

Schriftenreihe des Kuratoriums
Band 7

Wie kann die Energiewende im europäischen Kontext gelingen?



Impressum:

Forum für Zukunftsenergien e.V.
Reinhardtstraße 3
10117 Berlin

Telefon: ++49 (0)30 / 72 61 59 98 0

Fax: ++49 (0)30 72 61 59 98 9

Email: info@zukunftsenergien.de

Internet: www.zukunftsenergien.de

Layout:

Katja Freitag
Forum für Zukunftsenergien e.V.

Berlin, Februar 2014

Inhalt

Vorwort	8
Dr. Tessen von Heydebreck, Kuratoriumsvorsitzender, Forum für Zukunftsenergien e.V.	
Zwischen Regulierung und Liberalisierung – Stromgroßhandel und ETS als Treiber einer erfolgreichen europäischen Energiepolitik	10
Sven Becker, Sprecher der Geschäftsführung, Trianel GmbH	
Die Zukunft der deutschen Strommarktpolitik liegt im europäischen Wettbewerb	22
Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge, Direktor und Vorsitzender der Geschäftsleitung, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln	
Deutsche Energiewende und kosteneffiziente Klimapolitik - wie weiter?	34
Dr. Peter Blauwhoff, Vorsitzender der Geschäftsführung, Deutsche Shell Holding GmbH	
Die deutsche Energiewende darf kein Alleingang mehr sein....	42
Dr. Werner Brinker, Vorsitzender des Vorstands, EWE AG	
Scheitert die europäische Energiepolitik, bevor sie begonnen hat?	48
Frank Bsirske, Vorsitzender, Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft ver.di	
Energieeffizienz braucht keine gesetzliche Verpflichtung - Wirtschaftlicher Erfolg durch Energieeffizienz	60
Garrelt Duin, Minister für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen	
Was kann die Wohnungswirtschaft zum Gelingen der Energie- wende und zum Erreichen der EU-Ziele beitragen?	70
Axel Gedaschko, Präsident, GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V.	

Die deutsche Energiewende im Lichte der europäischen Energiepolitik	76
Michael Hager, Kabinettschef des EU-Kommissars Günther Oettinger	
Energieeffizienz und intelligente, dezentrale Energiesysteme als Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende	86
Dr. Stefan Hartung, Geschäftsführer, Robert Bosch GmbH	
Die Energiewende - ein finanzierbares Projekt	92
Prof. Dr. Clemens Hoffmann, Institutsleiter, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystem- technik IWES	
Wie kann die Energiewende in Deutschland gelingen?	104
Jochen Homann, Präsident, Bundesnetzagentur	
Die Herausforderungen der europäischen Energie- und Klimapolitik für die Industrie	112
Dr. Markus Kerber, Hauptgeschäftsführer und Mitglied des Präsidiums, Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.	
Die Energiewende kann nur mit der Industrie gelingen! Welche Rahmenbedingungen brauchen wir dafür?	122
Wilfried Köplin, Leiter des Bereichs Corporate Energy Policy & Reporting innerhalb der Bayer MaterialScience AG	
Die Energiewende als Triebkraft für die europäische Integration	134
Eveline Lemke, Ministerin für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung des Landes Rheinland-Pfalz	
Ohne Europa wird die Energiewende nur schwer möglich sein	142
Dr. Rolf Linkohr, Abgeordneter des Europäischen Parlaments (1979 - 2004)	
Wie viel Europa braucht die Energiewende - wie viel Energie- wende braucht Europa?	148
Dr. Ingo Luge, Vorsitzender der Geschäftsführung, E.ON Deutschland	

Energiewende braucht europäische Koordination	154
Matthias Machnig	
Europäische Energiewende nach marktwirtschaftlichen Prinzipien	162
Sven Morlok, Sächsischer Staatsminister für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr	
Wie kann die Energiewende gelingen? Wiederentdeckung des Marktes contra ewige Regulierungsspirale	170
Harald Noske, Vorstandsmitglied, Stadtwerke Hannover AG (enercity)	
Nur eine europäische Energiewende ist eine erfolgreiche Energiewende	178
Prof. Dr. Stephan Reimelt, President and CEO, GE Energy Germany	
Europas Weg zu einem nachhaltigen System der Stromversorgung	190
Dr. Rolf Martin Schmitz, Stellv. Vorsitzender des Vorstands, RWE AG	
Gemeinsam statt einsam - Die Energiewende wird nur europäisch erfolgreich	200
Jan-Peter Schwartz, Leiter Unternehmenskommunikation, Siemens Energy Sector	
Kraft-Wärme Kopplung muss rentabel bleiben	212
Dr. René Umlauf, Sprecher des Vorstands, MAN Diesel & Turbo SE	
Energie- und industriepolitische Baustellen in Europa	216
Michael Vassiliadis, Vorsitzender, IG Bergbau, Chemie, Energie	
Kosteneffiziente und sichere Energieversorgung ist Basis für die Industrie	226
Dr. Ulrich von Deessen, President, Kompetenzzentrum Umwelt, Gesundheit & Sicherheit, BASF SE	
Das Energiesystem Europa 2.0 - Die Energiewende ist die dritte industrielle Revolution	238
Prof. Dr. Eicke R. Weber Institutsleiter, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme	

