

Chancen der Energiewende

BERICHT von Claudia Kemfert und Thure Traber

Atom-Moratorium: Keine Stromausfälle zu befürchten 3

INTERVIEW mit Claudia Kemfert

»Die Lichter gehen nicht aus« 7

BERICHT von Jürgen Blazejczak, Frauke G. Braun, Dietmar Edler und Wolf-Peter Schill

Ökonomische Chancen und Struktureffekte einer nachhaltigen Energieversorgung 8

BERICHT von Karsten Neuhoff

Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien:
Das Netz muss besser genutzt werden 16

AM AKTUELLEN RAND Kommentar von Gert G. Wagner

Atomausstieg:
Deutschland kann ein Vorbild werden 24



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e. V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
78. Jahrgang
19. Mai 2011

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tilman Brück
Prof. Dr. Christian Dreger
PD Dr. Joachim R. Frick
Prof. Dr. Martin Gornig
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. Gert G. Wagner
Prof. Georg Weizsäcker, Ph. D.

Chefredaktion

Dr. Kurt Geppert
Carel Mohn

Redaktion

Renate Bogdanovic
Sabine Fiedler
PD Dr. Elke Holst

Lektorat

Prof. Dr. Anne Neumann
Dr. Jochen Diekmann
Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Textdokumentation

Lana Stille

Pressestelle

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

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 7477649
Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01805 - 19 88 88, 14 Cent/min.

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

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

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.



Jede Woche liefert der Wochenbericht einen unabhängigen Blick auf die Wirtschaftsentwicklung in Deutschland und der Welt. Der Wochenbericht richtet sich an Führungskräfte in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft – mit Informationen und Analysen aus erster Hand.

Wenn Sie sich für ein Abonnement interessieren, können Sie zwischen den folgenden Optionen wählen:

Jahresabo zum Vorzugspreis: Der Wochenbericht zum Preis von 179,90 Euro im Jahr (inkl. MwSt. und Versand), gegenüber dem Einzelpreis von 7 Euro sparen Sie damit mehr als 40 Prozent.

Studenten-Abo: Studenten können den Wochenbericht bereits zum Preis von 49,90 Euro im Jahr abonnieren.

Probe-Abo: Sie möchten den Wochenbericht erst kennenlernen? Dann testen Sie sechs Hefte für nur 14,90 Euro.

Bestellungen richten Sie bitte an den

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74, 77649 Offenburg
Tel. (01805) 9 88 88, 14 Cent/min.
leserservice@diw.de

Weitere Fragen?

DIW Kundenservice:
Telefon (030) 89789-245
kundenservice@diw.de

Abbestellungen von Abonnements
spätestens sechs Wochen vor Jahresende

RÜCKBLENDE: IM WOCHENBERICHT VOR 50 JAHREN

Die internationale und die westdeutsche Konjunktur Mitte Mai 1961

Mit der sich anbahnenden wirtschaftlichen Wiederbelebung in den Vereinigten Staaten von Amerika ist die Gefahr eines länger andauernden Konjunkturrückgangs zunächst einmal gebannt, bevor noch die amerikanische „recession“ auf die übrigen Länder der westlichen Weltwirtschaft überzugreifen vermochte. Als weltwirtschaftliches Zentralproblem rückt jetzt wieder das Ungleichgewicht in den internationalen Wirtschaftsbeziehungen in den Brennpunkt der Diskussion. Die Lösung dieses Problems ist trotz verbesserten Konjunkturklimas in der westlichen Welt kaum weniger dringend als zuvor.

Da die D-Mark- und Guldenaufwertung, die für eine Beseitigung der Zahlungsbilanzungleichgewichte nicht ausreicht, die internationale Währungsspekulation belebte, statt beruhigte, stehen vorab Maßnahmen zur Stützung der von der Spekulation benachteiligten Währungen im Vordergrund der allgemeinen Erörterung. Zwar sind durch derartige Maßnahmen die fundamentalen Außenwirtschaftsungleichgewichte nicht zu beheben, doch würden sie die Vorbedingung für die Bereinigung der unausgeglichene internationalen Wirtschaftsbeziehungen ohne starke Beeinträchtigung des weltwirtschaftlichen Wachstums schaffen. Die Volkswirtschaften mit Zahlungsbilanzdefiziten gewinnen dadurch Spielraum für eine Produktivitätsfortschritte begünstigende und dadurch ihre Exportkraft stärkende wirtschaftliche Expansion und brauchten nicht zu Restriktionsmaßnahmen Zuflucht zu nehmen. Der Vorwurf ist damit unberechtigt, daß derartige Maßnahmen dem eigentlichen Problem aus dem Wege gehen und auf eine Einschränkung, wenn nicht gar eine Rücknahme der mühsam errungenen freien Währungskonvertibilität hinauslaufen, deren letzte Konsequenzen man zu ziehen scheut. Freie Währungskonvertibilität ist nicht mit einer laissez-faire-Weltwirtschaft gleichzusetzen. Auch die freie Währungskonvertibilität bedarf einer besonnenen währungspolitischen Unterstützung, wenn unerwünschte weltwirtschaftliche Entwicklungen vermieden werden sollen.

aus dem Wochenbericht Nr. 20 1961 vom 19. Mai 1961 (S.83)

Atom-Moratorium: Keine Stromausfälle zu befürchten

von Claudia Kemfert und Thure Traber

Die Bundesregierung hat mit dem Atom-Moratorium beschlossen, dass sieben Atomkraftwerke für drei Monate abgeschaltet werden. Berechnungen des DIW Berlin zeigen, dass trotz der Abschaltung der Atomkraftwerke noch immer ausreichend Strom produziert wird und sich die Strompreise nur geringfügig erhöhen. Die Versorgungssicherheit ist durch das Moratorium nicht bedroht. Allerdings ist mit einer deutlichen Erhöhung der Emission von Treibhausgasen zu rechnen, denn Kohle- und Gaskraftwerke werden einen Großteil des Rückganges der Atomstromproduktion ausgleichen. Eine sofortige vollständige Abschaltung aller Atomkraftwerke wäre nicht möglich, da die verbleibende Anlagenkapazität für die sichere Deckung der Nachfrage zu Spitzenlastzeiten nicht ausreichen würde.

Die Bundesregierung hat nach der Katastrophe in Japan im März 2011 ein Moratorium verhängt, um über die künftige Rolle der Atomenergie in Deutschland zu beraten. Im Rahmen des Moratoriums sind sieben Atomkraftwerke (AKW) vom Netz genommen worden, ein weiteres Kraftwerk (Krümmel) bleibt aus Sicherheitsgründen abgeschaltet. Das auf drei Monate befristete Moratorium soll eine Neubewertung und Änderung der Rahmenbedingungen der Energieversorgung einleiten. Erst wenn die von ihr eingesetzte Ethikkommission ihre Ergebnisse vorgelegt hat, will die Bundesregierung entscheiden, ob die AKW wieder ans Netz gehen und welche das sein werden. Alleine die verschärften Sicherheitsvorschriften könnten den Betrieb durch kostspielige Nachrüstungserfordernisse für die Betreiber unwirtschaftlich machen. Darüber hinaus wird auch eine vorgezogene Abschaltung der am Netz gebliebenen AKW diskutiert.

Szenarien für den deutschen Strommarkt

Die Stilllegung von AKW hat Auswirkungen auf den Einsatz fossiler Kraftwerke und auf die damit verbundene Emission des Treibhausgases CO₂ sowie auf die Strompreisentwicklung. Das am DIW Berlin entwickelte Strommarktmodell ESYMMETRY¹ ermöglicht eine Berechnung der zu erwartenden Effekte. Dabei werden aktuelle Daten zu den Kraftwerkspark, Brennstoff- und Emissionspreisen, der Nachfrage nach Strom sowie der zu erwartenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien genutzt.

Die hier betrachteten Szenarien für den Strommarkt unterscheiden sich lediglich im Hinblick auf die Nutzung von Atomkraft zur Stromerzeugung. Im Szenario „Bestand“ werden die Kraftwerke zu Grunde gelegt, die Ende des Jahres 2010 in Betrieb waren (Tabelle 1). Darunter sind insgesamt 15 AKW-Blöcke mit einer in-

¹ Traber, T., Kemfert, C. (2011): Gone with the Wind? - Electricity Prices and Incentives to Invest into Thermal Power Plants under Increasing Wind Energy Supply. Energy Economics, Vol. 33 (2).

Tabelle 1

Kraftwerkskapazität und gesicherte Leistung nach unterschiedlichen Atomenergieszzenarien im Jahr 2011
Gigawatt elektrische Leistung (netto)

	EnBW	Eon	RWE	Vattenfall	Rest	Summe	Gesicherte Leistung
Ohne Atomkraftwerke							
Wind	0	0,00	0,00	0,00	27,70	27,70	2,08
Solar	0	0,00	0,00	0,00	17,30	17,30	0,00
Pumpspeicher	1,01	1,02	1,02	2,89	0,46	6,40	5,76
Laufwasser	0,43	1,51	0,64	0,00	0,89	3,47	1,39
Braunkohle	0,87	0,87	9,46	7,45	0,53	19,18	17,65
Steinkohle	3,17	8,48	4,78	1,19	7,46	25,09	21,57
Gas GuD	0,55	1,33	2,04	0,73	4,71	9,38	8,06
Gas Dampfturbinen	0	2,30	2,58	0,42	1,66	6,96	5,57
Gas Gasturbinen	0	1,33	1,68	0,92	3,69	7,63	4,58
Öl Dampfturbinen	0	1,18	0	0,20	0,62	2,00	1,60
Öl Gasturbinen	0	0	0	0,56	0,17	0,73	0,44
Sonstige	0	0	0	0	12,80	12,80	8,32
Atomkraftwerke							
»Bestand«	4,31	6,74	5,46	0,27	1,32	18,11	15,03
»Moratorium«	3,44	3,79	3,06	0,27	1,31	11,87	9,86
Insgesamt							
»Bestand«	10,34	24,76	27,67	14,64	79,32	156,74	92,04
»Moratorium«	9,46	21,81	25,27	14,64	79,31	150,50	86,87
»Keine AKW«	6,03	18,02	22,21	14,37	78,00	138,63	77,01

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2011

Atom-Moratorium lässt genügend gesicherte Leistung zur Deckung von Nachfragespitzen.

stallierten Nettoleistung von 18,11 Gigawatt (GW). Die zwei AKW Brunsbüttel und Krümmel sind seit 2010 aus betrieblichen Gründen nicht am Netz und werden in keinem der Szenarien berücksichtigt. Das Szenario „Moratorium“ unterstellt, dass die vom Moratorium betroffenen Anlagen dauerhaft abgeschaltet werden². Die übrigen Technologien stellen eine Produktionskapazität von insgesamt 138,25 GW dar, von denen über 30 Prozent Kohlekraftwerke und knapp 20 Prozent Gas- und Ölkraftwerke sind. Insgesamt ergibt sich für das Szenario „Bestand“ eine Produktionskapazität von 156,74 GW und für das Szenario „Moratorium“, in dem neben den Anlagen Krümmel und Brunsbüttel weitere sechs vom Moratorium betroffene Kernkraftwerksblöcke nicht zur Verfügung stehen, eine Produktionskapazität von 150,5 GW. Mit dem Szenario „Keine AKW“ werden zusätzlich Berechnungen zu den Auswirkungen eines hypothetischen vollständigen Ausstiegs aus der Atomenergie vorgestellt (Tabelle 1).

Für die einzelnen Energieträger werden basierend auf eigenen Berechnungen und aktuellen Informationen folgende Preise (Euro/MWh) unterstellt:³ Steinkohle 11,4; Erdgas 24,1; Heizöl schwer 27,3; Heizöl leicht 30,0. Weiterhin liegt der gegenwärtige Preis für Emissionsberechtigungen im europäischen Emissionshandel bei rund 16 Euro pro Tonne CO₂.⁴ Aufgrund der wirtschaftlichen Dynamik in den letzten Quartalen gehen wir davon aus, dass die Stromnachfrage im Jahr 2011 insgesamt wieder das Niveau von 2008 erreicht. Zudem wird unterstellt, dass die Nachfrage nach im Inland erzeugtem Strom auf Strompreisänderungen an der Börse reagiert und bei einer Strompreiserhöhung um ein Prozent um etwa 0,6 Prozent zurückgeht (Preiselastizität der Nachfrage von -0,6).⁵

Allen Szenarien liegt die Annahme zugrunde, dass der Ausbau erneuerbarer Energien kontinuierlich erfolgt.

² Im Mai 2011 sind zwei weitere Atomkraftwerke aus Revisionsgründen vom Netz genommen worden. Die hier vorgestellte Studie berücksichtigt Revisionen von Kraftwerken durch entsprechende saisonal begrenzte Verfügbarkeiten. Traber und Kemfert, a. a. O.

³ Bundesamt für Ausfuhrkontrolle; EWI, IER, GWS (2010): Energieszenarien der Bundesregierung.

⁴ European Energy Exchange, April 2011: www.eex.com/de/.

⁵ Dieser Wert ist das Ergebnis der Kalibrierung des Modells. Traber und Kemfert, a. a. O.

Zur Simulation einzelner Quartale werden repräsentative Wochen herangezogen. Für den dynamisch wachsenden Zubau von Solarenergie wird unterstellt, dass die zusätzlich in dem jeweiligen Quartal zur Verfügung stehende Leistung neuer Anlagen zur Hälfte genutzt wird. Ausgehend von einer Leistung von 17,3 GW aus Solarenergieanlagen zu Jahresanfang bedeutet dies bei einem jährlichen Zubau von 5 GW⁶ eine zusätzliche effektive Leistung von 0,63 GW im ersten Quartal, von 1,88 GW im zweiten Quartal, von 3,13 GW im dritten Quartal und von 4,38 GW im vierten Quartal. Für die Windkraft wird ein Jahresproduktionspotential von 51,7 Terawattstunden (TWh) entsprechend dem Szenario des Bundesministeriums für Umwelt (BMU, Leitstudie 2010) angenommen. Zur Simulation wird dabei ein typisches Profil für die stündlichen Windstrommengen unterstellt.⁷

Erhöhte CO₂-Emissionen durch Moratorium

Die Atomausstiegsszenarien führen zu unterschiedlichen Werten für den Gesamtabsatz, den Einsatz der marktpreisabhängig genutzten Kraftwerke wie Gas- und Kohlekraftwerke sowie als Konsequenz daraus für die Emission von CO₂ (Tabelle 2). Es zeigt sich, dass durch ein unbefristetes Moratorium ein Anstieg der Produktion insbesondere in Steinkohle- und Gaskraftwerken zu erwarten ist. So steigt die Produktion in Steinkohlekraftwerken um 21,6 TWh oder 20 Prozent und die der kombinierten Gas- und Dampfturbinen-Gaskraftwerke (GuD) um knapp 5 TWh oder 13 Prozent gegenüber dem Bestandsszenario. Die übrigen reinen Gas-(GT) oder Dampfturbinen (DT) Gaskraftwerke erhöhen ihre Auslastung um 47 und 57 Prozent. Im Moratorium wird der Rückgang der Produktion aus AKW in Höhe von 48,4 TWh durch eine Mehrproduktion von insgesamt 31,7 TWh in fossil gefeuerten Kraftwerken und also zu rund zwei Dritteln kompensiert. Infolgedessen ist jedoch mit einem um neun Prozent erhöhten Ausstoß von CO₂ im Umfang von 25,8 Millionen Tonnen (MT) zu rechnen. Der aufgrund fraglicher Versorgungssicherheit rein hypothetische Fall einer Sofortabschaltung aller AKW würde dagegen zu einem deutlichen Anstieg der Emissionen führen (Tabelle 2).

