



18 2011

64. Jg., 38.–39. KW, 30. September 2011

ifo Schnelldienst

ifo-TUM-Symposium

Quo vadis Deutschland? Energiewende in Deutschland

Martin Czakainski

- Vorwort

*Martin Faulstich, Michael Weber, Christian Hey und
Matthias Herms*

- Optionen für eine nachhaltige Energieversorgung

Christian von Hirschhausen

- Infrastruktur für die Energiewende und die Systemtransformation – notwendig, aber kein Engpass für weitere Schritte

Rainer Friedrich

- Soziale Kosten von Stromerzeugungssystemen

Wolfgang Buchholz und Johannes Peiffer

- Energiepolitische Implikationen einer Energiewende

Heike Auerswald, Kai A. Konrad und Marcel Thum

- Unsichere Klimafolgen und rationale Klimapolitik

ifo Institut

Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
an der Universität München e.V.

ifo Schnelldienst ISSN 0018-974 X

Herausgeber: ifo Institut, Poschingerstraße 5, 81679 München, Postfach 86 04 60, 81631 München,
Telefon (089) 92 24-0, Telefax (089) 98 53 69, E-Mail: ifo@ifode.de.

Redaktion: Dr. Marga Jennewein.

Redaktionskomitee: Prof. Dr. Dres. h.c. Hans-Werner Sinn, Dr. Christa Hainz, Annette Marquardt, Dr. Chang Woon Nam,
Dr. Gernot Nerb, Dr. Wolfgang Ochel.

Vertrieb: ifo Institut.

Erscheinungsweise: zweimal monatlich.

Bezugspreis jährlich:

Institutionen EUR 225,-

Einzelpersonen EUR 96,-

Studenten EUR 48,-

Preis des Einzelheftes: EUR 10,-

jeweils zuzüglich Versandkosten.

Layout: Pro Design.

Satz: ifo Institut.

Druck: Majer & Finckh, Stockdorf.

Nachdruck und sonstige Verbreitung (auch auszugsweise):

nur mit Quellenangabe und gegen Einsendung eines Belegexemplars.

ifo-TUM-Symposium

Quo vadis Deutschland? Energiewende in Deutschland

Das Atomunglück von Fukushima hat der Debatte um die Zukunft der Energieversorgung weltweit einen neuen Impuls gegeben. In Deutschland waren eine radikale politische Kehrtwende der Bundesregierung und der Beschluss zum Ausstieg aus der Atomenergie die Folge. Weit stärker als die reine Atomkraftdiskussion prägt jedoch in der Zwischenzeit der Begriff der Energiewende die öffentliche Debatte. Dabei haben nicht erst die Ereignisse von Fukushima die Notwendigkeit einer Energiewende verdeutlicht, sondern bereits die Anerkennung der wissenschaftlichen Erkenntnisse zum Klimawandel. Um die Frage nach der Notwendigkeit einer Energiewende zu diskutieren und alternative Entwicklungspfade aufzuzeigen, veranstaltete das ifo Institut zusammen mit der Technischen Universität München am 12. Juli 2011 das Symposium »Quo vadis Deutschland? Energiewende in Deutschland«. Im Folgenden sind einige der Beiträge dokumentiert.

Vorwort

Martin Czakainski

3

Bei seiner Einführung in das Diskussionsthema des Symposiums wies *Martin Czakainski*, etv Energieverlag GmbH, Essen, darauf hin, dass sowohl Chancen und Nutzen als auch Risiken mit der Energiewende verbunden sind. So könnten klassische Wirtschaftsbereiche wie Handwerker, Bauwirtschaft, Maschinenbauer sowie Werften und Häfen am Zubau an Windkraft, Photovoltaik, Biomasse etc. partizipieren. Andererseits könnten Zusatzkosten entstehen und zum Verlust von Arbeitsplätzen führen, wenn Industrieunternehmen wegen teurer und unzuverlässiger Energieversorgung ins Ausland abwandern. Gelänge es aber, zum einen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und die Sicherung von Industriestandorten zu gewährleisten, zum anderen Klimaschutz und technologische Risiken zu berücksichtigen, könnte die deutsche Energiewende 2011 als Blaupause für andere Länder dienen.

Optionen für eine nachhaltige Energieversorgung

Martin Faulstich, Michael Weber, Christian Hey und Matthias Herms

5

Strom als eine in Deutschland besonders CO₂-intensive Energieform spielt beim Klimaschutz eine herausragende Rolle. Im Jahr 2009 war die Stromerzeugung für fast die Hälfte der deutschen CO₂-Emissionen des Energiebereichs verantwortlich. Die Erzeugung von Energie basiert nach wie vor in allen Bereichen im Wesentlichen auf dem Einsatz fossiler Rohstoffe, im Strombereich in Deutschland vorzugsweise auf Kohle. Für den Stromsektor sind technologische Alternativen bereits vorhanden oder befinden sich in der fortgeschrittenen Entwicklungsphase. *Martin Faulstich, Michael Weber, Christian Hey*, Sachverständigenrat für Umweltfragen, und *Matthias Herms*, Technische Universität München, zeigen die zwei aus Sicht des Sachverständigenrats für Umweltfragen möglichen Lösungsansätze zur Erreichung einer dekarbonisierten Stromerzeugung auf: die Steigerung der Energieeffizienz und den Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Reduzierung der Stromnachfrage durch Steigerung der Effizienz sei zunächst eine entscheidende Voraussetzung für die Transformation der Stromerzeugung. Viele Möglichkeiten, Energie zu sparen, seien zudem kostengünstig und relativ einfach umzusetzen. Andererseits sei die Nutzung der erneuerbaren Energien die einzig nachhaltige Form der Stromerzeugung. Die zu bewerkstellende hundertprozentige Umstellung sei jedoch so grundlegend struktureller Natur, dass ihre Umsetzung staatliche Eingriffe in den Energiemarkt benötige.

Infrastruktur für die Energiewende und die Systemtransformation – notwendig, aber kein Engpass für weitere Schritte

14

Christian von Hirschhausen

Im Rahmen der Energiewende in Deutschland bzw. der Transformation des gesamten Energiesystems in Richtung erneuerbare Energieträger wird der Infrastruktur oftmals eine besondere Bedeutung zugemessen; umgekehrt wird das Fehlen entsprechender Infrastrukturen gerne als Grund angeführt, die Systemtransformation zu verzögern. *Christian von Hirschhausen*, Technische Universität Berlin, zeigt, dass Infrastruktur zwar notwendig für eine erfolgreiche Systemtransformation ist, jedoch in Deutschland derzeit kein wesentlicher Engpass auf diesem Weg droht und daher dieses Thema energie- und gesellschaftspolitisch nicht unnötig überhöht werden sollte.

Soziale Kosten von Stromerzeugungssystemen

21

Rainer Friedrich

Der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie und die ehrgeizigen Klimaschutzziele erfordern einen Umbau des Stromerzeugungssystems in Deutschland. *Rainer Friedrich*, Universität Stuttgart, geht der Frage nach, welche Stromerzeugungstechniken in einem zukünftigen Stromerzeugungssystem eingesetzt werden sollten, wobei nicht nur die Stromerzeugungskosten, sondern auch externe Effekte mit zu berücksichtigen sind. Seiner Ansicht nach sind Laufwasser, gefolgt von Braunkohle, Wind, evtl. Wellenenergie und Steinkohle, die Optionen mit den niedrigsten sozialen Kosten. Aber da das Potenzial von Wind und Laufwasser begrenzt sei, Wind und Wellenenergie Reserve- oder Speicherkapazität benötigen und On-shore-Windkraft nicht überall akzeptiert sei, erweist sich vor allem Braunkohle als günstig.

Energiepolitische Implikationen einer Energiewende

30

Wolfgang Buchholz und Johannes Pfeiffer

Nach Meinung von *Wolfgang Buchholz*, Universität Regensburg, und *Johannes Pfeiffer*, ifo Institut, sind die bisher aufgetretenen energiepolitischen Implikationen der deutschen Energiewende gekennzeichnet durch mangelndes Kostenbewusstsein, einen übertriebenen Technikoptimismus, eine einseitige Wahrnehmung von Risiken, eine zu geringe Flexibilität des eingeschlagenen Transformationspfades sowie zumindest implizit durch einen gewissen Autarkiebias. Die derzeitige Energiepolitik lege sich auf bestimmte und technisch nur begrenzt innovative Lösungen fest, obwohl angesichts der enormen Unsicherheiten im Hinblick auf die auf längere Sicht verfügbaren energiepolitischen Optionen ein längerer Atem und höhere Flexibilität gefragt wären. Einen wesentlichen Mangel stelle zudem die nur unzureichende internationale bzw. europäische Integration der deutschen Energiepolitik dar. Die Energiewende müsse vor allem in wesentlich stärkerem Maße als gesamteuropäische Aufgabe wahrgenommen werden.

Unsichere Klimafolgen und rationale Klimapolitik

40

Heike Auerswald, Kai A. Konrad und Marcel Thum

Für die Klimapolitik einzelner Länder spielt nach Ansicht von *Heike Auerswald*, Technische Universität Dresden, *Kai A. Konrad*, Max-Planck-Institut für Steuerrecht und Öffentliche Finanzen, und *Marcel Thum*, Technische Universität Dresden und Niederlassung Dresden des ifo Instituts, neben der globalen Bedeutung des Problems die große Unsicherheit bezüglich der möglichen zukünftigen Schäden eine wichtige Rolle. Unilaterale Vorleistungen in der Klimapolitik können in einer Welt risikoaverser Entscheider dazu führen, dass die globalen Treibhausgasemissionen steigen. Es empfiehlt sich eine strategische Festlegung auf Anpassungsmaßnahmen. Diese schützen nicht nur das eigene Land vor den Klimafolgen, sondern zwingen auch andere Akteure dazu, mehr in Emissionsvermeidung zu investieren und so die globalen Risiken aus dem Klimawandel zu mindern.

Quo vadis Deutschland? ifo-TUM-Symposium zur Energiewende in Deutschland im Internet

43

Vorwort

Unsere ersten Erfahrungen mit Energiewenden liegen viele Jahrzehnte zurück. Es waren damals nicht politisch verordnete, sondern eher wirtschaftlich gewachsene Wenden von der Muskelkraft hin zu den Sekundärenergieträgern Dampf und später zum Strom. Beide Energiewenden brachten fundamental neue Qualitäten und Gestaltungsmöglichkeiten in Wirtschaft und Gesellschaft ein. Politisch gewachsen ist die in den 1990er Jahren international eingeleitete Energiewende, die aufgrund der Anerkennung wissenschaftlicher Erkenntnisse zum Klimawandel stattfindet und die sich in national sehr unterschiedlichen Konzepten zur Klimavor-sorge niederschlägt.

Die Jahre 2010 und 2011 bescherten Deutschland zwei weitere energiepolitische Kurswechsel. Das Energiekonzept vom Herbst 2010 setzte sehr weitreichende Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien, zur Erschließung der Energieeffizienzpotenziale sowie zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Im Frühjahr 2011 hat die Bundesregierung abrupt eine weitere Energiewende verabschiedet. Politisches Kalkül, Wählerpräferenzen und eine gefühlte Notlage nach der aufgeheizten öffentlichen Debatte um die Ereignisse in Fukushima gelten als wesentliche Ursachen der Schnelligkeit, mit der ein beschleunigter Ausstieg aus der Kernenergie entschieden wurde. Innerhalb weniger Monaten wurde ein Gesetzespaket geschnürt, um die durch den früheren Verzicht auf die Kernenergie notwendigen Treibhausgasreduktionen einzuleiten. Dieser Deal ist ein politisches Abenteuer, denn bei der Energiewende 2011 legt man sich in Windeseile und ohne die gebotene Gründlichkeit auf eine Strategie fest und schlägt ausgetretene Pfade ein, obwohl angesichts der bevorstehenden Umgestaltung des Energiesystems für den damit verbundenen langfristigen Transformationsprozess neue Wege in der Energiepolitik erforderlich wären.

Die jüngste Energiewende hat die öffentliche Debatte zur Energiepolitik hierzulande zweifelsohne beruhigt, ihre grundsätzliche Schiefelage jedoch nicht beseitigt. Der Mangel besteht vor allem in der unzureichenden Zuordnung von Regulierungs- und Akzeptanzfragen sowie Kosten- und Technologieaspekten auf den Zeitachsen, um mittel- und langfristig die angestrebten klimapolitischen und energiepolitischen Ziele zu erreichen. Insbesondere bei den Zukunftsfragen besteht wegen der Langfristigkeit und des großen Forschungsbedarfs erheblicher Diskussions- und Klärungsbedarf. Ohne rasche Erfolge bei Erforschung und Entwicklung marktfähiger neuer Energie- und Speichertechnologien wird die Energiewende kaum gelingen. Dem Konzept fehlen daher auch Rückfallstrategien für das Scheitern anvisierter technologischer Optionen etwa bei der Nutzung erneuerbarer Energien. Eine deutsche Strategie zu einer neuen Energiezukunft kann zudem nur im europäischen Kontext erfolgreich sein, und allein die kritischen Fakten bei Ressourcenverfügbarkeit, Geopolitik und globalem Strukturwandel erfordern die Einbeziehung der relevanten globalen Komponenten.

Die beschlossenen Maßnahmen der Energiewende verlagern die Verantwortung für das Funktionieren der Energieversorgung von den Marktakteuren auf staatliche Behörden. So gefährdet man die Früchte der Energiemarktliberalisierung, die im jüngsten Bericht der Mono-



Martin Czakainski

* Martin Czakainski ist Chefredakteur und Herausgeber der Fachzeitschrift »et« Energiewirtschaftliche Tagesfragen.

polkommission (9/2011) dokumentiert werden. Bei fortgesetzter Förderung der erneuerbaren Energien nach dem aktuellen Muster werden immer größere Teile der Stromerzeugung dem Wettbewerb entzogen. Offenbar hat das Kostenbewusstsein in der deutschen Energieversorgung durch den massiven Einsatz von Fördergeldern erheblich gelitten. Die Abkehr von marktwirtschaftlichen Prinzipien jedoch bedeutet den Verlust an Effizienz, Effektivität sowie Versorgungssicherheit und bremst die dringend erforderlichen Innovationskräfte, um die ökonomischen und ökologischen Problembündel zu lösen. Forderungen nach einer Abschaffung des EEG und das alleinige Vertrauen auf den Emissionshandel dürften derzeit jedoch kaum politische Mehrheiten finden. Daher müssen rasch Ansätze gefunden werden, damit auch für erneuerbare Energien auf Märkten entstehende Preissignale Eingang in Investitions- und Betriebsführungsentscheidungen finden. Letztlich wird der Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze sowie der Speicherkapazitäten bestimmen, welchen Anteil die erneuerbaren Energien zukünftig an der Stromversorgung haben werden.

Ohne Zweifel sind mit der Energiewende auch Nutzen und Chancen verbunden. Klassische Wirtschaftsbereiche wie Handwerker, Bauwirtschaft, Maschinenbauer sowie die gebeutelten Werften und Häfen werden vom Zubau an Windkraft, Photovoltaik, Biomasse etc. partizipieren. Und es bestehen Chancen für die Etablierung neuer Industrien. Angesichts der globalen Ressourcenlage wird auch die Reduzierung der Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern vorteilhaft zu Buche schlagen. Zu den größten Risiken zählen die Zusatzkosten der Energiewende und der Verlust von Arbeitsplätzen, wenn Industrieunternehmen wegen teurer und unzuverlässiger Energieversorgung ins Ausland abwandern. Den Abschied von ästhetischen Traditionen unseres Landschaftsbildes werden nicht alle Bürger als schmerzhaft empfinden. Außenpolitisch jedoch bezahlen wir schon jetzt einen Preis in nicht absehbarer Höhe, denn mit Ausnahme einiger dankbarer stromexportierender Nachbarländer fühlen sich nicht wenige europäische Partner von der deutschen Energiewende brüskiert. Gelingt es trotz der abrupten Wende zum einen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und die Sicherung von Industriestandorten zu gewährleisten, zum anderen Klimaschutz und technologische Risiken zu berücksichtigen, kann die deutsche Energiewende 2011 als Blaupause für andere Länder dienen.

Martin Faulstich*, Michael Weber**, Christian Hey** und Matthias Herms***

Auf der Klimakonferenz der Vereinten Nationen im Jahr 2010 im mexikanischen Cancún erklärten die Vertragsstaaten ihre Absicht, den globalen Temperaturanstieg auf 2 Grad Celsius gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen. Die Erreichung dieses Ziels verlangt von Industrieländern wie Deutschland ihre Emissionen bis 2050 um 80 bis 95% zu reduzieren (vgl. IPPC 2007). Das größte Wachstum der globalen Emissionen im Zeitraum von 1970 bis 2004 hat zweifelsohne im Bereich der Energieversorgung stattgefunden. Strom als eine in Deutschland besonders CO₂-intensive Energieform spielt beim Klimaschutz – neben der Wärme und Mobilität – die herausragende Rolle. Im Jahr 2009 war die Stromerzeugung für fast die Hälfte der deutschen CO₂-Emissionen des Energiebereichs verantwortlich. Die Erzeugung von Energie basiert nach wie vor in allen Bereichen im Wesentlichen auf dem Einsatz fossiler Rohstoffe, im Strombereich in Deutschland vorzugsweise auf Kohle. Allerdings bedeuten gesamtgesellschaftliche Emissionsreduktionen von 80 bis 95% für den Stromsektor eine nahezu vollständige Emissionsvermeidung, da die Emissionen der anderen Bereiche allein aus technischen Gründen bis 2050 nicht umfassend oder nur zu vergleichsweise hohen Kosten vermieden werden können. Für den Stromsektor sind technologische Alternativen bereits vorhanden oder befinden sich in der fortgeschrittenen Entwicklungsphase. Nach einem Modell der Europäischen Kommission, das den Weg zu einer 80%igen Reduktion der europäischen Treibhausgasemissionen beschreibt, muss die Dekarbonisierung des Stromsektors zügig vorangetrieben und im Jahr 2040 nahezu vollständig klimaneutral sein (vgl. Europäische Kommission 2011).

Grundsätzlich sind aus Sicht des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) zwei Lösungsansätze zur Erreichung einer dekarbonisierten Stromerzeugung denkbar: Die Steigerung der Energieeffizienz und der Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Reduzierung der Stromnachfrage durch Steigerung der Effizienz ist zunächst eine entscheidende Voraussetzung für die Transformation der Stromerzeugung. Viele Möglichkeiten Energie zu sparen, sind kostengünstig und relativ einfach umzusetzen. Bislang ist es jedoch noch nicht im notwendigen Umfang gelungen, die existierenden Potenziale zur Einsparung von Strom tatsächlich zu realisieren. Dass die wirtschaftlichen Potenziale der Effizienzsteigerung heute nur in Ansätzen erschlossen sind, ist auf eine Reihe struktureller, ökonomischer und sozialpsychologischer Hemmnisse zurückzuführen. Oftmals verhindern Informations- und Motivationsdefizite auf Verbraucher- wie

auch auf Anbieterseite den effizienten Einsatz elektrischer Energie. Ein weiterer Grund ist das Nutzer-Investor-Dilemma, welches auch häufig im Zusammenhang mit Energieeffizienz auftritt, und zwar dann, wenn die Anreize zu Einsparungen gering sind, da der Investor nicht oder nur eingeschränkt von ihnen profitiert (vgl. z.B. SRU 2008).

Ein bekanntes Beispiel, dass Effizienzsteigerungen nicht notwendigerweise zu einer Reduzierung des Gesamtenergieverbrauchs führen, ist der Rebound-Effekt. Er beschreibt Mehrverbräuche oder zusätzliche Energieanwendungen, die den

* Prof. Dr. Martin Faulstich ist Inhaber des Lehrstuhls für Rohstoff- und Energietechnologie an der Technischen Universität München und Vorsitzender des Sachverständigenrats für Umweltfragen.

** Dr. Christian Hey ist Generalsekretär und Michael Weber ist wissenschaftlicher Mitarbeiter des Sachverständigenrats für Umweltfragen.

*** Matthias Herms ist wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Technischen Universität München.



Prof. Dr. Martin Faulstich

© Markus Peherstorfer

vorangegangenen Einsparerfolgen entgegenlaufen oder sie gar wieder aufheben. Auch die bisherige Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland zeigt oftmals, dass Effizienzsteigerungen bei einzelnen Energieanwendungen nicht notwendigerweise zu einem Sinken des Gesamtenergieverbrauchs führen. Der Rebound-Effekt bezeichnet dabei den Anteil, der auf der technischen Ebene eingesparten Energie, der durch die Steigerung der Nachfrage wieder kompensiert wird (vgl. Sorrell 2007).

Energieeffizienz ist der Schlüssel dazu, den Stromverbrauch in Deutschland nachhaltig zu senken. Um Anreize für energieeffiziente Maßnahmen zu setzen, sollten einerseits funktionierende Märkte für Energieeffizienz geschaffen werden, andererseits muss sichergestellt werden, dass Einsparungen durch einzelne Maßnahmen auch tatsächlich zu einer Reduktion der Gesamtnachfrage führen. Vor diesem Hintergrund sollte auf nationaler Ebene ein absolutes Verbrauchsziel für den Strombedarf formuliert und langfristig eine Reduzierung des Stromverbrauchs angestrebt werden. Als mögliche Instrumente der Effizienzpolitik werden ein Energieeffizienzfonds und die Einführung weißer Zertifikate diskutiert (vgl. Irrek und Thomas 2006; Duscha et al. 2006). Darüber hinaus hat der SRU mit dem Stromkundenkonto ein neues effizienzpolitisches Konzept vorgeschlagen, das auf einer Begrenzung des absoluten Stromverbrauchs für den Bereich der privaten Haushalte beruht (vgl. SRU 2011). Unternehmen, die Strom an private Haushalte liefern, werden dazu verpflichtet, die gelieferte Strommenge insgesamt zu begrenzen, nicht verkaufte Kontingente sind handelbar. Das Gesamtbudget wird ermittelt aus einer pauschalen Liefermenge pro Haushaltskunden (Stromkundenkonto) und der Gesamtzahl der privaten Kunden eines Unternehmens. Dieses »Cap-and-Trade«-System auf Versorger-Ebene schafft Anreize auf Seiten der Stromproduzenten, Einsparbemühungen ihrer Kunden zu unterstützen.

Nachhaltige Energieerzeugung

Nachhaltigkeitsbewertung der Stromerzeugungsoptionen

Technologieentscheidungen der Energiepolitik sollten sich nicht nur der Klimafreundlichkeit, sondern auch an weiteren Kriterien der Nachhaltigkeit und Vorsorge orientieren, wie sie auch in der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung verankert sind. Insgesamt wird jede Erzeugung von Energie immer auch mit Eingriffen in den Naturhaushalt verbunden sein. Nachhaltigkeit in der Stromversorgung bedeutet daher, durch Abwägung die beste verfügbare Lösung zu finden. In diesem Sinne ist die Einsparung von Energie in der Regel die beste Option. Es ist jedoch bei allen denkbaren Anstrengungen zur Energieeinsparung und -effizienz davon auszugehen, dass auch zukünftig ein hoher Nachfragesockel an Elektrizität gedeckt werden muss.

Grundsätzlich stehen die Nutzung der Kernkraft, die fossile Stromerzeugung mit und ohne Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (CCS), sowie die erneuerbaren Energien als Optionen zur Deckung der Stromnachfrage zur Diskussion und müssen anhand der verschiedenen Kriterien der Nachhaltigkeit und Vorsorge, wie beispielsweise Ressourcenverfügbarkeit, Emissionen, Sicherheit, Flächennutzung, Reversibilität, Standortwahl und den Kosten, bewertet werden.

Die Nutzung der Kernenergie ist zwar mit relativ niedrigeren Treibhausgasemissionen verbunden, aufgrund der letztlich nicht vollständig auszuschließenden und in ihren Folgen zeitlich und räumlich nicht eingrenzenden Unfallrisiken sowie eines seit Jahrzehnten ungelösten Endlagerproblems stellt sie aber keine nachhaltige Option dar. Eine Vollversorgung mit Strom aus Kernkraftwerken würde zudem den Neubau vieler Dutzend Meiler bedeuten, was, ungeachtet der jüngsten Vorkommnisse in Japan, außerhalb jeglicher politischer Diskussion ist. Neue effizientere konventionelle Kohlekraftwerke sind aus Klimaschutzgründen nicht zielführend, da ihre ökonomische Lebensdauer über den Zielhorizont einer Dekarbonisierung (2050) hinausreicht (vgl. Hohmeyer und Hartmann 2010). Mit der Kohleverstromung sind zudem gravierende Eingriffe bei der Rohstoffgewinnung und – trotz wirksamer Luftreinigungsmaßnahmen – signifikante Immissionsbelastungen verbunden. Auch die Abscheidung und Ablagerung von Kohlendioxid stellt nur einen sehr beschränkten Ansatz dar, da der Einsatz von CCS durch begrenzte Speicherkapazitäten und Nutzungskonkurrenzen limitiert ist und die politische Durchsetzbarkeit der Speicherorte schwierig erscheint (vgl. SRU 2009, darüber hinaus Leipprand et al. 2009). Der Energieverbrauch muss zukünftig von der Nutzung fossiler Rohstoffe entkoppelt werden. Die einzig verbleibende zukunftsfähige Option sind daher die erneuerbaren Energien. Auch bei erneuerbaren Energien können Landnutzungskonflikte und, insbesondere beim Anbau von Energiepflanzen, auch klimaschädliche Landnutzungsänderungen und Beeinträchtigungen des Naturhaushalts auftreten, allerdings lassen sich diese Probleme durch eine geeignete Standortwahl sowie eine raumordnerische Steuerung des Anlagenbaus minimieren. Grundsätzlich sind genügend Standorte zu nachhaltigen Herstellung von erneuerbarer Energie vorhanden, das europaweite Potenzial ist jedenfalls deutlich größer als der Bedarf.

Überblick über 100%-erneuerbare-Energien-Studien

In den letzten zwei Jahren haben die zahlreich entstandenen Studien bewiesen, dass sowohl auf europäischer (für einen Überblick vgl. Hertin et al. 2010) als auch auf nationaler Ebene (vgl. Tab. 1) eine zu 100% durch erneuerbare Energie (EE) gedeckte Stromversorgung technisch machbar ist. Dabei ist nicht nur die mittlerweile große Zahl dieser

Tab. 1
Überblick über Studien zu einer vollständig erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland

Titel	Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung		Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen	Energiekonzept 2050	Modell Deutschland: Klimaschutz bis 2050*	Klimaschutz: Plan B – Energiekonzept für Deutschland	Roadmap 2050**							
Herausgeber	Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)		Umweltbundesamt (UBA)	Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE)	World Wild Fund For Nature (WWF)	Greenpeace	European Climate Foundation (ECF)							
Berechnungen	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)		Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)	Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE)	Öko-Institut e.V. und Prognos AG	EUtech	McKinsey & Company, KEMA, The Energy Futures Lab Imperial College London, Oxford Economics, ECF							
Erscheinungsjahr	2010		2010	2010	2009	2009	2010							
Szenario	Szenario 2.1a	Szenario 2.1b	Regionenverbund mit Wasserstoffspeicher		Innovation ohne CCS									
Strombedarf in TWh/a	511	701	557	764	453	468	4 900							
Stromerzeugung:	TWh/a	%	TWh/a	%	TWh/a	%	TWh/a	%	TWh/a	%	TWh/a	%	TWh/a	%
Wind	408	80	408	58	347	62	390	51	209	46	255	54	1 470	30
Photovoltaik	42	8	112	16	104	19	112	15	28	6	50	11	1 176	24
Geothermie	0	0	120	17	50	9	60	4	36	8	93	20	343	7
Biomasse	34	7	34	5	11	2	30	8	41	9	45	10	588	12
Wasserkraft	28	5	28	4	22	4	30	4	25	5	25	5	588	12
Speicher	0	0	0	0	0	0	0	0	55	12	0	0	0	0
Nettoimporte	0	0	0	0	22	4	142	18	48	11	0	0	735	15
Merkmale	Stundengenauere, kostenoptimierte Szenarien; Nutzung der Speicherpotenziale in Norwegen; ausgeglichene Import-Export-Bilanz		Nutzung der Potenziale aller Regionen; geringer Stromimport; Nutzung von Pumpspeichern und Methan- und Wasserstoffspeichern; Simulation auf Basis der Wetter- und Lastcharakteristik von vier Beispieljahren	Importe aus Europa und Nordafrika; Differenzkostenbetrachtung	hohe Energieeffizienzpotenziale	hohe Energieeffizienzpotenziale; Atomausstieg bis 2015 und Kohleausstieg bis 2040; ausgeglichene Import-Export-Bilanz	Fokus auf Ausbau des Übertragungsnetzes; außereuropäische Importe							

* 97% erneuerbare Energien. – ** Bezugsraum Europa.