Europäische Energiewende - auch im Verkehr!.....	254
Dr. Hans-Jürgen Witschke, Vorsitzender der Geschäftsführung, DB Energie GmbH	
Energiewende und Steinkohleperspektiven im EU-Kontext.....	260
Professor Dr. Franz-Josef Wodopia, Geschäftsführendes Vorstandsmitglied und Hauptgeschäftsführer, Bernd Bogalla, Leiter Bereich Europaangelegenheiten, Dr. Kai van de Loo, Bereichsleiter Volkswirtschaft und Wirtschaftspolitik, Gesamtverband Steinkohle e.V. (GVSt)	
Mehr Europa wagen!.....	272
Dr. Hartmuth Zeiß, Vorsitzender des Vorstandes, Vattenfall Europe Mining AG und Vattenfall Generation AG	
Versorgungssicherheit europäisch lösen - Plädoyer für ein grenzüberschreitendes Kapazitätsmanagement.....	284
Dr. Hans-Josef Zimmer, Mitglied des Vorstandes, EnBW Energie Baden-Württemberg AG	



Dr. Tessen von Heydebreck
Vorsitzender des Kuratoriums, Forum für Zukunftsenergien e.V.

(geb. 1945) startete nach seinem Studium der Rechtswissenschaften 1974 in Freiburg und Göttingen als Trainee in den Filialen Hamburg und Bremen der Deutsche Bank AG. Nach Einsätzen in der Börsenabteilung und im Vorstandsekretariat in der Zentrale Düsseldorf der Deutschen Bank übernahm er in den Jahren 1981 bis 1993 in Emden, Bremen und Hamburg jeweils die Leitung der Filialen der Deutsche Bank AG. Von 1994 bis 2007 war er dann Mitglied des Konzernvorstandes und seit 2007 bis 2012 Vorsitzender des Vorstandes der Deutsche Bank Stiftung. Im Januar 2013 hat er nach 10jähriger Mitgliedschaft im Kuratorium der Deutsche Stiftung Denkmalschutz den Vorsitz übernommen. Daneben ist Dr. von Heydebreck Mitglied des Aufsichtsrates der Deutschen Postbank AG, der Vattenfall Europe AG und der Dussmann Verwaltungs AG.

Vorwort

Dr. Tessen von Heydebreck

Seit der Entscheidung der Bundesregierung im Jahre 2011, eine Energiewende einzuleiten, beschäftigte sich das Kuratorium des Forum für Zukunftsenergien e.V. mit diesem Thema in seiner jährlich erscheinenden Schriftenreihe. So haben wir ein Jahr nach dem Beschluss Erfahrungsberichte hierzu veröffentlicht und ein Jahr später Lösungsansätze zur Realisierung der neuen Energiepolitik präsentiert. Bereits in diesen Veröffentlichungen mahnten mehrere Autoren an, beim weiteren Vorgehen auf nationaler Ebene die europäische Dimension der Energieversorgung stärker zu beachten.

Auch die Europäische Kommission warnte erst jüngst vor nationalen Alleingängen der Mitgliedstaaten und fordert, die Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes zu forcieren. So sollen z.B. vor dem Aufbau nationaler „Kapazitätsmärkte“ zunächst auch die Kapazitäten anderer Mitgliedstaaten stärkere Berücksichtigung finden. Darüber hinaus haben die Beihilfeleitlinien für Erneuerbare Energien erhebliche Auswirkungen auf das Förderregime von Erneuerbaren Energien innerhalb der Europäischen Union. Beide Aspekte sind von entscheidender Bedeutung für ein neues Strommarkt-Design, das von fast allen Akteuren in Deutschland gefordert wird.

