neige und/oder werden staatlich kontrolliert. Für rein privatwirtschaftliche Öl-Unternehmen wird es daher immer schwieriger, zukunftsfähige große Ölfelder zu erschließen. Unkonventionelle Ölquellen werden benötigt, um die zur Neige gehenden konventionellen Ölfelder zu kompensieren.

Bohrungen in der Tiefsee werden somit genauso zunehmen wie alle anderen hoch riskanten Bohrungen. Der Wettlauf um die knapper werdenden Ressourcen hat begonnen. Noch immer ist die weltweite Nachfrage nach Öl hoch, die spärlichen Bemühungen, den Ölverbrauch zu drosseln, sind lediglich in einigen OECD-Ländern überhaupt messbar. In den USA, aber vor allem in Asien, ist der Energiehunger nach wie vor hoch. Nachfragesteigerungen in diesen

Ländern überkompensieren Nachfragesenkungen einiger weniger OECD-Staaten. Öl ist noch immer das „Blut der Volkswirtschaft“, der Treibstoff, ohne den nichts funktioniert. Es werden Jahrzehnte benötigt, um den Ölverbrauch absolut gesehen deutlich zu senken. Neben massiven Energieeinsparungen wären vor allem alternative Technologien im Mobilitäts- und Industriesektor gefragt. Wir reden ebenso seit Jahrzehnten davon, allerdings ohne messbare Erfolge. Von einer Wirtschaft ohne Erdöl ist man weit entfernt. Aus diesem Grund werden die Konzerne jegliche erdenkliche Möglichkeit nutzen, nach Öl zu bohren, auch wenn aufgrund der heute niedrigen Ölpreise derartige Vorhaben unwirtschaftlich sind. Steigende Ölpreise sind nur eine Frage der Zeit. Bei verbesserter wirtschaftlicher Konjunktur und zunehmender Nachfrage nach Erdöl ist damit zu rechnen, dass der Ölpreis wieder steigen wird. Zudem ist kaum zu erwarten, dass die USA mittels Fracking zukünftig weiterhin derartig hohe Fördermengen produzieren werden.

Für die Arktis bedeutet diese Entwicklung allerdings nichts Gutes. Die ansässigen Wale und Robben werden sich kaum über den Besuch der Ölförderer freuen. Ganz zu schweigen von den enormen Risiken für die Umwelt. Die Gefahr von gigantischen Umweltschäden ist sehr hoch, da in sehr unwegsamen und schwer erschließbaren Gegenden nach Öl gebohrt wird. Die USA feiern sich derzeit als Klimaschützer, da sie statt Kohle mehr Gas verfeuern. Den Energieverbrauch haben sie kaum merklich gesenkt, auch ist eine wirkliche Energiewende in weiter Ferne. Ein Konkurrent von Shell, BP, nannte sich eine Zeit lang mal „beyond petroleum“ – diesen Namen haben sie wieder abgelegt, genauso wie die Investitionen in die Energiewende. Diese „gefühlte“ Energiewende ist keine reale. Es ist somit wirklich eine verrückte Welt.