Quelle (verändert und ergänzt nach Agentur für erneuerbare Energien (o. J.)): SRU (2011); UBA (2010); FVEE (2010); WWF (2009); Greenpeace (2009); ECF (2010).

Studien auffällig, sondern auch deren Detailtiefe. Das für die unterschiedlichen Szenarien des SRU verwendete REMix-Modell des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart (DLR) erfasst die Stromerzeugungspotenziale erneuerbarer Energieträger in Deutschland, Europa und Nordafrika in einer hohen Auflösung (Rasterzellen von 10 km x 10 km). Siedlungsflächen, ökologisch sensible Gebiete und Flächen mit konkurrierender Landnutzung wurden von der Potenzialanalyse ausgenommen oder nur eingeschränkt berücksichtigt. Das Modell arbeitet im Vergleich zu vielen anderen Studien außerdem mit einer zeitlich sehr hohen Auf-

lösung von einer Stunde und kann daher die Stromerzeugung im Jahresverlauf stundengenau auf die Nachfrage abstimmen. Dabei wird zudem ein kostenoptimaler Strommix aus erneuerbaren Energien berechnet.

Potenziale in Deutschland und Europa

Alle Studien kommen zu dem Ergebnis, dass die Potenziale der erneuerbaren Stromerzeugung die jährliche Nachfrage übersteigen. Das Potenzial zur erneuerbaren Stromerzeugung in Europa und Nordafrika entspricht dem etwa

zwanzigfachen des Bedarfs. Das REMix-Modell der SRU-Szenarien hat auf der Basis eines durchschnittlichen Windjahrs und durchschnittlicher Sonnenverhältnisse allein für Deutschland ein jährliches Erzeugungspotenzial für Elektrizität aus regenerativen Energiequellen von 839 TWh berechnet. Das Potenzial liegt damit deutlich über dem heutigen jährlichen Stromverbrauch von etwa 600 TWh/a und weit über den Annahmen der Zielszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung – dort wird für das Jahr 2050 ein vergleichsweise niedriger Verbrauch von 410 bis 430 TWh/a angenommen. Abhängig von der Entwicklung der Stromnachfrage kann eine vollständige Selbstversorgung Deutschlands allerdings sehr teuer werden und ist ohnehin nicht erstrebenswert. Nach den Berechnungen des REMix-Modells können die ersten 400 TWh/a zu sehr niedrigen Grenzkosten von unter 0,05 Euro/kWh produziert werden. Weitere 212 TWh/a dieses Potenzials können noch zu Grenzkosten von circa 0,96 Euro/kWh erzeugt werden. Bei einer höheren Nachfrage steigen dann allerdings die Grenzkosten deutlich an.

Attraktiver wäre ohnehin ein Stromverbund mit anderen europäischen Ländern und auch mit Nordafrika. Das regenerative Elektrizitätserzeugungspotenzial für die Region Europa-Nordafrika liegt laut den Berechnungen des REMix-Modells bei circa 105 000 TWh/a. Über 47 000 TWh/a lassen sich zu Grenzkosten von weniger als 0,05 Euro/kWh erzeugen.

Aufgrund der erheblichen Potenziale sowohl in Deutschland als auch im restlichen Europa und Nordafrika besteht ein Gestaltungsspielraum durch eine große Standortauswahl bei den regenerativen Technologien. Ökologische Probleme des Ausbaus lassen sich folglich durch planerische Gestaltung und politische Zielvorgaben umgehen. Ein Konflikt zwischen dem Ausbau erneuerbarer Energien und dem Naturschutz kann also vermieden werden.

Perspektive Windenergie

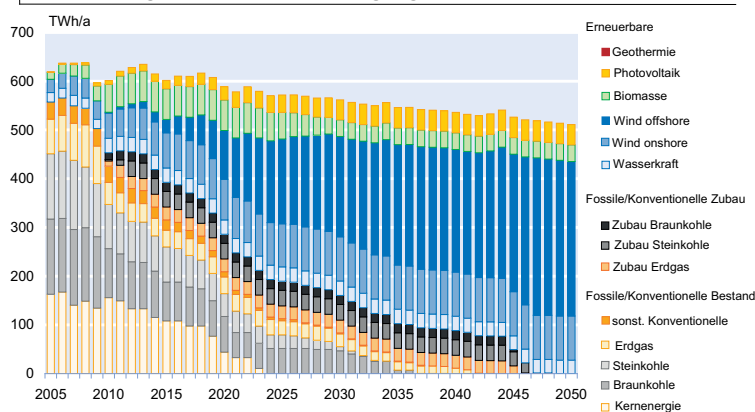
Das enorme Potenzial bedeutet aber auch, dass es wichtig ist, intelligent zu investieren. Kosteneffizient ist es, wenn die Elektrizitätserzeugung der regenerativen Energiequellen ausgebaut wird, die am preiswertesten die größte Menge an Strom liefern. In Deutschland liegen die günstigsten Potenziale im Bereich der Windenergienutzung. Die Analyse der EE-Studien spiegelt dies ebenfalls wider. Allen Studien ist gemeinsam, dass die Windenergie mit mindestens 46% die tragende Säule der deutschen Stromversorgung wird (vgl. Tab. 1). Es ist zu erwarten, dass die Stromgestehungskosten der Windenergie innerhalb der nächsten

15 Jahre unter die konventioneller Kraftwerke fallen. Dabei wird zunächst die Onshore-Windenergie wettbewerbsfähig, dann aber auch die Offshore-Windenergie. Aufgrund geringer Erfahrungen mit der Technologie letzterer liegen die Grenzerzeugungskosten zunächst noch über denen von Onshore-Anlagen. Aufgrund der günstigen Windverhältnisse auf See kann diese Technologie allerdings zu einem wichtigen Sockel der zukünftigen Stromversorgung werden. 7 000 bis 8 000 solcher Windkraftanlagen der neuen Generation mit einer Leistung von 10 Megawatt pro Turm könnten 60 bis 70% des Strombedarfs in Deutschland decken. Dabei bestehen weitreichende rechtliche Regelungen zum Schutz der Meere, insbesondere des ökologisch sensiblen Wattenmeers. Beim Ausbau der Offshore-Windenergie muss darauf geachtet werden, die negativen Umweltauswirkungen von Standortwahl, Bau und Betrieb zu vermeiden oder so gering wie möglich zu halten. Energiewende und Naturschutz sind durchaus gleichermaßen möglich.

Übergang bis 2050

Um den Übergang zu einer 100% erneuerbaren Stromversorgung zu ebnen, müssen erneuerbare Energien fossile Energieträger schrittweise ersetzen. Abbildung 1 zeigt dazu eines von insgesamt acht Szenarien mit unterschiedlichem Strombedarf und unterschiedlichem europäischen Vernetzungsgrad, die der SRU beim DLR in Auftrag gegeben hat. Weder Atomkraft nach 2023 noch der Bau neuer Kohlekraftwerke (mit CCS) sind für eine erfolgreiche Energiewende erforderlich. Aufgrund der hohen Volatilität der erneuerbaren Energien ist jedoch eine erhöhte Flexibilität des Kraftwerkparks gefordert. Die Anzahl notwendiger Abschaltungen und schneller Ab- und Anfahrvorgänge zur Bewältigung der sogenannten Residuallast wird erheblich steigen. Der Bedarf einer dauerhaft gleichmäßigen Grundlast besteht demnach nicht mehr.

Abb. 1
Entwicklung der Bruttostromerzeugung bis 2050



Randbedingungen: Deutschland, 15% Stromaustausch mit Dänemark und Norwegen, Wärmekraftwerke 35 Jahre Laufzeit, Modell DLR REMix

Quelle: SRU (2011).

Wie die notwendige Flexibilisierung des Elektrizitätsversorgungssystems erreicht werden kann, wird die zentrale Diskussion der nächsten Jahre werden. Während sich die 100%-EE-Studien in der Frage einig waren, dass eine erneuerbare Vollversorgung möglich ist, so unterscheiden sie sich allerdings im Umgang mit den Herausforderungen des Übergangs. Während das Umweltbundesamt (Wasserstoff bzw. Methanspeicher) und der SRU (Pumpspeicher in Norwegen) die Notwendigkeit von Speichern hervorheben, betonen Greenpeace und WWF vor allem die Bedeutung von Effizienzeinsparungen. Ein niedrigerer Stromverbrauch und damit auch eine niedrigere nachgefragte Maximalleistung verringern den Bedarf an Residuallast zu allen Zeiten erheblich. Die europäischen Studien, wie auch das Europa-Nordafrika Szenario des SRU, hingegen belegen die Attraktivität überregionaler Stromverbünde. Theoretisch wäre in einem vollkommen vernetzten Versorgungssystem über Europa und Nordafrika keine Speicherung von Elektrizität erforderlich. Ob dies wiederum die ökonomisch sinnvollste Lösung ist, lässt sich bezweifeln. Die Bundesregierung wählt derzeit einen anderen Weg und plant den Bau flexibler konventioneller Kraftwerke zu fördern (vgl. Bundesregierung 2011). Neben flexiblen Gaskraftwerken wird auch ein Anreizinstrument für den Bau effizienter Kohlekraftwerke in Erwägung gezogen. Vor diesem Weg ist eindringlich zu warnen. Neue Kohlekraftwerke sind aufgrund ihrer durchschnittlichen Lebensdauer von 40 Jahren nicht mit den Emissionsreduktionsanforderungen des Stromsektors vereinbar. Außerdem erreichen selbst effiziente Kohlkraftwerke nicht die Flexibilität von Gaskraftwerken, deren Bau, wenn neue Kapazitäten denn überhaupt als notwendig betrachtet werden, daher zu bevorzugen ist.

Flankierung des Emissionsrechtehandels mit dem EEG

Mit dem Beginn der ersten Phase des europäischen Emissionsrechtehandels im Jahr 2005 wurde ein wichtiger Pfeiler für eine gesamteuropäische Klimaschutzpolitik gesetzt. Die Festlegung eines Preises für CO₂-Emissionen kann zur besseren Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien beitragen. In der Theorie führt der Emissionsrechtehandel zu einer kostenminimalen Erreichung des festgesetzten Vermeidungsziels. Prominente Kritiker des bundesdeutschen und europäischen Instrumentenmix vertreten den Standpunkt, dass zusätzliche Instrumente die Steuerung der CO₂-Emissionen durch den Emissionsrechtehandel behindern, zu einem Abweichen vom kosteneffizientesten Pfad beitragen und somit keinen Beitrag zum Klimaschutz leisten (vgl. Sinn 2008; Monopolkommission 2009; Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung 2009; Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit 2004; Donges et al. 2009; RWI 2009). Selbst der SRU ging zunächst davon aus, dass

ein global organisierter Emissionsrechtehandel allein die nötigen Impulse geben könnte, um den Klimawandel einzudämmen (vgl. SRU 2006).

Tatsächlich hat der europäische Emissionshandel bislang nur einen moderaten Einfluss auf unternehmerisches Handeln. Einer Studie von KfW und ZEW zur Folge haben seit 2008 lediglich 40% der Unternehmen ihre internen CO₂-Minderungskosten bewertet, für 30% war das Thema nachrangig, wiederum 30% haben eine Bewertung bewusst unterlassen (vgl. KfW und ZEW 2011). Abgesehen davon, dass der Emissionshandel nur private Kosten minimieren kann und über die Emissionen hinausgehende externe Kosten wie zum Beispiel nicht einkalkulierte Sicherheitsrisiken der Nuklearenergie und das ungelöste Problem der Endlagerung nicht berücksichtigt, gibt es weitere Gründe für eine Flankierung des Emissionshandels sowohl durch Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien als auch zur Steigerung der Energieeffizienz. Im Folgenden werden besonders herausragende Argumente für eine Flankierung des Emissionsrechtehandels mit dem EEG aufgeführt (vgl. auch Holm-Müller und Weber 2010; Matthes 2010; Fischeidick und Samadi 2010).

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) steht seit der Einführung des europäischen Emissionsrechtehandels im Kreuzfeuer der Befürworter einer monoinstrumentellen Klimaschutzpolitik. Durch das EEG würden zwar in Deutschland bei der Stromproduktion weniger CO₂-Emissionen ausgestoßen, dies führe allerdings aufgrund der geringeren Nachfrage zu einem Preisverfall der Emissionsrechte. In der Folge könnten deutsche Emittenten in anderen Sektoren und allgemein Emittenten in anderen europäischen Ländern Verschmutzungsrechte günstiger erwerben. Die Menge der für Europa kumulierten Emissionen definiere sich weiterhin über die Zahl der ausgegebenen Zertifikate. Durch zusätzliche Maßnahmen würden lediglich die Kosten für die deutschen Stromverbraucher steigen (vgl. Sinn 2008; Frondel und Ritter 2010). Grundsätzlich muss bei der Diskussion über den deutschen Strommarkt stärker berücksichtigt werden, dass dieser in seiner Grundstruktur vom vollkommenen Markt in der volkswirtschaftlichen Theorie stark abweicht. Den Nachfragern steht ein Angebotsoligopol gegenüber, das die derzeitigen Strukturen optimal nutzen kann, um hohe Gewinne zu erwirtschaften. Zudem weisen die Strommärkte noch weitere Wettbewerbsverzerrungen im Bereich der konventionellen Energieträger auf, man denke nur an die bereits erwähnten nicht eingepreisten Sicherheitsrisiken der Kernenergie, aber auch an die Subventionen für den Kohleabbau und allgemein an potenzielle Klima- und Umweltschäden, die der Strompreis nicht berücksichtigt (vgl. Gawel und Lehmann 2011).

In einem Punkt ist die Kritik jedoch angemessen: Die technologiespezifischen Fördersätze haben in der Vergangen-

heit zu einer Überförderung der Photovoltaik geführt. Deren Ausbau war und ist noch vergleichsweise teuer, besonders gemessen an der günstigen Windenergie (s.o.). Trotz dieses Mankos in der Ausgestaltung ist die Förderung der erneuerbaren Energien einerseits eine sinnvolle Ergänzung zum Emissionsrechtehandel – wie die Erläuterung der nachfolgenden Effekte zeigen wird – andererseits ist sie mittelfristig alternativlos. Im Folgenden werden jene Vorteile des EEG herausgestellt, die durch das Instrument des Emissionsrechtehandels nicht oder nur unzureichend erreicht werden können.

Lernkurven- und Skaleneffekte

Die Kritik am EEG geht von der Annahme vollkommener Märkte, in denen sich neue Technologien optimal zum gesamtwirtschaftlichen Vorteil durchsetzen, aus. Vollständig neue Technologien sind jedoch – abgesehen von den bei allen Innovationen anfallenden FuE-Investitionen – durch die fehlende Marktdurchdringung zu Beginn des Produktlebenszyklus benachteiligt. Sie können durch Lernkurveneffekte und den Übergang zur Massenproduktion sehr hohe Kosteneinsparungen erreichen, allerdings erst längerfristig und nach vergleichsweise hohen Anfangsinvestitionen. Inkrementelle Innovationen erfordern dagegen häufig nur geringe Änderungen und können unter Umständen sehr schnell implementiert werden, so dass damit verbundene Kostensenkungen vergleichsweise schnell realisiert werden können.

Zwar erhöht der Emissionshandel die Chance des Einsatzes von Technologien, die ohne Berücksichtigung von Umwelteffekten teurer sind als die etablierten Technologien. Da aber immer diejenige Technologie ausgewählt wird, die zum jeweiligen Zeitpunkt am günstigsten ist, werden fundamental neue Vermeidungstechnologien, die erst durch Marktdurchdringung und damit verbundene überbetrieblich verursachte Kostendegression die Konkurrenzfähigkeit mit anderen, bereits etablierten Vermeidungsalternativen erreichen können, nicht wettbewerbsfähig und damit auch nicht eingesetzt. Dies gilt selbst dann, wenn diese neuen Technologien langfristig kostengünstiger sind als andere Vermeidungsmaßnahmen. Die breite Implementierung der erneuerbaren Energien stellt einen grundlegenden Systemwechsel in der Stromerzeugung dar, der nur in der langen Frist vollzogen werden kann. Der kurzfristige Entscheidungshorizont privater Akteure führt stets zu einer Bevorzugung inkrementeller Innovationen, die kurzfristig geringere Kosten verursachen, gegenüber fundamentalen Innovationen, die sich erst langfristig als günstiger erweisen. Um Kosteneinsparungen durch Lernkurven- und Skaleneffekte zu ermöglichen, müssen Technologien aber in großem Maßstab verwendet werden (vgl. IEA 2000). Da der unvollkommene Markt dies allein nicht gewährleistet, ist eine Steuerung durch ein Förderinstrument wie das EEG erforderlich.

Eine frühzeitige Förderung erneuerbarer Energien hat außerdem den Vorteil, dass dadurch später ein starker Anstieg der Emissionspreise vermieden werden kann (vgl. dazu auch Del Rio Gonzales 2008). Sie kann verhindern, dass die gesellschaftlichen Vermeidungskosten bei steigender Vermeidungsanforderung explosiv ansteigen, wenn inkrementelle Vermeidungsmaßnahmen nicht mehr ausreichen. Dies ist besonders dann von Bedeutung, wenn der Emissionshandel – wie in der EU – so gestaltet ist, dass die Emissionsvermeidungsziele über die Zeit immer strikter festgelegt werden. Eine frühe Förderung vielversprechender Technologien kann damit die Erreichung strikter Emissionsziele mit geringerem Widerstand erlauben.

Pfadabhängigkeiten von Investitionen bei Unsicherheiten

Für eine kostenminimierende Emissionsvermeidung durch den Emissionshandel wird in der gängigen Theorie unterstellt, dass Unternehmen die ihnen zur Verfügung stehenden Vermeidungsmaßnahmen in eine Rangfolge bringen: zuerst die insgesamt kostengünstigsten Maßnahmen, mit denen ein bestimmtes Maß an Vermeidung erreicht werden kann, dann die etwas teureren, die weitere Emissionsreduktionen ermöglichen, und schließlich noch kostenaufwändigere. So werden zuerst alle kostengünstigen Möglichkeiten genutzt, bevor auf teurere zurückgegriffen wird.

Tatsächlich aber bestehen Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Maßnahmen. Teurere Alternativen, bei denen es zur Nutzung vollständig anderer Technologien kommt, machen die bisher getätigten Maßnahmen teilweise obsolet.

Wenn Unternehmen immer langfristig unter vollkommener Voraussicht planen können, werden sie mit diesem Problem nicht konfrontiert. Wenn sie wissen, wie sich über zukünftige Perioden der Zertifikatspreis und die Kosten der verschiedenen Alternativen entwickeln, wählen sie die Kombination von Alternativen, bei der sie über die Gesamtlaufzeit der Investitionen die niedrigsten Kosten haben. Bildet ihre Einschätzung die Realität richtig ab, wird das Emissionsziel auf dem langfristig kostengünstigsten Weg erreicht. Ist dies jedoch nicht der Fall, und die Unternehmen haben beispielsweise die Entwicklung der Zertifikatspreise unterschätzt, entstehen im Nachhinein unnötige Kosten.

Tatsächlich ist vollkommene Voraussicht weder für den Staat noch für private Akteure gegeben, weder in der Emissionsvermeidung noch bei rein kommerziellen Investitionen, so dass diese unnötigen Kosten immer wieder auftreten. Im Fall des Übergangs zu einer weitgehend dekarbonisierten Elektrizitätsversorgung gewinnen solche Probleme an Brisanz. Dies ergibt sich aus der Faktorspezifi-

zität, das heißt dem Grad der alternativen Verwendbarkeit getätigter Investitionen (vgl. Williamson 1990, 60). Investitionen in der Energiewirtschaft sind sehr oft gekennzeichnet von einem hohen Grad an Faktorspezifität, sind also überwiegend nur für einen bestimmten Verwendungszweck vorgesehen und gelten, einmal getätigt, als irreversible Kosten (sunk costs). Auch Investitionen in Infrastrukturen sind im Strombereich mit einem hohen Maß an Voraussicht kosteneffizienter zu gestalten. Zusätzlich werden Versorgungsengpässe vermieden, wenn mit deutlichem Vorlauf vor einer Strukturveränderung des Stromangebots geplant und gebaut werden kann. Es bedarf daher einer frühzeitigen Festlegung des gewünschten Erzeugungsportfolios und seiner Standortstruktur.

Es ist davon auszugehen, dass die Preise für Emissionszertifikate bei einer schrittweisen Verschärfung des Emissionsminderungsziels steigen werden. Wenn Unternehmen sich aber hauptsächlich an den relativ niedrigen herrschenden Zertifikatkosten orientieren (oder den zukünftigen Zertifikatspreis stark unterschätzen), kommt es zu Investitionen, mit denen zwar Emissionen reduziert werden, die aber zum einen langfristig nicht ausreichend sind und zum anderen die relative Vorzüglichkeit weiterer Emissionsminderungsmaßnahmen zugunsten von Verbesserungen an den bestehenden Anlagen verändern.

Selbstverständlich verfügt auch der Staat nicht über vollständige Informationen, jedoch besteht hier ein zentraler Unterschied: Die Wirkungsweise des Emissionshandels beruht auf den staatlich gesetzten Emissionsobergrenzen. Die Unternehmen richten sich aber nicht nach dem relativ klaren langfristigen Ziel, sondern nach ihrer Einschätzung über die Preisentwicklung. Beim Emissionshandel schlägt sich Unsicherheit jedoch im Preis nieder. Damit ist die Basis von privaten Entscheidungen deutlich unsicherer und volatiler als die der staatlichen Entscheidungen, nämlich das Emissionsziel. Hinzu kommt auch eine Unsicherheit über die langfristige Glaubwürdigkeit politischer Vorgaben. Beides führt dazu, dass Aussagen über die langfristige Entwicklung des Zertifikatspreises mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Fehlerhafte und insbesondere nach unten abweichende Einschätzungen der langfristigen Entwicklung der Zertifikatspreise im Emissionshandelssystem führen schnell zu Abweichungen von langfristig kostenminimalen Lösungen.

Probleme bei der Finanzierung von Emissionsvermeidungsmaßnahmen

Im Grundmodell des Emissionshandels wird Finanzierungsproblemen keine Bedeutung beigemessen. Alle Investitionen, die eine entsprechende Kapitalrentabilität aufweisen, können theoretisch auch finanziert werden. Dies entspricht jedoch nicht der Realität. Banken können sich zwar die Über-

nahme höherer Kreditausfallrisiken durch entsprechend höhere Zinssätze vergüten lassen, sie sind aber schon aufgrund geltender Eigenkapitalvorschriften angehalten, relativ hohe Sicherheitsanforderungen an die Vergabe von Krediten zu stellen. Einer Studie des Chatham House zufolge ist es entscheidend, dass politische Maßnahmen die Faktoren adressieren, die in die Bewertung durch die Banken einfließen, wenn sie die Finanzierbarkeit von Projekten analysieren (vgl. Hamilton 2009). Dabei müssen alle bestehenden Risiken berücksichtigt werden, auch solche, die durch staatliche Regulierung und Intervention und die Grenzen der bestehenden Infrastruktur entstehen. Von zentraler Bedeutung sind eindeutige Ziele sowie die langfristige politische Stabilität und die Präzision in der Ausgestaltung der Instrumente. Dies erklärt, warum der größte positive Einfluss auf die Investitionsfreudigkeit von Kapitalgebern bisher von einer Politik zur Förderung erneuerbarer Energien ausging, die verlässliche Einnahmen wie feste Einspeisevergütungen generierte (vgl. Hamilton 2009).

Fazit

Der Klimawandel verlangt die Dekarbonisierung unserer Industriegesellschaft und eine vollständig emissionsfreie Stromversorgung. Um dieses Ziel zu erreichen, bieten sich einerseits verschiedene Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz an. Effiziente Nutzung von Energie bedeutet schließlich Energieeinsparung und trägt somit am nachhaltigsten und auch am kostengünstigsten zum Klimaschutz bei. Andererseits sind die erneuerbaren Energien die einzig nachhaltige Form der Stromerzeugung. Die zu bewerkstellende Umstellung auf 100% erneubare Energien ist jedoch von grundlegend struktureller Natur. Um diese zu gestalten, sind staatliche Eingriffe in den Energiemarkt notwendig. Dabei stellt der europaweite Emissionsrechtehandel eine wichtige erste Maßnahme zum Klimaschutz dar, allerdings ist dieses Instrument nicht geeignet, die Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien zu fördern, und versagt als einziges Instrument aus mehreren Gründen:

- Ein Preis für Kohlenstoff verbessert auch die Wettbewerbsfähigkeit von Technologien, die aus der Perspektive mehrdimensionaler Nachhaltigkeitskriterien als nicht dauerhaft akzeptabel angesehen werden.
- Wegen Lernkosteneffekten werden bestimmte Technologien erst als Folge einer breiten Marktdurchdringung wettbewerbsfähig. Diese Marktdurchdringung unterbleibt jedoch, solange der Emissionshandelspreis niedrig ist.
- Ein entsprechend hoher Sockel kohlenstoffintensiver Stromerzeugung reduziert die Preiselastizität auf später erforderliche Mengenverknappungen und führt damit zu extremen Verteuerungen des Zertifikatspreises.

- Der frühzeitige Ausbau erneuerbarer Energien erhöht die Preiselastizität der Nachfrage nach Zertifikaten und kann damit zu dynamischer Effizienz beitragen.
- Der Emissionshandel allein wird kaum signifikante Anreize für Stromeffizienz leisten und nur einen Teil der externen Effekte des Stromverbrauchs abdecken. Erhebliche, sehr kostengünstige Potenziale der Stromeinsparung blieben daher ungenutzt.

Aus diesen Gründen sollte der Emissionshandel durch weitere Politiken flankiert werden. Voraussetzung dafür ist eine Systementscheidung für einen kohlenstofffreien Strommix. Es gibt gute Gründe, den erneuerbaren Energien dabei den Vorzug zu geben.