Diese Entwicklungen haben uns dazu veranlasst, die diesjährige Ausgabe der Kuratoriumsschriftenreihe der Frage „Wie kann die Energiewende im europäischen Kontext gelingen?“ zu widmen. Die Kuratoren beantworten diese Frage aus ihrer persönlichen Perspektive bzw. derjenigen ihres Unternehmens oder ihrer Institution. In der spezifischen Themenwahl waren sie offen. Entstanden ist dabei ein umfassender Katalog von Bewertungen dieses Themas aus unterschiedlichen Blickwinkeln und mit verschiedenen Schwerpunkten. Damit wird das Forum für Zukunftsenergien e.V. erneut seinem Auftrag gerecht, dem es nunmehr seit 25 Jahren nachkommt: Einer branchenunabhängigen und neutralen Diskussion der aktuellen Energiepolitik eine Plattform zu bieten.

Die Beiträge dieser Broschüre wurden nur wenige Wochen vor der Europawahl im Mai 2014 und der von der neuen Bundesregierung angekündigten Reform des EEG verfasst. Damit verknüpfen wir schon jetzt die Hoffnung, den erwarteten, damit verbundenen Debatten entscheidende Impulse geben zu können.

Mein Dank gilt allen Kuratoren, die mit ihren schriftlichen Beiträgen an dieser Publikation mitgewirkt haben. Insbesondere bedanke ich mich bei Harald Noske und der Stadtwerke Hannover AG für die finanzielle Unterstützung des Drucks. Ihnen, liebe Leser, wünsche ich eine gewinnbringende Lektüre.

Berlin, im Februar 2014

Dr. Tessen von Heydebreck
Kuratoriumsvorsitzender



Sven Becker
Sprecher der Geschäftsführung, Trianel GmbH

Sven Becker, Jahrgang 1968, studierte Volkswirtschaft in Kiel und Dublin und hält einen MBA von der University of Chicago. Seinen Einstieg in die Energiewirtschaft fand Herr Becker 1993 bei der Ruhrgas AG. Von 1998 bis Ende 2001 war er für Enron Europe Ltd. in unterschiedlichen vertrieblichen und Handelsfunktionen im London, Oslo und zuletzt Frankfurt tätig. 2002 wechselte er zur Statkraft Markets GmbH, bei der er von 2003 bis Ende 2004 als Geschäftsführer tätig war.

Sven Becker ist Sprecher der Geschäftsführung der Trianel GmbH seit 2005. Darüber hinaus hält er unterschiedliche Organfunktionen in der Trianel-Gruppe bei den Tochter- und Beteiligungsgesellschaften. Seit 2009 lehrt er als Gastdozent an der RWTH Aachen „Energiehandel & Risikomanagement“. Herr Becker ist Mitglied in zahlreichen energiewirtschaftlichen und politischen Gremien.

Zwischen Regulierung und Liberalisierung – Stromgroßhandel und ETS als Treiber einer erfolgreichen europäischen Energiepolitik

Sven Becker

Die erfolgreiche Weiterentwicklung der Liberalisierung der europäischen Energiewirtschaft und eine Wiederbelebung des europäischen Emissionshandels sind die Schlüssel für das Gelingen der Energiewende in Deutschland und Europa. Eine Harmonisierung der europäischen Fördermodelle für die erneuerbaren Energien ist für die Stärkung des Binnenmarktes und die Weiterentwicklung des europäischen Energiegroßhandels ebenso entscheidend, wie ein abgestimmtes Strommarktdesign. Als Ergänzung zum Energy-only-Markt wird eine europäische Lösung für die Schaffung wettbewerblicher Kapazitätsmärkte benötigt. Nationalstaatliche Insellösungen bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen werden dagegen einer weiteren europäischen Marktintegration nur schaden. Europa tut gut daran, auf die Kräfte des Marktes zu setzen, um Ineffizienzen aufzuheben und Innovationen zu ermöglichen. Die Marktintegration ist auf einem guten Weg und muss weiter ausgebaut werden. Der Emissionshandel sollte gestärkt werden, um seine Steuerungsfunktion zur Reduzierung von CO₂ zu entfalten.