Sofortiger vollständiger Ausstieg würde Versorgungssicherheit gefährden

Ein sofortiger vollständiger Ausstieg aus der Atomenergie würde die Versorgungssicherheit gefährden, da nicht mehr ausreichend installierte Leistung zur Verfügung

Tabelle 2

Produktion deutscher Kraftwerke nach unterschiedlichen Atomenergieszzenarien 2011

In TWh

	Bestand 2010	Szenarien		Differenz gegenüber Bestand 2010 in Prozent	
		Moratorium	Keine AKW	Moratorium	Keine AKW
Produktion					
Atomkraft	140,9	92,4	0,0	-34	-100
Braunkohle	144,7	146,5	147,3	1	2
Steinkohle	108,2	129,8	157,8	20	46
Gas-GuD	36,9	41,8	55,6	13	51
Gas Dampfturbinen	3,0	4,7	10,1	57	234
Gas Gasturbinen	3,3	4,9	11,2	47	237
Wasser	23,5	23,5	23,5	0	0
Wind	51,7	51,7	51,7	0	0
Solar	16,1	16,1	16,1	0	0
Sonstige	66,1	66,2	66,3	0	0
Gesamt	594,5	577,8	539,7	-3	-9
Emission in Mill. t CO ₂	293,7	319,5	358,1	9	22

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2011

Das Atom-Moratorium senkt die Produktion geringfügig und erhöht die Emissionen.

stünde, um die Nachfrage zu decken. In einer solchen Konstellation wäre die erwartete Spitzenlast von rund 77 GW⁸ im deutschen Stromnetz nicht mit ausreichender Sicherheit durch inländische Produktion gewährleistet. Wird ein relativer Vorhaltebedarf von 8,2 Prozent⁹ als Sicherheitsmarge angenommen, ergibt sich ein Bedarf an gesicherter Leistung von knapp 83 GW. Im Vergleich dieser Zielgröße mit der gesicherten Leistung in den jeweiligen Szenarien zeigt sich, dass im Szenario „Keine AKW“ mit 76,8 GW der angestrebte Wert gesicherter Leistung um rund 7,5 Prozent unterschritten wird. Daher ist ein sofortiges Abschalten aller AKW nicht möglich, ohne die Sicherheit der Stromversorgung zu gefährden. Im Szenario „Moratorium“ dagegen wird der Bedarf an gesicherter Leistung sogar noch um voraussichtlich rund fünf Prozent überschritten.

Strompreis wird nur leicht steigen

Ohne AKW-Abschaltung wäre ein durchschnittlicher Börsenpreis für das Jahr 2011 in Höhe von 6,14 Cent pro kWh zu erwarten gewesen (Tabelle 3). Die Abschalt-

6 Traber, T., Kemfert, C., Diekmann, J. (2011): Strompreise: künftig nur noch geringe Erhöhungen durch Erneuerbare Energien, DIW Wochenbericht 6/2011.

7 Traber und Kemfert, a. a. O.

8 ENTSOE (2009): System Adequacy Forecast, zitiert in: Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität.

9 ENTSOE, ebd.

Tabelle 3

Strompreise nach unterschiedlichen Atomenergieszzenarien

In Eurocent/kWh

	Bestand 2010	Szenarien		Differenz gegenüber Bestand 2010 in Prozent	
		Moratorium	Keine AKW	Moratorium	Keine AKW
Börsenpreis	6,14	6,53	7,50	6,3	22,0
Vertrieb, Netz, Abrechnung	8,9	8,9	8,9	0,0	0,0
EEG-/KWKG-Umlage ¹	2,6	2,5	2,3	-3,4	-12,6
Nettostrompreis	17,7	18,0	18,7	1,7	5,8
Steuern, Abgaben	7,8	7,8	7,9	0,7	2,5
Strompreis Haushalte (gesamt)	25,5	25,8	26,7	1,4	4,8

¹ Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz beziehungsweise dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2011

Trotz deutlicher Börsenpreisteigerung ist für Haushalte nur mit geringem Strompreisanstieg zu rechnen.

tung der unter Moratorium stehenden Anlagen während des gesamten Jahres 2011 würde demgegenüber zu einem um sechs Prozent höheren Börsenpreis von durchschnittlich 6,53 Cent pro kWh führen. Diese Steigerung entspricht etwa 1,5 Prozent der gegenwärtigen Haushaltsstrompreise von rund 26 Cent pro kWh, die zu etwa einem Viertel von den Börsenpreisen bestimmt werden. Zusätzlich sinkt einerseits die benötigte Umlage¹⁰ für erneuerbare Energien aufgrund höherer Börsenpreise voraussichtlich um rund 0,1 Cent.¹¹ Andererseits steigt die Steuerbelastung um rund 0,7 Prozent, so dass sich der Effekt für Haushalte auf insgesamt etwa 1,4 Prozent Preissteigerung beläuft.

Der Verbraucherpreis erhöht sich somit insgesamt voraussichtlich nur leicht, da es etwa in selben Umfang preissteigernde wie preissenkende Wirkungen gibt.

¹⁰ Die notwendige EEG-Umlage wurde dabei entsprechend der Berechnungen in Traber, Kemfert, Diekmann (2011) a. a. O. ermittelt. Nur die Börsenstrompreisszenarien wurden dazu an die hier ausgewiesenen Werte angepasst. Verglichen mit der bereits im Jahr 2010 für das Jahr 2011 festgelegten aktuellen Umlage in Höhe von 3,5 Cent ergibt sich somit ein Unterschied von etwa 1 Cent je kWh. Die überhöhten Erlöse hieraus werden in den Folgejahren zu Reduktionen der EEG-Umlagen zur Verfügung stehen.

¹¹ Eine mögliche Erhöhung der Netzentgelte wird in diesem Zusammenhang nicht berücksichtigt.

Preissteigernd wirkt der Anstieg des Strompreises an der Börse, der durch die Erhöhung der Emissionshandelspreise aufgrund zusätzlicher Emissionen verstärkt wird. Auch der notwendige Kraftwerkszubau und der Netzausbau wirken preissteigernd, wenn auch der Netzausbau die geringere Komponente sein wird.¹² Durch die Erhöhung der Börsenpreise ist zudem mit einem Rückgang der Überschüsse in der Stromhandelsbilanz zu rechnen, da die Stromimporte steigen werden. Der Rückgang der inländischen Produktion in Höhe von knapp 17 TWh ist daher voraussichtlich nicht mit einem Rückgang der heimischen Nachfrage in gleichem Umfang verbunden. Die Zunahme der Importe wirkt dagegen dämpfend auf den Preisanstieg, da der Strom aus dem Ausland billiger ist. Schließlich kann bei höheren Börsenpreisen die erforderliche Umlage zum Ausbau erneuerbaren Energien um etwa 0,1 Cent sinken. Ein sofortiger vollständiger Ausstieg aus der Atomenergie würde den Börsenpreis um bis zu 22 Prozent oder fast 1,4 Cent pro kWh steigen lassen. Auch aufgrund der geringeren benötigten EEG-Umlage würde sich der Strompreis insgesamt jedoch nur um bis zu fünf Prozent erhöhen.

Fazit

Durch die Abschaltung der im Moratorium festgelegten Atomkraftwerke gehen in Deutschland nicht die Lichter aus. Die existierenden Kraftwerkskapazitäten reichen aus, um die Lücke zu kompensieren. Sollten allerdings weitere Kernkraftwerke in den kommenden Jahren vom Netz gehen, gibt es erhebliche Anforderungen an die Netzstabilität. Das Moratorium führt nur zu geringfügigen Strompreisteigerungen für Haushalte in einer Höhe von maximal 1,4 Prozent. Die Erhöhung ist überwiegend auf die Erhöhung der Börsenpreise um etwa 0,4 Cent pro kWh (sechs Prozent) zurückzuführen. Ohne einen Zubau und Ersatz von Kraftwerkskapazitäten würde die gesicherte Leistung bei Abschaltung aller Atomkraftwerke auf 77 Gigawatt sinken, sodass die Versorgung nicht gesichert wäre. Die erneuerbaren Energien können die Lücke schließen, wenn verstärkt Infrastruktur und Speichermöglichkeiten ausgebaut werden.

¹² Eine Milliarde Euro Investitionen würde den Strompreis nur um 0,3 bis 0,5 Cent pro kWh steigen lassen; vgl. Dena Netzstudie II: Deutsche Energieagentur dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025, Berlin 2010.

Prof. Dr. Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ckemfert@diw.de

Dr. Thure Traber ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt | ttraber@diw.de

JEL: Q40, Q48

Keywords: German nuclear moratorium, energy policy, impacts on electricity prices



Prof. Dr. Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin

SECHS FRAGEN AN CLAUDIA KEMFERT

»Die Lichter gehen nicht aus«

1. Frau Prof. Kemfert, für die Dauer eines dreimonatigen Moratoriums wurden sieben Kernkraftwerke vom Netz genommen. Gehen in Deutschland die Lichter aus, wenn man auf diese Kraftwerke dauerhaft verzichtet? **Nein, die Lichter gehen nicht aus.** Das liegt daran, dass wir in Deutschland mehr Strom produzieren als konsumieren und auch in der Vergangenheit sehr viel mehr exportiert als importiert haben. Die Exporte nehmen jetzt natürlich ab. Zudem nimmt die Auslastung existierender Kraftwerke zu. Insgesamt haben wir weiterhin eine Überkapazität, aber sie schrumpft zusehends.
2. Welche Auswirkungen hätte es, wenn diese Kernkraftwerke dauerhaft abgeschaltet bleiben? **Wenn diese Kernkraftwerke dauerhaft vom Netz gehen, sind leichte Strompreissteigerungen zu erwarten.** Das liegt in erster Linie daran, dass der Börsenpreis zunimmt. Auf der anderen Seite bedeutet das aber auch, dass ein steigender Börsenpreis die Umlage für die Förderung erneuerbarer Energien sinken lässt. Das ist ein gegenläufiger Effekt, sodass wir in der Summe nur sehr leichte Preissteigerungen sehen.
3. Wäre ein sofortiger Ausstieg aus der Kernenergie möglich? **Nein.** Das würde nicht funktionieren, weil wir damit nicht mehr ausreichend Leistung hätten, um jederzeit die Nachfrage zu decken. Wir müssen auch an das Thema Netzstabilität denken. Ein großer Teil der Kernkraftwerke, die vom Netz gehen, steht in Süddeutschland. Dieser Ausfall müsste durch andere Kraftwerke kompensiert werden, die man nicht in einem Jahr einfach mal errichten kann. Man könnte allerdings den Plan der rot-grünen Bundesregierung einleiten, der vorsieht, bis zum Jahr 2021/22 alle Kernkraftwerke vom Netz zu nehmen.
4. Wie stark würde der Strompreis denn ansteigen, wenn innerhalb der nächsten zehn Jahre alle Kernkraftwerke vom Netz gehen? **Wir rechnen mit einer Börsenstrompreissteigerung von etwa 22 Prozent.** Das ist aber nur

der Börsenpreis. Es gibt auch wieder gegenläufige Effekte bei der Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien. Zudem muss man auch damit rechnen, dass die Netze ausgebaut werden müssen, auch das verursacht – wenn auch moderate – Kosten. Der höhere Anteil von Kohlestrom wird den CO₂-Preis verteuern, im Gegenzug nehmen aber auch preisgünstigere Importe zu. In der Summe wird man bei den Haushaltsstrompreisen nur leichte Preissteigerungen in einer Größenordnung von 1,5 bis maximal sechs Prozent sehen. Wenn man also auch die gegenläufigen Effekte berücksichtigt, ist die zu erwartende Preissteigerung somit sehr moderat.

5. Welchen Einfluss hätten die verschiedenen Ausstiegsszenarien auf den CO₂-Ausstoß beziehungsweise die Klimaziele der Bundesregierung? **Das hängt jetzt davon ab, inwieweit man alte ineffiziente Kohlekraftwerkskapazitäten reaktiviert.** Wir gehen bei unserem Szenario davon aus, dass man neben Kohlekraftwerken vor allem auch Gaskraftwerke einsetzen werden. Die CO₂-Emissionen werden um bis zu neun Prozent ansteigen, das sind ungefähr 26 Millionen Tonnen.
6. Kann ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien die Energielücke auffangen, die durch das sukzessive Abschalten von Kernkraftwerken entsteht? **In den nächsten zehn Jahren wird man den Anteil der erneuerbaren Energien von heute 17 Prozent auf 35 Prozent verdoppeln können.** Das ist die Größenordnung von Atomstrom. Die Frage ist, wie sich der restliche Kraftwerkspark zusammensetzt. Der produziert noch immer 65 Prozent des Energiebedarfs, und der größte Anteil davon ist Kohle. Es wäre wünschenswert, den Kohleanteil runterzufahren und stattdessen besser Gaskraftwerke zu nutzen, weil Gaskraftwerke vergleichsweise weniger CO₂ emittieren und mit den erneuerbaren Energien besser kombinierbar sind.

Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



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

Ökonomische Chancen und Struktureffekte einer nachhaltigen Energieversorgung

von Jürgen Blazejczak, Frauke G. Braun, Dietmar Edler und Wolf-Peter Schill

Erneuerbare Energien und eine Steigerung der Energieeffizienz können nicht nur entscheidend dazu beitragen, Treibhausgasemissionen und andere negative Effekte der konventionellen Energieversorgung zu vermindern, sie eröffnen auch enorme wirtschaftliche Chancen. Im Bereich der erneuerbaren Energien sind in den letzten Jahren bedeutende und stark wachsende Branchen entstanden. Im Jahr 2010 wurden in Deutschland 26,6 Milliarden Euro in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien investiert. Insgesamt ging von erneuerbaren Energien ein Nachfrageimpuls für die deutsche Wirtschaft von 35,5 Milliarden Euro aus. Die Bruttobeschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien wird für das Jahr 2010 auf 367 400 Personen geschätzt.

Auch die ökonomische Nettobilanz des Ausbaus der erneuerbaren Energien fällt positiv aus. Modellrechnungen des DIW Berlin zufolge liegt das Bruttoinlandsprodukt in einem „Ausbauszenario“ im Jahr 2030 um 2,9 Prozent höher als in einem „Nullszenario“ ohne Ausbau. In Abhängigkeit von den Verhältnissen auf dem Arbeitsmarkt ergeben sich schwache bis moderate, aber durchweg positive Nettobeschäftigungseffekte. Die Szenariorechnungen verdeutlichen auch, dass sich der Ausbau unterschiedlich auf die Beschäftigung in den einzelnen Wirtschaftszweigen auswirkt. Darüber hinaus bedingt der Umbau der Energieversorgung hin zu hohen Anteilen erneuerbarer Energien und einer erhöhten Energieeffizienz einen Strukturwandel in Wirtschaft und Arbeitswelt, der künftig verstärkt beachtet werden muss.

Die Energieversorgung in Deutschland beruht derzeit noch überwiegend auf fossilen Energien. Mittel- und langfristig wird jedoch angestrebt, in allen Nutzungsbereichen (Strom, Wärme und Kraftstoffe) weitgehend auf erneuerbare Energiequellen umzusteigen und auf Atomenergie zu verzichten. Erneuerbare Energien verringern den Verbrauch endlicher Energieressourcen und reduzieren die Emission von Treibhausgasen. Die Nutzung inländisch verfügbarer erneuerbarer Energiequellen vermindert außerdem die Abhängigkeit von Importen nuklearer und fossiler Energieträger. Nicht zuletzt erhofft man sich vom Ausbau der erneuerbaren Energien auch positive ökonomische Effekte durch eine wachsende Wertschöpfung in zukunftsfähigen Branchen, zu der auch die Erschließung neuer Exportmärkte beiträgt.

Mehrere Studien haben gezeigt, dass ein grundlegender Umbau der Energieversorgung in Deutschland technisch möglich ist. Insbesondere im Stromsektor könnte der Bedarf bis zur Mitte des Jahrhunderts weitgehend durch emissionsarme erneuerbare Energien gedeckt werden.¹

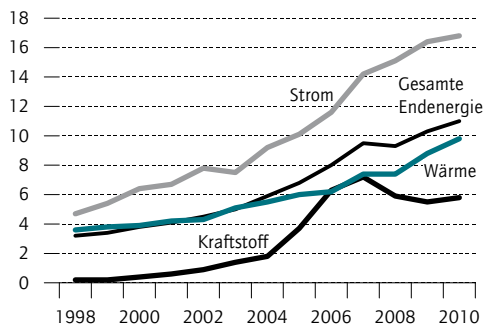
Der Beitrag erneuerbarer Energien zum gesamten Endenergieverbrauch ist seit 1998 kontinuierlich gestiegen (Abbildung 1). Im Jahr 2010 wurde ein Anteil von elf Prozent erreicht. Der Anteil am Kraftstoffverbrauch konnte – nach einem Rückgang in den Jahren 2008 und 2009 – auf 5,8 Prozent gesteigert werden. Im Wärmebereich ergab sich von 1998 bis 2010 eine Steigerung von 3,6 auf 9,8 Prozent. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch hat in dieser Zeit sogar von 4,7 Prozent auf 16,8 Prozent zugenommen.

Die Bedeutung erneuerbarer Energien soll in Deutschland künftig weiter stark zunehmen. Nach dem Ener-

¹ Sachverständigenrat für Umweltfragen: Wege zur 100 Prozent erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Januar 2011; Greenpeace International, European Renewable Energy Council: Energy [R]evolution. A sustainable world energy outlook. 3rd Edition World Energy Scenario. 2010; Öko-Institut, Prognos: Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken, Studie im Auftrag des WWF. Basel, Berlin 2009.

Abbildung 1

Anteile erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland von 1998 bis 2010



Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bezogen auf den gesamten Bruttostromverbrauch. Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch für Wärme. Kraftstoffbereitstellung aus erneuerbaren Energien bezogen auf den gesamten Kraftstoffverbrauch (bis 2002 Bezugsgröße Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr; ab 2003 der gesamte Verbrauch an Motorkraftstoff, ohne Flugkraftstoff).

Quellen: BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen: Internet-Update ausgewählter Daten. Berlin, Dezember 2010; sowie BMU: Erneuerbare Energien 2010. Vorläufige Angaben, Stand 23. März 2011. Berlin.

© DIW Berlin 2011

Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch steigt kontinuierlich.

giekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 soll der Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2020 35 Prozent, bis 2030 50 Prozent und bis 2050 80 Prozent erreichen.² Auch die Anteile in den Bereichen Wärme und Kraftstoffe sollen bis 2020 in etwa verdoppelt und danach weiter erhöht werden.

Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien verbessern

Für den weiteren Umbau des Energiesystems müssen vor allem im Strombereich noch einige Voraussetzungen geschaffen werden.³ Auch in Zukunft ist eine Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) notwendig, das im Jahr 2011 novelliert wird. Es müssen ausreichende Investitionsanreize erhalten bleiben, damit der Ausbau erneuerbare Energien nicht ins Stocken gerät. Dabei sollen allerdings Mitnahmeeffekte nach Möglichkeit vermieden werden. Angesichts weiter steigender Anteile fluktuierender Stromerzeugung ist auch eine Fortentwicklung der Förderung hin zu einer bedarfsgerechteren Einspeisung erforderlich.

2 BMWi, BMU: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, 28. September 2010.

3 Traber, T., Kempf, C.: Nachhaltige Energieversorgung: Beim Brückenschlag das Ziel nicht aus dem Auge verlieren. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 23/2010.

Damit erneuerbare Energien sicher und effektiv in das Stromsystem integriert werden können, müssen auch die Übertragungs- und Verteilungsnetze ausgebaut werden.⁴ Außerdem werden zunehmend Stromspeicher erforderlich, deren notwendige Kapazitäten auch von anderen Integrationsmaßnahmen wie dem Lastmanagement abhängen. Weiterhin sind institutionelle und organisatorische Maßnahmen zu ergreifen, die auch die Strommarktgestaltung betreffen.⁵

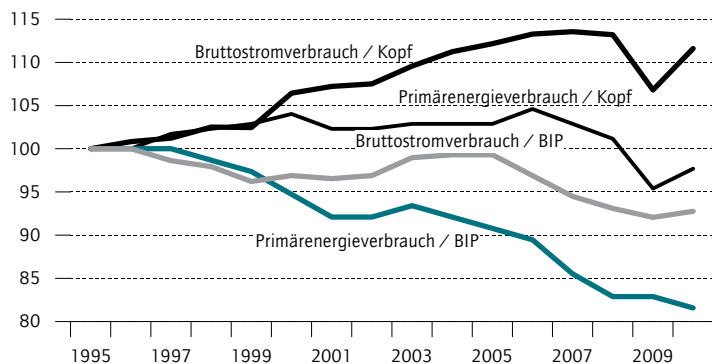
Die angestrebten sehr hohen Anteile erneuerbarer Energien lassen sich nur erreichen, wenn auch die Energieeffizienz (das heißt die Energieproduktivität) der Volkswirtschaft deutlich erhöht wird. Zwischen 1995 und 2010 sank der auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) bezogene (bereinigte) Primärenergieverbrauch jährlich um durchschnittlich 1,3 Prozent.⁶ Der auf das BIP bezogene Bruttostromverbrauch sank im gleichen Zeitraum um lediglich 0,5 Prozent, während der Stromverbrauch pro Kopf jährlich sogar um 0,7 Prozent gestiegen ist (Abbildung 2). Um bis zum Jahr 2050 eine weitge-

- 4 So besteht der Dena-Netzstudie II zufolge bis zum Jahr 2020 ein Ausbaubedarf bei den deutschen Übertragungsnetzen von 3 600 Kilometern. Deutsche Energieagentur: Dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025. Berlin 2010.
- 5 Zu diesem Aspekt siehe auch den nächsten Artikel im gleichen Heft.
- 6 AG Energiebilanzen: Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland Daten für die Jahre von 1990 bis 2010. Berlin, März 2011.

Abbildung 2

Primärenergieverbrauch und Bruttostromverbrauch in Deutschland 1995 bis 2010

1995 = 100



Primärenergieverbrauch bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte. Bruttoinlandsprodukt (BIP) in realen Größen. Quelle: AG Energiebilanzen: Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland: Daten für die Jahre von 1990 bis 2010. Berlin, März 2011.

Daten für die Jahre von 1990 bis 2010. Berlin, März 2011.

© DIW Berlin 2011

Die Effizienzerfolge beim Stromverbrauch sind geringer als beim Primärenergieverbrauch.

hend auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung zu erreichen, sind in Zukunft deutlich kräftigere Effizienzsteigerungen notwendig.

Bereits starke Wachstumsimpulse durch den Ausbau erneuerbarer Energien

In der öffentlichen Debatte standen in letzter Zeit die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende im Vordergrund, insbesondere die Aufwendungen zur Förderung erneuerbarer Energien sowie die Kosten des Ausstiegs aus der Atomtechnik in Form steigender Strompreise.⁷ Ein umfassendes Bild ist jedoch nur zu gewinnen, wenn neben einer Betrachtung der Kosten auch die ökonomischen Chancen diskutiert werden.

Durch die Nutzung erneuerbarer Energien werden in beträchtlichem Maß negative externe Effekte der konventionellen Energieversorgung vermieden.⁸ Darüber hinaus eröffnet der Ausbau erneuerbarer Energien große Chan-

cen für die wirtschaftliche Entwicklung. Besonders große Wachstumspotentiale bieten sich für die deutsche Wirtschaft, die eine Vorreiterrolle bei erneuerbaren Energien und Effizienztechnologien spielt. Dabei stellt der erhebliche wirtschaftliche Umstrukturierungsbedarf eine Herausforderung für eine vorausschauende Politik dar.

Die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien erfordert hohe Investitionen. Diese haben sich in Deutschland von 10,3 Milliarden Euro im Jahr 2005 auf 26,6 Milliarden Euro im Jahr 2010 erhöht (Tabelle 1).⁹ Damit sind die Investitionen für erneuerbare Energien in fünf Jahren um 158 Prozent gewachsen. Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sind somit einer der am schnellsten wachsenden Investitionsbereiche der Volkswirtschaft. Zuletzt haben vor allem die Investitionen in Photovoltaikanlagen stark expandiert. Als Folge des Booms machten sie im Jahr 2010 knapp drei Viertel der gesamten Investitionen in erneuerbare Energien in Deutschland aus, während Anlagen zur Nutzung von

⁷ Traber, T., Kemfert, C., Diekmann, J.: Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energie. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 6/2011. Siehe auch den vorhergehenden Artikel in diesem Heft.

⁸ Vgl. Breitschopf, B., Diekmann, J.: Vermeidung externer Kosten durch Erneuerbare Energien – Methodischer Ansatz und Schätzung für 2009 (MEECK). Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Rahmen des Projekts „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt“ – Arbeitspaket 3. 2010.

⁹ Die Angaben zur wirtschaftlichen Entwicklung der erneuerbaren Energien beruhen auf Studien, die das DIW Berlin gemeinsam mit anderen Instituten durchgeführt hat. Vgl. GWS, DIW, DLR, ISI, ZSW: Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU, Osnabrück, Berlin, Karlsruhe, Stuttgart 2011 sowie O'Sullivan, M., Edler, D., van Mark, K., Nieder, T., Lehr, U.: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahre 2010 – eine erste Abschätzung. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU, März 2011.

Tabelle 1

Ökonomische Kenngrößen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland

	2005	2006	2007	2008	2009	2010 ⁴	Veränderung 2010/2005 in Prozent	
							Gesamt	Jährlich
	In Milliarden Euro (laufende Preise)							
Investitionen in Deutschland	10,3	11,1	11,6	16,8	20,2	26,6	158	21
Umsätze mit kompletten Anlagen ¹	7,9	10,6	11,8	15,5	16,8	19,7	149	20
Exporte von Komponenten ²	0,7	0,7	3,4	4,1	4,6	5,6	67	52
Nachfrage durch Betrieb und Wartung ³	2,5	2,6	3,9	4,3	4,7	5,2	110	16
Nachfrage nach Biomassebrennstoffen und Biokraftstoffen ³	2,6	3,6	5,6	6,1	5,6	4,9	94	14
Gesamter Nachfrageimpuls durch EE	13,7	17,6	24,8	30,1	31,7	35,5	160	21
	In 1 000 Personen							
Beschäftigung	194	236	277	322	340	367	89	14

¹ Von in Deutschland ansässigen Herstellern einschließlich Exporte von kompletten Anlagen.

² Veränderung der Berechnungsgrundlage im Jahr 2007, darum Veränderung für den Zeitraum 2007 bis 2010 ausgewiesen.

³ In Deutschland wirksame Nachfrage.

⁴ Vorläufige Angaben.

Quellen: DIW Berlin; DLR; GSW; ZSW.

Windkraft und Biomasse auf jeweils rund ein Zehntel kamen (Abbildung 3).

Von der vor allem durch das EEG getriebenen Investitionstätigkeit in Deutschland und von der weltweit gestiegenen Nachfrage nach Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien haben Unternehmen in Deutschland in den letzten Jahren erheblich profitiert. Sie haben sich inzwischen als stark wachsender Wirtschaftsbereich etabliert. Ihre Umsätze (einschließlich Export von Komponenten) sind von 8,6 Milliarden Euro im Jahr 2005 auf 25,3 Milliarden im Jahr 2010 gestiegen, also in ähnlichem Tempo wie die oben genannten Investitionen in erneuerbare Energien. Beim Umsatz lagen Photovoltaik-Hersteller im Jahr 2010 mit 48 Prozent des gesamten Branchenumsatzes an der Spitze, gefolgt von Windkraftanlagenherstellern mit 32 Prozent und Herstellern im Biomassebereich mit 11 Prozent.