Literatur

- Agentur für Erneuerbare Energien (o.J.), *5* 100%= 2050*, online verfügbar unter: <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/startseite/detailansicht/article/19/5-x-100-2050-fuenf-studien-1-ergebnis-deutschland-ist-erneuerbar.html>.
- Barker, T., A. Dagoumas und J. Rubin (2009), »The macroeconomic rebound effect and the world economy«, *Energy Efficiency* 2(4), 411–427.
- Bundesregierung (2011), »Eckpunkte Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich«, online verfügbar unter: <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2011/06/2011-06-06-energie-wende-kabinettsbeschluss-doorpage-energiekonzept.html>.
- CDU, CSU, FDP (2009), *Wachstum, Bildung, Zusammenhalt, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP*, 17. Legislaturperiode, Berlin, online verfügbar unter: <http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cdu-csu-fdp.pdf>.
- Donges, J.B., J. Eekhoff, L.P. Feld, W. Möschel und M.J.M. Neumann (2009), *Für einen wirksamen Klimaschutz*, Stiftung Marktwirtschaft, Schriftenreihe 49, Berlin.
- Duscha, M., D. Seebach und B. Griebmann (2006), *Politikinstrumente zur Effizienzsteigerung von Elektrogeräten und -anlagen in Privathaushalten, Büros und im Kleinverbrauch*, Umweltbundesamt, UBA-Texte 20/06, Dessau.
- ECF (European Climate Foundation), McKinsey & Company, KEMA, The Energy Futures Lab at Imperial College London, Oxford Economics (2010), *Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. Vol. 1: Technical analysis. Den Haag*: ECF, online verfügbar unter: http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_Press-Pack.pdf.
- Europäische Kommission (2011), *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, COM(2011) 112, Europäische Kommission, Brüssel.
- FVEE (ForschungsVerbund Erneuerbare Energien) (2010), *Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien*, FVEE, Berlin.
- Fischedick, M. und S. Samadi (2010), »Die grundsätzliche wirtschaftstheoretische Kritik am Erneuerbare-Energien-Gesetz greift zu kurz«, *Energiawirtschaftliche Tagesfragen* 60(1–2), 122–128.
- Frondel, M. und N. Ritter (2010), »Deutschlands Art der Förderung erneuerbarer Energien: Nicht zur Nachahmung zu empfehlen«, *Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht* 33(3), 261–281.
- Gawel, E. und P. Lehmann (2011), »Macht der Emissionshandel die Förderung erneuerbarer Energien überflüssig?«, *Energiawirtschaftliche Tagesfragen* 61(3), 24–28.
- Greenpeace (2009), *Klimaschutz: Plan B – Energiekonzept für Deutschland*, Greenpeace, Hamburg.
- Hamilton, K. (2009), »Unlocking Finance for Clean Energy: The Need for 'Investment Grade' Policy«, Chatham House. Energy, Environment and Development Programme Paper 04/09, London.
- Hertin, J., C. Hey und F. Ecker (2010), »The Future of the European Electricity Supply: Moving from Energy-Mix Projections to Renewables-Based Scenarios«, *Renewable Energy Law and Policy Review* 1(2), 131–139.
- Hohmeyer, O. und C. Hartmann (2010), »Knappe CO₂-Speicherstätten für Biomasse-CCS«, *Energiawirtschaftliche Tagesfragen* 60(1–2), 144–148.
- Holm-Müller, K. und M. Weber (2010), *Plädoyer für eine instrumentelle Flankierung des Emissionshandels im Elektrizitätssektor*, online verfügbar unter: http://www.umweltrat.de/cae/servlet/contentblob/1098104/publicationFile/88541/2010_06_Emissionshandel_Strom.pdf.
- IPCC (2007), »Summary for Policymakers«, in: B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave und L.A. Meyer (Hrsg.), *Climate Change 2007: Mitigation, Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, New York.
- IEA (2000), *Experience Curves For Energy Technology Policy*, IEA, Paris.
- Irrek, W. und S. Thomas (2006), *Der EnergieSparFonds für Deutschland*, Hans-Böckler-Stiftung, Düsseldorf.
- KfW und ZEW (2011), *CO₂-Barometer 2011 – Hoher Anpassungsbedarf im EU-Emissionshandel ab 2013 – deutliche Defizite bei der Vorbereitung in den Unternehmen*, Frankfurt am Main, online verfügbar unter: <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/co2panel/CO2Barometer2011.pdf>.
- Leipprand, A., U. Eggenstein und M. Faulstich (2009), »Relevanz der CCS-Technologie für die Abfallverbrennung«, in: B. Billetwski, A.I. Urban und M. Faulstich (Hrsg.), *Thermische Abfallbehandlung 2008*, Schriftenreihe des Fachgebietes Abfalltechnik Band 14, Universität Kassel, kassel university press GmbH, Kassel, 73–86.
- Matthes, F.C. (2010), *Der Instrumenten-Mix einer ambitionierten Klimapolitik im Spannungsfeld von Emissionshandel und anderen Instrumenten*, Bericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Öko-Institut, Berlin, Darmstadt, Freiburg.
- Monopolkommission (2009), *Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb*, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Sondergutachten der Monopolkommission 54, Nomos, Baden-Baden.
- Prognos AG, EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) (2007), *Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 (Inklusive Anhang 2%-Variante)*, Endbericht. Prognos AG, EWI, Basel, Köln.
- Rat der Europäischen Union (2009), »Schlussfolgerungen des Vorsitzes«, Tagung des Europäischen Rates, 29./30. Oktober 2009, Rat der Europäischen Union, 15265/1/09, Brüssel.
- Rio González, P. del (2008), »Policy implications of potential conflicts between short-term and long-term efficiency in CO₂ emissions abatement«, *Ecological Economics* 65(2), 292–303.
- RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung) (2009), *Die ökonomischen Wirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland*, Endbericht. RWI, Essen.
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2009), *Die Zukunft nicht aufs Spiel setzen: Jahresgutachten 2009/10*, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Sinn, H.-W. (2008), *Das Grüne Paradoxon. Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik*, Econ, Berlin.
- Sorrell, S. (2007), *The Rebound Effect: An assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency*, Energy Research Centre, London.
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2006), *SRU Die nationale Umsetzung des europäischen Emissionshandels: Marktwirtschaftlicher Klimaschutz oder Fortsetzung der energiepolitischen Subventionspolitik mit anderen Mitteln?* Stellungnahme 11. Berlin, online verfügbar unter: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2006_Stellung_Die_nationale_Umsetzung_Emissionshandel.pdf?__blob=publicationFile.
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2008), *Umweltgutachten 2008, Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels*, Erich Schmidt, Berlin, online verfügbar unter: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2008_Umweltgutachten_BTD.pdf?__blob=publicationFile.
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2009), *Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid: Der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte*, SRU, Stellungnahme 13, Berlin, online verfügbar unter: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2009_Stellung_Abscheidung_Transport_und_Speicherung_von_Kohlendioxid.pdf?__blob=publicationFile.
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2011), *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung*. SRU. Sondergutachten, Berlin, online verfügbar unter: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile.
- Schächtele, K. und H. Hertle (2007), *Die CO₂-Bilanz des Bürgers Recherche für ein internetbasiertes Tool zur Erstellung persönlicher CO₂-Bilanzen*, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- UBA (Umweltbundesamt) (2010), *Energieziel 2050: 100% Strom aus Erneuerbaren Quellen*, Umweltbundesamt, Dessau:

Williamson, O.E. (1990), *Die ökonomischen Institutionen des Kapitalismus: Unternehmen, Märkte, Kooperation*, Die Einheit der Gesellschaftswissenschaften 64, Mohr, Tübingen.

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2004), *Zur Förderung erneuerbarer Energien*, Berlin, online verfügbar unter: http://www.vku.de/de/Energiewirtschaft/Handel_Vertr._Erzeugung/Erneuerbare_Energien/EE_-_Hintergrundinfos/16.01.04_Gutachten_wissenschaftaeg_17.pdf.

WWF (World Wild Fund For Nature) (2009), *Modell Deutschland: Klimaschutz bis 2050*, Prognos und Ökoinstitut, Basel, Berlin.

Infrastruktur für die Energiewende und die Systemtransformation – notwendig, aber kein

14 Engpass für weitere Schritte

Christian von Hirschhausen*

Im Rahmen der Energiewende in Deutschland bzw. der gesamten Transformation des Energiesystems in Richtung erneuerbarer Energieträger wird der Infrastruktur oftmals eine besondere Bedeutung zugewiesen; umgekehrt wird das Fehlen entsprechender Infrastrukturen gerne als ein Grund angeführt, die Systemtransformation zu verzögern. Dieser Aufsatz analysiert die gewandelte Funktion von Infrastruktur im Rahmen von »Energiewende« und »Systemtransformation«. Eingangs wird darauf eingegangen, was diese Begriffe eigentlich bedeuten und wie sie in der zeitlichen Perspektive einzuordnen sind. Anschließend wird dargelegt, dass sich die Bedeutung und der Regulierungsbedarf von Infrastruktur im Rahmen der Ausrichtung an erneuerbaren Energien verändern. Danach wenden wir uns zwei konkreten Infrastrukturen beispielhaft zu, den Höchstspannungselektrizitätsnetzen sowie CO₂-Pipelines zur Nutzung von CO₂-Abscheidung (CCTS) in der Industrie. Beide Fallstudien belegen die zentrale These dieses Aufsatzes: Infrastruktur ist zwar notwendig für eine erfolgreiche Systemtransformation, jedoch stellt sie in Deutschland derzeit keinen wesentlichen Engpass auf diesem Weg dar und sollte daher energie- und gesellschaftspolitisch nicht unnötig überhöht werden.¹

»Energiewende« und »Systemtransformation« der Energiewirtschaft

Der Begriff »Energiewende« hat sich in der öffentlichen Diskussion im zweiten Quartal 2011 eingebürgert und wird seitdem etwas diffus für jüngere Entwicklungen in der deutschen, manchmal auch der europäischen und internationalen Energiewirtschaft verwendet. Genau genommen ist jedoch die »Wende« der Energiewirtschaft in Deutschland strikt zu trennen von dem Prozess, auf welchem sich viele Energiewirtschaften rund um die Welt seit einiger Zeit befinden: Hierbei handelt es sich um den Weg zu einem weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhendem System, welcher klima-, industrie-, versorgungspolitisch oder »nur« ökonomisch motiviert sein kann.



Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Bereits die Wortwahl legt eine Analogie zur Wende und Systemtransformation vor gut 20 Jahren nahe: Damals wurden die Entwicklungen in der DDR im Herbst 1989 als »Wende« bezeichnet; wollte man ein spezifisches Datum festlegen, so böten sich unter anderem der 4. Oktober 1989 (Massendemonstration in Ostberlin) oder natürlich auch der Tag des Mauerfalls, der 9. November 1989, an. Die anschließende Systemtransformation des wirtschaftlichen und politischen Systems umfasste dann nicht nur die DDR bzw. später die neuen Bundesländer, sondern den gesamten Ostblock. Bis heute hat sich der Begriff der Systemtransformation gehalten, obwohl die Entwicklungen z.B. in den neuen EU-Mitgliedstaaten Ostmitteleuropas sich drastisch von denen der GUS-Staaten unterscheiden.

Betrachtet man die Entwicklungen in Deutschland, so lässt sich ein konkretes Datum für die »Energiewende« nennen: Es ist nicht der 11. März 2011, der Tag des Tsunami und den Explosionen des Kernkraftwerks Fukushima, und schon gar nicht der Oktober 2010 mit dem ers-

* Prof. Dr. Christian von Hirschhausen ist Leiter des Fachgebiets Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik an der Technischen Universität Berlin.

¹ Dieser Aufsatz beruht auf Forschungsarbeiten am Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) an der Technischen Universität Berlin, insb. mit Prof. Thorsten Beckers und Dipl.-Wing. Johannes Herold. Dank an das ifo Institut für die Konferenz, insb. an Frau Albrecht; der übliche Disclaimer gilt auch hier.

ten Energiekonzept, sondern Montag, der 14. März 2011: An diesem Tag gab Bundeskanzlerin Angela Merkel bekannt, dass die Verlängerung der Laufzeiten für die Kernkraftwerke ausgesetzt und ein Moratorium für sieben Kernkraftwerke beschlossen werde. Durch die Einbeziehung des temporär geschlossenen Kernkraftwerks Krümmel wurden somit »7+1« Kraftwerke auf der Stelle aus dem Energiesystem entfernt. Mit diesem Schritt, der nach dem Auslaufen des Moratoriums in der Atomgesetznovelle bestätigt und am 30. Juni vom Bundestag und am 8. Juli vom Bundesrat verabschiedet wurde, ist eine unumkehrbare Wende der deutschen Energiepolitik erfolgt. Zwar standen auch im Energiekonzept der Bundesregierung vom Herbst 2010 anspruchsvolle Ziele in Bezug auf erneuerbare Energien im Programm; de facto drehte sich jedoch diese Diskussion des Energiekonzepts im Wesentlichen um die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke. Durch den Ausstieg aus der Kernkraft und dem Bekenntnis nicht nur der Kanzlerin, sondern aller Parteien (mit Ausnahme der »Linken«) wurde aus einer Willenserklärung ein ernsthaftes energie- und gesellschaftspolitisches Projekt.

In diesem Zusammenhang kann man als Transformation des Energiesystems all diejenigen Entwicklungen subsumieren, die auf dem Weg zu einem von erneuerbaren Energien dominierten Energiesystem als notwendig erachtet werden. Dabei ist es nicht entscheidend, ob der Anteil der erneuerbaren Energien auf 80% im Jahr 2050 festgelegt wurde, so wie im Energiekonzept festgeschrieben, oder 100% angestrebt wurden, so wie z.B. im Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU 2010). Entscheidendes Merkmal der Systemtransformation ist eher die Summe der Maßnahmen, die von einem von konventionellen Quellen (fossil, Kernkraft) dominierten System zu einem von erneuerbaren Energien dominierten System führen.

Der Atomausstieg und die Energiewende in Verbindung mit der Systemtransformation des Energiesystems sind somit eine spezifisch deutsche Kombination, die allerdings rasch Nachahmer fand, z.B. in der Schweiz oder Italien. Allgemeiner ist festzustellen, dass auch andere Länder oder Organisationen bereits den Weg der Systemtransformation ausgerufen hatten. Beispielhaft sei auf den Sonderbericht des IPCC »Special Report on Renewable Energies« (SSRN) verwiesen (IPCC 2011).

Neue Herausforderungen für die Infrastruktur

Infrastruktur spielt im Rahmen der Energiewende und der Systemtransformation eine notwendige, aber keine hinreichende Rolle. Infrastruktur ist notwendig, um die regional auseinanderfallenden Quellen der Energieerzeugung, insbesondere der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien, und die Verbrauchsregionen (Last) zu verbinden.

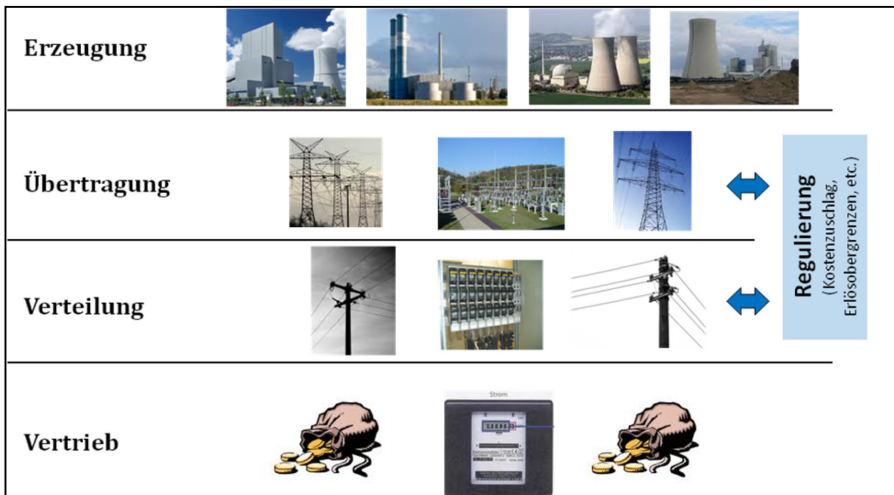
Damit erfüllt Infrastruktur auch im Rahmen der Energiewende die klassischen Funktionen des Ausgleichs von Faktorpreisen, welche zu einer Erhöhung der sozialen Wohlfahrt führen soll.

Eine notwendige und hinreichende Bedingung für die Systemtransformation ist die Systemintegration von erneuerbaren Energien. Damit ist gemeint, dass der Ausbau von Infrastruktur nicht ausreicht, sondern darüber hinaus eine materielle und institutionelle Integration der erneuerbaren Energien in das bestehende bzw. die Entwicklung eines neuen, integrierten Energiesystems notwendig sind. Beispielsweise sei hier auf die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien im Elektrizitätsmarkt verwiesen, bei der ein gewisses Maß an zuverlässiger Back-up-Technologie zum Ausgleich eben dieser Fluktuationen notwendig ist. Dies kann sowohl im Speicherbereich als auch im Bereich flexibler Erzeugungen, z.B. durch Biogas, geleistet werden. In diesem Falle ist die Back-up-Kapazität nicht so sehr als eine Erzeugungskapazität zu sehen, sondern vielmehr als eine Systeminfrastruktur. Bereits hieran wird deutlich, dass sich diese Infrastruktur nicht notwendigerweise eigenständig rechnen muss oder kann; vielmehr liefert sie eine Kapazität bzw. eine Dienstleistung und benötigt hierfür eventuell neue Finanzierungsmechanismen.

Im Rahmen der Systemtransformation kommt es auch zur Umstellung der Rolle der klassischen Netzregulierung (vgl. Matthes 2009; Pollitt 2008; Hirschhausen et al. 2011): Im klassischen Schema der Energiewirtschaft waren ja die Erzeugungs- und die Verkaufsstufe von dem »natürlichen« Monopolbereich getrennt worden, welcher aus Hoch- und Niederspannungsnetzen bestand (vgl. Abb. 1). Die einzige Aufgabe der Regulierung wurde im Bereich der natürlichen Monopolinfrastrukturen gesehen, und es ergab sich eine intensive Diskussion zwischen Regulierungsverfahren: Im Mittelpunkt hiervon standen die Kostenzuschlagsregulierung (cost plus) und die Preis- bzw. Erlösgrenzenregulierung, welche auch in Deutschland eingeführt wurde.

Der zunehmende Bedarf an systemweiter, integrierender Infrastruktur sowie eine veränderte Rolle des Netzbetreibers als Koordinators des Gesamtsystems führen nunmehr jedoch sowohl zu einer erweiterten Rolle der Regulierung, als auch zu der Notwendigkeit, den Kapazitätsausbau koordinierend zu planen. In diesem Zusammenhang stellen sich auch neue Fragen der Investition und der Eigentümerstruktur. Abbildung 2 zeigt den Paradigmenwechsel auf, welcher Energieinfrastrukturen im Rahmen der Transformation des Energiesystems unterworfen sind. So steht im Bereich der Stromnetze die Erweiterung des bestehenden Wechselstromsystems (AC) mit Hochspannungs-Gleichstromübertragungsnetzen (HGÜ) in höheren Spannungsebenen (bis 800 kV) als sogenannte »Overlaynetze« auf der Agenda. Mit dem Auf-

Abb. 1
Elektrizitätsinfrastruktur in der »alten« Welt



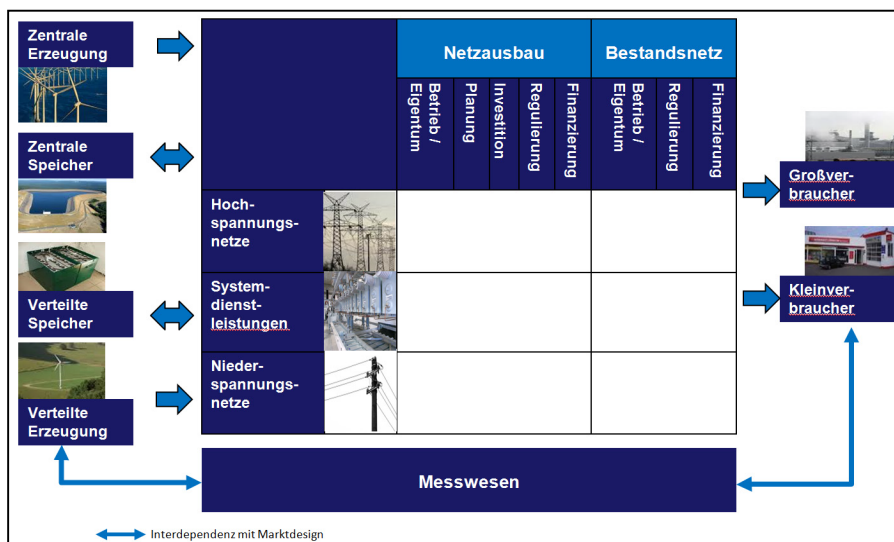
Quelle: von Hirschhausen et al. (2011, 2).

bau eines Offshore-Elektrizitätsnetzes in der Nordsee und dem Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen Nordafrika und Südwesteuropa und deren Anbindung an Zentraleuropa sind prioritäre Ausbaukorridore im Europäischen Infrastrukturpaket (EIP) explizit benannt, die für diese Technologie also geeignet gehalten werden. Des Weiteren stellen sich auch im Bereich der Elektrizitätsverteilung neue Anforderungen an die Netzinfrastruktur; Ziel ist es, sowohl die Bidirektionalität von Stromflüssen (z.B. für flexibles Nachfragemanagement) als auch Ressourceneffizienz bei der Einspeisung zu gewährleisten; eine besondere Rolle kommt dabei den zentralen und verteilten Speichern zu.

strukturpolitik, vielmehr kommt den ordnungspolitischen Vorgaben für die Schaffung einer echten Integrationsinfrastruktur größere Bedeutung zu. Dies beinhaltet auch eine größere Infrastrukturverantwortung des Staates, insb. in der Planung, aber auch in der (regulierten) Finanzierung.

Die Abkehr von der klassischen Preisgrenzenregulierung zugunsten eines multikriteriellen, auch an Nachhaltigkeitszielen orientierten Ansatzes wird bereits von der Regulierungsbehörde für Energienetze in England und Wales (Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem) praktiziert. Im Rahmen von Konsultationen und eines umfangreichen Überarbeitungsprozesses (RPI-X@20) wurde ein neuer Ansatz für

Abb. 2
Die Rolle der Infrastruktur in der »neuen« Welt der Elektrizitätsversorgung



Quelle: von Hirschhausen et al. (2011, 3).

Die Elektrizitätsinfrastruktur spielt somit eine wichtige Rolle in dem Transformationsprozess zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft und erfordert eine Neuausrichtung des bisherigen Ansatzes der Anreizregulierung. Hierbei sind – z.T. interdependente – Fragen zur Eigentümerschaft, Planung, Investition, Regulierung und Finanzierung von bestehenden Netzen und des Netzausbaus zu diskutieren und deren Wechselwirkungen mit dem Marktdesign zu berücksichtigen. Wettbewerb und die Vollendung des europäischen Binnenmarktes sind nicht mehr die einzigen Ziele der Infra-

strukturregulierung von Energienetzen erarbeitet. Das Modell »Revenues set to deliver strong Incentives, Innovation and Outputs (RIIO)« gibt Bonus- und Malus-Regelungen für die ergebnisorientierte Umsetzung (»Outputs«) als Element der »klassischen« Anreizregulierung unter Einbezug von technologischen und ökonomischen Innovationen vor (Ofgem 2010). Dabei sind neben Effizienzaspekten erstmals langfristige Ziele zum Aufbau einer nachhaltigen Infrastruktur gleichberechtigt als Regulierungsziel genannt. Des Weiteren wurde das Mandat des englischen Regulierers OFGEM jüngst um die Berücksichtigung von Klimaaspekten

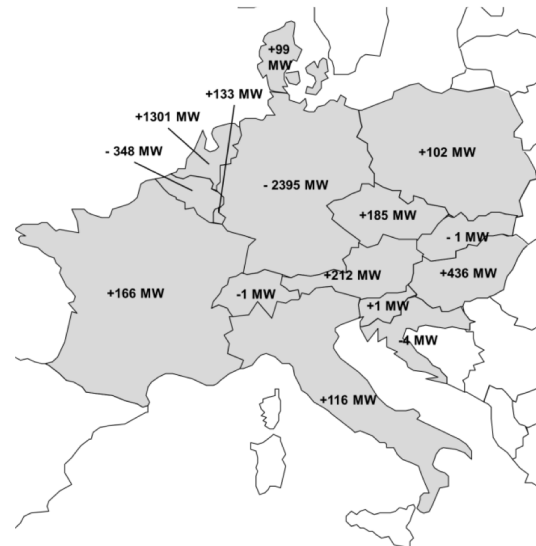
der Regulierung erweitert und eine neue Abteilung für diese Tätigkeit aufgebaut. Die Berücksichtigung einer Langfristsperspektive in der Regulierung der Energienetze gegenüber bisher vorwiegend kurz- bis mittelfristigen Effizienzzielen spiegelt sich auch in einer Verlängerung der Regulierungsperiode auf acht Jahre mit einer Zwischenüberprüfung wider. Die Aufnahme von Innovationszielen in die Regelungsvorgaben stellt eine Neuerung gegenüber der bestehenden Regulierungspraxis dar. Darüber hinaus soll ein stärkeres Mitspracherecht weiterer Interessensparteien möglich sein, um einem energiesystemweiten Ansatz der Regulierung Rechnung zu tragen. Regulierungsentscheidungen obliegen jedoch weiterhin Ofgem als Regulierer. Der RIIO-Ansatz findet erstmals im Rahmen der Preisüberprüfung im Jahr 2013 in England und Wales Anwendung.

Stromnetz: Versorgungssicherheit trotz Atomausstieg nicht gefährdet

In Deutschland besteht eine traditionell gut ausgebaute Energieinfrastruktur, welche im alten System reichlich »Luft«, d.h. Reservekapazitäten, aufwies und somit gute Rahmenbedingungen für die Energiewende liefert. Im Zusammenhang mit der Energiewende ist besonders intensiv die Frage der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft gestellt worden. In der Öffentlichkeit werden dabei die Frage ausreichender Kraftwerkskapazitäten und der Ausbau des Hochspannungsnetzes separat diskutiert. Zwischen beiden gibt es jedoch einen engen Zusammenhang, führen doch ein Ausbau von Erzeugungskapazitäten und/oder der Rückgang der Last (Nachfrage) zu weniger Infrastrukturausbaubedarf; umgekehrt kann durch Höchstspannungsleitungen die Stromnachfrage in einer Region befriedigt werden, auch wenn diese keine oder nur wenige Erzeugungsanlagen aufweist.

Das richtige Verhältnis von Stromerzeugung und -leitung, von regionaler und überregionaler Integration sowie von erneuerbaren, dargebotsabhängigen (Wind, Sonne) und konventionellen Kraftwerken steht im Rahmen der Energiewende im Mittelpunkt des Interesses und wird uns auch noch die kommenden Jahre begleiten. In einer unabhängigen Forschungsstudie haben wir daher geprüft, ob nach dem Abschalten von Kernkraftwerken Engpässe bei Erzeugung bzw. im Netz zu befürchten sind (Kunz, von Hirschhausen, Möst und Weigt 2011). Dabei wurden erstmalig die Energiebereitstellung und die Lastflüsse im deutschen und mitteleuropäischen Elektrizitätsnetz analysiert. Die Analyse basiert auf dem europäischen Elektrizitätsmarktmodell ELMOD (Leuthold, Weigt und von Hirschhausen 2011) und simuliert das Atommoratorium vom 14. März 2011 mit der Abschaltung von sieben Kernkraftwerken. Das Modell ist auf einen kritischen Wintertag kalibriert, den 17. November 2010, für welchen ein vollständiger Datensatz verfügbar ist; somit

Abb. 3
Gemittelte Veränderung des Kraftwerkseinsatzes im Fall Moratorium (links) gegenüber Status quo

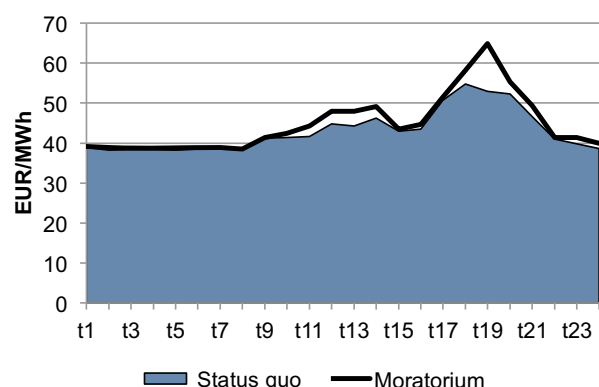


Quelle: Kunz et al. (2011, 31).

können die Auswirkungen auf Preise, Dispatch, Import und Export und Netzengpässe ermittelt werden.

Die Abbildungen 3 und 4 zeigen die Auswirkungen des Moratoriums auf Stromflüsse und -preise. Im Falle der Abschaltung der sieben alten Meiler im Rahmen des Moratoriums vermindern sich die Exporte auf 75% des Status quo, und die Importe erhöhen sich um ca. 25%. In Deutschland kommen bereits vorhandene Kohle- und Gaskraftwerke stärker zum Einsatz; des Weiteren wird geringfügig mehr Strom in den Niederlanden, Frankreich, Italien, Polen, und Ungarn erzeugt, um die fehlenden deutschen Importe zu ersetzen. Während der Peakzeiten sind die deutschen Kohlekraftwerke bereits ausgelastet, so dass eine zusätzliche Produk-

Abb. 4
Auswirkungen des Kernkraftmoratoriums auf Marktpreise



Quelle: Kunz et al. (2011, 31).

tion nur noch mit Gaskraftwerken möglich ist; weiterhin werden Kapazitäten in den Niederlanden, Italien, Österreich und Ungarn herangezogen, um das Defizit zu decken.

Die Auswirkungen des Moratoriums auf die Marktpreise sind ebenfalls eher gering. Insbesondere zu Schwachlastzeiten sind ausreichende Kapazitäten vorhanden, um den Rückgang der Atomstromerzeugung zu kompensieren. Off-peakpreise sind nur ca. Euro 1/MWh höher als im Status quo (mit den Kernkraftwerken), und selbst in der Spitzenlast beträgt der Preisanstieg im Mittel lediglich Euro 3–5/MWh; der größte Aufschlag erfolgt erwartungsgemäß zur Abendstunde um 19 Uhr.