Das Jahr 2014 markiert in der europäischen Energiepolitik eine Zielmarke. Fünf Jahre nach Inkrafttreten des 3. Energiebinnenmarktpakets soll in diesem Jahr der europäische Binnenmarkt im Energiesektor vollendet werden. Obwohl energiepolitische Fragen schon mit der Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl 1951 eine Keimzelle der heutigen Europäischen Union waren, ist die Entwicklung eines einheitlichen Binnenmarktes für Strom und Gas im Vergleich zu anderen Wirtschaftszweigen deutlich zurückgeblieben und noch nicht vollendet.

Die große Bedeutung eines funktionierenden EU-Binnenmarktes im Energiesektor wird zwar immer wieder betont, die Realität bleibt allerdings oft hinter der volkswirtschaftlichen Theorie zurück. Ein diskriminierungsfreier, grenzüberschreitender Handel mit Strom und Gas würde die Versorgung in Europa nachhaltiger, preisgünstiger und sicherer machen. Die unterschiedlichen nationalen Interessen beim Thema Energie gehorchen jedoch oftmals nicht den Gesetzen eines freien Marktes. Darüber hinaus erschweren die spezifischen Probleme leitungsgebundener Güter wie Strom und Gas den Liberalisierungsprozess.

Wachsende Dynamik in der europäischen Energiepolitik

Ohne Zweifel hat aber die Dynamik der europäischen Energiepolitik in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Bereits seit den 1990er-Jahren unternimmt die EU Anstrengungen, um die Liberalisierung der Energiemärkte zu beschleunigen.

gen (1. und 2. Energiebinnenmarktpaket). Aber erst seit 2009 gewinnt die europäische Energiepolitik an Kontur. Mit der Verabschiedung des Lissabon-Vertrags hat die EU-Energiepolitik erstmals eine eigenständige Rechtsgrundlage im Primärrecht (Art. 194 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, AEUV)¹ erhalten, und mit Inkrafttreten des 3. Energiebinnenmarktpaketes haben sich die EU-Mitgliedstaaten für eine weitgehend wettbewerbliche Ordnung der Stromwirtschaft entschieden. Die EU-Kommission treibt seitdem die Vollendung eines europäischen Binnenmarktes für Strom und Gas mit Nachdruck voran. Mitgliedstaaten, die die Vorgaben des 3. Energiebinnenmarktpaketes nicht vollständig und ordnungsgemäß umsetzen, drohen nun Vertragsverletzungsverfahren. Die Mittel dieser Vertragsverletzungsverfahren sind geeignete Instrumente, um den Wettbewerb zu stärken und gleiche Wettbewerbsbedingungen in Europa zu etablieren,² damit so ein *Level Playing Field* für alle europäischen Marktteilnehmer geschaffen wird.

Den Anspruch, die eigenen energiepolitischen Vorstellungen umzusetzen, versucht die EU auch durch Einmischung in nationale energiepolitische Fragestellungen zu erreichen. Das sieht auch die Bundesregierung so. In dem Entwurf ihrer Stellungnahme zu den neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien spart sie nicht mit Kritik. Viele Vorschläge der Kommission gingen zu weit, seien zu eng ausgestaltet und teilweise schlicht verfrüht. Die Mitgliedstaaten, so die Bundesregierung, bräuchten „dringend mehr Flexibilität“.³ Die Kommission versuche, mittels EU-Beihilfenrechts Energiepolitik zu betreiben. Dafür besitze sie aber nur „eingeschränkte Kompetenzen“, weist Berlin Brüssel in die Schranken.

Der Binnenmarkt lebt von funktionierenden Großhandelsmärkten

In einem Punkt allerdings ist man sich einig: Zentral für einen liberalisierten Strommarkt „in den wettbewerblich organisierten Wertschöpfungsstufen von Erzeugung, Handel und Vertrieb „sind die Etablierung des europäischen Stromgroßhandelsmarkts und die auf diesem Markt entstehenden Preise.“⁴ Die an den Börsen entwickelten Preise spiegeln in hoher zeitlicher Auflösung die jeweiligen Knappheiten im europäischen Stromsystem wider und liefern damit wichtige Anhaltspunkte für Investoren, Betreiber und Nachfrager zur Ausrichtung ihrer wirtschaftlichen Entscheidungen. Nationalstaatliche Interessen jedoch behindern durch staatliche Eingriffe überall in Europa eine ausschließlich wettbewerblich getriebene Preisfindung.

Die Etablierung funktionierender und liquider Börsen in Europa ist dennoch in vollem Gange und hat zu einer deutlichen Aufwertung des Energiehandels in Europa geführt. Besonders für kleine und mittlere Versorger wurden Möglichkeiten eröffnet, ihre Partizipation an der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsstufe zu erweitern. Nicht zuletzt über die Bündelung der Interessen im Energiehandel und der Beschaffung in unterschiedlichen Kooperationsmodellen haben sich viele kleinere Energieversorger gut am Markt behaupten können und bestehende Oligopole aufgebrochen.