Die aus der Vorreiterrolle Deutschlands beim Ausbau der erneuerbaren Energien resultierenden günstigen Absatzbedingungen auf dem Inlandmarkt schufen die Voraussetzungen dafür, dass sich Deutschland in diesen Technologiefeldern zu einem Leitmarkt entwickeln konnte. Für die Auslandsnachfrage nach Anlagen spielen neben nationalen Förderregimen auch die internationale Klimaschutzpolitik und die Verteuerung fossiler Energieträger eine wichtige Rolle. Obwohl es in einzelnen Ländern zu einer volatilen Nachfrageentwicklung gekommen ist, hat sich das weltweite Investitionsvolumen in erneuerbare Energien innerhalb weniger Jahre fast vervierfacht. Im Jahr 2009 wurden in diesem Bereich weltweit 150 Milliarden US-Dollar investiert. Der Schätzwert für 2005 beträgt lediglich 40 Milliarden US-Dollar.¹⁰

In Deutschland ist es bisher vor allem Herstellern von Windenergieanlagen sowie von spezialisierten, wertschöpfungsintensiven Anlagenkomponenten gelungen, erhebliche Teile ihrer Produktion auf dem Weltmarkt abzusetzen. Zunehmend erzielen auch spezialisierte Unternehmen in der Ausrüstungsindustrie und dem Maschinen- und Anlagenbau, die beim Aufbau von Fertigungslinien für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland technisches Know-how sammeln konnten, beachtliche Absatzerfolge auf Auslandsmärkten.¹¹

Mit wachsendem Anlagenbestand in Deutschland gewinnen auch Betrieb und Wartung immer mehr an Ge-

¹⁰ REN 21: Renewables 2010, Global Status Report. Paris 2010. Zusätzlich wurden noch 40 bis 45 Milliarden US-Dollar in große Wasserkraftprojekte investiert. Die Länder mit den höchsten Investitionsvolumina sind China und Deutschland.

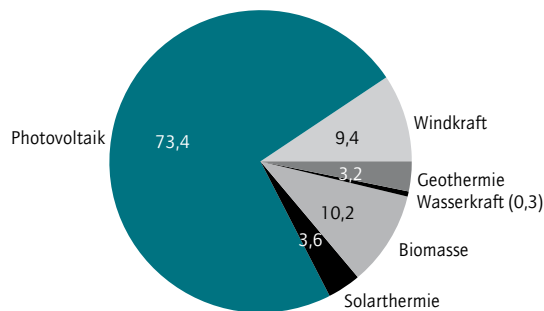
¹¹ Für den Bereich Photovoltaik vgl. Grau, T., Huo, M., Neuhoff, K.: Survey of photovoltaic industry and policy in Germany and China. CPI Report. Berlin, March 2011, 15-17.

Abbildung 3

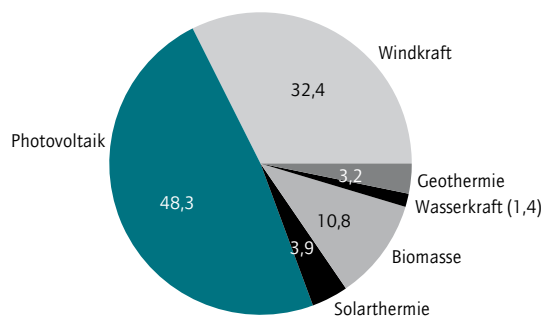
Investitionen und Herstellerumsätze im Bereich erneuerbare Energien 2010

In Prozent

Investitionen in erneuerbare Energien



Umsatz der Hersteller von Anlagen (einschließlich Export von Anlagen und Komponenten)



Quelle: O'Sullivan, M., Edler, D., van Mark, K., Nieder, T., Lehr, U.: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahre 2010 – eine erste Abschätzung. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), März 2011.

© DIW Berlin 2011

Bei den Investitionen und beim Umsatz dominierte im Jahr 2010 die Photovoltaik.

wicht. Wurden für diesen Bereich im Jahr 2005 Umsätze von 2,5 Milliarden Euro erzielt, so verdoppelte sich das Volumen dieses Nachfragebereichs bis zum Jahr 2010 auf 5,2 Milliarden Euro. Darüber hinaus ist auch die Nachfrage nach Biomassebrennstoffen und Biokraftstoffen gestiegen. In Deutschland wurde sie im Jahr 2005 bereits mit 2,6 Milliarden Euro produktionswirksam; im Jahr 2010 betrug sie 4,9 Milliarden Euro. Insgesamt ging von erneuerbaren Energien ein Nachfrageimpuls für die deutsche Wirtschaft von 35,5 Milliarden Euro aus.

Die starke Zunahme der gesamten Umsätze hat auch zu einer erheblich steigenden Beschäftigung im Bereich erneuerbarer Energien geführt. Im Jahr 2005 be-

trug die mit erneuerbaren Energien verbundene Bruttobeschäftigung in Deutschland rund 194 000 Personen. In den Folgejahren ist die Beschäftigung kontinuierlich gestiegen. Dank der stabilen Förderbedingungen und einer robusten Auslandsnachfrage setzte sich die Expansion auch in den Jahren der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise fort, so dass der Ausbau erneuerbarer Energien in dieser Phase stabilisierend wirkte. Für 2010 wird die Beschäftigung in diesem Bereich (einschließlich Forschung und Entwicklung) auf 367 400 Personen geschätzt. Dies entspricht einem Zuwachs von 89 Prozent gegenüber 2005 und einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von fast 14 Prozent. Im Jahr 2010 entfiel der Hauptteil der Beschäftigten auf die Bereitstellung von Biomasse (33 Prozent)¹² und auf Solarenergie (33 Prozent), gefolgt von Windkraft (26 Prozent) (Abbildung 4).

Auch künftig überwiegen in Deutschland positive ökonomische Effekte

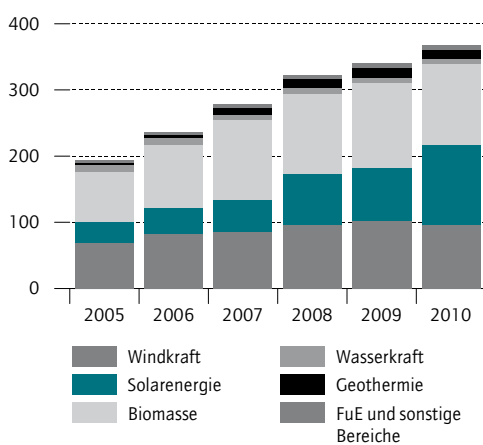
Das DIW Berlin hat kürzlich im Rahmen einer Studie eine wirtschaftliche Nettobilanz des Ausbaus der erneu-

12 Der hohe Beschäftigungsumfang für Biomasse liegt darin begründet, dass die Versorgung mit Biomassebrennstoffen und Biokraftstoffen diesem Bereich zugeordnet wird.

Abbildung 4

Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland 2005 bis 2010

In Tausend



Quellen: DIW Berlin; DLR; GSW; ZSW.

© DIW Berlin 2011

Die Bruttobeschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien ist im Jahr 2010 auf 367 400 Personen gestiegen.

erbaren Energien in Deutschland bis 2030 berechnet.¹³ Für diesen Zweck wurde ein neuartiges Modell (Sectoral Energy-Economic Econometric Model, SEEM) entwickelt und erstmals eingesetzt. Es erlaubt die Berechnung dynamischer volkswirtschaftlicher Wirkungen sowohl auf der gesamtwirtschaftlichen Ebene als auch hinsichtlich der Effekte in einzelnen Branchen.

Zur Bestimmung der volkswirtschaftlichen Nettobilanz wird ein Ausbauszenario mit einem hypothetischen Nullszenario verglichen, bei dem ab dem Jahr 2000 kein Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt. Dem Ausbauszenario liegt das energiewirtschaftliche Leitszenario des BMU aus dem Jahr 2009 zugrunde.¹⁴ Das Ausbauszenario enthält positive Impulse wie zusätzliche Investitionen, Betriebskosten, Minderimporte fossiler Energieträger sowie Exporte von Komponenten und Anlagen. Andererseits sind auch negative Impulse wie Minderinvestitionen in der konventionellen Energiewirtschaft und zusätzliche Kosten (Differenzkosten) berücksichtigt (Abbildung 5).

Die Modellrechnungen zeigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland zusammen mit Exporten von Anlagen und Komponenten zu einem erhöhten Wirtschaftswachstum führt. Im Jahr 2030 liegt das BIP im Ausbauszenario um 2,9 Prozent über dem Wert des Nullszenarios (Tabelle 2). Das höhere BIP umfasst verwendungsseitig sowohl höhere private Anlageinvestitionen (+6,7 Prozent im Jahr 2030) als auch einen höheren realen privaten Verbrauch (+3,5 Prozent). Die Nettobeschäftigung erhöht sich in der Basisvariante nur geringfügig.

Den Modellergebnissen zufolge bringt der Ausbau unter dem Strich keine wirtschaftlichen Nachteile mit sich, sondern führt sogar zu leicht positiven Effekten. Dieses Ergebnis wird durch Sensitivitätsanalysen bestätigt. So wird in einer Variante angenommen, dass die im Vergleich zur konventionellen Energieversorgung erhöhten Kosten erneuerbarer Energien eine Lohn-Preis-Spirale anstoßen, die die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft einschränkt. Der wachstumssteigernde Effekt des Ausbaus der erneuerbaren Ener-

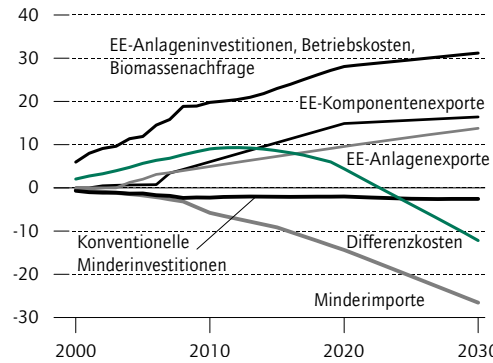
13 Die Studie wurde im Rahmen des vom BMU geförderten Forschungsprojekts „Gesamtwirtschaftliche und sektorale Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien“ erstellt. Eine Zusammenfassung der Projektergebnisse findet sich in Blazejczak, J., Braun, F. G., Edler, D., Schill, W.-P.: Ausbau erneuerbarer Energien erhöht Wirtschaftsleistung in Deutschland. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 50/2010.

14 BMU (Hrsg.): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland: Leitszenario 2009. Berlin 2009. Inzwischen hat das BMU eine aktualisierte Leitstudie vorgelegt, die insbesondere höhere Photovoltaik-Investitionen und erhöhte Differenzkosten enthält. Demnach wären sowohl die negativen als auch die positiven Wachstumsimpulse stärker als hier angenommen.

Abbildung 5

Ökonomische Impulse im Ausbauszenario im Zeitraum 2000 bis 2030

Preisbasis 2000, in Milliarden Euro



EE = Erneuerbare Energien.
 Minderimporte konventioneller Energieträger.
 Investitionen, Betriebskosten und Exporte aus inländischer Produktion.
 Differenzkosten = Mehrkosten der Energieversorgung aus erneuerbaren Energien.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin basierend auf BMU 2009 a.a.O.

© DIW Berlin 2011

Zunehmende ökonomische Impulse des Ausbaus erneuerbarer Energien.

Tabelle 2

Effekte des Ausbaus erneuerbarer Energien

Prozentuale Abweichungen zwischen Ausbauszenario (Basisvariante) und Nullszenario

	2010	2020	2030
Bruttoinlandsprodukt	1,7	2,6	2,9
Privater Verbrauch	1,0	2,3	3,5
Private Anlageinvestitionen	9,1	8,9	6,7
Exporte	0,9	1,2	0,9
Importe	1,0	1,0	1,0
Produktivität pro Erwerbstitigem	1,7	2,6	2,9
Erwerbstitige	0,1	0,0	0,0

BIP und Verwendungskomponenten in Preisen von 2000
 Anlageinvestitionen ohne Wohnungsbau.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin mit dem Modell SEEM.

© DIW Berlin 2011

Mehr Wachstum und Konsum durch den Ausbau erneuerbarer Energien.

gien verringert sich in diesem Fall zwar, er bleibt aber immer noch positiv. In einer weiteren Variante „Aktivierung zusätzlicher Arbeitskräfte“ wird angenommen, dass es gelingt, Arbeitskräfte aus der Arbeitslosigkeit zu aktivieren. In diesem Fall steigt die Zahl der zusätzli-

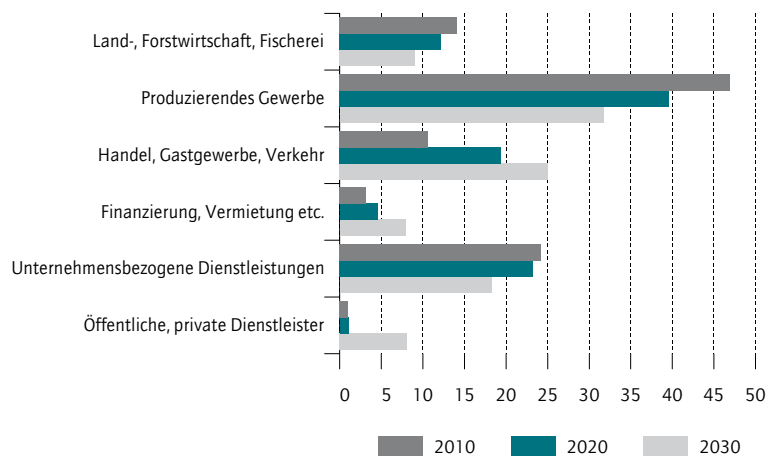
chen Erwerbstitigen bis zum Jahr 2030 deutlich an. In den Szenariorechnungen hängen die Beschäftigungswirkungen stark von den Annahmen über die konkreten Verhältnisse auf dem Arbeitsmarkt ab, sind aber durchweg positiv.

Die Studie hat auch die sektoralen Effekte bis zum Jahr 2030 untersucht. Es zeigt sich, dass (selbst bei unveränderter Vorleistungsverflechtung) die veränderte Struktur der Endnachfrage einen Wandel der Beschäftigung in den Wirtschaftsbereichen bewirkt. Der in der Variante „Aktivierung zusätzlicher Arbeitskräfte“ ermittelte positive Nettobeschäftigungseffekt teilt sich unterschiedlich auf die einzelnen Sektoren auf.¹⁵ Mehrheitlich kommt es zu positiven Beschäftigungswirkungen, in einzelnen Sektoren ist jedoch auch ein Rückgang der Beschäftigung zu verzeichnen. Abbildung 6 zeigt die Beschäftigungswirkungen für die nach Hauptgruppen zusammengefassten Wirtschaftsbereiche. Alle Hauptgruppen verzeichnen positive Nettobeschäftigungseffekte, wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß.