Die Studie legt somit nahe, dass die Energiewende und das Kernkraftmoratorium nicht zu einer Gefahr für das deutsche Energiesystem geführt haben und dass die Höchstspannungsinfrastruktur keinen limitierenden Faktor dargestellt hat. Die Gefahr eines moratoriumsinduzierten Blackouts stellt sich in dieser Form nicht mehr. Umgekehrt ist es eher erstaunlich, wie gering die Auswirkungen des Atomausstiegs auf die deutsche Energiewirtschaft gewesen sind.

Betrachtet man die mittlere Frist, so bestehen durch Optimierung des bestehenden Systems (z.B. Line Switching), dem Ausbau bestehender Trassen sowie den gezielten Neubau von Leitungen ausreichende Potenziale, die Transformation des Energiesystems graduell zu begleiten. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass der Leitungsausbau bereits heute langsam aber sicher voranschreitet. So befinden sich alle vier Pilotprojekte mit Erdverkabelung aus dem Energieleitungsausbaugesetz (ENLAG) in Raumordnungs- bzw. im Planfeststellungsverfahren. Die Windsammelschiene Görries-Krümmler ist so gut wie fertig, der Ring um Berlin macht große Fortschritte, die Strecke Dauersberg-Limberg wurde im März 2010 in Betrieb genommen, etc. Mittelfristig sind sicherlich weitere Ausbaumaßnahmen notwendig, auch wenn sich diese weit unterhalb der im Rahmen der dena-Netzstudie 2 genannten 3 600 km befinden. Es ist aber nicht absehbar, dass der Trassenausbau im Bereich der Hoch- und Höchstspannung einen schwerwiegenden Engpass bezüglich der Ausbauszenarien der erneuerbaren Energien im Rahmen der Systemtransformation darstellt.

CCTS in der Industrie – hohe Abscheidungsraten bei moderatem Infrastrukturausbau darstellbar

Ein anderer Bereich, welcher im Rahmen der Systemtransformation intensiv diskutiert wird, ist die CO₂-Abscheidung, der -Transport und die -Speicherung, i.d.R. als CCTS bezeichnet (carbon capture, transport, and storage). So wurden in vielen europäischen Ländern, u.a. auch in Deutschland, große Hoffnungen auf die Umsetzung von CCTS im

Energiesektor gesetzt. Tatsächlich sah das Energiekonzept der Bundesregierung den wirtschaftlichen Einsatz von CCTS im Energiebereich bereits zum Zeitpunkt 2020 vor; auch auf europäischer Ebene wurden erhebliche Anstrengungen zum Anschub von zwölf Pilotprojekten gemacht (Herold, von Hirschhausen und Ruster 2010). Jedoch ist nach einer Reihe von Rückschlägen die Zukunft von CCTS in der Energiewirtschaft heute unsicher; jüngst fiel mit der Absage des CCTS-Demonstrationskraftwerks in Jämschwalde auch das letzte Pilotprojekt in Deutschland dem internationalen Negativtrend zum Opfer.

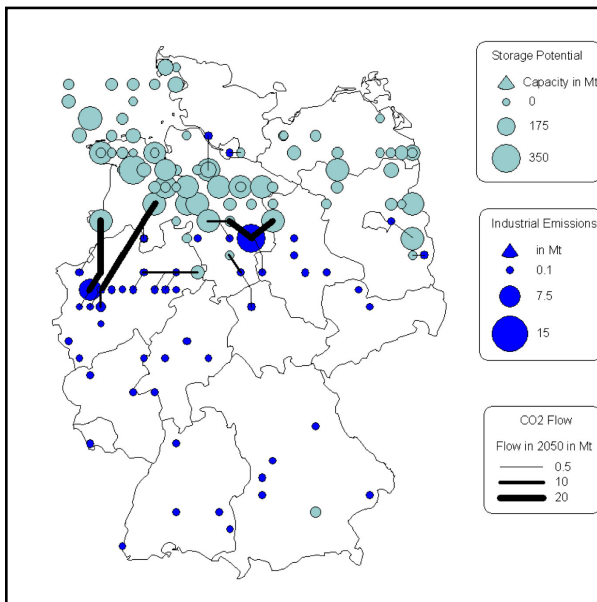
Umgekehrt stellt sich CCTS in der Industrie jedoch als eine ernsthafte CO₂-Vermeidungsstrategie dar. Einerseits ist die CO₂-Abscheidung in einigen Industriesektoren kostengünstiger als im Energiesektor, was u.a. mit größerer Reinheit und Stoffkonzentration zusammenhängt; andererseits gibt es in vielen Industrieprozessen keine Alternative zu CO₂-intensiver Produktion, wodurch Vermeidungsstrategien dringender werden als im Energiesektor mit vergleichsweise kostengünstigen Alternativen. Dies gilt insbesondere für die Eisen- und Stahl- sowie die Kalk- und Zementindustrie.

In einer jüngst veröffentlichten Studie analysieren wir den Infrastrukturbedarf im Fall von CCTS in der Industrie (Herold, Oei, Tissen und von Hirschhausen 2011): Dabei handelt es sich um 54 Mt CO₂, davon $\frac{2}{3}$ in der Eisen- und Stahlerzeugung und $\frac{1}{3}$ in der Kalk- und Zementindustrie. Die technische Anwendbarkeit der CCTS Technologie in diesen Sektoren sowie die resultierenden Kosten der Abscheidung wurden unter anderem in einer Studie des Öko-Institutes (2011) beschrieben. Zur Ermittlung der Kosten, insbesondere des benötigten Infrastrukturbedarfs, verwenden wir das am Lehrstuhl entwickelte Modell CCTSMOD, welches einen kostenminimierenden Ausbau der CCTS-Wertschöpfungskette simuliert (Oie, et al. 2010). Neben der Abscheidung und dem Transport werden zwei alternative Speichermöglichkeiten berücksichtigt, Onshore- bzw. Offshore-Speicherung; aufgrund längerer Transportwege und tieferer Erkundung sind Offshore-Speicher teurer, weisen jedoch höhere Speichervolumina und evtl. geringere Umsetzungskosten auf.

Die Abbildungen 5 und 6 zeigen den Infrastrukturbedarf für zwei ausgewählte Szenarien auf: »Onshore 50« und »Offshore 50«. Dabei wird jeweils von einem CO₂-Preis von Euro 50/t ausgegangen, so dass CCTS-Investitionen unterhalb dieses Preises durchgeführt werden würden. Im Onshore-Szenario besteht freie Wahl der Speicherorte, während diese im Offshore-Szenario auf Lagerstätten in der Nordsee beschränkt sind. In beiden Fällen ergibt sich ein relativ moderater Infrastrukturaufbau:

- In Szenario »Onshore 50« werden vor allem industriennahe Speicherstätten gewählt, welche an große Emittenten

Abb. 5
Graphische Abbildung der CCTS-Infrastruktur »Onshore 50«
im Jahr 2050



Quelle: Herold et al. (2011, 15).

der Stahlindustrie sowie kleinere Kalk- und Zementwerke angeschlossen werden. Die vom Modell gewählten Lagerstätten liegen aufgrund der höheren Verfügbarkeit in Norddeutschland, kleinere Mengen werden auch in Ostdeutschland gespeichert.

- Im Szenario »Offshore 50« werden dagegen lediglich zwei große Stahlwerke mit den nahegelegensten Speicherstätten in der Nordsee verbunden, eine Anbindung kleinerer Zementwerke erfolgt hierbei nicht.

Die hier dargestellten Szenarien dienen der Plausibilisierung möglicher CO₂-Vermeidungsstrategien, wobei die Wahl des Infrastrukturverlaufs und der Speicherstätten als grober Anhaltspunkt zu interpretieren ist. Bei höheren CO₂-Preisen werden weitere Infrastrukturmaßnahmen durchgeführt werden, und der Pipeline- und Speicherbedarf steigen entsprechend an (vgl. Szenario »Onshore 100« und »Offshore 100« in der Studie). Dennoch weist die Analyse darauf hin, dass der moderate Bedarf an Pipelineinfrastruktur per se nicht den Engpass der CCTS-Entwicklung in der Industrie darstellt.

Ausblick

Mit der Energiewende vom 14. März 2011 hat sich Deutschland auf den Weg in eine Systemtransformation begeben, welche in Richtung einer weitgehend dekarbonisierten Wirtschaftsstruktur und Versorgung mit erneuerbaren Energien zielt. Der politische Wettbewerb um das Thema, welcher sich rasch in allen Parteien ausgebreitet hat, weist darauf hin, dass es sich nicht um einen Eintagsfliege handelt, son-

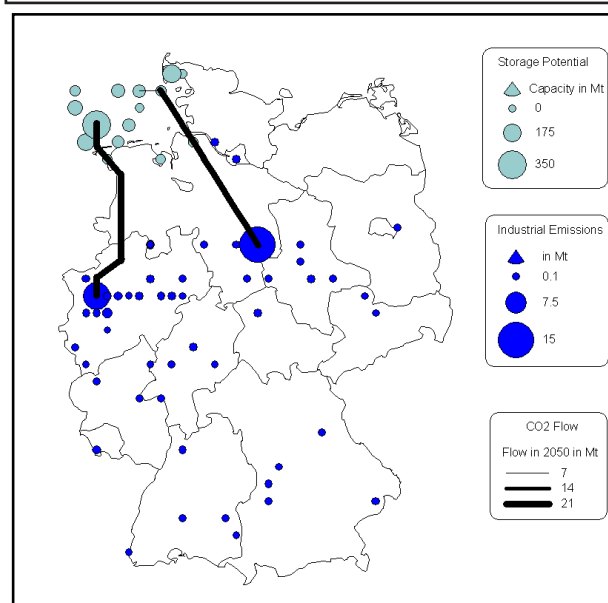
dern um ein gesellschaftspolitisches Großprojekt. Dies ist auch auf der Ebene der Bundesländer spürbar, welche innerhalb der letzten sechs Monate ihre Ziele an erneuerbaren Energien vervielfacht haben.

Infrastruktur spielt eine wichtige Rolle bei der Systemtransformation der Energiewirtschaft. Dies gilt umso mehr für die deutsche Energiewirtschaft, die mit der »Energiewende« vom 14. März 2011 und dem bestätigten Ausstieg aus der Kernkraft einen besonders ehrgeizigen Weg der Systemtransformation eingeschlagen hat. Insgesamt ändert sich die Rolle der Infrastruktur durch die Transformation der Energiesysteme: Von einem relativ einfach zu regulierenden »Bottleneck« wird Infrastruktur zu einem bedeutenden klimapolitischen Vektor, der aufgrund unterschiedlicher Ziele einer zunehmend komplexen Regulierung untersteht.

Andererseits sollte jedoch die Rolle der Infrastruktur im Rahmen der Energiewende auch nicht unnötig überhöht werden. Die deutsche Energieinfrastruktur ist gut ausgebaut und traditionell mit hohen Sicherheitsaufschlägen versehen, so dass mittelfristig noch Puffer bestehen. Schon gar nicht sollte mangelnder Infrastrukturausbau gleichsam als »Geisel« missbraucht werden, der Systemtransformation Einhalt zu gebieten.

Anhand zweier Sektorstudien wurde die Rolle der Infrastruktur im Rahmen der Energiewende und der -transformation in Deutschland verdeutlicht: Im Bereich der Höchstspannungsleitungen gibt es zwar mittelfristig einen gewissen Ausbaubedarf, kurzfristig kann der Atomausstieg jedoch vom bestehenden System bewältigt werden. Auch nach dem Mo-

Abb. 6
Graphische Abbildung der CCTS-Infrastruktur »Offshore 50«
im Jahr 2050



Quelle: Herold et al. (2011, 15).

ratorium ist die Versorgungssicherheit der deutschen Stromwirtschaft nicht gefährdet. Sollte sich die, ökonomisch durchaus darstellbare, CO₂-Abscheidung in der Industrie durchsetzen, wird zwar auch Transportinfrastruktur benötigt, jedoch dürfte diese, unter Berücksichtigung der komplexen Prozesskette, nicht den beschränkenden Faktor darstellen.

Der neue Fokus auf »nachhaltige Infrastruktur« stellt Politik und Wissenschaft, aber auch die Gesellschaft als Ganzes, vor neue Herausforderungen. Ein pragmatischer Ansatz mit moderatem, gezieltem Infrastrukturausbau erscheint dabei, auch vor dem Hintergrund gesellschaftlicher Akzeptanz, notwendig zu sein. Dabei gilt es, ein ausbalanciertes Maß an zentraler Bereitstellung von erneuerbaren Energien mit entsprechendem Infrastrukturbedarf und dezentralen Lösungen zu finden.

Literatur

- Herold, J., P.-Y. Oei, A. Tissen und Chr. von Hirschhausen (2011), *Ökonomische Aspekte von CCTS im Industriesektor – Potentialabschätzung, Infrastruktur und Nutzungskonkurrenzen*, Studie im Auftrag des WWF Deutschland, Berlin.
- Herold, J., S. Rüster und Chr. von Hirschhausen (2010), »Carbon Capture, Transport and Storage in Europe A Problematic Energy Bridge to Nowhere?« CEPS Working Document No. 341 (November), Brüssel.
- Hirschhausen, Chr. von, Chr. Beestermöller und R. Wand (2011), *Bewertung der dena-Netzstudie II und des europäischen Infrastrukturprogramms*, Studie im Auftrag des WWF Deutschland, Berlin.
- IPCC (2011), »Special Report on Renewable Sources and Climate Change Mitigation. Potsdam, Technical Support Unit Working Group III«, Published for the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Kunz, F., Chr. von Hirschhausen, D. Möst und H. Weigt (2011), »Nachfrage-sicherung und Lastflüsse nach dem Abschalten von Kernkraftwerken in Deutschland – Sind Engpässe zu befürchten?«, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61(9), 28–32.
- Leuthold, F.U., H. Weigt und Chr. von Hirschhausen (2011), »A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market«, *Journal of Network and Spatial Economics*, doi:10.1007/s11067-010-9148-1.
- Matthes, F. (2009), »Towards an Ultra-low / Zero carbon Economy: The infrastructure Challenge«, Keynote Speech given at the 8th Conference on Applied Infrastructure Research (INFRADAY), Berlin.
- Oei, P.-Y., R. Mendelevitch, A. Tissen und J. Herold (2010), »CO₂ Highways – Modeling a Carbon Capture, Transport and Storage Infrastructure for Europe«, DIW Discussion Paper 1054, Berlin.
- Ofgem (2010), *RIO: A New Way to Regulate Energy Networks. Final Decision*, 4. Oktober 2010, Office of Gas and Electricity Markets, London.
- Pollitt, M.G. (2008), »The Future of Electricity (and Gas) Regulation«, EPRG Working Paper 0811, University of Cambridge.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010), »100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: Klimaverträglich, sicher, bezahlbar«, Stellungnahme, Berlin.

Der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie und die ehrgeizigen Klimaschutzziele erfordern einen Umbau des Stromerzeugungssystems in Deutschland. Es stellt sich daher die Frage, welche Stromerzeugungstechniken denn in einem zukünftigen Stromerzeugungssystem eingesetzt werden sollen.

Kriterien

Bei einer solchen Entscheidung sind aus Sicht der Gesellschaft nicht nur die Stromerzeugungskosten, sondern auch externe Effekte mit zu berücksichtigen. Vor allem drei Kriterien sind entscheidend:

- die Emissionen von Treibhausgasen pro erzeugter kWh sollten möglichst gering sein; dies gilt natürlich für den gesamten Lebenszyklus der Stromerzeugungstechnik.
- die Umwelteinwirkungen und die daraus folgenden Gesundheitsrisiken, Umweltschäden und Materialschäden sollten möglichst gering sein, auch dies über den gesamten Lebenszyklus betrachtet und Normalbetrieb und Unfälle umfassend;
- die Strombereitstellungskosten pro kWh sollten möglichst gering sein, dabei ist die Bereitstellung zum Zeitpunkt der Nachfrage entscheidend.

Das letztere Kriterium ist wichtig, weil höhere Stromkosten die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie schwächen. Private Haushalte, die mehr für Strom ausgeben müssen, haben weniger Geld für den Erwerb anderer Waren und Dienstleistungen übrig, was die Binnennachfrage verringert und ggf. zu einem Rückgang von Arbeitsplätzen führt. Haushalte mit geringem Einkommen sind überdies von Strompreiserhöhungen besonders betroffen.

Als weiteres Kriterium kommt insbesondere das Erreichen einer hohen Versorgungssicherheit in Betracht. Dieses Kriterium kann konkretisiert werden als Vermeidung von unvorhergesehenen Preiserhöhungen von Energieträgern, verursacht durch eine unvorhergesehene plötzliche Verknappung oder Lieferunterbre-

chung, dies ist nicht zu verwechseln mit erwarteten Preissteigerungen, diese sind in der Investitionsrechnung und damit in den Stromerzeugungskosten enthalten. Eine aussagekräftige Methode zur Quantifizierung des Ausmaßes der Versorgungssicherheit gibt es bisher allerdings nur in Ansätzen, sodass dieses Kriterium hier nur qualitativ berücksichtigt wird.

Ein weiterer Aspekt der Versorgungssicherheit besteht darin, dass die Wahrscheinlichkeit, dass eine Technik dann Strom erzeugt, wenn Strom benötigt wird, je nach Technik unterschiedlich hoch ist. Wenn kein Wind weht oder die Sonne nicht scheint, können die entsprechenden Anlagen auch keinen Strom liefern. Dieser Aspekt muss natürlich berücksichtigt werden, und er wird hier dadurch berücksichtigt, dass die Kosten für die Bereitstellung von Ersatzkapazität oder Speicherung den Stromerzeugungskosten zugeschlagen werden.

Im Folgenden wird überdies angenommen, dass die Knappheit endlicher Ressourcen (fossile Energieträger, Eisen, Silizium, Germanium usw.) entsprechend der Hotelling-Regel (Hotelling 1931) in den Ressourcenpreisen und damit in den Stromerzeugungskosten bereits enthalten ist und somit der Verzehr nicht erneuerbarer Ressourcen als Kriterium nicht extra berücksichtigt werden muss.



Prof. Dr. Rainer Friedrich

* Prof. Dr. Rainer Friedrich leitet die Abteilung »Technikfolgenabschätzung und Umwelt« am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart.

Oft wird auch die Schaffung von Arbeitsplätzen als Kriterium genannt. In der Tat erfordert eine Technik mit hohen Erzeugungskosten einen hohen Arbeitsaufwand. Oft nicht erwähnt, aber dennoch zu berücksichtigen ist dabei jedoch der Budgeteffekt. Höherer Arbeitsaufwand und damit auch höhere Kosten führen zu höheren Strompreisen (und auch höheren Preisen stromintensiv produzierter Güter), das Budget der Stromkunden, das für andere Waren und Dienstleistungen als Strom ausgegeben werden kann, wird daher reduziert, daraus resultiert ein Rückgang der Arbeitsplätze in allen Sektoren. Dieser Budgeteffekt liegt in der gleichen Größenordnung wie der direkte Zugewinn an Arbeitsplätzen, Arbeitplatzeffekte müssen als Kriterium daher nicht berücksichtigt werden.

Somit besteht die Aufgabe im Wesentlichen darin, aus den möglichen Stromerzeugungsoptionen diejenige herauszusuchen, die die genannten drei Kriterien am besten erfüllt. Leider steht jedoch keine Stromerzeugungsoption zur Verfügung, die bei jedem der drei genannten Kriterien die beste Zielerfüllung aufweist. Vorteile bei einem Kriterium müssen daher durch Nachteile bei mindestens einem anderen Kriterium erkauft werden.

Multikriterielle Entscheidungen stellen eine große Herausforderung für Menschen und damit auch die Politik dar. Im Falle der Stromerzeugung tendiert die Politik derzeit dazu, bei Entscheidungen vereinfachend nur ein Kriterium, nämlich den Klimaschutz, in den Vordergrund zu stellen, daraus resultiert die Forderung, die Stromerzeugung langfristig ganz auf erneuerbare Energieträger umzustellen. Allerdings wird bei dieser Vorgehensweise nicht geprüft, inwieweit bei einzelnen erneuerbaren Energieträgern nicht die Nachteile, nämlich höhere Kosten und – bei einigen Formen der Biomassenutzung – höhere Umwelteinwirkungen, schwerer wiegen als die Vorteile beim Klimaschutz. Angebracht wäre vielmehr eine Abwägung der Zielerfüllungsgrade mit dem Ziel, die unter Berücksichtigung aller relevanten Kriterien besten Optionen auszuwählen. Im Folgenden wird eine Methode vorgestellt und angewandt, die eben dies zum Ziel hat.

Ermittelt werden die sogenannten »sozialen Kosten« von Stromerzeugungssystemen. Diese setzen sich zusammen aus den Stromerzeugungskosten ohne Steuern und Subventionen und den »externen« Kosten. Externe Kosten sind in Geldwert ausgedrückte externe Effekte. Externe Effekte sind alle im Zusammenhang mit der Nutzung einer Technik auftretenden negativen Effekte, deren Kosten nicht der Produzent oder Konsument, sondern dritte Personen oder die Allgemeinheit zu tragen haben. Zum Beispiel führt die Emission von Schadstoffen – trotz Einhaltung der Emissionsgrenzwerte – zu Gesundheitsschäden, die nicht vom Stromerzeuger ersetzt werden.

Der Umbau des Stromerzeugungssystems benötigt Zeit, alte Kraftwerke werden nur nach und nach durch neue ersetzt. Gleichzeitig erfolgt eine zum Teil stürmische Weiterentwicklung der Stromerzeugungstechniken. Die Bewertung von Techniken sollte daher nicht nach dem derzeitigen Stand erfolgen, sondern Entwicklungspotenziale mit einbeziehen. Dies trifft nicht nur für erneuerbare Energieträger zu; auch die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern hat noch erhebliches Entwicklungspotenzial. Im Folgenden wird daher eine Bewertung und Berechnung sozialer Kosten für weiterentwickelte Stromerzeugungssysteme, die 2025 in Betrieb gehen könnten, durchgeführt.

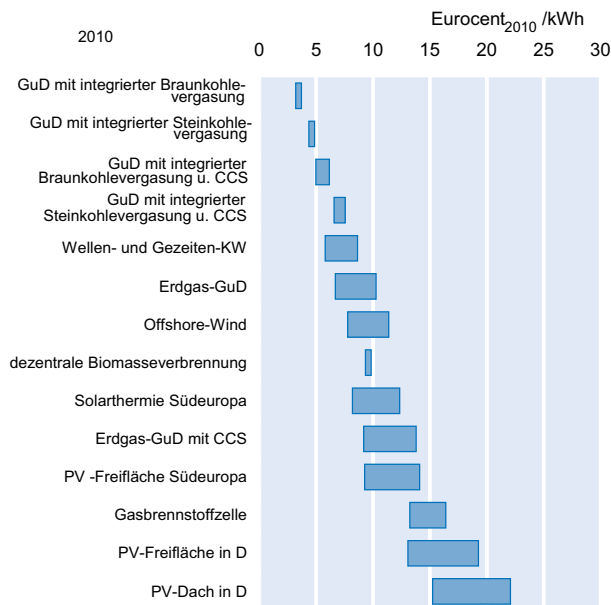
Stromerzeugungskosten

Stromerzeugungskosten enthalten alle Kosten, die der Stromerzeuger tragen muss; nicht eingeschlossen sind Steuern und Subventionen, da es sich hier aus gesellschaftlicher Sicht nur um einen Transfer von Geld (z.B. vom privaten Unternehmen zum Staat) handelt. Die Kosten für Investition, Betrieb, Wartung, Reparatur, Hilfsgütern, Beratung, Abriss und Abfallbeseitigung bzw. -lagerung sind enthalten. Ebenfalls enthalten sind »Back-up«-Kosten. Insbesondere erneuerbare Energien liefern Strom nicht unbedingt dann, wenn er nachgefragt wird, daher benötigt man Reserve- und Speicherkapazität. Dies wird berücksichtigt, indem zwei Stromerzeugungssysteme mit und ohne die bewertete Technik, die beide die gleiche Versorgungssicherheit (Ausfallwahrscheinlichkeit) aufweisen, verglichen werden. Die Differenzkosten, z.B. zur Bereitstellung von Reservekapazität, werden dann der bewerteten Technik angelastet.

Um die Kosten zukünftiger Techniken abzuschätzen, wird zum einen eine Trendanalyse durchgeführt, d.h. Kostenminderungen der Vergangenheit werden in die Zukunft fortgeschrieben. Außerdem wird mit einer technischen Analyse untersucht, ob es neue technologische Entwicklungen gibt (zum Beispiel die CO₂-Speicherung oder die IGCC-Technik bei Kohlekraftwerken), die die Kosten beeinflussen. Da die Abschätzung der zukünftigen Kosten je nach Technik relativ unsicher ist, wird eine mehr oder weniger große Unsicherheitsbandbreite angegeben.

Abbildung 1 zeigt ein Ergebnis der Berechnungen für Techniken, die im Jahr 2025 in Betrieb genommen werden. Braunkohle mit dem modernen IGCC-Prozess, bei dem die Kohle zu einem Brenngas vergast wird, das anschließend verbrannt wird, weist die niedrigsten Stromerzeugungskosten auf. Strom wird dabei in einem Kombiprozess mit Gas- und Dampfturbinen erzeugt. Nach Braunkohle folgt Steinkohle als nächstgünstigste Option. Setzt man CCS (carbon capture and storage) ein, speichert man also das bei der Verbrennung entstehende CO₂ größtenteils in Aquiferen oder ausgebeuteten Erdgaslagerstätten,

**Abb. 1
Stromerzeugungskosten verschiedener zukünftiger
Stromerzeugungstechniken, einschließlich Back-up-
Kosten**



Inbetriebnahme 2025, Standorte in Deutschland, außer bei ‚Solarthermie Südeuropa‘, ‚PV-Freifläche Südeuropa‘ mit Standorten in Mittelmeerranrainerländern.
CCS = Carbon Capture and Storage (CO₂-Abscheidung und -Speicherung).

Quelle: Preiss, Friedrich et al. (2010).

so steigen die Stromerzeugungskosten der Kohlekraftwerke, bleiben aber immer noch unter den Kosten der meisten anderen Alternativen. Es folgt die Wellenenergie, der bisher wenig Beachtung geschenkt wird, die sich aber unter Umständen zu einer kostengünstigen Möglichkeit zur Stromgewinnung entwickeln könnte. Erst jetzt folgen Erdgaskraftwerk mit kombinierter Gas- und Dampfturbine sowie Off-shore-Wind und Biomasse. Die Kosten für On-shore-Wind hängen stark von der mittleren Windgeschwindigkeit des Standorts ab; an günstigen Standorten sind sie etwas niedriger wie die von Off-shore-Wind. In Deutschland produzierter Photovoltaikstrom ist auch 2025 noch die teuerste Option, um Strom zu produzieren.

Umwelt- und Gesundheitsschäden durch Schadstoffemissionen

Die Emissionen von Schadstoffen lassen sich zwar relativ leicht ermitteln, sind aber schwer zu bewerten, weil sie nichts über die verursachten Schäden aussagen (wie

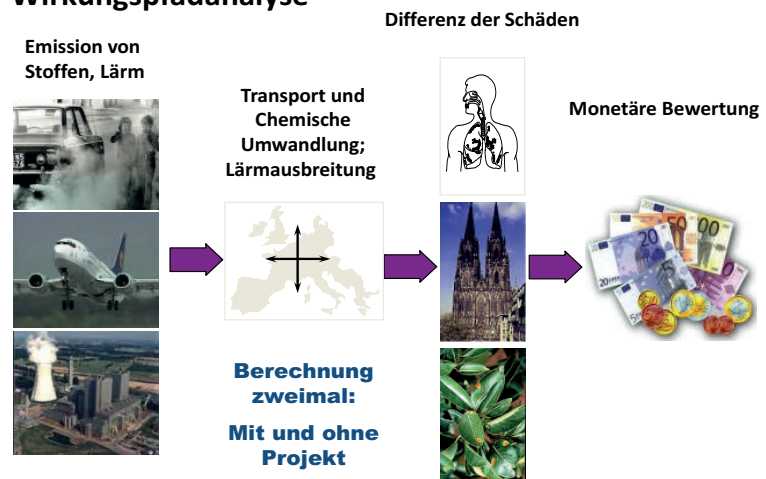
schädlich ist die Emission von 300 kg NO_x?). Bewertet werden können nur Nutzenverluste, also z.B. Materialschäden, Gesundheitsrisiken usw., nicht aber Umwelteinwirkungen. Daher muss zunächst abgeschätzt werden, welche Schäden und Risiken denn durch die Emissionen von Stoffen verursacht werden. Hierzu wurde der Wirkungspfadansatz entwickelt (vgl. Abb. 2). Dabei wird ausgehend von den Emissionen die Ausbreitung und chemische Umwandlung der emittierten Stoffe in den Umweltmedien modelliert. Es resultierenden Konzentrationen und Deposition der Stoffe. Unter Verwendung von Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen und Expositions-Wirkungs-Beziehungen werden anschließend Schäden und Risiken berechnet.