Erfolgreiche Marktkopplungen

Die nationalen Strommärkte sind dabei über die letzten Jahre durch verschiedene Maßnahmen immer mehr zusammengewachsen, was auch durch die zunehmende Konvergenz der nationalen Strompreise dokumentiert ist. Der vorerst letzte Meilenstein bei der Integration der nationalen Strommärkte war die erfolgreiche Marktkopplung der Day-ahead-Märkte in Nordwesteuropa am 4. Februar 2014. Erstmals konnte durch diese Marktkopplung in 15 europäischen Ländern grenzüberschreitend gehandelt werden. Über die vier an der Marktkopplung beteiligten Börsen Epex Spot, APX Group, Nordpool Spot und Belpex werden nun rund 75 Prozent des europäischen Strombedarfs verbunden.⁵

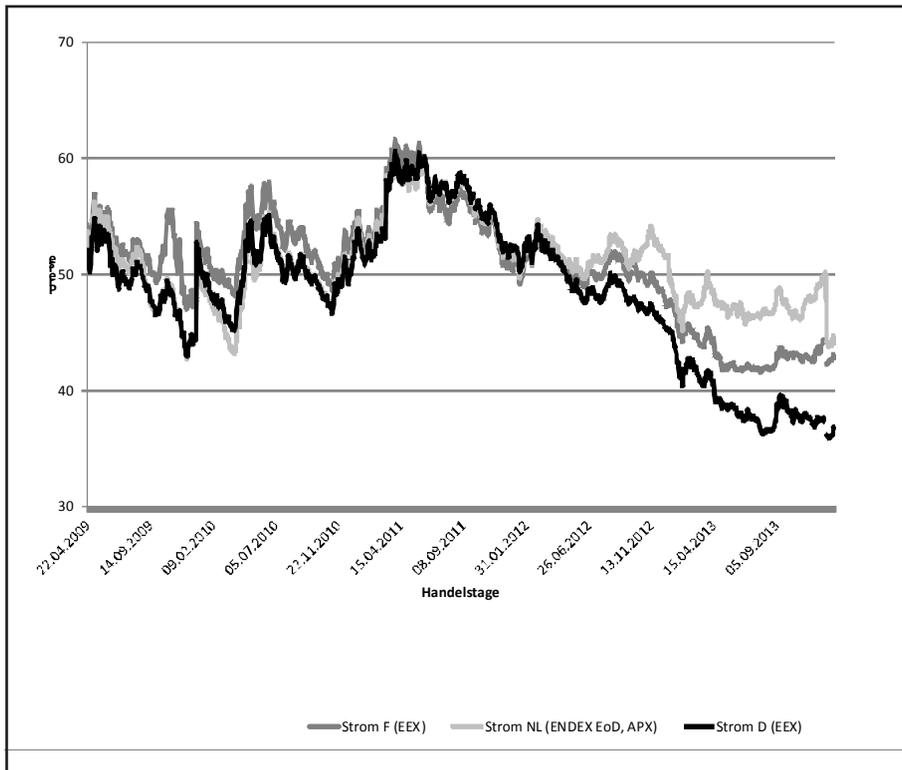
Je mehr allerdings die Märkte in Europa zusammenwachsen und gekoppelt werden, desto empfindlicher wird das Gesamtsystem für regulatorische Eingriffe in den einzelnen Mitgliedstaaten oder auch durch die EU selbst.

Insbesondere Deutschland mit seiner zentralen geografischen Lage im Herzen Europas und einer bereits bestehenden Kuppelkapazität von rund 15 GW muss die Auswirkungen regulatorischer (nationaler) Eingriffe auf die europäischen Strommärkte berücksichtigen und trägt hier eine große Verantwortung für das Gelingen eines europäischen Binnenmarkts. Vor diesem Hintergrund sind die ordnungspolitischen Vorgaben im Rahmen der deutschen Energiewende besonders zu hinterfragen.