15 Diesen Berechnungen liegt die Szenariovariante „Aktivierung zusätzlicher Arbeitskräfte“ zu Grunde. Das Szenario unterstellt, dass eine Aktivierung von Arbeitslosen gelingt und es somit zu einer Erhöhung der Erwerbstitigkeit statt der Arbeitsproduktivität kommt. Die Nettobeschäftigungseffekte betragen 98 000 Personen im Jahr 2010, 166 000 in 2020 sowie 270 000 in 2030 (vgl. Blazejczak, J. et al., a.a.O.).

Abbildung 6

Anteile der Wirtschaftsbereiche an den Nettobeschäftigungseffekten
 In Prozent



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin mit dem Modell SEEM, Variante »Aktivierung zusätzlicher Arbeitskräfte«.

© DIW Berlin 2011

Das Gewicht der Nettobeschäftigungsgewinne im produzierenden Gewerbe nimmt im Lauf der Zeit ab.

Im Rahmen des mit dem Ausbau erneuerbarer Energien einhergehenden Strukturwandels nimmt die Beschäftigung am deutlichsten im produzierenden Gewerbe zu. Auf diesen Bereich entfallen im Jahr 2020 knapp 40 Prozent des Beschäftigungseffektes, im Jahr 2030 sind es noch 32 Prozent. Dieser hohe Anteil am Beschäftigungseffekt entsteht zum einen direkt durch die wirtschaftlichen Aktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energien (Investition, Betrieb und Außenhandel), zum anderen indirekt über Vorleistungsverflechtung und gesamtwirtschaftliche Zweitrundeneffekte. Auch die unternehmensnahen Dienstleistungen verzeichnen mit 18 Prozent im Jahr 2030 einen großen Anteil am Nettobeschäftigungseffekt. Im Lauf der Zeit nimmt der Anteil der Beschäftigungswirkungen im Handel, Gastgewerbe und Verkehr zu. Von 19 Prozent im Jahr 2020 steigt er bis 2030 auf 25 Prozent. Zu den Gewinnern des Strukturwandels der Beschäftigung zählen somit nicht nur Sektoren, die unmittelbar Anlagen zu Nutzung erneuerbarer Energien herstellen oder betreiben, sondern es profitieren indirekt auch viele andere Sektoren.

Nachhaltige Energieversorgung bedeutet Strukturwandel in Wirtschaft und Arbeitswelt

Der Umbau der Energieversorgung hin zu hohen Anteilen erneuerbarer Energien und deutlich gesteigerter Energieeffizienz geht mit einem erheblichen Strukturwandel in Wirtschaft und Arbeitswelt einher.¹⁶ Dieser Wandel betrifft nicht nur die Energiewirtschaft und energieintensive Sektoren, sondern die gesamte Volkswirtschaft. Insbesondere bei schrumpfendem Arbeitskräfteangebot müssen zusätzliche Ressourcen durch Innovationen mobilisiert werden. Eine vorausschauende Analyse des Strukturwandels kann dazu beitragen, mögliche Friktionen zu vermeiden. Außerdem können soziale Härten und Ungleichheiten gemildert und die Transformation somit ökonomisch und sozial nachhaltig gestaltet werden.

In Zukunft ist mit einer erheblichen Anspannung auf dem Arbeitsmarkt zu rechnen. Dies belegen auch Szenariorechnungen des DIW Berlin zur langfristigen Wirtschaftsentwicklung. Selbst wenn sich die Bevölkerung relativ günstig entwickelt,¹⁷ könnten zur Erreichung einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate des

realen BIP von 1,5 Prozent künftig deutlich steigende Erwerbstätigenquoten oder Arbeitszeiten erforderlich werden. Wenn die Personenproduktivität mit derselben Rate wachsen würde wie das BIP, die Zahl der Erwerbstätigen also unverändert bliebe, müsste die Erwerbstätigenquote (bezogen auf die Bevölkerung zwischen 15 und 65 Jahren) von 75,2 Prozent im Jahr 2010 auf 81,5 Prozent im Jahr 2025 steigen.¹⁸ Wenn man für die Zukunft eine längere Erwerbsphase unterstellt und die Bevölkerung von 15 bis 67 Jahren als Bezugsgröße wählt, müsste die Erwerbstätigenquote immerhin noch auf 77,7 Prozent im Jahr 2025 steigen. Diese Zusammenhänge sind bei der Bewertung des mit dem Umbau der Energieversorgung verbundenen ökonomischen Strukturwandels zu berücksichtigen.

Auch bei mäßigen Nettobeschäftigungseffekten eines Ausbaus erneuerbarer Energien wird der Umfang des Strukturwandels bei der Beschäftigung erheblich sein. Einen Hinweis darauf geben die oben ausgewiesenen deutlichen Bruttobeschäftigungseffekte. Im Fall von geringen Nettobeschäftigungseffekten gilt, dass etwa in Höhe der Bruttobeschäftigungseffekte Tätigkeiten sowohl neu entstehen als auch wegfallen. Im Bereich indirekter Bruttobeschäftigung ist dies aber nur eingeschränkt mit einem Tätigkeitswechsel oder Strukturwandel verbunden.

Durch einen Umbau der Energieversorgung werden die Wohnungsvermietung, die Energiewirtschaft, der Fahrzeugbau, die Verkehrswirtschaft sowie einige energieintensive Bereiche der Industrie wie die Eisen- und Stahlerzeugung und die chemische Industrie besonders belastet. Sektoren, die davon profitieren können, dass neue Geschäftsfelder im In- und Ausland eröffnet werden, sind die Bauwirtschaft und die Gebäudetechnik, die Elektrotechnik, der Maschinen- und Anlagenbau sowie die Land- und Forstwirtschaft und einige Dienstleistungsbereiche wie Forschung und Entwicklung und Finanzdienstleistungen. In der Energiewirtschaft, dem Fahrzeugbau und der chemischen Industrie werden einzelne Sparten belastet, andere finden aber neue Absatzfelder. Über sektorale Interdependenzen – insbesondere durch Vorleistungslieferungen und Kostenüberwälzungen – sowie makroökonomische Wechselwirkungen sind die sektoralen Struktureffekte jedoch breit über alle Wirtschaftsbereiche verteilt.

Auch der Qualifikationsbedarf wird sich ändern. Damit ist schon deshalb zu rechnen, weil sich die Sektorstruktur der Beschäftigung wandelt und sich die Quali-

¹⁶ de Serres, A., Murtin, F., Nicoletti, G.: A Framework for Assessing Green Growth Policies. OECD Economics Department Working Papers No.774. Paris 2010.

¹⁷ Bei den Szenariorechnungen wird von der Obergrenze der mittleren Variante der 12. koordinierten Bevölkerungsvorausschätzung des Statistischen Bundesamtes ausgegangen. Statistisches Bundesamt: Bevölkerung Deutschlands bis 2060. Ergebnisse der 12. Koordinierten Bevölkerungsvorberechnung. Wiesbaden 2009.

¹⁸ Von 1991 bis 2000 und von 2000 bis 2010 ist die Personenproduktivität jeweils etwas langsamer gestiegen als das reale BIP. Siehe Statistisches Bundesamt: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Inlandsproduktberechnung. Lange Reihen ab 1970. 2010. Fachserie 18, Reihe 1.5, Wiesbaden 2011.

fikationsanforderungen in den Sektoren unterscheiden. Darüber hinaus werden sich die Qualifikationsanforderungen in den hauptsächlich betroffenen Sektoren verändern. Schon aufgrund des hohen Innovationsgrades neuer Energietechnologien kann vermutet werden, dass die Qualifikationsanforderungen insgesamt steigen. Bei Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Nutzung erneuerbarer Energien machten 2007 Facharbeiter 41 Prozent, kaufmännische Angestellte 27 Prozent, Akademiker 19 Prozent und Meister und Techniker 8 Prozent der Beschäftigten aus.¹⁹ In einigen Bereichen entstehen auch Arbeitsplätze mit geringeren Qualifikationsanforderungen; der Anteil Angelernter lag in der genannten Untersuchung jedoch bei lediglich 5 Prozent. Im Bereich der Wärmedämmung könnte sich ein höherer Bedarf für Angelernte entwickeln. Generell ist bei Arbeitskräften ohne Berufsausbildung auch in Zukunft mit einem Überangebot zu rechnen.²⁰

19 Bühler, T., Klemisch, H., Ostenrath, K.: Ausbildung und Arbeit für Erneuerbare Energien. Statusbericht 2007. Bonn 2007. Zu neueren Angaben vgl. Wissenschaftsladen 2010: Arbeitsmarktmonitoring Erneuerbare Energien 2010.

20 Helmrich, R., Zika, G. (Hrsg.): Beruf und Qualifikation in der Zukunft – BIBB-IAB-Modellrechnungen zu den Entwicklungen in den Berufsfeldern und Qualifikationen bis 2025. Bonn 2010.

Neben neuen Qualifikationsinhalten werden häufig branchenspezifische Ergänzungen zu klassischen Fachausbildungen erforderlich sein. In dem Maß, wie innovative, schnell wachsende Geschäftsfelder entstehen, wird auch die Bedeutung von Querschnittsqualifikationen zunehmen.

Wenig erforscht sind bisher auch die Auswirkungen auf die Qualität der Arbeitsplätze. Es ist noch zu untersuchen, inwiefern sich hier der sektorale Strukturwandel bemerkbar macht, da sich die Verbreitung atypischer Beschäftigungsformen, die Arbeitsplatzsicherheit und die Entlohnung nach Wirtschaftsbereichen deutlich unterscheiden können.

Eine nachhaltige Energieversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und einer deutlichen Steigerung der Energieeffizienz führt auch zu einem Strukturwandel innerhalb der Wirtschaftssektoren, der – gemessen an der Zahl der Arbeitsplatzwechsel – möglicherweise bedeutender ausfällt als der sektorale Strukturwandel, aber nur schwer zu fassen ist. Unter sozialen Gesichtspunkten wird dieser intrasektorale Strukturwandel als weniger gravierend angesehen, weil ein Arbeitsplatzwechsel innerhalb einer Branche im Allgemeinen mit geringeren Suchzeiten und Umqualifizierungsnotwendigkeiten verbunden ist.

Prof. Dr. Jürgen Blazejczak ist Professor an der Hochschule Merseburg (FH) und Forschungsprofessor am DIW Berlin | juergen.blazejczak@hs-merseburg.de

Dr. Frauke G. Braun ist Wissenschaftliche Mitarbeiterin in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | fbraun@diw.de

Dr. Dietmar Edler ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Innovation, Industrie, Dienstleistung am DIW Berlin | dedler@diw.de

Wolf-Peter Schill ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | wpschill@diw.de

JEL: Q43, Q52

Keywords: Renewable energy, economic impacts, structural change, Germany

Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden

von Karsten Neuhoff

Die Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien würde Flexibilität für die weitere Integration erneuerbarer Energien schaffen und zu erheblichen Einsparungen von Kosten und Emissionen führen. Dafür müssen die Strommärkte in dreierlei Hinsicht anders organisiert werden: Erstens erfolgen bisher die meisten Handelsaktivitäten – und damit auch die Produktionsentscheidungen – spätestens am Vortag der Stromproduktion. Doch für die effektive Nutzung von Windprognosen, die erst wenige Stunden vor der Produktion relativ genau sind, ist kurzfristige Anpassung notwendig. Zweitens hängt der Bedarf an Regelenergie zur Netzstabilisierung von dem Erzeugungsmix ab; die meisten Kraftwerke können Regelenergie nur zusammen mit Strom anbieten. Gegenwärtig wird Regelenergie jedoch getrennt von Strom und oft auf der Basis langfristiger Verträge gehandelt. Drittens kompensiert der Netzbetreiber im Allgemeinen Marktteilnehmer für Netzengpässe. Doch mit 200 GW neuer Wind- und Solaranlagenkapazität, die bis 2020 gebaut wird, muss Netzausbau mit marktbasierendem und transparentem Engpassmanagement kombiniert werden.

Mit der Einführung eines unabhängigen Systembetreibers, der eine integrierte Plattform für kurzfristigen Stromhandel nach dem System engpassorientierter Preisbildung („Nodalpreise“) bietet, könnten diese Kriterien erfüllt und der Strommarkt für erneuerbare Energien weiter geöffnet werden. Erfahrungen aus den USA und Simulationen für Europa zeigen, dass die Übertragungsleistung dadurch um bis zu 30 Prozent besser genutzt und allein im Engpassmanagement ein bis zwei Milliarden Euro Kosten pro Jahr eingespart werden könnten.

Der liberalisierte Strommarkt wurde für konventionelle Stromerzeugung gestaltet, doch mit erneuerbaren Energien wandeln sich die Anforderungen:

Die Produktion von Wind- und Solarenergie ist wetterabhängig und lässt sich nicht genau vorhersagen. Sie muss deswegen kurzfristig, also innerhalb der letzten Stunden vor der Lieferung, mit der Produktion anderer Kraftwerke abgestimmt werden. Zu kürzeren Zeithorizonten kommt die räumliche Herausforderung: Wind- und Solarkraftwerke werden an ein Netz angeschlossen, das bereits von konventionellen Kraftwerken genutzt wird. Jetzt müssen Übertragungskapazitäten flexibel zugeteilt und im Falle von Erzeugungsschwerpunkten ausgebaut werden.

Bei der Weiterentwicklung des Strommarktes müssen die zeitlichen und räumlichen Dimension *gemeinsam* berücksichtigt werden. Bis 2020 sind in den europäischen Nationalen Aktionsplänen zu erneuerbaren Energien 200 GW zusätzliche Wind- und Solarkapazität vorgesehen. Es ist ökonomisch, ökologisch und politisch nicht vertretbar, die Netze soweit auszubauen, dass dabei keine Übertragungsengpässe auftreten. Vielmehr gilt es, den Netzausbau, eine effektive Netznutzung und ein sicheres Engpassmanagement gleichzeitig zu verfolgen.