Der Zusammenhang zwischen Umwelteinwirkungen (Emissionen) und Schäden ist keineswegs linear, sondern hängt von Ort, Zeit und Höhe der Emission ab. So führt die Emission von Feinstaub in einem dicht besiedelten Gebiet wie etwa dem Ruhrgebiet bei geringer Windgeschwindigkeit zu weitaus höheren Gesundheitsrisiken als die Emission in einem dünn besiedelten Gebiet bei hoher Windgeschwindigkeit. Bodennahes Ozon in größeren Mengen entsteht nur, wenn die Sonne scheint. Die Entstehung von sekundärem Feinstaub (Ammoniumnitrat) aus NO_x-Emissionen erfordert das Vorhandensein von Ammoniak, das durch landwirtschaftliche Aktivitäten (Düngung, Viehhaltung) entsteht, usw.

Daher müssen komplexe Ausbreitungsmodelle eingesetzt werden, um aus Aktivitätsszenarien die Emissionen aller Sektoren und aus den Emissionen dann die Schadstoffkonzentrationen und Depositionen zu bestimmen. Diese wiederum sind Ausgangspunkt für die Berechnung von Schä-

**Abb. 2
Wirkungspfadanalyse zur Ermittlung von externen Kosten
durch Umwelteinwirkungen**

Wirkungspfadanalyse



Quelle: Bickel und Friedrich (2005).

Tab. 1
Beispiele für Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen

Endpunkt	CRF (95% CI)	Einheiten
Chronische Mortalität PM2.5		
Reduktion der Lebenserwartung (Altersgruppe über 30 Jahre alt)	651 (127; 1 194)	YOLL per 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ per 100 000 Menschen
Morbidität PM10		
Neue Fälle chronischer Bronchitis (Altersgruppe über 18 Jahre alt)	86 (8; 150)	Jährlich, per 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, per 100 000 Erwachsene über 18
Krankenhausaufnahmen wegen Erkrankungen der Atemwege	5,6 (4,3; 6,2)	Jährlich, per 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, per 100 000 Menschen
Krankenhausaufnahmen wegen Herzkrankungen	4,3 (2,2; 6,5)	Jährlich, per 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, per 100 000 Menschen

Quelle: Hurley et al. (2011).

abgeleitet werden. In Tabelle 1 sind beispielhaft einige dieser Beziehungen aufgeführt, darunter auch die, die die höchsten Gesundheitsschäden verursacht, nämlich die Reduzierung der Lebenserwartung durch die Langzeitexposition mit durchaus kleinen Konzentrationen an Feinstaub.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die als relevant ermittelten, betrachteten Wirkungspfade, für die entsprechende Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen vorhanden sind. Um die verschiedenen Krankheiten miteinander vergleichen zu können, können sie in DALYs (disability adjusted life years, umgerechnet. Dazu wird die Zahl der Krankheiten mit der Dauer (Bruchteil eines Jahres) und einem Faktor multipliziert, der den Schweregrad der Krankheit angibt.

den und Risiken. Zur Berechnung von Gesundheitsrisiken werden Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen herangezogen, die aus den Ergebnissen epidemiologischer Studien

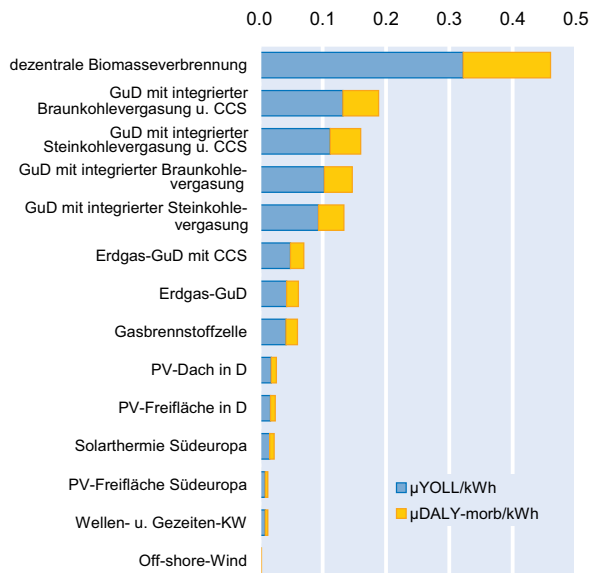
Berechnet man nun für die verschiedenen Stromerzeugungsoptionen die entstehenden Gesundheitsschäden, so ergeben sich die in Abbildung 3 gezeigten Ergebnisse.

Tab. 2
Mit der Wirkungspfadanalyse betrachtete Wirkungspfade

	Schadstoff (primär und sekundär)	Schaden
Gesundheit: Mortalität	PM10, PM2.5; SO ₂ , Benzol, Benzo-a-Pyren, 1,3- Butadien, Dieselpart., Schwermetalle, radioaktive Substanzen, andere kanzerogene Subst., Lärm Unfallrisiken	Verminderte Lebenserwartung durch Kurz- und Langzeitexposition Mortalitätsrisiken durch Unfälle
Gesundheit: Morbidität	PM2.5, PM10, Ozon, SO ₂ , CO Benzol, Benzo-a-Pyren, 1,3- Butadien, Dieselpartikel, Schwermetalle, radioaktive Substanzen, andere kanzerogene Subst., Lärm Blei, Quecksilber	Krankenhausaufenthalte wegen Atemwegserkrankungen, Tage mit eingeschränkter Aktivität; Krankenhausaufnahmen wg. Herzkrankungen, Krankenhausaufnahmen wegen cerebrovasculärer Erkrankungen, chronische Bronchitis, chronischer Husten bei Kindern, Hustentage bei Asthmatikern, u.a. Krebs Herzinfarkt, Angina pectoris, Bluthochdruck, Schlafstörungen IQ-Verlust bei Kleinkindern
Änderung der Biodiversität	Saure Deposition, Stickstoffdeposition	PDF (potentially disappeared fraction of species) durch Versauerung und Eutrophierung
Landw. Ertragsverluste	SO ₂ , Ozon Saure Deposition Deposition von N, S	Ertragsänderungen Zusätzliche Kalkung von Böden Düngeeffekte
Materialschäden	SO ₂ , Saure Deposition Ruß, Verbrennungspartikel	Korrosion von Stahl, Kalkstein, Mörtel, Sandstein, Lack, Putz, Zink. Verschmutzung von Gebäuden
Belästigung	Lärm	Belästigungswirkung

Quelle: Bickel und Friedrich (2005).

Abb. 3
Gesundheitsrisiken pro erzeugter kWh bei verschiedenen 2025 in Betrieb gehenden Stromerzeugungsoptionen



Ausgedrückt bei Krankheit in DALYs (disability adjusted life years), bei Todesfällen in Yoll (years of life lost), einschließlich der Risiken durch Emissionen vor- und nachgelagerter Prozesse und des Erwartungswertes von Risiken durch Unfälle.
 CCS = Carbon Capture and Storage (CO₂-Abscheidung und -Speicherung).

Quelle: Preiss, Friedrich et al. (2010).

Die geringsten Gesundheitsschäden pro kWh ergeben sich bei Windenergie gefolgt von der Wellen- und der Solarenergie. Wie erwartet weist Erdgas etwas schlechtere Werte auf, deutlich schlechter sind dann Stein- und Braunkohle. Als noch gesundheitsschädlicher erweist sich aber die Verbrennung von Biomasse in kleineren Feuerungen, hier wären durch Einsatz modernster Abgasreinigungstechniken zwar Verbesserungen möglich, die aber eben nicht gesetzlich vorgeschrieben sind. Um die Größenordnung der Schäden zu verdeutlichen, sei darauf hingewiesen dass die Erzeugung von 100 TWh/a durch Kohle in modernsten Anlagen etwa 13 000 verlorene Lebensjahre verursacht, dies kann man näherungsweise mit ca 1 300 vorzeitigen Todesfällen gleichsetzen.

Somit sind die Gesundheitsschäden ermittelt, es bleibt aber noch die Frage, wie denn die Gesundheitskosten gegen die Stromerzeugungskosten abgewogen werden können. Dabei ist in einem ersten Schritt zu ermitteln, ob die Gesundheitsrisiken nicht so hoch sind, dass sie auf jeden Fall

vermieden werden sollen. Denn es ist klar, dass eine ernste Krankheit oder ein vorzeitiger Todesfall, der mit Sicherheit oder hoher Wahrscheinlichkeit verursacht wird, auf keinen Fall toleriert wird. Dagegen sind wir durchaus bereit, kleine Risiken, zum Beispiel bei der Teilnahme im Verkehr, in Kauf zu nehmen, wenn wir dadurch einen Vorteil haben (im Beispiel also zur Arbeitsstelle oder ins Schwimmbad kommen). Wo aber liegt die Grenze, ab der eine Abwägung stattfinden kann? In Deutschland gibt es nur für berufliche Risiken einen Grenzwert (der Arbeitsausschuss für Gefahrstoffe empfiehlt ein individuelles Risiko von 10⁻⁴/a nicht zu überschreiten). Für die Bevölkerung existieren nur in den Niederlanden ein Grenzwert und in Großbritannien eine Empfehlung, beides Mal von 10⁵/a für einen Todesfall. Solch hohe Risiken werden aber durch die in Deutschland geltenden Grenzwerte verhindert, alle berechneten individuellen Gesundheitsrisiken sind deutlich geringer. Somit kann eine Abwägung stattfinden. Da es kein Naturgesetz gibt, das Krankheiten mit Kosten gleichsetzt, ist die einzige Möglichkeit, die Präferenzen der betroffenen (vorher informierten) Bevölkerung zu messen und als Maßstab heranzuziehen. Hierfür stehen zahlreiche Methoden zur Verfügung. So kann man Präferenzen durch Beobachtung der Handlungen von Personen bestimmen (revealed preferences), oder man kann Befragungen durchführen (stated preferences). Zum Beispiel kann nach der Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung eines Risikos gefragt werden, oder man gibt zwei fiktive Entscheidungssituationen vor, die sich in zwei Eigenschaften unterscheiden, und fragt nach der vom Befragten

Tab. 3
Beispiele für monetäre Werte von Gesundheitsschäden

Gesundheitsrisiko	unterer	mittlerer	oberer	Wert
Erhöhtes Sterberisiko bei Unfällen	1 121 433	1 121 433	5 607 164	Euro/Fall
Reduzierung der Lebenserwartung	37 500	60 000	215 000	Euro/YOLL
Erhöhtes Sterberisiko bei Kindern	1 120 000	2 475 000	11 200 000	Euro/Fall
Schlafstörung	480	1 240	1 570	Euro/Jahr
Bluthochdruck	880	950	1 110	Euro/Jahr
Akuter Herzinfarkt	4 675	86 200	436 200	Euro/Fall
Lungenkrebs	69 080	719 212	4 187 879	Euro/Fall
Leukämie	2 045 493	3 974 358	7 114 370	Euro/Fall
Störung der Entwicklung des Nervensystems	4 486	14 952	32 895	Euro/Fall

YOLL = Years of Life lost.

Quelle: Hunt et al. (2011).

bevorzugten Variante. Diese Fragen werden dann mit Varianten wiederholt.

Im Allgemeinen ist es aber nicht erforderlich, bei jeder neuen Entscheidung die Präferenzen neu zu bestimmen. Vielmehr greift man auf die Ergebnisse der bereits existierenden Tausenden von Studien zu, die Präferenzen ermittelt haben, und rechnet mit Hilfe eines »benefit transfers« die Ergebnisse der Studien in Werte um, die für die eigene Analyse verwendet werden kann. Tabelle 3 zeigt einige der so mit einer Metastudie ermittelten monetären Werte. Der Wert 60 000 Euro pro verlorenem Lebensjahr bedeutet dabei nicht, dass ein Lebensjahr 60 000 Euro »wert« ist, vielmehr ist die Bevölkerung bereit, im Durchschnitt $10^{-6} \cdot 60\,000 \text{ Euro} = 6 \text{ Cent}$ auszugeben, um ein Risiko von 10^{-6} , ein Lebensjahr zu verlieren, zu vermeiden.

Schäden an Ökosystemen werden ebenfalls mit dem Wirkungspfadansatz ermittelt und dann durch Umrechnung in sogenannte »pdfs« aggregiert. Pdf heißt potentially disappeared fraction of species und gibt an, welcher Anteil der Arten, die auf einer natürlich belassenen Fläche vorhanden wäre, durch den menschlichen Einfluss, insbesondere durch Versiegelung, Versauerung und Eutrophierung, verschwunden ist. Auch hier dienen Zahlungsbereitschaftsanalysen dazu, die pdfs in monetäre Werte umzurechnen.

Bewertung von Treibhausgasemissionen

Auch für die Bewertung von Treibhausgasen kann der im vorhergehenden Kapitel beschriebene Wirkungspfadansatz gewählt werden, das heißt, dass zunächst die Änderung der Strahlungsbilanz und die daraus folgenden Klimaänderungen abgeschätzt werden müssen. Anschließend müssen die Schäden abgeschätzt werden, die sich aus der Klimaänderung ergeben. Aufgrund des globalen Temperaturanstiegs kommt es zu einem Anstieg des Meeresspiegels, der zu Landverlusten oder zusätzlichen Kosten beim Küstenschutz führt. Weitere Folgen können der Verlust küstennaher Ökosysteme oder verstärkte Migrationsbewegungen der Bevölkerung kleiner Inseln und tiefliegender Küstengebiete. Extreme Wetterereignisse wie Hitzewellen, Dürren und Stürmen werden vermutlich zunehmen. Die Auswirkungen auf die Nahrungsmittelproduktion und die Landwirtschaft sind regional sehr unterschiedlich und werden durch Änderung der Temperatur und des Niederschlags beeinflusst. Durch Hitzewellen kann es verstärkt zu Herz-Kreislauferkrankungen oder Asthma kommen, andererseits reduzieren vermindernde Kälteperioden Todesfälle. Infektionskrank-

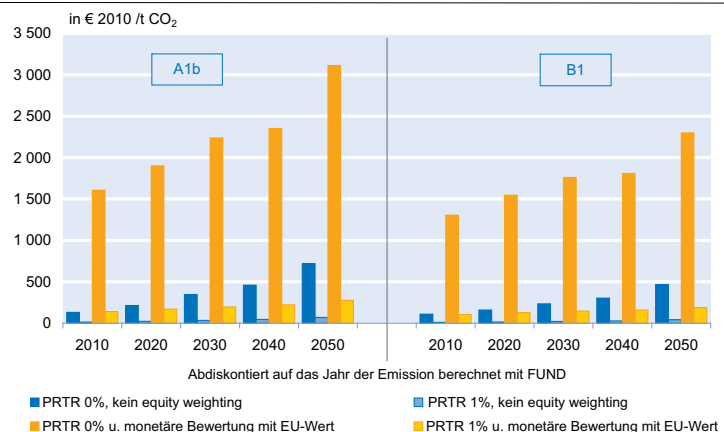
heiten, die durch Vektoren (z.B. Mücken, Zecken, Fliegen) übertragen werden, z.B. Malaria, Dengue-Fieber oder Hirnhautentzündung, könnten zunehmen. Durch die Änderung des Klimas könnte die Biodiversität reduziert werden, weil die Klimaänderung für einige Arten möglicherweise zu schnell erfolgt.

Diskutiert wird zudem, dass singuläre, nicht vorhergesehene Ereignisse, wie z.B. der Zusammenbruch oder die Abschwächung der thermohalinen Zirkulation, unvorhersehbare Auswirkungen haben könnten.

Es gibt einige wenige Modelle, die Schäden und Schadenskosten des Treibhauseffekts systematisch abschätzen, insbesondere FUND (www.fund-model.org), DICE (Nordhaus 2007) und PAGE (Hope 2006). Im Folgenden werden Ergebnisse, die mit FUND berechnet wurden, verwendet. In Abbildung 4 dargestellt sind die marginalen Schadenskosten pro t emittiertem CO₂ für zwei Emissionsszenarien, zum einen das A1B-Szenario des IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), ein Szenario mit hohem Zuwachs an CO₂-Emissionen, zum anderen das Szenario B1, bei dem die CO₂-Emissionen nur moderat zunehmen und nach 2050 wieder abnehmen.

Deutlich wird, dass vor allem die gewählte Diskontrate und die Frage, ob equity weighting gewählt wird oder nicht, das Ergebnis entscheidend beeinflusst. Ohne equity weighting wird die Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung eines Schadens in dem Land, in dem der Schaden auftritt, für die monetäre Bewertung des Schadens gewählt. Im Falle des Treibhauseffekts treten die meisten und gravierendsten Schäden aber in den weniger entwickelten Ländern (z.B. in Afrika) auf, obwohl die meisten Treibhausgasemissionen in OECD-Ländern und China

Abb. 4
Marginale Schadenskosten pro Tonne emittiertem CO₂ für zwei IPCC-Emissionsszenarien (A1b und B1)



Quelle: Preiss, Friedrich et al. (2010).

PRTR = pure Zeitpräferenzrate.

emittiert werden. Die durch den Treibhaus-effekt entstehenden Schäden werden da-durch geringer bewertet als ähnliche Schä-den, die in Deutschland entstehen. Dies wird teilweise als ungerecht bewertet; und es wird vorgeschlagen, die in Entwick-lungsländern entstehenden, von Deutsch-land verursachten Schäden so zu bewerte-n, als ob sie in Deutschland auftreten würden. Diese Bewertung wird in Abbil-dung 4 mit »monetäre Bewertung mit EU-Wert« bezeichnet.

Die Abschätzung der marginalen Kosten weist somit Werte auf, die sich um mehr als den Faktor 200 unterscheiden, und zwar nicht wegen der Unsicherheit der Schadensschätz-ungen, sondern vor allem wegen unterschiedlicher Setzungen ökonomischer Parameter. Solange sich die Gesellschaft nicht auf die für die Bewertung heranzuziehenden Parame-terwerte geeinigt hat, sind die Ergebnisse daher wegen der großen Bandbreite wenig brauchbar.

Daher wird hier ein Vermeidungskostenansatz zur Bewertung von Treibhausgasemissionen gewählt. Dabei geht man von einem Ziel aus, auf das sich die Gesellschaft geeinigt hat, und berechnet die marginalen Vermeidungskosten zur Erreichung dieses Ziels. Bewertet man die Emissionen bei Entscheidungen mit diesen marginalen Vermeidungskos-ten, so wird offenbar gerade das Ziel effizient erreicht. Das vereinbarte Ziel wird dabei aber nicht überprüft oder in Fra-ge gestellt.

Für die Analyse werden zwei unterschiedlich stringente Klimaschutzziele ausgewählt.

Für das Klimaschutzziel 20%plus wird das Ziel der EU herangezogen, das eine Minderung der Treibhausgase um 20% von 1990 bis 2020 erfordert; für die Zeit nach 2020 werden weitergehende Minderungen eingesetzt, und zwar so, dass die Grenzvermeidungskosten um 3%/a ansteigen.

Das 2°-max.-Ziel beschreibt die – allerdings nicht verbindliche – Vorgabe der Bundesregierung. Danach soll – im Rah-men einer internationalen Klimaschutzvereinbarung – verhin-dert werden, dass die durchschnittliche Temperatur der Erd-oberfläche um mehr als 2° ansteigt. Für die EU bedeutet dies nach Modellrechnungen eine Reduzierung der Treibhausgas-emissionen um 75% von 1990 bis 2050, für Deutschland bis zu 85%.

Um die Grenzvermeidungskosten für die beiden Klima-schutzziele zu bestimmen, wird auf ein Metamodell von Kuik et al. (2009) zurückgegriffen; dieser hat zahlreiche Stu-dien über Vermeidungskosten ausgewertet. Das Ergebnis zeigt Tabelle 4.

Tab. 4
Marginale Vermeidungskosten pro t CO₂-eq zur Erreichung zweier Klimaschutzziele

Euro 2010 pro t CO ₂ -eq	2010	2015	2025	2035	2045	2050
Szenario						
20%plus	26	30	36	42	74	87
2° max	36	46	73	119	194	250

Quelle: Kuik et al., eigene Berechnungen (2009).

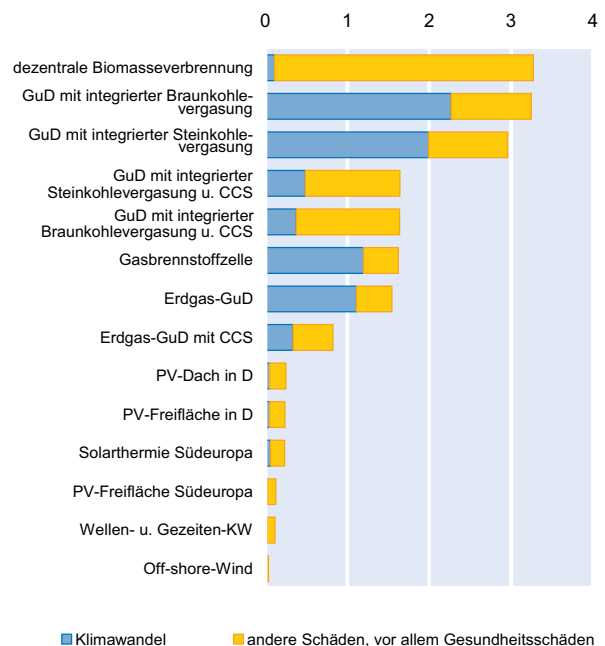
Die marginalen Vermeidungskosten steigen an, bis 2050 auf 87 Euro pro t im moderaten und auf 250 Euro im ambitio-nierten Klimaschutzzszenario.

Externe Kosten von Stromerzeugungstechniken

Mit den Ergebnissen aus Kapitel 2 und 3 lassen sich die externen Kosten verschiedener Stromerzeugungssysteme berechnen. Das Ergebnis zeigt Abbildung 5 für das Jahr 2025 und das moderate Klimaschutzzszenario 20%+ (ver-wendet wurden demnach 36 Euro/t CO₂).

Die Ergebnisse sind zunächst wenig überraschend. Wind-, Wellen- und Solarenergie weisen geringe externe Kosten auf. Erdgas ohne CCS liegt etwa gleichauf mit Kohle mit

Abb. 5
Externe Kosten von Stromerzeugungstechniken nach Schadenskategorien, Bewertung von CO₂-Emissionen mit 36€/t



Quelle: Preiss, Friedrich et al.(2010).

CCS. Und Kohle ohne CCS weist trotz modernster Technik die höchsten Umweltauswirkungen auf. Überraschenderweise schneidet aber die Biomasseverbrennung in kleinen Anlagen ähnlich schlecht ab wie die Kohle. Zu erwähnen ist auch, dass die externen Kosten von Kohlestrom in der gleichen Größenordnung wie die Stromerzeugungskosten liegen.

Will man das ambitioniertere 2°-Ziel erreichen, so verdoppeln sich die marginalen CO₂-Vermeidungskosten 2025 auf 72 Euro. Dies bedeutet vor allem für fossile Kraftwerke eine deutliche Erhöhung der externen Kosten. Erdgas schneidet jetzt schlechter ab als Kohle mit CCS, Kohle ohne CCS weist die weitaus höchsten Kosten von über 5 Cent pro kWh auf.

In den oben dargestellten externen Kosten sind Risiken bei der Speicherung von CO₂ nicht enthalten, da Untersuchungen hierzu noch kaum vorliegen. Auch könnte es Probleme mit der Akzeptanz geben. Es sei aber erwähnt, dass notfalls auch Speicher in der Nordsee in Frage kämen, die vermutlich nicht auf Akzeptanzprobleme stoßen würden, aber mit etwas höheren Transportkosten verbunden wären.

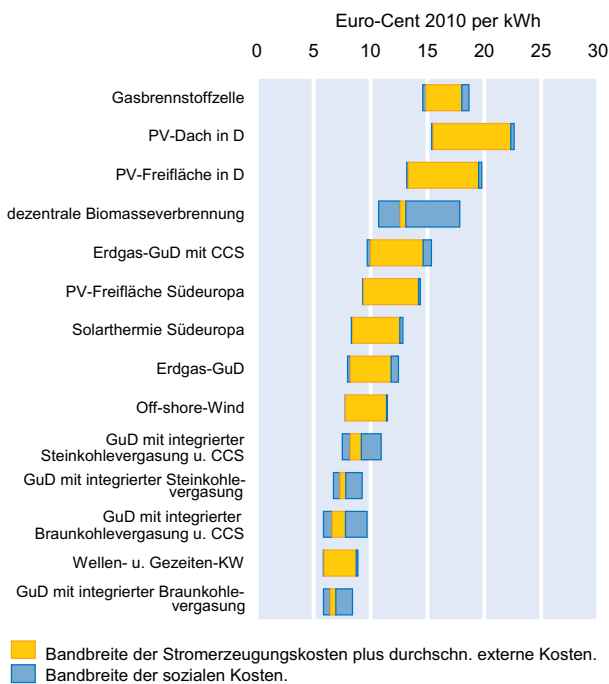
Soziale Kosten von Stromerzeugungssystemen

Addiert man die Stromerzeugungskosten aus Abschnitt 1 und die externen Kosten aus Abschnitt 2, 3 und 4, so erhält man die sozialen Kosten. Diese sind ein Maß für die Vorteilhaftigkeit einer Technik aus gesellschaftlicher Sicht unter Berücksichtigung der Kriterien Umwelt- und Gesundheitsschutz, Klimaschutz und Kostenminderung.

In den Abbildungen 6 und 7 ist zusätzlich noch eine Unsicherheitsbandbreite angegeben. Bei den Umwelt- und Gesundheitsschäden beruht diese auf einer statistischen Fehleranalyse, die Bandbreite der Stromerzeugungskosten resultiert aus einer Variation wichtiger Eingangsparameter.

Abbildung 6 zeigt das Ergebnis für 2025 und das moderate Klimaschutzziel 20plus. Überraschenderweise weist das IGCC-Braunkohlekraftwerk trotz der hohen externen Kosten die geringsten sozialen Kosten auf. Dies bedeutet, dass, wenn man die unabhängig von der Entscheidungssituation gemessenen Präferenzen der Bevölkerung heranzieht, die relativ hohen Umwelt-, Gesundheits-, und Klimaschäden durch die Vorteile niedriger Stromerzeugungskosten mehr als kompensiert werden. Fast gleichauf liegen die Wellen-

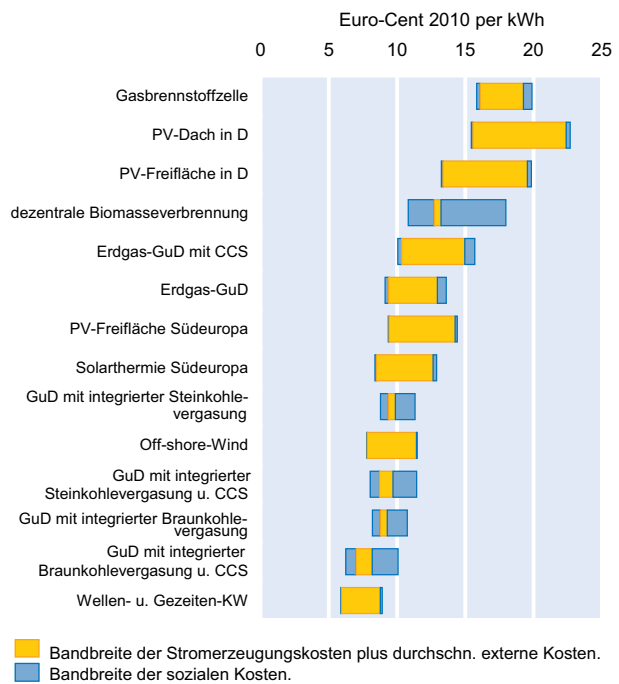
Abb. 6
Soziale Kosten von Stromerzeugungstechniken, Inbetriebnahme 2025, Klimaschutzziel 20plus



Standorte in Deutschland außer bei ‚Solarthermie Südeuropa‘, ‚PV-Freifläche Südeuropa‘ mit Standorten in Mittelmeerranrainerlandern.
CCS = Carbon Capture and Storage (CO₂-Abscheidung und -Speicherung).

Quelle: Preiss, Friedrich et al.(2010).