EEG verzerrt Preisfindungsmechanismen

Mit Blick auf den Preisfindungsmechanismus im Strombinnenmarkt verzerrt die Förderung der erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bereits heute den Markt. Die technologiespezifische Förderung und der Einspeisevorrang des in EE-Anlagen produzierten Stroms stehen dabei im Widerspruch zur Entwicklung eines europäischen Stromsystems. Der unbestrittene Erfolg des EEG für die Markteinführung der Erneuerbaren und ihr stetig wachsender Anteil an der deutschen Stromerzeugung führen dabei immer mehr zu Inkonsistenzen auf dem europäischen und auch auf dem deutschen Strommarkt.⁶ Angesichts der bis Ende 2013 in Deutschland installierten PV-Kapazität von 35.651 GW und installierten Wind-Kapazität von 32.513 GW verwundern die Marktverwerfungen mit immer häufiger auftretenden Negativ-Preisen nicht.

Damit wird auch die Konvergenz der nationalen Strommärkte konterkariert, was sich am zunehmenden Auseinanderfallen der Strompreise zeigt. Nach einer Phase der zunehmenden Annäherung der Preise in Deutschland, den Niederlanden und Frankreich entwickeln sich dies seit Ende 2012 wieder auseinander. Das stetig fallende Preisniveau in Deutschland ist dabei auf den schnellen Zubau der erneuerbaren Energien in Deutschland zurückzuführen. Die Netzverbindungen zwischen den Nachbarländern reichen nicht mehr aus, um den Strom in Zeiten eines starken EE-Angebots aus Deutschland zu exportieren. Die fehlenden Kuppelkapazitäten wirken sich jetzt limitierend aus, sodass sich die Preisniveaus innerhalb der europäischen Länder wieder auseinanderentwickeln.



Terminmarktpreise (jeweils Frontjahr Base) für D, F, NL

Fehlende Kuppelkapazitäten und unharmonische Förderregime

Die bereits erzielten Fortschritte bei der Marktintegration drohen durch die fehlenden Kuppelkapazitäten und die unterschiedlichen Förderregime für erneuerbare Energien wieder neutralisiert zu werden. Besonders das deutsche Beispiel zeigt, wie fatal sich die nationale Ausgestaltung der Förderung der Erneuerbaren in Europa und der schleppende Ausbau der Kuppelkapazitäten auf die Entwicklung eines wettbewerblich ausgestalteten Strommarkts auswirken. „Die sich entwickelnden Markt- und Wettbewerbselemente auf den Energiemärkten sollten und müssen nicht auf dem Altar der (deutschen) Energiewende geopfert werden – zumal durch das Market Coupling in jüngerer Zeit die Entwicklung eines europäischen Energiebinnenmarkts gerade an Fahrt aufnimmt“⁴⁷ und der Stromhandel langfristig davon profitieren kann.

Auch wenn die Bundesregierung es ablehnt – im Sinne des Binnenmarkts wäre eine Harmonisierung des Förderregimes der Erneuerbaren wünschenswert. Die Pläne der EU-Kommission zielen bereits auf mehr Kosteneffizienz, verbesserte Reaktionsmöglichkeiten auf Marktsignale und eine einheitlichere Gesetzgebung und Förderung der Erneuerbaren ab. Allerdings ist eine europaweite Vereinheitli-

chung angesichts der teilweise sehr unterschiedlichen Perspektiven kurz- und mittelfristig nicht zu erwarten. Das Tempo, mit dem Bundeswirtschaftsminister Gabriel die Reform des EEG angeht, lässt hoffen, dass zumindest auf nationaler Ebene ein Neustart für eine verbesserte Marktintegration der Erneuerbaren erfolgen wird. Die Frage des Bestandsschutzes für EE-Anlagenbetreiber ist dabei ebenso mit Sorgfalt zu behandeln wie die Notwendigkeit, die Erneuerbaren an den Wettbewerb heranzuführen.

Erneuerbare Energien als Mittel zur Dekarbonisierung der Energieversorgung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist jedoch nicht nur in Deutschland, sondern auch in Europa politischer Wille. Es lohnt sich allerdings, daran zu erinnern, dass die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien nur Mittel zum Zweck und kein Selbstzweck ist. Das übergeordnete Ziel ist eine größere Unabhängigkeit Europas vom Import fossiler Energieträger und eine deutliche Dekarbonisierung der europäischen Energieversorgung im Sinne des Klimaschutzes. Erreicht werden sollen diese Ziele im energiepolitischen Ziel-dreieck von Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit.