Neue Herausforderungen durch die Integration erneuerbarer Energien

Die Stromerzeugung in Kohle-, Kern- und Gaskraftwerken kann langfristig geplant werden. Der Großteil des Outputs wird spätestens in der Stromauktion am Vortag der Produktion gehandelt. Das war angemessen und hat sich bewährt. Mit Windkraft sieht die Situation jedoch anders aus, denn Wetter- und Windprognosen sind recht ungenau. Abbildung 1 zeigt am Beispiel Spaniens, dass die Prognosen bis vier Stunden vor Echtzeit wesentlich genauer werden. Zwar haben sich die Prognosen insgesamt verbessert, Ungenauigkeiten werden jedoch, auch für Deutschland,

erhalten bleiben.¹ Betreiber von Windkraftanlagen – oder deren Vertreter – würden also gerne Strom innerhalb der letzten Stunden vor der Produktion handeln, doch dann ist die zentrale Stromauktion des Vortages bereits vorbei.

Wenn die Windprognosen auf eine reduzierte Windstromerzeugung gegenüber der Day-ahead-Prognose hinweisen, werden konventionelle Kraftwerke gesucht, die ihre eigene Produktion entsprechend steigern können. Drei Gründe können dazu führen, dass dabei im heutigen Markt nicht die am besten geeigneten und damit kostengünstigsten Kraftwerke zu Einsatz kommen.

- **Stückelung:** Meist ist die Anpassung der Produktion nur für einige aufeinander folgende Stunden erforderlich. Es werden dann Kraftwerke gesucht, die für genau diesen Zeitraum starten oder die Produktion steigern können. Im bilateralen Intraday-Markt sind diese schwerer zu finden.
- **Teilnahme:** Nicht alle konventionellen Kraftwerke, die zusätzlichen Strom anbieten könnten, haben eine Handelsabteilung, die jeden Tag 24 Stunden geöffnet ist.
- **Transparenz:** Die Strompreise im kurzfristigen bilateralen Handel sind für kleine Anbieter schwer zu überschauen und für die Wettbewerbsbehörden kaum zu kontrollieren, denn Angebote im bilateralen Handel beinhalten nicht nur Brennstoffkosten, sondern auch die Marge zur Deckung der Fixkosten und die Kosten für den Start oder das Drosseln eines Kraftwerkes.

Mit der Reduktion des Überangebotes an Kraftwerkskapazität und der wachsenden Nachfrage nach flexibler Produktion nehmen die Möglichkeiten, Marktmacht auszuüben zu. Es ist im bilateralen Intraday-Markt schwer zu überprüfen, ob ein Kraftwerk alle Varianten angeboten hat, kurzfristig zu produzieren oder die Produktion anzupassen und dabei einen „fairen“ Preis für die Leistung verlangt hat.

Bisher wird der meiste erneuerbare Strom in Deutschland nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert und deswegen von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet – bis 2008 nur an der Strombörse des Vortages, seit 2009 auch kurzfristiger im Intraday-Handel. Dadurch wurde die Liquidität im Intraday-Handel gesteigert.²

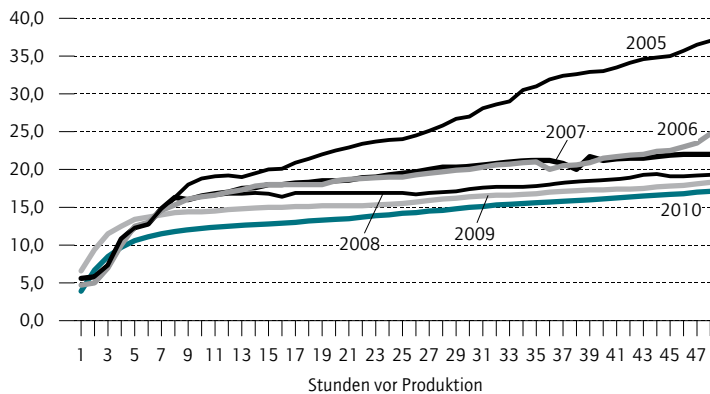
¹ Dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025. Berlin 2010.

² Weber, C. (2010): Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems. Energy Policy Nr. 7, 3155–3163.

Abbildung 1

Durchschnittlicher Fehler der Windprognosen für Spanien

In Prozent



Quelle: Basierend auf Daten von Red Eléctrica de España, S.A., Fehlerberechnung für 2009/2010 geändert, deswegen nicht direkt vergleichbar.

© DIW Berlin 2011

Erst wenige Stunden vor der Produktion sinkt der Fehler bei Windprognosen unter zehn Prozent.

Als nächster Schritt wird im EEG-Erfahrungsbericht vorgeschlagen, Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien die Option angeboten, anstelle einer Festvergütung eine sogenannte gleitende Marktprämie zu erhalten, wenn sie ihren Strom selber vermarkten.³ Diese Prämie soll wieder auf die Endkunden umgelegt werden. Die Anlagenbetreiber erhalten dadurch einen kommerziellen Anreiz, den Strom effektiv zu vermarkten. Allerdings würden durch das optionale Prämienmodell die grundlegenden Schwierigkeiten des kurzfristigen Handels – Stückelung, Teilnahme und Transparenz – sowie Netzprobleme nicht gelöst, sondern nur reduziert.

Wichtige Rolle eines unabhängigen Systembetreibers

Plattform für kurzfristigen Energiehandel

In den meisten liberalisierten Strommärkten der USA wurde ein unabhängiger Systembetreiber (Independent System Operator, ISO) eingeführt, der zentrale Auktionen jeweils am Tag vor der Stromlieferung durchführt. Dabei können auch spezifische Eigenschaften eines Kraftwerks angegeben werden (etwa Dauer und Kosten des Kraftwerksstarts, minimale und maximale Stromproduktion und Anpassungsdauer). Das Auktionsergebnis entspricht zunächst dem Ergebnis der

³ Bundesregierung (2011): Erfahrungsbericht zum Erneuerbaren Energien Gesetz, Bundesregierung, Entwurf, Stand 3.5.2011.

Strombörse am Vortag. Die Angebotsparameter bleiben dem ISO jedoch auch für die verbleibenden Stunden bis zum Lieferzeitpunkt erhalten. Wenn sich Produktion oder Nachfrage dann kurzfristig ändern, wird das Auktionsergebnis aktualisiert. Dabei können alle Angebote weiterhin einbezogen (*Teilnahme*) und die spezifischen Eigenschaften der Kraftwerke berücksichtigt werden (*Stückelung*). *Transparenz* wird dadurch geschaffen, dass bei Angeboten die Kostenkomponenten und Betriebsanforderungen getrennt aufgelistet werden und der ISO die Auktion nach einem klar definierten Algorithmus durchführt. Marktteilnehmer profitieren von diesem Verfahren, da sie für alle Anpassungen im Vergleich zum Auktionsergebnis des Vortages bezahlt werden, und Stromkunden profitieren, da der Algorithmus kurzfristig über den gesamten Kraftwerkspark optimiert und so Kosten reduziert.⁴

Gemeinsamer Handel von Energie und Regelernergie

Mit der Liberalisierung des Stromsektors wurden in Deutschland getrennte Marktplätze eingeführt. Stromhandelsunternehmen kaufen Strom von Kraftwerken um die Nachfrage ihrer Endkunden zu decken, und Übertragungsnetzbetreiber bezahlen Kraftwerke für die Bereitstellung von Regelernergie (Kasten 1). Damit werden dann Produktions- und Nachfrageschwankungen ausgeglichen.

Bisher verkaufen Kraftwerke Energie und Regelernergie getrennt und an unterschiedliche Abnehmerkreise. Das funktionierte, solange die Produktion von Kohle-, Gas- und Kernenergie längerfristig geplant und aufeinander abgestimmt werden kann. Wenn klar ist, welche Kraftwerke wie viel Strom produzieren, ist auch klar, wer Regelernergie anbieten kann. Ein Windpark kann das nur, wenn Wind weht. Er kann daher Regelernergie nicht längerfristig verkaufen. Mit wachsender Stromproduktion aus Wind und Sonne, wird die Produktion konventioneller Kraftwerke kurzfristiger an die Angebotssituation angepasst und damit weniger vorhersagbar. Das erschwert die Bereitstellung von Regelernergie. Wenn Strom und Regelernergie dagegen gemeinsam und kurzfristig gehandelt werden, können alle Technologien an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beteiligt und somit Kosten und Emissionen reduziert werden.⁵

⁴ Muesgens, F., Neuhoff, K. (2002): Modelling Dynamic Constraints in Electricity Markets and the Costs of Uncertain Wind Output, EPRG Working Paper Series 0514; TradeWind (2009): Integrating Wind. Project report for the trade-wind study coordinated by the European Wind Energy Association 2009

⁵ Smeers, Y. (2008): Study on the general design of electricity market mechanisms close to real time. Study for the Commission for Electricity and Gas Regulation (CREG).

Kasten 1

Stichwort Regelernergie

Regelernergie stellt sicher, dass die Stromerzeugung immer genau die Stromnachfrage deckt. Damit können kurzfristige Kraftwerksausfälle, Schwankungen der Nachfrage und Abweichungen bei der Last- und der Windprognose ausgeglichen werden. Entsprechend den technischen Möglichkeiten traditioneller Technologien wurden drei Arten der Regelleistung definiert:

- Primär-Regelleistung steht innerhalb von 30 Sekunden für 15 Minuten zur Verfügung. Sie kann durch Ausnutzung der Trägheit im Dampfkreislauf und vorübergehender Erhöhung der Dampferzeugung von allen großen thermischen Kraftwerken produziert werden.
- Sekundäre Regelernergie steht innerhalb von fünf Minuten für mindestens 60 Minuten zur Verfügung. Sie wird durch den Start von Pumpspeicherkraftwerken und Gasturbinen oder durch Leistungssteigerung von zuvor in Teillast betriebenen Kraftwerken erbracht.
- Tertiäre Regelernergie steht innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung. Die längere Vorwarnzeit erlaubt die Einbeziehung unterschiedlicher Kraftwerkstypen und der Nachfrageseite, traditionell durch telefonische Benachrichtigung von Industrieunternehmen.

Viele erneuerbare Energien und eine automatisierte Nachfrageanpassung können Regelernergie nicht nur schnell, sondern auch über lange Zeiträume erbringen. Sie müssen sich beim Angebot ihrer Regelernergie jedoch auf die Kategorien beschränken, die für konventionelle Kraftwerke definiert wurden. Das reduziert den Wert, den sie für das Stromsystem liefern können und für den sie bezahlt werden (wenn sie nicht im EEG gefördert werden). Zusätzlich gelten die Ausschreibungen der Übertragungsnetzbetreiber für Primäre und Sekundäre Regelernergie jeweils für einen ganzen Monat. Das verhindert die Teilnahme von Windenergie, da bei Windstille keine Regelernergie geliefert werden kann.

Optimale Vorhaltung von Regelernergie

Das Volumen der erforderlichen Regelernergie ist nicht fix, sondern hängt vom Zustand des Systems ab. So steigt bei sehr starkem Wind die Wahrscheinlichkeit, dass sturmbedingt Windturbinen abschalten. Das zeigt, wie das Volumen der verschiedenen Typen von Regelernergie, das vorgehalten werden muss, durch den Zustand des Systems bestimmt wird. Eine effiziente Vorhaltung von Regelernergie ist nur möglich, wenn sie kurzfristig entsprechend den Kraftwerksfahrplänen be-

stimmt wird.⁶ Übertragungsnetzbetreiber haben jedoch nur eingeschränkte Informationen über den Zustand und die Fahrpläne von Kraftwerken sowie über Nachbarnetze. Sie haben deswegen Schwierigkeiten, die Regellenergievorhaltung zu optimieren.

Definition neuer Kategorien von Regellenergie

Um den Strommarkt für neue Technologien zu öffnen, muss es auch möglich sein, neue Energie und Systemdienstleistungen zu vermarkten. Windturbinen, Batteriespeicher und Nachfragemanagement haben ganz andere Reaktionsgeschwindigkeiten und Leistungsdauern als „traditionelle“ Typen von Regellenergie. Sie müssen jedoch bisher in den starren Auktionsformaten entsprechend den traditionellen Kategorien bieten. Der integrierte Auktionsmechanismus für Energie und Regellenergie, der von ISOs verwendet wird, erlaubt hingegen die flexible Formulierung der spezifischen technischen Möglichkeiten. Damit können neue Technologien entsprechend ihrer Fähigkeiten angefordert und bezahlt werden. Das vergrößert die Anreize zu Innovation und Investition.

Stärkung des Wettbewerbs im Handel

Der ISO hat die klar definierte Aufgabe, eine Plattform für den kurzfristigen Stromhandel zu bieten, aber kein Mandat für längerfristigen Energiehandel. Das schafft Raum für Wettbewerb zwischen privaten Akteuren um den Handel längerfristiger Energieprodukte.

Beim gegenwärtigen Marktkuppeln zwischen Ländern nimmt dagegen jeweils eine nationale Strombörse teil. Dadurch bindet sie den kurzfristigen Handel an sich. Der Preis dieser Strombörse ist üblicherweise Referenzwert für Terminmärkte. Das schafft Anreize, auch den Terminhandel auf derselben Plattform durchzuführen und reduziert den Wettbewerb mit anderen Handelsplattformen.

Europäische Strommärkte kurzfristig zu wenig flexibel

Die bisherige Diskussion zeigt einige der Herausforderungen bei der Integration erneuerbarer Energien, die sich aus dem aktuellen Marktdesign ergeben. Ein ISO könnte mit einer Plattform für den kurzfristigen Handel von Energie und Regellenergie Flexibilität ermöglichen. Das zeigt sich durch einen Vergleich ausgewählter Länder bezüglich der folgenden Kriterien:

- **Effizienter Kraftwerkseinsatz:** Wird auch kurzfristig die Produktion zwischen Kraftwerken optimiert, so dass der Kraftwerkspool insgesamt effizient Energie und Systemdienstleistungen liefert?
- **Regellenergie-Bedarfsanpassung:** Wird die Vorhaltung von Regellenergie entsprechend den Systemanforderungen auch kurzfristig angepasst?
- **Kraftwerksflexibilität:** Können Kraftwerke Energie für mehrere konsekutive Stunden gemeinsam handeln (Stückelung)? In der Vergangenheit wurden dazu feste Stundenblöcke für den Handel mit Tag- und Grundlast formuliert. Windenergie folgt nicht diesen festen Strukturen.
- **Internationale Marktintegration:** Kann Energie und Regellenergie kurzfristig aus anderen Ländern bezogen werden und ist der Markt dazu mit dem Engpassmanagement kompatibel?
- **Transparenz:** Existiert genügend Transparenz für effektive Marktaufsicht? Diese ist insbesondere für kurzzeitige Märkte notwendig, da sie aus drei Gründen prädestiniert für die Ausübung von Marktmacht sind: Erstens, die Anzahl der Marktteilnehmer ist reduziert, da oft nur wenige Kraftwerke an den geeigneten Standorten, im richtigen Betriebszustand und mit der notwendigen Flexibilität beteiligt sind. Zweitens schwankt die Produktion von Hydro- und konventionellen Kraftwerken mit der Wind- und Sonnenenergie und ist somit nicht langfristig vertraglich gebunden. Ohne Langzeitverträge entfällt der wichtigste Mechanismus zur Bändigung der Marktmacht. Drittens ist die Kostenstruktur der Anbieter mit Vorhaltungs-, Start-, und implizierten Knappheitspreisen schwer zu überschauen.