Abb. 7
Soziale Kosten von Stromerzeugungstechniken, Inbetriebnahme 2025, Klimaschutzziel 2°



Standorte in Deutschland, außer bei ‚Solarthermie Südeuropa‘, ‚PV-Freifläche Südeuropa‘ mit Standorten in Mittelmeerranrainerlandern.
CCS = Carbon Capture and Storage (CO₂-Abscheidung und -Speicherung).

Quelle: Preiss, Friedrich et al.(2010).

energie und die Braunkohle mit CCS. Es folgen die Steinkohle ohne und mit CCS und off-shore-Wind. Solarenergie, ob als Photovoltaikanlage oder als thermisches Solarkraftwerk kann unter günstigen Bedingungen anschließen, allerdings in Mittelmeerländern. In Deutschland landet Photovoltaikstrom auch 2025 noch in der Rangfolge sozialer Kosten ganz hinten.

Will man mehr Klimaschutz betreiben, so ergeben sich die in Abbildung 7 gezeigten sozialen Kosten.

Bei Kohle liegen jetzt die Varianten mit CCS vor denen ohne CCS, bei Gas dagegen ist die Variante ohne CCS besser. Nach wie vor weist die Solarenergie in Deutschland mit die höchsten sozialen Kosten auf.

Nicht alle möglichen Stromerzeugungsoptionen sind in den Abbildungen 6 und 7 aufgeführt. Der Bau neuer Kernkraftwerke ist in Deutschland verboten, allerdings lässt sich der Import kostengünstigen Kernenergiestroms aus dem benachbarten Ausland wohl nicht unterbinden. Größere Laufwasserkraftwerke weisen geringe soziale Kosten auf, allerdings ist das Potenzial für einen weiteren Ausbau sehr begrenzt. On-shore-Wind weist an windreicheren Standorten geringere soziale Kosten aus als off-shore-Wind, allerdings sind die günstigsten Standorte häufig schon genutzt; zudem treten teilweise Akzeptanzprobleme auf. Das Potenzial der Abfallverbrennung ist weitgehend ausgeschöpft, die Stromerzeugung aus Biogas mit höheren sozialen Kosten verbunden. Günstiger ist die Verbrennung von Biomasse in größeren Feuerungen, zum Beispiel auch in Mischfeuerungen.

Beim Neubau von Kraftwerken sind die Restriktionen hinsichtlich Potenzial und Zubaukapazität zu beachten. Außerdem gilt es, ein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit durch Bau von Speichern, Ausbau der Netze und Vorhaltung von Reservekapazität aufrechtzuerhalten. Die Zusammensetzung eines optimalen Stromerzeugungssystems unter Verwendung der hier vorgestellten Ergebnisse kann mit Energiemodellen, zum Beispiel TIMES, berechnet werden.

Schlussfolgerungen

Laufwasser, gefolgt von Braunkohle, Wind, evtl. Wellenenergie und Steinkohle sind die Optionen mit den niedrigsten sozialen Kosten. Aber: das Potenzial von Wind und Laufwasser ist begrenzt; Wind und Wellenenergie benötigen Reserve- oder Speicherkapazität, On-shore-Wind ist nicht überall akzeptiert.

Vor allem Braunkohle stellt sich daher als günstig heraus. Mit CCS (CO₂-Speicherung), wenn

- das »2°«-Klimaschutzziel erreicht werden soll und
- Kosten für CO₂-Transport und Speicherung den Erwartungen entsprechen und die technischen und Umweltrisiken gering sind.

Allerdings sind auch die günstigen CCS-Lagerstätten begrenzt. Soweit On-shore-CCS auf Akzeptanzprobleme stößt, käme u.U. eine Off-shore-Speicherung in Betracht.

Erdgas wird Kohle nur ersetzen, wenn die Erdgaspreise moderat bleiben; dann zunächst auch ohne CCS. Ein gewisses Potenzial für Erdgas besteht bei kleineren Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung.

Biomasse hat relativ hohe externe und soziale Kosten. Am günstigsten ist noch die Verbrennung von Rest- und Abfallstoffen in großen Feuerungen. Allerdings wird die Biomasse eher in anderen Sektoren (z.B. Verkehr) zur CO₂-Minderung benötigt.

Stromerzeugung mit Sonnenenergie in Deutschland weist mindestens bis 2030 mit die höchsten sozialen Kosten auf. Nach Kohle und Gas könnte die solare Stromerzeugung in Mittelmeerländern eine weitere Option sein; vor allem, wenn große Treibhausgasreduzierungen erreicht werden sollen und CCS nicht günstig oder sicher zur Verfügung steht.

Weitere Informationen zu Methodik und Ergebnissen auf www.externe.info; www.needs-project.org.

Literatur

- Bickel, P. und R. Friedrich (Hrsg., 2005), *Externalities of Energy, Methodology 2005 update, Luxembourg*, European Commission, online verfügbar unter: www.externe.info.
- Hope, C. (2006), »The marginal impact of CO₂ from PAGE2002: an integrated assessment model incorporating the IPCC's five reasons for concern«, *Integrated Assessment* 6, 1.
- Hotelling, H. (1931), »The Economics of Exhaustible Resource«, *Journal of Political Economy* 39,137–175.
- Hunt, A., V. Maca und M. Scasny (2011), »Monetary values for health endpoints«, HEIMTSA project report, www.heimtsa.eu.
- Hurley, F. et al. (2011), »Final report on risk functions used in the case studies«, HEIMTSA project report, www.heimtsa.eu.
- Kuik, O., L. Brander und R. Tol (2009), »Marginal abatement costs of greenhouse gas emissions: A meta-analysis«, *Energy Policy* 37, 1395–1403, doi:10.1016/j.enpol.2008.11.040.
- Nordhaus, W. (2007), *The Challenge of Global Warming: Economic Models and Environmental Policy*, Yale University, New Haven.
- Preiss, P., R. Friedrich et al. (2010), Social costs of electricity generation, results from the CASES project, www.feem-project.net/cases.

Am 30. Juni dieses Jahres beschloss der Deutsche Bundestag in einem parteiübergreifenden Konsens von CDU/CSU, SPD, FDP und Grünen den Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2022. Von Seiten der Politik wie von Seiten der Medien wurde diese Reaktion auf die Atomkatastrophe von Fukushima zu einem epochalen politischen Ereignis erklärt, so etwa von der FAZ zum Ende eines »dreißigjährigen Krieges«. Bei nüchternerer Betrachtung geben derartige Diagnosen jedoch Anlass zu einer gewissen Verwunderung. Denn trotz der wenige Monate zuvor beschlossenen Verlängerung der Laufzeiten der Atomkraftwerke stand der langfristige Verzicht auf die Nutzung der Kernenergie in Deutschland schon seit längerem nicht mehr zur Disposition. Zur Erreichung ihrer klimapolitischen Ziele – gegenüber dem Basisjahr 1990 die Reduktion der Treibhausgasemissionen um immerhin 40% bis 2020 und um mindestens 80% bis 2050 – hatte sich die Bundesregierung zudem bereits zuvor auf einen starken Ausbau erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung festgelegt. Schon in dem 2010 verabschiedeten Energiekonzept war als Ziel fixiert worden, dass der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 30% und bis 2050 sogar auf 80% steigen soll. Anstelle eines wirklichen Paradigmenwechsel stellt die Energiewende des Jahres 2011 somit viel eher eine zeitliche Verschiebung im Rahmen bereits vorab fixierter Entwicklungspfade dar, an deren anvisiertem Ende aber in der Tat eine völlig andere Struktur der Energieversorgung stehen soll. Genau das ist über den Tag hinaus betrachtet mit »Energiewende« gemeint.

Bei unserer Diskussion der energiepolitischen Implikationen der Energiewende soll diese langfristige Perspektive, d.h. der angestrebte Übergang zu regenerativen Energien, im Vordergrund stehen. Insbesondere aufgrund seiner faktischen Unumstößlichkeit wird auf den beschleunigten Atomausstieg als solchen und dessen letztlich begrenzte ökonomische Folgen nur am Rande eingegangen (vgl. hierzu etwa Holm-Müller und Weber 2011; Löschel 2011). Stattdessen sollen die Begleitgesetze des Ausstiegsbeschlusses im Zentrum der Betrachtung stehen, die Regelungen zu den folgenden Punkten umfassen:

- zum weiteren Ausbau regenerativer Energien, v.a. durch Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG)

und durch Schaffung einer neuen Finanzierungsgrundlage für den Klima- und Energiefonds,

- zur Änderung des Planungsrechts für einen beschleunigten Ausbau des Versorgungsnetzes und Schaffung neuer Kapazitäten zur Stromerzeugung,
- zur Erhöhung der Energieeffizienz durch zusätzliche steuerliche Abschreibungsmöglichkeiten bei der energetischen Sanierung von selbstgenutzten Wohngebäuden. Diese steuerpolitische Maßnahme wurde vom Bundesrat jedoch vorerst gestoppt.
- zur Förderung der Elektromobilität durch Subventionierung von Forschung und Entwicklung bei den Herstellern und eine zehnjährige Kfz-Steuerbefreiung bei den Käufern.

Den Ausgangspunkt unserer Überlegungen sollen die traditionellen Vorstellungen der Umweltökonomie über das im Sinne von Effizienzkriterien »richtige« umweltpolitische Instrumentarium bilden. Vor diesem Hintergrund lassen sich dann Defizite bei Gestaltung der Energiewende



Prof. Dr. Wolfgang Buchholz

* Prof. Dr. Wolfgang Buchholz ist Inhaber des Lehrstuhls für Finanzwissenschaft, insbes. Umweltökonomie, an der Universität Regensburg.

** Johannes Pfeiffer ist Doktorand im Bereich Energie, Umwelt und erschöpfbare Ressourcen des ifo Instituts.

identifizieren und Vorschläge zu alternativen oder ergänzenden Maßnahmen entwickeln. Dabei wird das EEG, das den Grundpfeiler des in Deutschland anvisierten Übergangs zu erneuerbaren Energien darstellt, im Zentrum unserer Betrachtung stehen.

Umweltpolitische Preislösungen als Bezugspunkt

Schädigungen von Umwelt und Klima stellen aus der Sicht der Ökonomie negative externe Effekte dar, denen im Marktssystem vor allem aufgrund fehlender privater Eigentumsrechte keine Preise zugeschrieben werden. Die Begrenztheit (»Knappheit«) der Umweltmedien als Auffangbecken von Schadstoffemissionen wird deshalb in den Entscheidungen der Marktteilnehmer nicht berücksichtigt, so dass es auf einem völlig freien Markt zu einer ineffizient hohen Belastung der Umwelt käme. Dieses »Marktversagen« rechtfertigt aus ökonomischer Sicht grundsätzlich wohlfahrtserhöhende Eingriffe des Staates zur Internalisierung externer Effekte. »Preisinstrumente« wie Emissionsabgaben, Ökosteuern oder Emissionszertifikate stellen dabei das von Ökonomen bevorzugte Instrumentarium der Umweltpolitik dar. Diese Präferenz bei der Instrumentenwahl beruht zunächst darauf, dass die durch Externalitäten verursachte Lücke im Marktssystem durch Ausdehnung des Preismechanismus, und damit auf marktkonforme Weise, geschlossen wird – eine Idee, die Arthur Pigou bereits im Jahr 1912 formuliert hat (vgl. zur Darstellung und Beschreibung der ökonomischen Effekte dieser Instrumente umweltökonomische Lehrbücher wie etwa Endres 2007 oder Feess 2007 sowie mit besonderem Bezug auf die Klimapolitik Cameron 2006 sowie Aldy, Krupnick, Newell, Parry und Pizer 2010, 918–928). Im Fall von Ökosteuern setzt der Staat den Preis für die Emissionen oder Umweltschäden selber direkt über die Wahl des Steuersatzes. Bei einer Zertifikatelösung hingegen gibt der Staat eine bestimmte Gesamtmenge an Emissionsberechtigungen (als »Cap« für die als zulässig erachtete Emissionsmenge) vor, deren Preis sich erst durch den Handel am Zertifikatemarkt (»Trade«) ergibt.

Unter theoretisch idealen Bedingungen führen solche Preisinstrumente zu einer Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten der Emissionsvermeidung, indem sie für eine Angleichung der Grenzvermeidungskosten aller Emittenten sorgen. Neben dieser »statischen Effizienz« verspricht man sich von Preisinstrumenten auch eine »dynamische Effizienzwirkung«, weil durch die Bepreisung der Restemissionen bei den Emittenten ein permanenter Anreiz zur Senkung ihrer Vermeidungskosten und damit zur (Fort-)Entwicklung umweltfreundlicher Technologien geschaffen wird.

Darüber hinaus eröffnen Preisinstrumente dem Staat eine Einnahmequelle, die es ihm erlaubt, mit negativen Wachstums- und Beschäftigungswirkungen verbundene Steuern

und Abgaben budgetneutral zu senken und auf diese Weise – neben der Internalisierung externer Effekte – einen zusätzlichen Wohlfahrtsgewinn zu erzielen. In welchem Maße eine solche »doppelte Dividende« tatsächlich zu realisieren ist, wird jedoch in der umweltökonomischen Literatur kontrovers diskutiert (vgl. hierzu Schöb 2009).

Aus wirtschaftspolitischer Sicht bedeutsam ist, dass Preisinstrumente die Sphäre rein abstrakter, theoretisch wünschenswerter Ansätze längst verlassen haben und mittlerweile als klimapolitische Instrumente in Deutschland und der Europäischen Union Anwendung finden. Zum einen führte die damalige rot-grüne Bundesregierung in den Jahren zwischen 1999 und 2003 eine »Ökosteuerreform« durch, die unmittelbar auf die Erzielung einer doppelten Dividende ausgerichtet war. Die Einnahmen aus der Erhöhung der Mineralölsteuer und der Einführung einer Stromsteuer dienten nämlich vorrangig dazu, die Beitragssätze der gesetzlichen Rentenversicherung abzusenken, wodurch positive Beschäftigungsimpulse ausgelöst werden sollten. Zum anderen existiert auf Ebene der EU seit 2005 ein Emissionshandelssystem (EU Emission Trading System oder kurz EU ETS), das die CO₂-Emissionen der Stromerzeuger und einiger Industriezweige erfasst. Bislang werden die meisten Emissionszertifikate noch gratis an die Emittenten vergeben (»Grandfathering«), die diese dann untereinander handeln können. Nennenswerte staatliche Einnahmen sind erst von der 2013 beginnenden dritten Handelsperiode an zu erwarten, in der zu einer Versteigerung der Emissionsrechte übergegangen wird.

Allerdings stützen sich die klimapolitischen Bemühungen in Deutschland und der EU keineswegs allein auf diese Preisinstrumente, sondern greifen in erheblichem Maße auch auf andere, von Ökonomen eher kritisch beurteilte Instrumente und Maßnahmen zurück. So ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG als Grundpfeiler der deutschen Klimapolitik von einer Mischung aus Auflagen und Subventionen geprägt, die einerseits die Netzbetreiber zum Anschluss von Anlagen zur Ökostromerzeugung und zur Abnahme des dort produzierten Stroms verpflichten und die andererseits den Anlagebetreibern gesetzlich fixierte »Einspeisevergütungen« garantieren. Da die Einspeisevergütungen zum Teil deutlich über den üblichen Großhandelsstrompreisen liegen, ergeben sich Differenz- bzw. Mehrkosten, die letztlich auf die Endverbraucher umgelegt werden. Im Rahmen der Energiewende wird die Bedeutung des EEG noch weiter gestärkt. Subventionen sollen darüber hinaus auch bei der Förderung der Elektromobilität und zusätzlich zu den bestehenden Hilfen für die energetische Gebäudesanierung gewährt werden.

Angesichts der zahlreichen, von der Umweltökonomie wahrgenommenen Vorteile beim Einsatz preisbasierter umweltpolitischer Instrumente ist der in der praktischen Klimapoli-

tik zum Zuge kommende Instrumentenmix überraschend und erklärungsbedürftig. Deshalb ist zunächst zu prüfen, inwieweit sich aus ökonomischer Perspektive Gründe für eine Ergänzung von Preisinstrumenten durch weitere Maßnahmen wie das EEG finden lassen.

Mögliche Gründe für die Ergänzung der Preisinstrumente durch andere Instrumente

Im Folgenden sollen fünf Gründe dargestellt und kritisch diskutiert werden, die gegen die ausschließliche Verwendung von Preisinstrumenten angeführt werden können (vgl. zu Gründen für ergänzende Instrumente auch Kemfert 2009; Fishedick und Samadi 2010; SRU 2011, 239–249).

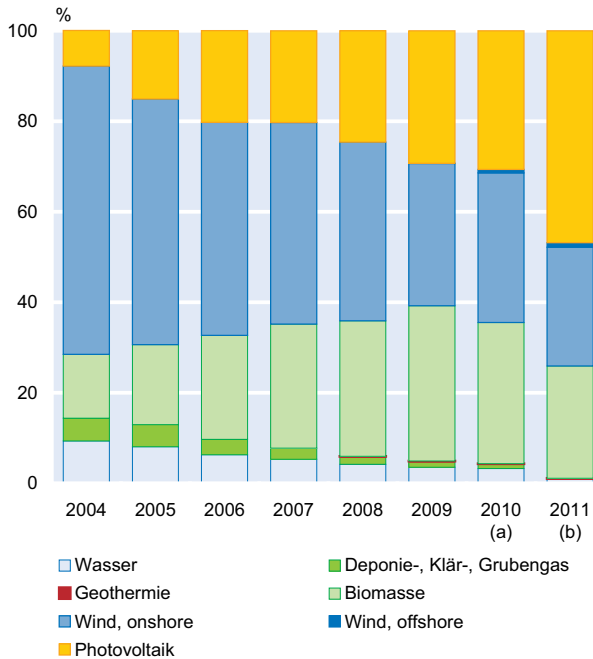
- (i) In ihrer praktischen Umsetzung entsprechen die Preisinstrumente in der Regel nicht dem theoretischen Idealmodell. So werden die Emissionen in der Realität oft nur unsystematisch oder unvollständig erfasst. In das EU ETS sind die Emissionen des Haushalts- und des Verkehrsbereich nicht einbezogen, so dass sich der zertifikatpflichtige Bereich in Deutschland nur auf gut die Hälfte aller CO₂-Emissionen erstreckt. Zur Begründung wird zumeist auf Schwierigkeiten verwiesen, die bei der Messung der Emissionen in den nicht erfassten Bereichen bestehen. Diese Probleme ließen sich jedoch durch eine Umstellung der Bemessungsgrundlage des EU ETS auf die Gewinnung und den Import von Kohlenstoff erheblich vermindern (vgl. etwa Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie 2008). Dass praktische Erfahrungen zur Weiterentwicklung von Preisinstrumenten genutzt werden können, zeigt die Radikalreform des EU ETS, die 2013 in Kraft treten wird. Sie wird einige der bisherigen Defizite beheben, jedoch nicht den Hauptmangel der nur begrenzten sektorenspezifischen Reichweite. Zudem muss, wie die Entwicklung des EU ETS gleichfalls deutlich zeigt, für die zu solchen Verbesserungen erforderlichen institutionellen Lern- und politischen Abstimmungsprozesse ein hoher Zeitbedarf veranschlagt werden, was gewisse Zweifel daran aufkommen lässt, dass auf diesem Wege eine ökonomisch effiziente Umweltpolitik hinreichend schnell zu erreichen ist. Vielfach werden diese institutionellen Veränderungsprozesse zudem von Partikularinteressen einzelner Marktteilnehmer beeinflusst und behindert.
- (ii) Durch die »Bepreisung« des Schadstoffausstoßes werden Anreize geschaffen, in den Einsatz und die (Fort-)Entwicklung von Vermeidungstechnologien zu investieren. Bei den Marktteilnehmern führen schwankende und schwer prognostizierbare Zertifikatepreise aber zu einem hohen Risiko, das ganz allgemein als Investitionshemmnis wirkt und insbesondere zu verhindern droht, dass das gesamtwirtschaftlich effiziente Niveau an investiven Ver-

meidungsmaßnahmen realisiert wird. Demgegenüber gewährleistet ein Instrument wie das EEG dank Abnahmegarantie und fester Einspeisevergütungen eine auch längerfristig wesentlich höhere Planungssicherheit bei der Errichtung von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien. Die Verringerung des Investitionsrisikos erleichtert zudem deren Finanzierung und trägt dadurch zur verlässlichen Durchsetzung klimapolitischer Ziele bei. Zwar pendeln die Zertifikatepreise im EU ETS seit Anfang 2009 nur in einem kleinen Intervall um 15 Euro je Tonne CO₂, jedoch ist – insbesondere angesichts der vereinbarten schrittweisen Verknappung der Zertifikatmenge ab 2013 – eine zuverlässige Prognose über die mittel- bis langfristige Entwicklung des Zertifikatepreises nahezu unmöglich.

Allerdings ließe sich die Investitionsunsicherheit für Investoren auch im Rahmen eines Emissionshandelssystems reduzieren, indem »Banking« und »Borrowing« in weiten Grenzen erlaubt wird oder indem der Staat durch den Auf- und Verkauf von Emissionsrechten Unter- und Obergrenzen für den Zertifikatepreis garantiert (vgl. etwa v. Weizsäcker 2009 oder Murray, Newell und Pizer 2009). Im EU ETS sind derartige »Safety Valves« nicht vorgesehen. Bei deren Einführung sowie bei Schaffung zusätzlicher Möglichkeiten für »Banking« und »Borrowing« müsste zwar der Wunsch nach Einhaltung bestimmter, auf einzelne Jahre bezogener Emissionsmengenziele aufgegeben werden. Bei Treibhausgasen, deren klimaschädigende Wirkung sich wie bei allen »Stock Pollutants« aus ihrer langfristig emittierten Gesamtmenge ableitet, wäre ein solcher Verzicht allerdings kaum von Nachteil.

Die an sich wünschenswerte Verminderung des Investitionsrisikos bei den Erzeugern erneuerbarer Energie führt zwangsläufig zu einer Erhöhung der Risiken bei anderen Akteuren – etwa den Stromkunden, den konventionellen Energieerzeugern oder dem Staat. Beim EEG besteht ein derartiges Risiko darin, dass es durch eine unerwartet zügige Verbreitung erneuerbarer Energien über die dadurch steigende EEG-Umlage zu einer kräftigen Erhöhung der Strompreise für die Endverbraucher kommt. Genau diese Entwicklung ist in den vergangenen Jahren in fast dramatischer Weise eingetreten. So ist der im Rahmen des EEG auf die Photovoltaik entfallende Förderbetrag zwischen 2004 und 2010 fast explosionsartig von 19,4 Mill. Euro auf 3 882,6 Mill. Euro angewachsen (vgl. BDEW 2010, 32). Im Jahr 2010 hatte die Photovoltaik einen Anteil von 40,6% an der EEG-Umlage und einen Anteil von 30,65% am gesamten EEG-Fördervolumen von 12,7 Mrd. Euro, während sie nur 14,9% (vgl. BMU 2011, Tab. 5, und BDEW 2010, 36) zur vom EEG geförderten Stromerzeugung beitrug. Nach Angaben des BDEW setzt sich dieser in Abbildung 1 nachgezeichnete Trend auch in diesem Jahr fort: Es entfallen 55% der aktuellen EEG-Umlage und 47,5% des

Abb. 1
Anteile der auf die einzelnen Energieträger entfallenden Fördervolumina an den gesamten EEG-Vergütungssummen



(a) Werte ausgewiesen gemäß des Prognosekonzepts der Übertragungsnetzbetreiber zur Ermittlung der EEG-Umlage vom 15. Oktober 2009.
 (b) Werte gemäß der Berechnungen des BDEW, 2010, basierend auf dem Prognosekonzept der Übertragungsnetzbetreiber zur Ermittlung der EEG-Umlage vom 15. Oktober 2010.

Quelle: BDEW (2010, S. 24); Berechnung der Autoren

gesamten, prognostizierten Fördervolumens von 16,7 Mrd. Euro auf die Photovoltaik, die jedoch nur etwa 20% zur durch das EEG geförderten Stromerzeugung beitragen wird (vgl. BDEW 2010, 35). Auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU 2011), der einer grundsätzlichen Opposition gegen das EEG völlig unverdächtig ist, hat sich angesichts dieser Entwicklung für eine Mengenbegrenzung beim EEG-geförderten Zubau von Photovoltaikanlagen in Deutschland ausgesprochen.

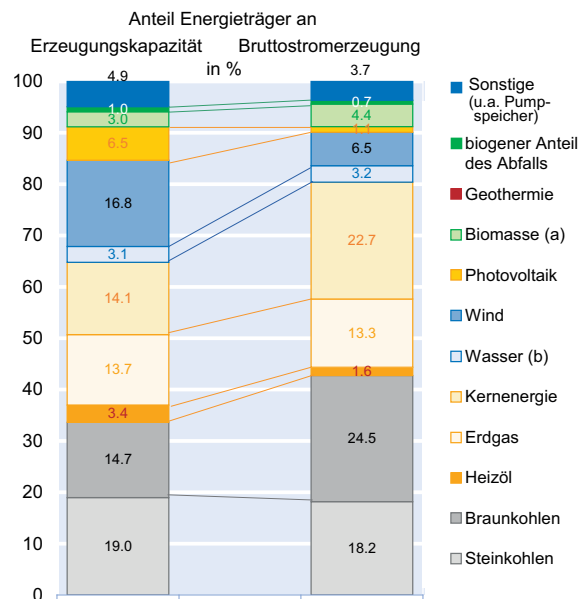
Aber auch im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und die Stabilität der Stromnetze ergeben sich Gefahren aus einem zu starken Ausbau der Ökostromkapazitäten, wie er mit einem künstlich niedrig gehaltenen Investitionsrisiko in diesem Bereich einhergeht. So droht bei günstigen Wetterverhältnissen und kurzfristig hoher Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom eine Überlastung der Stromnetze. Dieses Risiko für die Netzstabilität und die bei seiner Bewältigung anfallenden Kosten tragen nicht die Investoren und Betreiber der Wind- und Solaranlagen, sondern die Netzbetreiber (vgl. etwa Neuberth 2011).

Ein Indiz für die schon heute bestehende Gefahr der Überlastung der Stromnetze durch kurzfristige Produk-

tionsspitzen ist die Disproportionalität zwischen den Ökostromkapazitäten auf der einen und ihrem tatsächlichen Beitrag zur Stromversorgung auf der anderen Seite, wie sie in Abbildung 2 veranschaulicht wird. So nähert sich die installierte Kapazität von Wind- und Photovoltaikanlagen (mit 44,5 GW im Jahr 2010, vgl. BMU 2011, Tab. 4) rapide der Kapazität von Braun- und Steinkohlekraftwerken an, die bei etwa 51,4 GW liegt. Doch während die Braun- und Steinkohlekraftwerke im Jahr 2010 rund 42% der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland lieferten, leistete der erneuerbare Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen lediglich einen Beitrag von knapp 8% (vgl. BMWi 2011, Tab. 22, was mit einer niedrigeren Produktivität des dort eingesetzten Kapitalstocks einhergeht).

Mögliche Gegenmaßnahmen zur Verminderung dieser Risiken bestehen zum einen im Ausbau der Übertragungsnetze, wie er im Zuge der Energiewende auch stark forciert werden soll. Zum anderen könnten gezielt Mechanismen geschaffen werden, um das Angebots- und Nachfrageverhalten am Strommarkt an die schwankende Erzeugung von Ökostrom anzupassen. Die im Rahmen der Energiewende verabschiedete Novelle des EEG sieht in diesem Zusammenhang die Einführung einer »optionalen Marktprämie« vor, durch welche die Ökostromproduzenten zu einer zeitlich flexiblen und bedarfsgerechten Direktvermarktung der von ihnen erzeugten Elektrizität veranlasst werden sollen (vgl. etwa Wissenschaft-

Abb. 2
Installierte Erzeugungskapazität und Bruttostromerzeugung im Vergleich, 2009



(a) Feste und flüssige Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas.
 (b) Ohne Pumpspeicher.

Quelle: BMWi (2011, Tab. 22); BMU (2011, Tab. 3, Tab. 4).

licher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie 2011). Große Hoffnungen liegen auch auf der Einführung von intelligenten Stromzählern oder allgemeiner »Smart Grid Technologien«, mit deren Hilfe die Stromnachfrage besser auf das jeweilige Angebot abgestimmt werden kann.