Mit den sogenannten 20-20-20-Zielen haben sich die EU-Mitgliedstaaten auf verbindliche energie- und klimapolitische Ziele im Rahmen der Vollendung des europäischen Binnenmarkts 2007 geeinigt. Damit verpflichten sich die EU-Mitgliedstaaten, bis 2020 die Treibhausgasemissionen um mindestens 20 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren, Energieeffizienzsteigerungen von 20 Prozent anzustreben und einen Anteil von 20 Prozent erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch zu erreichen.

Die Diskussion um das Nachfolgeregime der 2020-Ziele bis 2030 hat Brüssel mit der Vorlage des EU-Grünbuchs „Ein Rahmen für die Energie- und Klimapolitik bis 2030“ im März 2013 eröffnet. Darauf aufbauend hat die EU-Kommission im Januar 2014 ihre Energie- und Klimaziele präsentiert. Die EU-Staaten sollen demnach ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 im Vergleich zu 1990 um 40 Prozent weiter absenken und den Anteil der erneuerbaren Energieträger auf 27 Prozent steigern. Da schon auf der Basis der derzeit gültigen Gesetzgebung bis 2030 eine Emissionsminderung von 32 Prozent und ein Erneuerbaren-Anteil von gut 24 Prozent zu erreichen ist, werden die Vorschläge als wenig ehrgeizig eingestuft.⁸ Das Europäische Parlament hat sich bereits Anfang Februar 2014 in einer nicht verbindlichen Resolution für eine CO₂-Reduzierung um 40 Prozent, einen Anteil der Erneuerbaren von 30 Prozent und ein Effizienzziel von 40 Prozent ausgesprochen und damit die Zielmarken verschärft.

Emissionshandel als wettbewerbliches Instrument für mehr Klimaschutz

Mit den Energie- und Klimazielen der EU rücken die Themen Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit immer stärker in den Fokus. Mit der verpflichtenden

Einführung des europäischen Emissionshandelsmechanismus (ETS) entwickelte die EU bereits 2005 ein wettbewerblich ausgerichtetes Instrument, mit dem klimaschädliche Emissionen reduziert werden sollen. Der Ansatz des ETS, dem Verbrauch von Umwelt bzw. dem Ausstoß von CO₂ einen Preis zu geben und damit den Klimaschutz als wirtschaftliches Gut zu behandeln, ist ein innovativer und vor allem volkswirtschaftlich kohärenter Ansatz. Das ETS setzt eine Obergrenze für CO₂-Emissionen. Damit legitimiert das System zudem die europäische Position in den internationalen Klimaschutzverhandlungen. Die derzeit niedrigen Preise für CO₂-Zertifikate und die dadurch minimierten Anreize für Industrie und Energieversorger, möglichst effiziente Produktionsprozesse anzustreben, ist dabei kein Zeichen für ein grundsätzliches Versagen dieses Instruments.⁹ Der Preis kommt lediglich durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage zustande und dokumentiert, dass zu viele Zertifikate im System kursieren. Durch die geringen Preise bleiben Anreize für klimafreundliche Investitionen aus. Der ETS muss dringend reformiert werden.

Nach Berechnungen der EU-Kommission sind derzeit rund zwei Milliarden Zertifikate zu viel am Markt. Gründe dafür sind nicht nur in der zu großzügig angelegten Verteilung der Zertifikate zu suchen, sondern auch in der europäischen Wirtschaftskrise, die zu deutlichen Einbrüchen der industriellen Produktion in weiten Teilen Europas geführt hat. Hier muss die EU-Kommission langfristig Lösungen finden, wie das Cap-System in Zukunft mit konjunkturellen Entwicklungen glaubwürdig umgehen kann.

Ein weiterer Grund für den Preisverfall ist der vor allem in Deutschland zu beobachtende Boom bei den erneuerbaren Energien. Die hier gewonnenen CO₂-Einsparungen wurden nicht in dem Maße vorhergesehen und dementsprechend nicht im Cap verankert. Die Reduzierung des Angebots von CO₂ („atmender Deckel“) im Ausmaß des Ausbaus der erneuerbaren Energien würde den ökologischen Umbau der Erzeugungssysteme forcieren. Durch das derzeitige starre System führt der Ausbau der erneuerbaren Energien aber zu einer Verdrängung von fossiler Erzeugung, was zu geringerer Nachfrage von CO₂-Zertifikaten führt. Infolgedessen sinkt der CO₂-Preis, was die Erzeugung von CO₂-intensiven Technologien relativ zu CO₂-armen Technologien begünstigt. Dies ist in der Tat beobachtbar. Die Braunkohleverstromung eilt in Deutschland von Rekord zu Rekord und ist mittlerweile Energieträger Nummer Eins bei der Stromerzeugung.