Ein funktionierender Markt, der diese Kriterien erfüllt, sichert faire Strompreise für den Endkunden und reduziert die Kosten der Integration von Wind und Solarenergie. Er fördert zugleich die Marktchancen für kleine Erzeuger, die nicht innerhalb des eigenen Portfolios von Kraftwerken optimieren können.

Die qualitative Bewertung in Abbildung 2 macht deutlich, dass der Strommarkt derzeit nicht die Flexibilität bietet, die für eine effektive Integration erneuerbarer Energien notwendig ist. Dabei reicht das Erfüllen einzelner Kriterien nicht aus, vielmehr ist eine integrierte Lösung zu finden. Das Marktmodell mit einem ISO, so wie es in den meisten liberalisierten Märkten der USA eingeführt wurde, erfüllt die neuartigen Anforderungen. Dabei wird für den Vergleich unterstellt, dass der ISO, wie in den US-Beispielen der Fall, die Plattform für den kurzfristigen Energiemarkt anbietet.

Drei Faktoren erklären das gute Abschneiden dieses Modells. Erstens ist die Systemverantwortung klar dem ISO zugeordnet. Zweitens bekommt ein unabhängiger Sys-

⁶ EWIS (2010): European Wind Integration Study – Towards a successful integration of wind power into European Electricity Grids. ENTSO-E Premises, March 2010.

Abbildung 2

Vergleich von Märkten für Regelernergie und kurzfristigen Stromhandel

	Effizienter Kraftwerkeinsatz	Regelernergie-Bedarfsanpassung	Flexibler Einsatz der Kraftwerke	Internationale Marktintegration	Markttransparenz
Vereinigtes Königreich	▲	▲	▲		▲
Deutschland	◐		▲	▲	▲
Nordpool (Skandinavien)	◐	◐	▲	◐	▲
Spanien	●	◐	●		◐
USA (Unabhängiger Systembetreiber)	●	●	●	◐	●

Quelle: Borggreve, F., Neuhoff, K. (2011): *Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration*, www.climatepolicyinitiative.org.

© DIW Berlin 2011

Die europäischen Strommärkte werden den Herausforderungen im Hinblick auf die Integration erneuerbarer Energien nicht gerecht.

tembetreiber alle wesentlichen Informationen über das System und hat die Verantwortung, einen effizienten und sicheren Systembetrieb zu implementieren. Dazu bedient er sich einer einheitlichen Auktionsplattform, die alle Angebote von Marktteilnehmern gemeinsam betrachtet und eine systemumfassend optimale Marktlösung finden kann. Drittens bildet der Clearing-Algorithmus der Auktionsplattform die technische Realität des Stromsystems ab. Nach der ersten Einführung dieses Systems im integrierten Strommarkt Pennsylvania, New Jersey, Maryland (PJM) 1998 sind die meisten US-Regionen mit liberalisiertem Strommarkt zu diesem Marktmodell gewechselt.

Netzengpässe werden relevant für den Strommarkt

Bisher wird im Großhandel Strom deutschlandweit zu einem einheitlichen Preis gehandelt. Diese einheitliche Preiszone könnte sich zu einer erheblichen Herausforderung für die Energiewende entwickeln. Erzeuger und Händler können frei wählen, wo sie Strom in das Netz einspeisen und wo sie den Strom entnehmen wollen. Das führt zu Situationen, in denen geplante Stromtransporte größer sind als die Übertragungskapazität des Netzes. Dann muss der Netzbetreiber intervenieren, um die Systemstabilität sicherzustellen. Dabei bezahlt er zur Überlastung beitragende Kraftwerke für die Reduktion ihrer Stromproduktion und Kraftwerke in anderen Regionen für die Ersetzung des fehlenden Stroms (sogenannter Redispatch).

Das heutige Engpassmanagement lässt sich historisch erklären. Bei der Liberalisierung der Europäischen Strom-

märkte Ende des zwanzigsten Jahrhunderts waren die Stromkonzerne vertikal integriert. Um Wettbewerb und neuen Marktteilnehmern eine Chance zu ermöglichen, waren einfache und klare Regeln notwendig. Da niemand Berechnungen von vertikal integrierten Stromunternehmen überschauen oder direkt kontrollieren konnte, schafften die Regulatoren einheitliche Preiszonen und Regeln für internationale Stromübertragung. Dabei wurden Engpässe innerhalb von Ländern ignoriert und die dominanten Unternehmen verpflichtet, mögliche Engpässe in ihres Versorgungsgebietes selbstständig zu lösen. Als Besitzer fast aller Kraftwerke, die sowohl zu Engpässen beitragen, als auch zur Lösung der Engpässe benötigt werden, waren diese dafür auch gut aufgestellt.

Mit dem „unbundling“ von Erzeugung, Netzen und Verteilung haben Netzbetreiber keinen direkten Zugriff mehr auf eigene Kraftwerke, um mit Produktionsanpassungen Engpässe auszugleichen. Mit wachsendem Wettbewerb, auch durch erneuerbare Energien, tragen mehr Akteure zu Netzengpässen bei und müssen beim Netzengpassmanagement eingebunden werden. Das macht einen transparenten Umgang mit Engpässen notwendig, sowohl um Konflikte zwischen Technologien zu lösen (Einspeisevorrang von EEG), als auch, um eine glaubwürdige Grundlage für Netzausbauentscheidungen zu schaffen. Vor allem aber geht es um eine effektivere Ausnutzung der Netzkapazitäten für die verstärkte Einbeziehung erneuerbarer Energien und um die Sicherheit der europäischen Stromversorgung.

Wenn Engpässe zunehmen, steigen bei unkoordiniertem Engpassmanagement die Kosten der Engpassbeseitigung und die Risiken für die Netzstabilität.⁷ Produzenten und Händler können bis eine Viertelstunde vor Echtzeit dem Netzbetreiber ihre Fahrpläne mitteilen. Dem Netzbetreiber bleibt dann nur sehr wenig Zeit, um mögliche Engpässe zu erkennen und zu beseitigen. Das wird dadurch erschwert, dass nur wenige Kraftwerke schnell genug reagieren können und an den relevanten Netzknoten liegen. Deswegen behalten sich Übertragungsnetzbetreiber das Recht vor, kurzfristige Fahrplanänderungen abzulehnen.⁸ Das führt jedoch zu einem Risiko für kurzfristigen bilateralen Handel, wenn vereinbarte Lieferungen dann nicht ausgeführt werden können.

Jedoch ist auch die Alternative, den Übertragungsnetzbetreiber zu verpflichten, alle Transaktionen auszuführen

⁷ Bessere Koordinierung hätte zwar nicht die Auslöser vergangener Blackouts, vermutlich aber deren weiträumige Ausbreitung, verhindert (USA und Italien 2003, UCTE 2006. Bialek, J. W. (2007): *Why has it happened again? Comparison between the 2006 UCTE blackout and the blackouts of 2003*. IEEE PowerTech Conference, Lausanne.

⁸ Tennet (2011): *Bilanzkreisvertrag zwischen TenneT TSO GmbH und BKV*, www.tennetso.de, 4 Mai 2011.

ren, nicht zufriedenstellend. Sobald Engpässe zu erwarten sind, ist es selbst für kleine Erzeuger in exportbeschränkten Teilen der Preiszone profitabel, zusätzliche Produktion zu verkaufen, um anschließend vom Übertragungsnetzbetreiber für die Verringerung der Produktion zur Engpassbeseitigung bezahlt zu werden. Das führte im Herbst 1998 zum Versagen des britischen Gasmarktes und war einer der wichtigsten Faktoren für das Versagen des kalifornischen Strommarktes in den Jahren 2000/2001.⁹ Auslöser war in beiden Fällen, dass Netzengpässe zugenommen hatten.

Netzengpässe nehmen in Deutschland zu

Die Ansprüche an das deutsche Übertragungsnetz sind durch die gestiegene Erzeugungsleistung aus Windenergie in den letzten Jahren stark gewachsen. Ausgangspunkt war ein relativ gut ausgebautes Netz. Es war den Ansprüchen recht lange gewachsen, und Netzbetreiber hatten mit Freileitungsüberwachungen zu einer verbesserten Ausnutzung beigetragen. In den Jahren 2009/2010 führten zwei Besonderheiten zu einer Reduktion des Stromtransportes von Nord- nach Süddeutschland. Wegen geringer Niederschläge ist die Wasserkraftproduktion in Norwegen eingebrochen und wurde durch Stromimporte, unter anderem aus norddeutscher Windenergie, ersetzt. Zudem gab es einen wartungsbedingten Ausfall von zwei norddeutschen Kernkraftwerken. Auch wenn unklar ist, wie sich ein beschleunigter Ausstieg aus der Kernenergie auf die Stromtransporte innerhalb Deutschlands auswirken wird, ist klar, dass Investitionen in Windenergie weiterhin überproportional in Norddeutschland stattfinden werden. Insgesamt deutet sich an, dass Engpässe in Deutschland bald stark zunehmen. Dies macht den Netzausbau erforderlich, parallel dazu ist aber auch ein angemessenes Engpassmanagement notwendig, um die existierenden Kapazitäten effizient zu nutzen.

Einheitlicher Großhandelspreis in Deutschland nicht haltbar

Oft wird argumentiert, dass das Netz einfach gut genug ausgebaut werden muss, um eine einheitliche Preiszone beizubehalten. Bei anderen Transportsystemen existiert ein solcher Anspruch allerdings nicht. Die Kapazität von Schiene, Straße und Flughäfen ist meist kleiner als die Nachfrage zu Spitzenzeiten. Über Flugpreise, Bahnkontingente oder längere Fahrzeiten im Stau werden Reisende ermutigt, ihre Fahrten auf andere Strecken oder Zeiten zu verlagern. Dagegen wird im Strommarkt ein Produzent belohnt, wenn er zu Engpässen

beiträgt, denn der Übertragungsnetzbetreiber und damit der Endkunde bezahlen den Produzenten anschließend noch einmal, wenn er die Produktion anpasst, um den Engpass zu beseitigen.

Marktorientiertes Engpassmanagement einführen

Im internationalen Stromhandel wurden in Europa bereits erste positive Erfahrungen mit marktbasierendem Engpassmanagement gesammelt. Zunächst wurden Auktionen für Übertragungskapazität zwischen einzelnen Ländern eingeführt. Nur wer Übertragungskapazität ersteht, kann einen Stromtransfer zwischen Ländern anmelden. Getrennte Auktionen für Übertragungsrechte und für Energie haben jedoch auch nach Jahren zu keinem effizienten Marktergebnis geführt. Deswegen wurden die Energiemärkte direkt gekoppelt: Marktteilnehmer geben Angebote für Stromproduktion und Nachfrage bei ihrer nationalen Strombörse ab. Ein gemeinsamer Algorithmus bestimmt dann den Marktpreis in den einzelnen Ländern und verwendet zur Verfügung stehende Übertragungskapazität zwischen den Ländern, um Preisdifferenzen soweit möglich auszugleichen. Die gemeinsame Optimierung über mehrere Preiszonen wird als Marktkopplung bezeichnet.

In Norwegen und Schweden bestehen oft Übertragungsengpässe zwischen den großen Wasserkraftwerken im Norden und der Nachfrage im Süden. Deswegen wurden mehrere Preiszonen innerhalb der Länder eingeführt. Die Definition von Preiszonen innerhalb eines Landes erweist sich allerdings selbst bei den einfachen Strukturen des skandinavischen Stromnetzes als schwierig.¹⁰ Technisch sollten Preiszonen so gelegt werden, dass Übertragungsengpässe zwischen den Zonen gelegen sind, damit sie marktwirtschaftlich und nicht durch Redispatch gelöst werden können. Wenn sich die Engpässe jedoch durch Netzausbau, neue Kraftwerke oder neue Nachfrage verändern, müssen auch neue Preiszonen gebildet werden. Das schafft Unsicherheit für Investoren und Händler, denn sie wissen nicht, ob der Handelspartner weiterhin in der gleichen Preiszone bleibt. Die mögliche Veränderung der Preiszonen erschwert es auch dem ISO (hier: Nordpool), mit Marktteilnehmern längerfristige Übertragungsverträge zwischen Preiszonen zu schließen. Das ist ein Hindernis für längerfristigen Handel und Investitionen in Erzeugungskapazität.

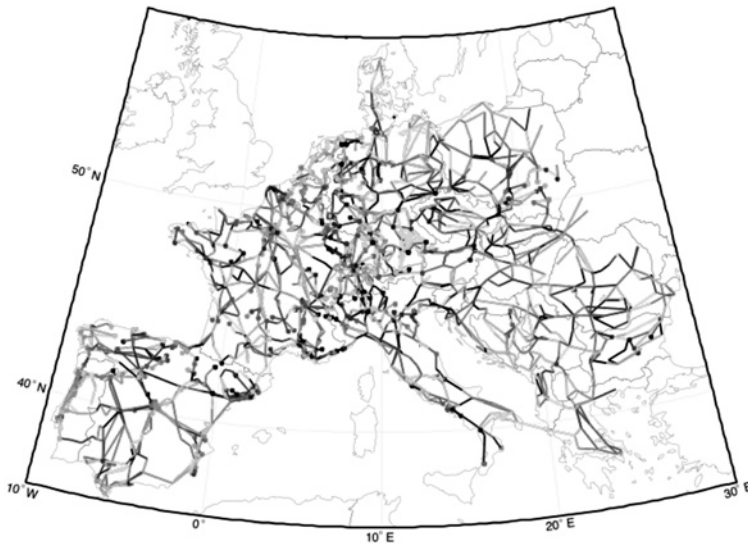
Im Stromnetz von Kontinentaleuropa ist es noch schwieriger Preiszonen zu definieren. Abbildung 3 zeigt wie

⁹ McDaniel, T., Neuhoff, K. (2003): Auctions to gas transmission access: The British experience. In: M. C. W. Janssen (Hrsg.): Auctions and Beauty Contests: A policy perspective. Cambridge.