- (iii) Trotz der von der Theorie beschriebenen dynamischen Effizienzwirkung der Preisinstrumente wird von den Befürwortern zusätzlicher Maßnahmen befürchtet, dass sie allein zu wenig für die Verbreitung und die Konkurrenzfähigkeit innovativer Technologien leisten und damit längerfristig nicht zur angestrebten Minimierung der Emissionsvermeidungskosten führen. Um diesem Mangel abzuwehren und für eine rasche Diffusion der innovativen Techniken zu sorgen, müsse deren Markteinführung durch Subventionen direkt gefördert werden. Die ökonomische Begründung für diese Argumentation beruht auf der Einsicht, dass mit Prozessen von Forschung und Entwicklung positive externe Effekte verbunden sind, denen die auf die Internalisierung negativer Umweltexternalitäten ausgerichteten Preisinstrumente allenfalls indirekt Rechnung tragen.

Gerade im Bereich der Grundlagenforschung ist es trotz Patentrecht weder ökonomisch sinnvoll noch vollständig vermeidbar, andere von den Ergebnissen eigener Forschungsanstrengungen auszuschließen. Die auf diese Weise verursachten Informationsexternalitäten schmälern aber den durch Forschung erzielbaren Wettbewerbsvorsprung und führen auf diese Weise zu einem gesamtwirtschaftlich ineffizient niedrigen Niveau von Aktivitäten im Bereich der Grundlagenforschung. Deren unsichere und vielfach weit in der Zukunft liegende Erträge stellen zudem ein für private Akteure nur schwer zu tragendes Risiko dar. Deshalb besteht unter Ökonomen ein breiter Konsens darüber, dass eine staatliche Subventionierung der Grundlagenforschung aus ökonomischer Sicht angebracht ist.

Positive Externalitäten ergeben sich aber auch durch Lerneffekte und dynamische Skalenerträge bei der Produktion (»Learning by Doing«) und bei der Anwendung (»Learning by Using«) neuer Technologien (vgl. Jaffee, Newell und Stavins 2005), womit üblicherweise das allein auf Markteinführung und -verbreitung von Ökostromtechnologien abzielende EEG gerechtfertigt wird. Mit derartigen Lerneffekten ist u.a. gemeint, dass sich erst bei hinreichend weiter Verbreitung einer innovativen Technologie eine speziell auf diese Technik bezogene Spezialisierung anderer Marktteilnehmer (etwa bei der Bildung von Humankapital oder bei der Entwicklung und Produktion komplementärer Produkte) lohnt. Vielfach kommt es aber erst in Folge dieser Lerneffekte (sowie der Fixkostendegression im klassischen Sinne) zu einer erheblichen (und in Bezug auf ihre längerfristige Wettbewerbsfähigkeit möglicherweise entscheidenden) Senkung der Produktions- und Einsatzkosten

der jeweiligen Technik. Im individuellen Vorteilhaftigkeitskalkül der Anwender der Technologie finden diese externen Effekte jedoch auch bei einer ansonsten perfekten Internalisierung der Umweltexternalität keine Berücksichtigung. Dadurch können sich technologische Lock-in-Effekte ergeben, wenn unter dem Einfluss der Preisinstrumente Lösungen gewählt werden, die zwar kurzfristig kostengünstig sind, aber gleichzeitig die Durchsetzung der auf längere Sicht effizienten Technologien verhindern (vgl. Rio Gonzales 2008).

Grundsätzlich könnte die Internalisierung der Wissensexternalitäten auch mit Hilfe von Preisinstrumenten gelingen, sofern diese hinreichend starke Preissignale setzen. Allerdings müsste dabei ein kurzfristig starkes »Überschießen« der Vermeidungsmenge und der Vermeidungskosten in Kauf genommen werden, das mit der kurzfristigen Vermeidungskosteneffizienz in Konflikt tritt.

Die durch den Verweis auf Wissensexternalitäten begründete Forderung nach ergänzenden Instrumenten entspricht im Übrigen der alten ökonomischen Maxime, der zufolge jedem wirtschaftspolitischen Ziel ein eigenes Mittel zuzuordnen ist. Im konkreten Fall heißt dies, dass separate, nicht originär auf umweltpolitische Ziele ausgerichtete Instrumente für eine Marktdiffusion innovativer Energietechnologien zu sorgen haben. Im Zuge einer solchen Subventionspolitik wird jedoch der »Wettbewerb als Entdeckungsverfahren« (im Sinne von Hayek 1969) ausgehebelt. Weil die dem Staat bei Auswahl der als subventionswürdig erachteten Technologien zur Verfügung stehenden Informationen höchst unvollkommen sind und zudem von Interessengruppen insbesondere auf Anbieterseite beeinflusst und gefiltert werden, führt der Zwang zum »Picking Winners« fast zwangsläufig zur Überforderung politischer Entscheidungsprozesse und zu ökonomischer Ineffizienz.

Die Förderpolitik des EEG mag hier erneut als negatives Beispiel gelten. Wie verschiedene Studien ermittelten, liegen die Kosten der Vermeidung einer Tonne CO₂ durch solaren Strom in Deutschland um das Zehn- bis Zwanzigfache über den Kosten der Vermeidung durch Windenergie.¹ Weil die Verbreitung der Photovoltaik dennoch politisch gewollt ist, gewährt das EEG für Solarstrom eine wesentlich höhere Einspeisevergütung als für Windstrom. Auf diese Weise wird das »Gesetz des einen Preises« grob missachtet, das die Grundlage für ökonomisch effiziente Lösungen bildet (vgl. Sinn 2009). Gleichzeitig erfolgt jedoch bemerkenswerterweise keinerlei Differenzierung der Förderung zwischen klimatisch mehr oder weniger geeigneten Regionen Deutschlands. Diese Fehlentwicklung (vgl. zur grundsätzlichen Kritik der deutschen Förderpolitik für erneuerbare Energien auch

¹ So etwa FFE (2009): Wind onshore 23,7–104,7 €/t CO₂, Wind offshore 34,9 €/tCO₂, S. 32 (sog. quasi-volkswirtschaftliche Betrachtung), Photovoltaik 550–770 €/tCO₂, S. 52; alternative Studie von Fahl (2006): Vermeidungskosten Windenergie 37–91 €/tCO₂ und Photovoltaik 420–611 €/tCO₂.

Weimann 2008) lässt sich als Variante des »Nirwana-Trugschlusses« (»Nirvana-Fallacy« gemäß Demsetz 1969) deuten, der besagt, dass vielfach utopische Alternativen die Grundlage politischer Interventionen in Märkte bilden: Selbst wenn in einem bestimmten Bereich eindeutig Marktversagen vorliegt und somit ein staatlicher Eingriff *prinzipiell* gerechtfertigt scheint, folgt daraus keineswegs zwingend, dass der Staat zu effizienz erhöhenden Maßnahmen *unter den Bedingungen der Realität* tatsächlich in der Lage ist. Die Förderpolitik im Rahmen des EEG beruht so gesehen (im Hayekschen Sinne) auf einer »Anmaßung von Wissen« seitens des Staates, über das dieser nicht verfügt und auch nicht verfügen kann (vgl. auch SVR 2009, 227–234).

Angesichts des enormen Bedarfs an Basisinnovationen bei Nutzung erneuerbarer Energien schiene in diesem Bereich – ganz im Gegensatz zum EEG – vielmehr die intensive Förderung der Grundlagenforschung geboten, deren praktischer Umsetzung allerdings die Interessenlage der politischen Entscheidungsträger entgegensteht: Während die Ergebnisse einer anwendungsorientierten Forschungspolitik von der Öffentlichkeit unmittelbar wahrzunehmen sind, bleiben die Ergebnisse der Grundlagenforschung oftmals über lange Zeit im Verborgenen. Für die im Wettbewerb um öffentliche Aufmerksamkeit und Wählerstimmen stehenden Politiker ist deren Förderung deshalb nicht allzu attraktiv. Es besteht somit die Gefahr, dass die Chance auf eine in längerer Sicht kosteneffiziente Energiepolitik durch die im politischen Prozess wirksamen Anreize vertan wird.

Generell fällt es schwer, zwischen Grundlagen- und anwendungsorientierter Forschung zu unterscheiden. Damit wächst insbesondere die Gefahr von Mitnahmeeffekten, wie aktuell das Beispiel der Elektromobilität zeigt. Viele der hierbei erforderlichen Technologiekomponenten (so bei den Antriebsmotoren von Elektrofahrzeugen) sind schon seit langem bekannt, so dass – mit der großen Ausnahme der Stromspeicherung – der Bedarf für grundlegende Forschung eher beschränkt sein dürfte. Dennoch (und trotz einer derzeit hervorragenden Gewinnsituation) wird von der deutschen Automobilindustrie nachdrücklich die Forderung nach einer umfassenden staatlichen Unterstützung bei der Entwicklung von Elektrofahrzeugen erhoben. Im Zuge der Energiewende wurde dieser Forderung von politischer Seite nun nachgegeben.

- (iv) Maßnahmen zur Flankierung pretialer umweltpolitischer Instrumente dienen aus der Sicht ihrer Befürworter nicht nur umweltpolitischen, sondern auch anderen industrie- und strukturpolitischen Zielsetzungen. So verfolgt das EEG auch den Zweck, die internationale Konkurrenzfähigkeit deutscher Anbieter in innovativen Sparten der Energietechnik zu stärken und Arbeitsplätze in strukturschwachen Regionen zu schaffen. Derartig motivierte staatliche Fördermaßnahmen stehen in Widerspruch

zur Idee des Freihandels und eventuell auch zu den Statuten der WTO: Die Wettbewerbsbedingungen auf internationaler Ebene werden verzerrt, und es besteht die Gefahr, dass ein schädlicher internationaler Subventionswettbewerb angestoßen wird. Doch trotz dieses Konflikts mit Effizienzzielen auf globaler Ebene können Subventionen für bestimmte Industrien im Partikularinteresse der einzelnen Staaten liegen. Bei dieser Interpretation wäre das EEG als Instrument der strategischen Handelspolitik aufzufassen. Das Problem der »Picking Winners« stellt sich allerdings auch hier (vgl. auch SVR 2009, 239 f.). Es erscheint ja höchst unwahrscheinlich, dass gerade der Staat dazu in der Lage sein sollte, die Technologien zu entdecken, die langfristig die besten Wettbewerbschancen am Weltmarkt versprechen. Im Zusammenhang mit dem EEG können etwa erhebliche Zweifel daran angemeldet werden, dass Deutschland im Bereich der lange als Zukunftsbranche gefeierten und hoch subventionierten Solarindustrie seine Wettbewerbsposition auf Dauer halten kann. Ein Indiz dafür ist, dass der Weltmarktanteil deutscher Hersteller von Solarzellen seit Jahren, bei allerdings stark steigenden Umsätzen, rückläufig ist und sich von 77% im Jahr 2002 auf noch 31% im Jahr 2009 verringerte. Dagegen stieg der Anteil chinesischer Hersteller im gleichen Zeitraum von 7% (2002) auf 32% (2009) bzw. 36% im Jahr 2010 an (vgl. PRM 2010, 5, und PRM 2011).

Schließlich hat die Förderung bestimmter Industriezweige noch eine weitere bedenkliche Konsequenz: Sie führt in den bevorzugten Branchen und Regionen zur Bildung von Interessengruppen, die im politischen Prozess Einfluss auf die zukünftige Gestaltung der Förderpolitik nehmen werden. Auf diese Weise wird eine spätere Begrenzung oder effizientere Ausgestaltung der Fördermaßnahmen erheblich erschwert, selbst wenn diese aus Gründen der Kosteneffizienz dringend geboten wäre. In Deutschland zeigt sich diese Form des »Rent Seeking« bereits am Widerstand der Solarindustrie gegen Kürzungen der EEG-Fördersätze für Photovoltaikanlagen, die ursprünglich geplant war, im Zuge der Energiewende aber zurückgenommen wurde.

Doch selbst wenn es aus den soeben angeführten Gründen prinzipiell als sinnvoll erachtet wird, umweltpolitischen Preisinstrumenten andere Maßnahmen zur Seite zu stellen, bleibt die Abstimmung zwischen den einzelnen Instrumenten unabdingbar. Ansonsten drohen unerwünschte Interaktionseffekte, welche Ineffizienzen bewirken und sogar die beabsichtigte Wirkung spezifischer Maßnahmen neutralisieren können. Auf dieser wichtigen Einsicht beruht die Fundamentalkritik am EEG, wie sie vom Wissenschaftlichen Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2004) oder von Sinn (2008) vorgebracht wurde. Wenn nämlich im Rahmen des EU ETS für die gesamte EU Obergrenzen für die bei der Stromerzeugung entstehenden CO₂-

Emissionen fixiert werden, müssen logischerweise sämtliche durch eine zusätzliche Förderung in Deutschland induzierten CO₂-Einsparungen EU-weit gesehen ökologisch wirkungslos bleiben. Dieser Kritik wird entgegen gehalten, dass die klimapolitischen Vorleistungen Deutschlands durch eine entsprechende Absenkung der in Zukunft im EU ETS festgelegten Zertifikatmenge berücksichtigt werden könnten (vgl. etwa Kemfert 2009). Dafür gibt es jedoch keinen Automatismus. Vielmehr hängt es allein vom Ergebnis der von einer Vielzahl anderer Faktoren beeinflussten Verhandlungen auf EU-Ebene ab, wie viele Zertifikate längerfristig ausgegeben werden. Versuche, nationale Vorleistungen in Verhandlungen über die Festlegung der Zertifikatmengen einzubringen, laufen zudem Gefahr, zu einer Überlastung des ohnehin schon komplexen Koordinierungsprozesses zwischen den europäischen Mitgliedstaaten zu führen und der Zertifikatelösung ihre relative Einfachheit und Transparenz zu nehmen. Zudem ist die Entwicklung der Zertifikatmenge für die Jahre von 2013 bis 2020 schon festgelegt, und es ist nicht damit zu rechnen, dass die deutsche Energiewende an diesen Beschlüssen allzu viel ändern wird.² Schlussendlich könnten mit einer derartigen Anpassung der Zertifikatmenge die Vorleistungen eines Landes zwar zu einem positiven ökologischen Effekt führen. Das Ziel der Vermeidungskostenminimierung – und damit der aus ökonomischer Sicht zentrale Vorteil des Zertifikatehandels – würde aber dennoch verfehlt.

Einschätzung der Energiewende

Vor dem Hintergrund dieser allgemeinen Überlegungen zur umweltpolitischen Instrumentenwahl soll jetzt versucht werden, eine konkretere Bewertung der in Deutschland eingeleiteten Energiewende vorzunehmen.

1. Zunächst ist kritisch festzustellen, dass eine erhebliche Diskrepanz zwischen den von Umweltökonomern präferierten Lösungen und der in Deutschland betriebenen Energiepolitik besteht. Das Ziel der Kosteneffizienz bei der Vermeidung von CO₂-Emissionen wird z.T. flagrant verletzt, wie sich insbesondere an der Subventionierung der Photovoltaik zeigt. Durch die Energiewende kam es zu keiner Änderung dieses aus ökonomischer Sicht fragwürdigen Kurses, sondern er wurde durch Zurücknahme der zwischenzeitlich geplanten Absenkung der Solarförderung sogar verschärft. Die Wirkung des »Atmen-den Deckels«, der eine vom realisierten Zubauvolumen

abhängige Degression der Einspeisevergütungen für Photovoltaikanlagen vorsieht, bleibt hinter der Forderung nach Schaffung einer festen Obergrenze für das Subventionsvolumen zurück. Dabei ist unbestritten, dass der Anteil, den die extrem teure Photovoltaik in Deutschland an der Stromversorgung haben kann, aufgrund der geographischen und meteorologischen Gegebenheiten auch auf Dauer stark beschränkt bleiben wird und niemals das Niveau etwa der Windenergie erreichen kann. Für diesen ohnehin geringen Versorgungsbeitrag einen kostengünstigeren Ersatz, möglicherweise durch Solarstromimporte aus Südeuropa, zu finden, erscheint nicht mit unüberbrückbaren Schwierigkeiten verbunden zu sein.

2. Angesichts der in Deutschland mittlerweile eingekehrten energiepolitischen Harmonie drohen die mannigfachen rechtlichen, technischen, wirtschaftlichen und politischen Risiken, welche die Energiewende mit sich bringt, in den Hintergrund zu treten.
 - (i) Aus juristischer Perspektive stehen die Änderungen im Planungsrecht, die der Beschleunigung von Investitionen in die zukünftigen Versorgungs- und Übertragungssysteme dienen sollen, nach Ansicht mancher Staatsrechtler im Widerspruch zur verfassungsgemäßen Aufgabenteilung zwischen Bund und Ländern (vgl. Steinberg 2011).
 - (ii) In technischer Hinsicht beruht das Konzept der Energiewende im Wesentlichen auf dem Vertrauen in die Fortentwicklung heute noch wenig ausgereifter Technologien. Das Gelingen der Energiewende hängt insbesondere vom massiven Ausbau der Offshore-Windenergie ab, die bis zum Jahr 2050 nach den Prognosen von ewi-prognos-gws (2010), die dem Energiekonzept der Bundesregierung zugrunde liegen, rund ein Drittel der in Deutschland erzeugten Elektrizität bereitstellen soll. In großtechnischem Maßstab ist diese Technologie bislang aber noch nicht ausreichend erprobt. Gleiches gilt für die zu regenerativen Energien komplementären Regel- und Speichertechnologien, deren staatliche Förderung (mit 200 Mill. Euro bis 2014) auch nach den Beschlüssen der Energiewende gegenüber den sonstigen Fördervolumina eher gering ausfällt. Ohne ausreichende Speicherkapazitäten ist die in Deutschland projektierte Schaffung immer neuer Kapazitäten für die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen jedoch nur von beschränktem Wert. Insgesamt ist festzustellen, dass bei der Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland ihre Systemintegration und ihr möglicher Beitrag zur Systemstabilität bislang eher vernachlässigt werden, was mit steigendem Anteil dieser Energien an der Gesamtversorgung zu wachsenden Problemen führt. Auch deshalb wird eine Reform des Anreizsystems für den Einsatz erneuerbarer Energien sowie eine Änderung des Strommarkt-Designs gefordert. Diskutiert wird in diesem Zusammenhang neuerdings die Einrichtung von »Kapazitätsmärkten«, auf denen die Bereitstellung von Reser-

² Für den Beginn der dritten Handelsperiode 2013 wurde die Zertifikatmenge auf knapp 2,04 Mrd. Zertifikaten festgesetzt und für die darauf folgenden Jahre bis 2020 eine jährliche Reduktion dieses Caps um 1,74% der Zertifikatmenge beschlossen, die zwischen 2008 und 2012 jährlich im Durchschnitt ausgegeben wird. Diese Regelung soll über das Jahr 2020 hinaus fortgeführt werden, bis spätestens 2025 soll sie aber von den Mitgliedstaaten überprüft und ggfs. angepasst werden (vgl. EU Kommission: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap_en.htm).

ve- und Speichermöglichkeiten vergütet wird und die dadurch für die bei Nutzung regenerativer Energien unabdingbare Ergänzung des Erzeugungssystems sorgen (vgl. Nailis et al. 2011).

- (iii) Erhebliche wirtschaftliche Risiken der Energiewende ergeben sich schon daraus, dass aufgrund des höchst unvollkommenen Wissens über die zukünftigen technischen Möglichkeiten Kostenschätzungen über zukünftige Energieoptionen spekulativ bleiben müssen. Insbesondere die »Systemkosten« erneuerbarer Energien, d.h. die Kosten für Transport und Speicherung, für Maßnahmen zur Anpassung des Energieverbrauchs und vor allem für die Bereitstellung von Ersatzkapazitäten zur Deckung der Versorgungslücken bei ungünstigen Wetterbedingungen, lassen sich nur schwer prognostizieren. Aus Wissenschaft und Wirtschaft mehren sich mittlerweile die Stimmen, die der Politik zu großen Optimismus bei der Abschätzung der mit der breitflächigen Umstellung auf regenerative Energien verbundenen Kostenbelastungen vorwerfen (vgl. u.a. Handelsblatt, 27. Juli 2011, sowie Frondel, Ritter und Schmidt 2011) und vor den negativen Folgen der Energiewende für den Wettbewerb auf den Energiemärkten und insgesamt für den Industriestandort Deutschland warnen. In diesem Zusammenhang einfach auf die großen Chancen zu verweisen, die sich aus der deutschen Vorreiterrolle auf den Technologiemarkten ergeben können, ist nicht frei von Wunschenken.

Die wirtschaftlichen Risiken werden auf längere Sicht noch dadurch verstärkt, dass die frühzeitige Festlegung der Politik auf bestimmte, im Detail zwar noch unausgereifte, aber im Prinzip bekannte Energietechnologien die Flexibilität bei der Anpassung an radikal neue energietechnische Innovationen beeinträchtigt. Die weitgehende politische Vorgabe des Transformationspfades kann in eine Lock-in-Situation führen, die man nur unter Inkaufnahme hoher Zusatzkosten wieder verlassen kann. Gerade die Offenheit gegenüber neuen, derzeit noch kaum absehbaren technischen Optionen sollte jedoch ein zentraler Bestandteil eines verantwortungsvollen Umgangs mit der immensen Unsicherheit sein, mit der eine langfristig orientierte Energiepolitik zwangsläufig konfrontiert ist. Gleichzeitig fehlt (bislang) auch ein erkennbarer »Plan B« für den Fall, dass sich einzelne technologische Entwicklungen nicht in der heute erwarteten Weise realisieren.

- (iv) Zu politischen Risiken auf nationaler Ebene kommt es durch die Unberechenbarkeit des Wählerwillens. Sobald die Belastungen und Verteilungseffekte der Energiewende bei den Betroffenen konkret spürbar werden, ist die Akzeptanz nicht mehr gesichert und überwunden geglaubte Gräben in der energiepolitischen Auseinandersetzung können erneut aufbrechen. Der Streit zwischen Bund und Ländern um die Finanzierung der energetischen Gebäudesanierung kann hierfür als Beispiel gelten. Auf internationaler Ebene besteht ebenfalls ein politisches Risiko, da

die Energiewende in Deutschland nur dann gelingen kann, wenn die europäischen Partnerländer zur Kooperation bereit sind und Deutschland etwa beim Ausgleich von Versorgungsengpässen und bei der Bereitstellung von Speicherkapazitäten unterstützen. Von dieser zentralen Voraussetzung wird beinahe stillschweigend ausgegangen, obwohl gerade hier ein bedeutsames Hindernis für den Erfolg der Energiewende liegen kann. Die deutsche Vorreiterrolle kann es zudem anderen Ländern erschweren, ähnliche energiepolitische Strategien zu verfolgen. Die als Lückenbüßer vielfach angeführten Speichermöglichkeiten in den norwegischen Fjorden reichen vielleicht für Deutschland aus, aber kaum für ganz Europa. Schon deshalb kann von einer Vorbildfunktion der deutschen Energiewende nur in begrenztem Maße gesprochen werden.

3. Als neue »Brückentechnologien« für den Übergang in eine rein regenerative Energieversorgung setzt die Bundesregierung nach dem beschleunigten Atomausstieg auf die Errichtung neuer Kohle- und Gaskraftwerkskapazitäten. Gemäß den Energiewendebeschlüssen sollen bis 2020 konventionelle Kraftwerke mit einer Leistung von rund 10 GW zugebaut werden.³ Dadurch wird ein potenzieller Konflikt zu den klimapolitischen Zielen geschaffen. Zwar verhindert das EU ETS mit seinen europaweit bindenden Emissionsobergrenzen im Prinzip höhere CO₂-Emissionen. Die zusätzliche deutsche Nachfrage nach Zertifikaten lässt jedoch die Preise der Emissionszertifikate ansteigen, was europaweit höhere Stromkosten nach sich zieht. Diese Entwicklung kann in anderen europäischen Ländern politischen Druck auslösen, die Emissionsobergrenzen im EU ETS zu lockern oder dessen Regeln schlicht zu unterlaufen. Die klimapolitischen Zielsetzungen der deutschen Energiepolitik würden dann durch die Reaktionen der anderen Staaten konterkariert. Aus deutscher Sicht positive Nebeneffekte bestehen insoweit, als europaweit steigende Strompreise die Differenzkosten und damit die Belastung der deutschen Stromverbraucher durch die Einspeisevergütungen des EEG vermindern und zudem der Gefahr einer Abwanderung energieintensiver Industrien in die europäischen Nachbarländer entgegenwirken. Dass die deutsche Energiewende negative Effekte auf die europäischen Partnerländer haben kann, macht deren Skepsis gegenüber dem deutschen Sonderweg verständlich.

Im Zusammenhang mit dem zumindest mittelfristig unentbehrlichen Einsatz fossiler Energieträger ist auch von Bedeutung, dass Deutschland mit der Braunkohle selbst in reichlichem Maße über einen als »Energiebrücke« geeigneten Rohstoff verfügt. Braunkohle ist zwar wesent-

³ Die Bundesregierung strebt nach den Energiewendebeschlüssen zum einen eine beschleunigte Errichtung und Fertigstellung der bereits begonnenen konventionellen Kraftwerksprojekte an. Zum anderen sollen zusätzlich ca. 10 GW an gesicherter konventioneller Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2020 zugebaut werden (vgl. Punkt 23 der Energiewendebeschlüsse unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energiepolitik/energiekonzept.html>).

lich klimaschädlicher als das zur Überbrückung ebenso geeignete Erdgas. Doch während Erdgas zu hohen Kosten importiert werden muss und zur Abhängigkeit von ausländischen Anbietern führt, wird bei Nutzung der heimischen Braunkohle die Rohstoffrente im Inland gehalten, was im Sinne des »Grünen Paradoxons« von Sinn (2008) ein angebotsseitiges Interesse am Einsatz dieses Rohstoffs schafft. Eingeschränkt wird dieses Argument allerdings dadurch, dass beim heutigen Stand der Technik Gaskraftwerke aufgrund ihrer flexibleren und kostengünstigeren Regelbarkeit bessere Voraussetzungen als Kohlekraftwerke bieten, Schwankungen in der Bereitstellung von Ökostrom auszugleichen.

4. Probleme mit der internationalen Einbettung der deutschen Energiepolitik ergeben sich noch in anderer Hinsicht: So wird im Zuge der Energiewende das EU ETS faktisch abgewertet. Die Hauptaufgabe, die dem EU ETS im Rahmen des Energiewendepakets zugewiesen wird, scheint darin zu bestehen, nach dem teilweisen Ausfall der Einnahmen aus der Brennelementesteuer die Finanzierung des 2010 (vgl. <http://www.bmu.de/energiekonzept/doc/46652.php>) aufgelegten Klima- und Energiefonds durch die Erlöse aus der Versteigerung der Zertifikate ab 2013 sicher zu stellen. Der Lenkungsfunction des Zertifikatepreises wird dabei hingegen keine größere Beachtung mehr geschenkt. Auf diese Weise wird die Signalfunktion des EU ETS auf den außereuropäischen Raum geschwächt, was negative Folgen für den Einfluss der EU bei zukünftigen globalen Klimaverhandlungen haben kann (vgl. Buchholz und Peters 2005). Die einseitigen und ohne internationale Abstimmung vorgenommenen Festlegungen Deutschlands können sich zudem negativ auf den Fortgang der energiepolitischen Integration auf EU-Ebene auswirken, die aber zur kostengünstigen Nutzung erneuerbarer Energien dringend erforderlich ist (vgl. hierzu die Aussagen des EU-Kommissars für Energie Günther Oettinger auf der EWI-FAZ-Tagung in Köln, wie sie etwa von Bündler und Sturbeck 2011 zusammengefasst wurden). Die europäischen Länder sind für die Erzeugung erneuerbarer Energie ja in höchst unterschiedlichem Maße geeignet. Viele Länder (wie Frankreich, Großbritannien und Dänemark) verfügen über größere und windstärkere Küstenzonen als Deutschland, und im Süden scheint die Sonne nicht nur öfter, sondern vor allem auch stetiger. Bei konsequenter Einbeziehung der meteorologisch begünstigten Länder in eine Strategie der Energiewende wird darüber hinaus deren Eigeninteresse an regenerativen Energien gefördert, was zur Durchsetzung ambitionierterer klimapolitischer Ziele beiträgt. Auch was den Mangel an europaweiter Koordination angeht, besteht deshalb eine gewisse Kluft zwischen der mit der Energiewende beanspruchten klima- und energiepolitischen Vorreiterrolle Deutschlands auf der einen und ihrer tatsächlichen Wirkung auf die europäische Klima- und Energiepolitik auf der anderen Seite.

Fazit und Perspektiven

Die bisher tatsächlich eingetretenen energiepolitischen Implikationen der deutschen Energiewende sind gekennzeichnet durch mangelndes Kostenbewusstsein, einen übertriebenen Technikoptimismus, eine einseitige Wahrnehmung von Risiken, eine zu geringe Flexibilität des eingeschlagenen Transformationspfads sowie zumindest implizit durch einen gewissen Autarkiebias. Die derzeitige Energiepolitik legt sich im Eiltempo auf nationale und technisch nur begrenzt innovative Lösungen fest, obwohl angesichts der enormen Unsicherheiten über die auf längere Sicht verfügbaren energiepolitischen Optionen ein längerer Atem und höhere Flexibilität gefragt wären. Einen wesentlichen Mangel stellt zudem die nur unzureichende internationale bzw. europäische Integration der deutschen Energiepolitik dar.

Diese Abweichungen der realen Energiewende von einer idealerweise vorstellbaren lassen sich durch Zwänge und Mechanismen des politischen Prozesses erklären. Durch die Katastrophe in Fukushima sah sich die Bundesregierung einer nochmals stark gestiegenen »Atomangst« in der Bevölkerung und der Gefahr eines weitreichenden Vertrauensverlusts gegenüber, insbesondere nachdem sie kurz zuvor eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke auf den Weg gebracht hatte. Dieser Gefahr des Ansehens- und Machtverlustes versuchte sie durch rasches und entschiedenes Handeln zu begegnen. Dabei wurden, neben der Rücknahme der Laufzeitverlängerung, im Wesentlichen bereits früher eingeleitete Maßnahmen unter dem Begriff der »Energiewende« zu einem energiepolitischen Paradigmenwechsel hochstilisiert. Gleichzeitig wurde versucht, eines der zentralen politischen Zukunftsfelder begrifflich und thematisch zu besetzen und so einen offensichtlichen Angriffspunkt der Oppositionsparteien zu neutralisieren. Eine Initiative zur Neugestaltung der Energiepolitik auf europäischer Ebene hätte demgegenüber schon aufgrund der wesentlich längeren Verhandlungs- und Abstimmungsprozesse weitaus geringere Möglichkeiten geboten, Entschlossenheit zu demonstrieren. Zudem hat das Vertrauen der deutschen Bevölkerung in die EU und ihre Institutionen vor allem wegen der Eurokrise in jüngster Zeit erheblich gelitten, wodurch die Suche nach gesamteuropäischen Lösungsansätzen gleichfalls politisch weniger opportun erscheint.

Eine aus ökonomischer Sicht rationalere Ausgestaltung des Übergangs zu erneuerbaren Energien müsste im Vergleich zum Status quo zunächst auf wesentlich sorgfältigeren Analysen der Realisierbarkeit und der jeweils zu erwartenden Gesamtkosten verschiedener energiepolitischer Szenarien sowie einer Abwägung der jeweiligen Risiken beruhen. In diesem Zusammenhang ist vor allem dem Bedarf an und der Verfügbarkeit von Speichertechnologien eine wesentlich höhere Aufmerksamkeit als bisher zu schenken. Ohne deren starken Ausbau ist es ausgeschlossen, dass erneuer-

bare Energien zur tragenden Säule der deutschen Energieversorgung werden können. Im Hinblick auf die Sicherung der Energieversorgung während des Übergangszeitraums müsste die der heimischen Kohle zugewiesene Rolle zu einem zentralen (und bei hinreichender öffentlicher Wahrnehmung wohl auch höchst kontroversen) Thema werden. Verstärkt zu berücksichtigen ist bei einer sehr langfristig angelegten Energie- und Klimapolitik ferner die demografische Entwicklung, die ganz automatisch eine Senkung des Energieverbrauchs in Deutschland bewirkt.

Vor allem aber muss die Energiewende in wesentlich stärkerem Maße als gesamteuropäische Aufgabe wahrgenommen werden. Eine Beschränkung der Energiepolitik auf die nationale Ebene verschärft den Konflikt zwischen den klassischen Zielen der Energiepolitik (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit) und gefährdet damit den für einen erfolgreichen Übergang zu erneuerbaren Energien erforderlichen Rückhalt in der Bevölkerung. Den Kern der europäischen Energiepolitik sollte dabei das weiter ausgebaut EU ETS bilden, dessen diverse auf nationaler Ebene vorgenommene Ergänzungen zu beschränken sowie vor allem präzise zu begründen und europaweit abzustimmen sind. Eine europäische Energiepolitik enthält zwar ein erhebliches Konfliktpotential, so bei der Frage nach der Zukunft der Kernenergie, beim Netzausbau, der Bereitstellung von Speicherplätzen und der Finanzierung von Kompensationszahlungen zum Ausgleich der negativen Folgen der Nutzung erneuerbarer Energien. Über energie- und umweltpolitische Ziele hinaus eröffnet sie jedoch auch die Chance, den geschwächten Europagedanken mit positiven Inhalten zu verbinden und auf diese Weise neu zu beleben.

Literatur

- Aldy, J.E., A.J. Krupnick, R.G. Newell, I.W.H. Parry und W.A. Pizer (2010), »Designing Climate Mitigation Policy«, *Journal of Economic Literature* 48(4), 903–934.
- Buchholz, W. und W. Peters (2005), »A Rawlsian Approach to International Cooperation«, *Kyklos* 58(1), 25–44.
- Bünder, H. und W. Sturbeck (2011), »EU bremst deutsche Ökostrom-Ambitionen«, *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 9. September 2011, verfügbar unter: <http://www.faz.net/artikel/C30770/energie-wende-eu-bremst-deutsche-oekostrom-ambitionen-30683212.html>.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW, 2010), *Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010)*, 3. Dezember, Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi, 2011), *Energiedaten*, Stand: 22. Juni 2011, online verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/gesamt-ausgabe.html>.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU, 2011), *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*, Stand: März 2011, online verfügbar unter: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/45919.php.
- Demsetz, H. (1969), »Information and Efficiency: Another Viewpoint«, *Journal of Law and Economics* 12(1), 1–22.
- Endres, A. (2007), *Umweltökonomie*, 3. Aufl., Kohlhammer, Stuttgart-Berlin-Köln.
- ewi-prognos-gws (2010), *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*, Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel-Köln-Osnabrück.
- Fahl, U. (2006), »Optimierter Klimaschutz – CO₂-Vermeidungskosten von Maßnahmen im Vergleich«, in: N. Metz und U. Brill (Hrsg.), *Abgas- und Verbrauchsverringerungen – Auswirkungen auf Luftqualität und Treibhauseffekt*, Haus der Technik Fachbuch Bd. 72, expert Verlag, Renningen.
- Feess, E. (2007), *Umweltökonomie und Umweltpolitik*, 3. Aufl., Vahlen, München.
- Fischedick, M. und S. Samadi (2010), »Die grundsätzliche wirtschaftstheoretische Kritik am EEG greift zu kurz«, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60(1–2), 122–128.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE, 2009), *CO₂-Verminderung in Deutschland – Teil II: Umwandlung und Industrie*, 3. überarbeitete Auflage, FfE, München.
- Frondel, M., N. Ritter und Chr.M. Schmidt (2011), »Die Kosten des Klimaschutzes am Beispiel der Strompreise«, *RWI-Positionen* 45, Essen.
- Frondel, M., Chr.M. Schmidt und N. aus dem Moore (2010), »Eine unbequeme Wahrheit – Die frapierend hohen Kosten der Förderung von Solarstrom durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz«, *RWI-Positionen* 40, Essen.
- Hayek, F.A. v. (1969), »Der Wettbewerb als Entdeckungsverfahren«, in: ders., *Freiburger Studien*, 2. Auflage, Mohr-Siebeck, Tübingen 1994.
- Hepburn, C. (2006), »Regulation by Prices, Quantities, or Both: A Review of Instrument Choice«, *Oxford Review of Economic Policy* 22(2), 226–247.
- Holm-Müller, K. und M. Weber (2011), »Ökonomische Folgen eines Atomausstiegs in Deutschland«, *Wirtschaftsdienst* 91(5), 295–299.
- Kemfert, C. und J. Diekmann (2009), »Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel – wir brauchen beides«, *Wochenberichte des DIW Berlin* 11, 171–174.
- Jaffe, A., R. Newell und R. Stavins (2005), »A Tale of two Market Failures: Technology and Environmental Policy«, *Ecological Economics* 54(2–3), 165–174.
- Löschel, A. (2011), »Energiepolitik nach Fukushima«, *Wirtschaftsdienst* 91(5), 307–310.
- Murray, B.C., R.G. Newell und W.A. Pizer (2009), »Balancing Cost and Emission Certainty: An Allowance Reserve for Cap-and-Trade«, *Review of Environmental Economics and Policy* 3(1), 84–103.
- Naalis, D., B. Baumgart und G. Hinüber (2011), »Der Kapazitätsmarkt – Schlagwort oder Zukunftsprojekt?«, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61(1–2), 44–47.
- Neubarth, J. (2011), »Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem«, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61(8), 8–13.
- PRTM (2010), *Photovoltaic Sustainable Growth Index – A new competitive environment for PV companies*.
- PRTM (2011), *Photovoltaic Sustainable Growth Index 2011 – Summary*, online verfügbar unter: http://www.prtm.com/uploadedFiles/Strategic_Viewpoint/Articles/Article_Content/PRTM%20Photovoltaic%20Sustainable%20Growth%20Index%202011%20-%20Deutsche%20Anlagenhersteller%20erfreut%20%20%20%20Wachstum%20v.pdf.
- Rio-Gonzales, P. del (2008), »Policy Implications of Potential Conflicts between Short-Term and Long-Term Efficiency in CO₂ Emissions Abatement«, *Ecological Economics* 65(2), 292–303.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU, 2011), *Wege zu 100% erneuerbarer Stromversorgung*, Sondergutachten, Berlin.
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR, 2009), *Die Zukunft nicht aufs Spiel setzen*, Jahresgutachten 2009/2010, Wiesbaden.
- Schöb, R. (2009), »Steuern oder Zertifikate: Wie wichtig ist die zweite Dividende für die Klimapolitik?«, in: J. Weimann (Hrsg.), *Jahrbuch Ökologische Ökonomie Band 6: Diskurs Klimapolitik*, Metropolis, Marburg, 169–188.
- Sinn, H.-W. (2009), *Das Grüne Paradoxon – Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik*, 2. Aufl., Econ, Berlin.
- Steinberg, R. (2011), »Fremde Federn: Zweifelhafter Schnellschuss«, *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 27. Juni 2011.
- Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2004), *Zur Förderung erneuerbarer Energien*, Gutachten, Berlin.
- Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), »Europäisches System des Handels von CO₂-Emissionen«, Brief an Minister Michael Glos.
- Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2011), »Zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes«, Brief an Minister Rainer Brüderle.
- Weimann, J. (2008), *Die Klimapolitik-Katastrophe – Deutschland im Dunkel der Energiesparlampe*, Metropolis, Marburg.
- Weizsäcker, C.C. v. (2009), »Rationale Klimapolitik«, *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 31. Dezember 2009, online verfügbar unter: <http://www.faz.net/artikel/C30563/carl-christian-von-weizsaecker-rationale-klimapolitik-30150990.html>.

Der Klimawandel zählt weltweit zu den größten technischen, ökonomischen und politischen Herausforderungen. Langfristige Temperatur- und Niederschlagsänderungen sowie häufigere und heftigere Extremwetterereignisse gehören zu den prognostizierten Veränderungen. Sollten keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden, wird bis zum Ende des Jahrhunderts mit einer Erhöhung der durchschnittlichen Erdoberflächentemperatur von 4°C bis maximal 6°C gerechnet (vgl. IPCC 2007). Schätzungen zu Folge führt bereits eine moderate Erwärmung von 2,5° im Mittel zu ökonomischen Kosten von – 0,8% des Welt-BIP (vgl. Tol 2010). Die Schwankungsbreite der Kostenschätzungen ist dabei erheblich. Für einen Temperaturanstieg von 2,5° reichen die Schätzungen von einem leichten Gewinn für das Welt-BIP bis hin zu Verlusten von fast 2%. Eine etwas stärkere Erwärmung von 3°C führt bereits zu geschätzten ökonomischen Kosten in Höhe von nahezu 5% des Welt-BIP (vgl. Tol 2010 nach Nordhaus 1994).

Die Politik sollte nicht nur die möglichen erwarteten Schäden im Auge haben, sondern bei der Wahl der Instrumente auch die große Schwankungsbreite in den möglichen Zukunftsszenarien beachten. Den sicheren Kosten heutiger Klimapolitikmaßnahmen stehen zukünftige Vorteile gegenüber, deren Größe mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist. Aktuell wird sowohl unter Wissenschaftlern als auch in der breiten Öffentlichkeit intensiv diskutiert, wie mit den unsicheren Folgen des Klimawandels umzugehen ist. Die europäische Politik setzt primär auf die Vermeidung von Treibhausgasen und spielt dabei eine Vorreiterrolle: Um global klimarelevante Emissionen zu begrenzen, müssten die Industrieländer mit gutem Beispiel vorangehen, die Schwellenländer würden dann schon folgen – so die zugrunde liegende Argumentation.

Die ökonomische Sichtweise

Ökonomen haben diese einseitige Konzentration auf Vorleistungen in der Klimapolitik vielfach kritisiert (vgl. u.a. BMF 2010; Sinn 2008). Die Vermeidung von klimarelevanten Emissionen ist ein privater (nationaler) Beitrag zu einem internationalen öffentlichen Gut. Die weltweiten Klimawirkungen sind unabhängig davon, welches Land oder welches Unternehmen Emissionen vermeidet. Ohne bindende globale Vereinbarungen sind die Vermeidungsanstrengungen der einzelnen Länder in ihrer Summe zu klein, gemessen

an den aus weltwirtschaftlicher Perspektive wünschenswerten Vermeidungsanstrengungen. Der Grund dafür ist ein positiver externer Effekt: Jedes Land bemisst seine Vermeidungsanstrengungen nur an dem Vorteil, den es selbst aus dieser zusätzlichen Emissionsvermeidung hat. Bei der Entscheidung über die Vermeidungsmenge bleibt der positive Effekt unberücksichtigt, den diese Vermeidung für andere Länder im Rest der Welt hat. Geht nun ein Land in Vorleistung mit dem Ziel, andere Länder zur Kooperation anzuregen, so wie dies von der deutschen Bundesregierung angestrebt wird², prognostiziert die ökonomische Theorie einen Rückgang der Bemühungen aller übrigen Länder. Statt die gesamte Emissionsver-



Prof. Dr. Kai A. Konrad

¹ Der Beitrag ist im Juni 2011 bei Ökonomenstimme (www.oekonomenstimme.org) erschienen.

* Heike Auerswald ist wissenschaftliche Mitarbeiterin an der Technischen Universität Dresden.

** Prof. Dr. Kai A. Konrad ist Direktor am Max-Planck-Institut für Steuerrecht und Öffentliche Finanzen, München.

*** Prof. Dr. Marcel Thum ist Inhaber des Lehrstuhls für Finanzwissenschaft an der Technischen Universität Dresden und Geschäftsführer der Niederlassung Dresden des ifo Instituts.

² <http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/un-klimakonferenz/DE/KlimapolitikDerBundesregierung/klimapolitik-der-bundesregierung.html>.

meidung zu erhöhen, würden diese Vorleistungen größtenteils nur mögliche Emissionsvermeidungen anderer Länder verdrängen. Dieses Crowding-Out ist die wahrscheinliche Folge einer ambitionierten unilateralen Klimapolitik.

Einige Indizien sprechen dafür, dass die Politik der Vorleistungen in der Tat gescheitert ist. Trotz regelmäßig stattfindender Klimakonferenzen ist es nicht gelungen, ein global bindendes Abkommen zur Vermeidung von Treibhausgasen zu installieren (vgl. auch Feld, Konrad und Thum 2011). Auch die besonders von Deutschland forcierte europäische Vorreiterpolitik der letzten Jahre hat nicht die erhofften Ansteckungseffekte ausgelöst. Im Gegenteil: China beispielsweise hat infolge der dynamischen Wirtschaftsentwicklung die CO₂-Emissionen pro Kopf zwischen 2000 und 2007 fast verdoppelt (vgl. World Bank Data 2011).

Von ökonomischer Seite sind daher verstärkt Forderungen laut geworden, die einseitige Fokussierung auf die Vermeidungspolitik aufzugeben und stärker auf Anpassungsmaßnahmen zu setzen. Wenn sich der Klimawandel nicht nennenswert abbremsen lässt, dann muss sich jedes Land individuell vor den negativen Folgen des Klimawandels schützen bzw. erwartete Schäden durch geeignete Maßnahmen vermeiden oder begrenzen. Diese Anpassungsmaßnahmen sind keine globalen öffentlichen Güter wie etwa die Emissionsvermeidung von Treibhausgasen. Vermeidungsanstrengungen schaffen nur private oder in ihrer Wirkung lokal begrenzte Vorteile. Es besteht deshalb nicht die Gefahr, dass sie Anpassungsmaßnahmen in anderen Ländern verdrängen (kein Crowding-Out).

Unsicherheit und Risiko

Die Ergebnisse aus der Anwendung des Lehrbuchmodells der privaten Bereitstellung öffentlicher Güter auf das Klimaproblem sind von Nicht-Ökonomen häufig als realitätsfern kritisiert worden (vgl. Klima-Allianz 2010; Betz 2010).

So wird beispielsweise angeführt, dass das ökonomische Modell die vielen Unsicherheiten, mit denen der Klimawandel behaftet ist, außer Acht lässt. So sind die auf den Klimaprognosen aufbauenden Schätzungen der ökonomischen Schäden mit großen Unsicherheiten verbunden. Angesichts dieser Unsicherheiten über die möglichen Entwicklungen – so die Vermutung – könnte die globale Kooperationsbereitschaft erheblich höher sein, als vom ökonomischen Lehrbuchmodell vorhergesagt.

Dieser vermutete Zusammenhang erweist sich als unzutreffend (vgl. Auerswald, Konrad und Thum 2011). Wenn die zukünftigen Schäden des Klimawandels unsicher sind und sich Regierungen als Vertreter einer risikoaversen Bevölkerung ebenfalls risikoscheu verhalten, mag dies die Be-

reitschaft für Emissionsvermeidung in allen Ländern generell erhöhen, einfach weil die Bedrohung durch den Klimawandel als größer empfunden wird. Dieser Sachverhalt berührt indes nicht den unter dem Stichwort Crowding-Out beschriebenen Zusammenhang. Auch angesichts dieser generell größeren Bedrohung führen unilaterale Klimaanstrengungen eines Vorreiterlands dennoch zu Verhaltensanpassungen im Rest der Welt und verdrängen Vermeidungsanstrengungen in diesen anderen Ländern. Die Verdrängung erfolgt nur auf einem Niveau generell höherer Emissionsvermeidung.

Überraschend ist dabei: Das Crowding-Out-Problem verschlimmert sich angesichts der Unsicherheitsproblematik möglicherweise sogar. Geht nämlich eine Ländergruppe wie Europa bei der Vermeidungspolitik gegenüber dem Rest der Welt in Vorleistung, wirkt dies wie ein Einkommenstransfer von dieser Ländergruppe an den Rest der Welt. Der Rest der Welt wird wohlhabender. Für die Frage des Verdrängungseffekts kommt es nun darauf an, wie die Risikoaversion mit dem Einkommen variiert. Für den plausiblen Fall der fallenden absoluten Risikoaversion bewirkt ein solcher Einkommenstransfer, dass der Rest der Welt toleranter gegenüber dem Klimarisiko wird und die eigene Vermeidungspolitik stark zurückschraubt. In der Summe konterkariert dies die zusätzlichen Anstrengungen. Im Extremfall sinken infolgedessen die globalen Vermeidungsmaßnahmen. Unilaterale Mitigationpolitik eines Landes oder einer Ländergruppe ist also nicht nur teuer, sie kann sogar die weltweiten Klimarisiken erhöhen.

In einer solchen Situation eines mehr als 100%igen Crowding-Outs wird die Adaptionstrategie umso wichtiger. Ein Land (bzw. ein Verbund von Ländern) kann sich durch ausreichend große und frühzeitige Anpassungsmaßnahmen unabhängiger vom Klimawandel machen. Das Land signalisiert so, dass es in Zukunft seine Emission von Treibhausgasen nicht um jeden Preis einschränken wird. Dieser Sachverhalt veranlasst den Rest der Welt zu ambitionierteren Mitigationszielen, wovon letztendlich alle Länder profitieren. Global kann so ein höheres Vermeidungsniveau erreicht werden.

Fazit

Zusammenfassend kann man festhalten: Für die Klimapolitik einzelner Länder spielt neben der globalen Bedeutung des Problems die große Unsicherheit über die möglichen zukünftigen Schäden eine wichtige Rolle. Die Unsicherheit ändert grundsätzlich nichts an dem bekannten und von Ökonomen immer wieder betonten Crowding-Out-Problem – sie kann das Problem indes mitunter sogar verstärken. Unilaterale Vorleistungen in der Klimapolitik können in einer Welt risikoaverser Entscheider sehr wohl dazu führen, dass die

globalen Treibhausgasemissionen steigen. Und gerade wenn man den Aspekt unsicherer Folgeschäden des Klimawandels ernst nimmt, empfiehlt sich eine strategische Festlegung auf Anpassungsmaßnahmen. Denn diese schützen nicht nur das eigene Land vor den Klimafolgen, sondern zwingen auch andere Akteure dazu, mehr in Emissionsvermeidung zu investieren und so die globalen Risiken aus dem Klimawandel zu mindern.

Literatur

- Auerswald, H., K.A. Konrad und M. Thum (2011), »Adaptation, Mitigation and Risk-Taking in Climate Policy«, CESifo Working Paper No. 3320.
- Betz, G. (2010), »Möglichkeiten und Grenzen wirtschaftswissenschaftlicher Politikberatung«, Präsentation im Rahmen der Jubiläumstagung des Institutes und der Vereinigung für ökologische Wirtschaftsforschung Berlin am 24. September 2010, online verfügbar unter: http://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Veranstaltungen/2010/Transformationen/Praesentationen/Transformationen_WS3_Betz.pdf.
- BMF – Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010), Klimapolitik zwischen Emissionsvermeidung und Anpassung, Januar.
- IPCC (2007), *Climate Change 2007 – The Physical Science Basis: Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the IPCC*, Cambridge University Press, Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Feld, L.P., K.A. Konrad und M. Thum (2011), »Umdenken in der Klimapolitik nach Cancún!«, www.oekonomenstimme.org, 11. April 2011.
- Klima Allianz und Forum Umwelt und Entwicklung (2010), »Gemeinsame Stellungnahme zum Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats des Bundesfinanzministeriums«, <http://www.die-klima-allianz.de/wp-content/uploads/Gemeinsame-Stellungnahme-zum-BMFBeirat1.pdf>.
- Nordhaus, W.D. (1994), »Expert Opinion on Climate Change«, *American Scientist* 82, 45–51.
- Sinn, H.-W. (2008), »Das grüne Paradoxon: Warum man das Angebot bei der Klimapolitik nicht vergessen darf«, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 9(S1), 109–142.
- Tol, R.S.J. (2010), »The Economic Impact of Climate Change«, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 11 (S1), 13–37.
- World Bank Data (2011), »CO₂ emissions in metric tons per capita«, online verfügbar unter: <http://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PC/countries/1W-CN?display=graph>.

Alle Vorträge, die beim ifo-TUM-Symposium präsentiert wurden, sowie die Podiumsdiskussion sind auf unserer Website als Videomitschnitte vollständig dokumentiert.

Eröffnung

Prof. Dr. Martin Faulstich

Lehrstuhl für Rohstoff- und Energietechnologie,
Technische Universität München

Martin Czakainski

Chefredakteur und Herausgeber der
Fachzeitschrift »et« Energiewirtschaftliche Tagesfragen
Videomitschnitt unter: <http://mediathek.cesifo-group.de/iptv/player/macros/cesifo/mediathek?content=1228510&idx=1&category=1105100803>

»Klimapolitik und Atomausstieg«

Prof. Dr. Dres. h.c. Hans-Werner Sinn

Präsident des ifo Instituts
Videomitschnitt unter: <http://mediathek.cesifo-group.de/iptv/player/macros/cesifo/mediathek?content=1228513&idx=2&category=1105100803>

»Optionen für eine nachhaltige Energieversorgung«

Prof. Dr. Martin Faulstich

Lehrstuhl für Rohstoff- und Energietechnologie,
Technische Universität München
Präsentation unter: http://www.cesifo-group.de/link/Vortrag_Faulstich_Energiewende_072011.pdf
Videomitschnitt unter: <http://mediathek.cesifo-group.de/iptv/player/macros/cesifo/mediathek?content=1228515&idx=3&category=1105100803>

»Infrastruktur für die Energiewende – Elektrizitätsnetze, CCTS und Elektromobilität«

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik,
Technische Universität Berlin
Präsentation unter: http://www.cesifo-group.de/link/Vortrag_Hirschhausen_Energiewende_072011.pdf
Videomitschnitt unter: <http://mediathek.cesifo-group.de/iptv/player/macros/cesifo/mediathek?content=1228516&idx=4&category=1105100803>

»Gesamtwirtschaftliche Kosten unterschiedlicher Technologieoptionen«

Prof. Dr. Rainer Friedrich

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
Präsentation unter: http://www.cesifo-group.de/link/Vortrag_Friedrich_Energiewende_072011.pdf
Videomitschnitt unter: <http://mediathek.cesifo-group.de/iptv/player/macros/cesifo/mediathek?content=1228517&idx=5&category=1105100803>

»Energiepolitische Implikationen einer Energiewende«

Prof. Dr. Wolfgang Buchholz

Lehrstuhl für Finanzwissenschaft, insbes. Umweltökonomie,
Universität Regensburg
Präsentation unter: http://www.cesifo-group.de/link/Vortrag_Buchholz_Energiewende_072011.pdf
Videomitschnitt unter: <http://mediathek.cesifo-group.de/iptv/player/macros/cesifo/mediathek?content=1228520&idx=6&category=1105100803>

»Klimapolitik zwischen Emissionsvermeidung und Anpassung«

Prof. Dr. Kai A. Konrad

Max-Planck-Institut für Steuerrecht und Öffentliche Finanzen, München
Präsentation unter: http://www.cesifo-group.de/link/Vortrag_Konrad_Energiewende_072011.pdf
Videomitschnitt unter: <http://mediathek.cesifo-group.de/iptv/player/macros/cesifo/mediathek?content=1228521&idx=7&category=1105100803>

Podiumsdiskussion

Videomitschnitt unter: <http://mediathek.cesifo-group.de/iptv/player/macros/cesifo/mediathek?content=1228523&idx=8&category=1105100803>



5th Ifo-CoR Brief

Europe's Future: Saving the Old World's Economies and the Whole World's Climate

**Wednesday, 9 November 2011,
15.00 p.m. – 19.00 p.m.**

*Committee of the Regions,
101 Rue Belliard, Brussels,
Room JDE 52, 5th floor*

What are the conditions needed to make the EMU a lasting success? Which type of economic governance do we need? Will Europe move towards a transfer union because the GIPS countries will not be able to stand on their own feet? How credible is the strategy of exiting the bailout operations? Must the ECB be redefined? These will be the main topics addressed by the first panel.

The second panel will discuss the chances for and limits to European climate policy and will raise the question of whether Europe needs a centrally coordinated energy policy.

Amongst this year edition's **speakers** you will find:

Hans-Werner Sinn, President, Ifo Institute

Gerhard Stahl, Secretary-General, Committee of the Regions, Brussels

Olli Rehn, Commissioner for Economic and Monetary Affairs, European Commission

Klaus Gretschmann, former Director-General, Council of the European Union

Peter B. Sørensen, University of Copenhagen

Manfred J.M. Neumann, Prof. em. University of Bonn

Artur Runge-Metzger, Director, Directorate-General for Climate Action, European Commission

Susanne Dröge, German Institute for International and Security Affairs (SWP), Berlin

The Ifo-CoR Brief, an annual conference series, is co-organised by the **Committee of the Regions** and the Munich-based **Ifo Institute**. The series aims at strengthening the contribution of Europe's economic expertise to European economic policy-making and providing a platform for prominent decision-makers in European politics to meet with renowned economists and discuss core questions pertaining to Europe's future. For more information please visit www.cesifo-group.de/link/_Brief2011 or contact brief@ifo.de.

ifo Institut für Wirtschaftsforschung

im Internet:

<http://www.cesifo-group.de>