¹⁰ Bjorndal, M., Jörnsten, J. (2007): Benefits from Coordinating Congestion Management - the Nordic Power Market. Energy Policy, 35 (3), 1978-1991.

Abbildung 3

Leitungslasten - Simulation für Europa mit 12,5 Prozent Windstrom



Dunkle Linien = stark belastete Netzteile, helle Linien = wenig belastete Netzteile.

Quelle: Neuhoff K, and J. Barquin, J. Bialek, R. Boyd, C. Dent, F. Echavarren, T. Grau, C. von Hirschhausen, B. Hobbs, F. Kunz, C. Nabe, G. Papaefthymiou, C. Weber, H. Weigt (2011): *Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity*, CPI Report. www.climatepolicyinitiative.org

© DIW Berlin 2011

eng vermascht das Übertragungsnetz ist. Unter der Annahme eines weiteren Ausbaus von Windenergie wird für eine zufällig gewählte Windlage die Stromproduktion simuliert. Mit dunkleren Strichen sind die stärker belasteten Leitungen gekennzeichnet. Durch effektives Engpassmanagement wird eine Überlastung einzelner Leitungen vermieden. Es zeigt sich, dass viele der Engpässe innerhalb und nicht zwischen den EU-Ländern liegen.¹¹ Das spricht für die Einführung von Preiszonen auch innerhalb von Ländergrenzen.

Wie bereits in Skandinavien verschieben sich jedoch die Engpässe nicht nur nach neuen Investitionen, sondern bereits bei geänderter Wind- oder Nachfragelage. Die Aufteilung von nationalen Preiszonen in kleinere Preiszonen ist notwendig, aber es ist schwer, solche Preiszonen so zu definieren, dass sie stabil bleiben. Diese Erfahrung wurde auch in den USA nach der Liberalisierung des integrierten Strommarktes von Pennsylvania, New Jersey und Maryland (PJM) gemacht. Zunächst wurde ein Engpassmanagement nur für wenige

¹¹ EWIS (2010): *European Wind Integration Study - Towards a successful integration of wind power into European Electricity Grid*. ENTSO-E Premises, March 2010.

Kasten 2

Stichwort Nodalpreise

Nodalpreise werden zum marktbasieren Engpassmanagement verwendet. Sie können als Weiterentwicklung der Marktkopplung verstanden werden. Beim heutigen Marktkopplern finden am Vortag für jede Preiszone Stromauktionen statt, zum Beispiel bei EEX für Deutschland und APX für die Niederlande. Die Übertragungsnetzbetreiber teilen dem gemeinsamen Auktionsprogramm der teilnehmenden Börsen mit, wie viel Übertragungskapazität zwischen den Preiszonen zur Verfügung steht. Der Auktionsmechanismus plant diese automatisch ein, um Strom von Preiszonen mit niedrigem Preis in Preiszonen mit höherem Preis zu transferieren. Dadurch nähern sich die Preise an und konvergieren oft zu einem einheitlichen Preis.

Je mehr Übertragungseingänge im Netz existieren, desto kleiner werden die Preiszonen, für die ein einheitlicher Preis verwendet werden kann. Bei der Nodalpreisung wird für jeden Netzwerkknoten ein eigener Preis definiert. Wenn keine Engpässe auftreten, konvergieren benachbarte Preise weiterhin.

Typischerweise wird ein unabhängiger Systembetreiber (ISO) mit der Implementierung von Nodalpreisen beauftragt. Der ISO kann thermische-, Spannungs- und andere technische Netzbeschränkungen im Auktionsmechanismus berücksichtigen. Das ermöglicht eine effektive und sichere Netznutzung. Zusätzlich zu dem finanziell verbindlichen Auktionsergebnis des Vortages, führt der ISO mehrere Auktionen innerhalb des Tages durch. Dadurch kann über das gesamte System optimiert werden, wenn Prognosen von Produktion oder Nachfrage sich ändern.

Der ISO agiert nach klar definierten Algorithmen und Prozessen und kann deswegen gemeinnützig ohne kommerzielle Anreize operieren. Er bietet nur die Plattform für den kurzfristigen Handel und veröffentlicht Referenzpreise. Aller längerfristige Handel findet ausschließlich bilateral oder auf Auktionen statt.

Übertragungsleitungen eingeführt, die traditionell von Engpässen betroffen waren. Es mussten dann jedoch immer mehr Leitungen einbezogen werden, da sich die Stromflüsse und Engpässe oft änderten.¹² Damit wurde der Handel und Betrieb zu komplex. Deshalb wurde auf ein Marktsystem basierend auf Nodalpreisen (Kasten 2) übergegangen.

¹² Hogan, W. (2000): *Flowgate Rights and Wrongs*. Harvard University.

Nodalpreisung ist ein System des marktbasiereten Engpassmanagements.¹³ Bisher wird beim Marktkoppeln jeweils Strom für eine Preiszone gehandelt. Übertragungsnetzbetreiber teilen den Strombörsen mit, welche Übertragungskapazität zwischen den nationalen Preiszonen vorhanden ist. Diese wird vom gemeinsamen Auktionsmechanismus der Börsen verwendet, um Transfers von Preiszonen mit niedrigen zu Preiszonen mit hohen Preisen einzuplanen und somit zugleich die Preise anzupassen. Wenn genügend freie Übertragungskapazität vorhanden ist, ergibt sich ein einheitlicher Strompreis. Je mehr Übertragungsengpässe im Netz sind, desto kleiner werden Zonen, für die nach dem norwegischen Modell einheitliche Preise definiert werden können. Bei der Nodalpreisung wird deswegen konsequenterweise für jeden Netzwerkknoten ein eigener Preis definiert. Wenn keine Engpässe auftreten, konvergieren die Preise in benachbarten Knoten.

Um zu quantifizieren, wie sich Nodalpreisung im europäischen Markt auswirken würde, haben mehrere europäische Forschungseinrichtungen im Rahmen des EU-Projektes „Re-Shaping“ das europäische Stromsystem simuliert. Dabei wurde zunächst der Strommarkt unter einer Weiterentwicklung des „Zonal Pricing“ abgebildet und das Ergebnis einer Situation von Nodalpreisung gegenübergestellt. Durch die bessere Ausnutzung des Netzwerkes kann bei Nodalpreisen bis zu 30 Prozent mehr Energie zwischen verschiedenen Regionen transportiert werden. Das entspricht den Erfahrungen, die in den USA bei der Einführung von Nodalpreisung gemacht wurden.¹⁴ Die Simulationsergebnisse zeigen auch, dass durch die effektivere Nutzung der Netze jährlich Brennstoffkosten und Emissionsrechte von ein bis zwei Milliarden Euro eingespart werden.¹⁵

Finanzielle Übertragungsverträge Schlüssel für Einführung von marktbasiertem Engpassmanagement

Eine klare Definition und eindeutige Zuweisung von Eigentumsrechten ist wichtig für wirtschaftliche Effizienz. Schwierigkeiten entstehen, wo Eigentumsrechte mehrfach vergeben werden. Dies ist der Fall, solange Marktteilnehmer das Gewohnheitsrecht auf unbegrenzte und allzeitige Übertragungen von Strom in Anspruch nehmen können. Als pragmatische Lösung könnten

Kasten 3

Stichwort Finanzielle Übertragungsverträge

Ein finanzieller Übertragungsvertrag erstattet dem Eigentümer die Preisdifferenz zwischen zwei Zonen oder Knoten im Netz. Das ermöglicht einen längerfristigen Stromhandel, zum Beispiel wenn ein Kraftwerk an Knoten A für ein Jahr Strom an einen Kunden an Knoten B zu einem festen Preis verkauft. Jeden Tag wird das Kraftwerk Strom in der Auktion von Knoten A verkaufen, und an Knoten B für den Kunden kaufen. Die mögliche Preisdifferenz, und somit das Risiko, wird durch die Zahlungen aus dem finanziellen Übertragungsvertrag abgesichert.

Sollte an einem Tag der Verkaufspreis an Knoten A unter die Erzeugungskosten des Kraftwerkes fallen, kann der Kraftwerksbetreiber wählen, keinen Strom zu produzieren. Er macht dadurch zusätzliche Gewinne in Höhe der Differenz zwischen dem Preis an Knoten A und den eingesparten Erzeugungskosten. Somit schaffen Nodalpreise Anreize für die flexible Stromerzeugung, und finanzielle Übertragungsverträge sichern zugleich längerfristige Verträge und Investitionen.

anstelle der unbeschränkten Nutzung des Stromnetzes finanzielle Übertragungsverträge angeboten werden (Kasten 3).

Die Einführung von finanziellen Übertragungsverträgen war ein zentraler Faktor für den Erfolg des Engpassmanagements in den liberalisierten Strommärkten der USA. Physische Übertragungsverträge und andere Ansprüche an das Netz wurden in finanzielle Übertragungsverträge überführt. Das hat Rechtssicherheit und Akzeptanz geschaffen. Finanzielle Übertragungsverträge existieren in den USA für Zeithorizonte bis zu 30 Jahren. Somit können Investitionen gegen mögliche Veränderungen der Netzwerkstruktur oder Netzwerknutzung abgesichert werden. Für Zeithorizonte von einigen Jahren hat sich ein liquider Handel von finanziellen Übertragungsverträgen etabliert, der den Handel von Energie komplementiert. Auch für Haushalte wurde in den meisten US-Staaten mit Nodalpreisen eine pragmatische Lösung gefunden. Für sie wird ein einheitlicher Strompreis über den ganzen Staat berechnet und angewendet.

¹³ Schweppe, F., Caramanis, M., Tabors, R., Bohn, R. (1988): Spot Pricing of Electricity. Kluwer Academic Press.

¹⁴ Mansur, E. T., White, M. W. (2009): Market organization and efficiency in electricity markets. <http://bpp.wharton.upenn.edu/mawwhite/>.

¹⁵ Neuhoﬀ K, and J. Barquin, J. Bialek, R. Boyd, C. Dent, F. Echavarren, T. Grau, C. von Hirschhausen, B. Hobbs, F. Kunz, C. Nabe, G. Papaefthymiou, C. Weber, H. Weigt (2011): Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity, CPI Report. www.climatepolicyinitiative.org

Karsten Neuhoﬀ, PhD, ist Forschungsdirektor am DIW Berlin und Leiter der Climate Policy Initiative (CPI) | kneuhoﬀ@diw.de

JEL: L94, F14, L10

Keywords: Market design, renewable energy, nodal pricing, transmission



Gert G. Wagner ist Vorsitzender des Vorstands des DIW Berlin. Der Beitrag gibt die persönliche Meinung des Autors wieder.

Atomausstieg: Deutschland kann ein Vorbild werden

Mit dem nach der japanischen Atomkraft-Katastrophe von der Bundesregierung verhängten Moratorium für die Stromerzeugung in sieben deutschen Atomkraftwerksblöcken ist die Debatte um die Zukunft der Energieerzeugung neu entbrannt. Für Deutschland müssen drei zentrale Fragen beantwortet werden: Können wir uns einen Ausstieg aus der Atomkraft wirtschaftlich und ökologisch leisten? Nützt unser Ausstieg überhaupt etwas, oder führt der Verzicht auf eigene Atomkraft lediglich dazu, dass wir mehr ausländischen Atomstrom importieren? Und: Was bringt es Europa oder der Welt, wenn Deutschland beim Ausstieg den Vorreiter spielt, alle anderen aber bei der Atomenergie bleiben?

Das DIW Berlin legt in diesem Wochenbericht Berechnungen vor, die zeigen, dass ein sofortiger Verzicht auf die ältesten Atomkraftwerke nur zu geringen Preissteigerungen für Strom führen würde. Langfristig – das ist gesellschaftlicher Konsens – sollen Kernenergie und fossile Brennstoffe durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Deren Anteil im Strommix kann konkreten Plänen zufolge bereits bis zum Jahr 2020 verdoppelt werden. Geeignete ungenutzte Flächen etwa zur Nutzung von Windenergie an Land sind vorhanden und auch in der Nordsee kann mehr Windenergie genutzt werden. Dazu kommen Biomasse, Solarenergie usw. Langfristig werden erneuerbare Energien zur Hauptenergiequelle für Deutschland.

Im Strombereich setzt dies freilich voraus, dass Netze und Speicher ausgebaut werden. Auch die Strommärkte müssen künftig effektiver gestaltet werden. Hierzu könnte die Schaffung eines unabhängigen „Systemoperators“ beitragen, der eine neutrale Rolle bezüglich des Handels und Netzmanagements spielen und damit Transparenz und faire Marktpreise schaffen könnte. Simulationen für Europa zeigen, dass so die Übertragungskapazität im europäischen

Stromnetz bis zu 30 Prozent besser ausgenutzt werden kann. Das schafft Flexibilität für den europaweiten Ausgleich der regional schwankenden Wind- und Solarstromerzeugung und somit für die Steigerung des Anteils dieser Energiegewinnung an der Gesamtgewinnung. All das hilft, die erneuerbaren Energien zuverlässiger und wettbewerbsfähiger zu machen.

Insgesamt kann Deutschland sich einen stufenweisen Ausstieg aus der Atomenergie leisten. Auch die zweite Frage ist beantwortet: Deutschland muss im Falle eines Ausstiegs keineswegs zwangsläufig mehr Atomstrom aus dem Ausland importieren. Verhindern können wir allerdings nicht, dass Marktakteure billigen Atomstrom aus dem Ausland kaufen wollen. Deutschland kann und sollte sich dem freien Strommarkt nicht entziehen. Deshalb bleibt die dritte Frage: Was nützt es der Welt, wenn wir die Ausstiegsvorreiter spielen? Was nützt es uns?

Mittel- und langfristig ist es für die Menschheit weltweit mit Sicherheit sinnvoll und notwendig, auf erneuerbare Energiequellen umzusteigen – selbst dann, wenn man die Großrisiken der Atomenergie völlig ignorieren würde. Wegen der Probleme in Japan schwindet die Akzeptanz der hochriskanten und zudem nicht versicherbaren Atomkraft derzeit in vielen Ländern der Erde. Wenn Deutschland den Vorreiter spielt und den Umstieg auf die erneuerbaren Technologien erfolgreich absolviert, dann trägt es mit der neu entwickelten Technik dazu bei, dass andere Nationen rasch folgen können. Die deutsche Industrie würde dazu beitragen, dass die Welt schneller zu nachhaltigeren, umweltfreundlicheren und für die Gesundheit ungefährlicheren Energiequellen findet. Und sie würde daran gut verdienen. Es lohnt sich in vielfacher Hinsicht für uns, als Öko-Avantgarde voranzuschreiten.