Dies führt zu der paradoxen Situation, dass sich der CO₂-Ausstoß trotz des stetig steigenden Anteils der Erneuerbaren erhöht. Bereits das zweite Jahr in Folge hat sich in Deutschland die Klimabilanz verschlechtert. Die durch den niedrigen CO₂-Preis wieder attraktiv gewordene Kohleverstromung führte 2012 zu einer Erhöhung des Emissionsausstoßes um 1,6 Prozent und 2013 zu einer weiteren Erhöhung um etwa 2 Prozent.¹⁰ Der seit 1990 geltende Trend sinkender deutscher Treibhausgasemissionen ist durch den neuen Anstieg endgültig durchbrochen und konterkariert die deutsche und die europäische Klimaschutzpolitik.

Kollateralschäden eines fehlgesteuerten ETS

Die derzeit geführte Diskussion um ein sogenanntes Backloading, durch das Zertifikate für einen bestimmten Zeitpunkt aus dem Markt genommen und später wieder zugeführt werden sollen, ist keine nachhaltige Lösung des Problems. Ein Backloading wirkt langfristig nicht preisstabilisierend. Dies hat auch die Reaktion des CO₂-Marktes nach Bekanntgabe des politischen Beschlusses dokumentiert. Für die jetzige Handelsperiode (bis 2020) wäre ein Set-aside, d.h. eine langfristige Beseitigung, von 900 Millionen Zertifikaten ein geeigneteres Mittel, die Preise langfristig zu stabilisieren. Die geplante Anhebung der europäischen Klimaziele auf 40 Prozent weniger CO₂ bis 2030 im Vergleich zu 1990 sind im Sinne eines funktionierenden ETS ein weiterer wichtiger Schritt.

Die Kollateralschäden der niedrigen CO₂-Preise sind dabei gerade für Investoren, die in den letzten Jahren in hocheffiziente, flexible und moderne Kraftwerke als ideale Partner der Erneuerbaren investiert haben, erheblich. Im Sinne der Merit Order spielt der CO₂-Ausstoß bei Preisen um 5 Euro pro Tonne faktisch keine Rolle mehr. Alte, unflexible Kraftwerke wie beispielsweise Braunkohlekraftwerke mit dem höchsten CO₂-Ausstoß werden kaum noch durch den CO₂-Preis belastet. Umweltfreundliche und flexible Gaskraftwerke mit einem vergleichsweise niedrigen CO₂-Ausstoß verdienen hingegen niedrigere Spreads und sind nicht mehr rentabel, obwohl sie eigentlich das Rückgrat einer umweltfreundlichen Energieversorgung von morgen darstellen und für die Ausregelung der Erneuerbaren dringend notwendig sind.

Ein wettbewerblicher Rahmen für die Versorgungssicherheit

Ein weiteres Problem, das in der EU mit der zunehmenden Bedeutung der erneuerbaren Energien in den Fokus rückt und nach einer wettbewerblichen Lösung im Sinne der Vollendung des EU-Binnenmarkts sucht, ist die Frage der Versorgungssicherheit. Mit dem Energy-only-Markt besteht ein Wettbewerb thermischer Kraftwerksportfolien um die günstigste Möglichkeit zur Deckung der Nachfrage. Kraftwerksbetreiber werden in diesem System ausschließlich für die erzeugte Leistung vergütet. Mit der Zunahme der Erneuerbaren gerät dieses System mit Blick auf seine Anreizwirkung für die Modernisierung des Kraftwerks-parks immer mehr an seine Grenzen. Da die Erneuerbaren durch eine festgesetzte Vergütung außerhalb dieses Marktes stehen, gleichzeitig aber Einspeisevorrang haben, drängen sie zunehmend konventionelle Kraftwerke aus dem Markt. Wegen der Abhängigkeit von Wind und Sonne steht die Leistung der Erneuerbaren aber nicht verlässlich zur Verfügung, sodass diese durch thermische Kraftwerke weiterhin abgesichert werden muss, um die Versorgung nicht zu gefährden.

Diese Bereitstellung gesicherter Leistung erhält in einem zunehmend aus erneuerbaren Energien bestehenden System einen immer größeren volkswirtschaftlichen Wert, der aber im heutigen Strommarktdesign nicht abgebildet wird. Versorgungssicherheit gibt es derzeit zum Null-Tarif.¹¹

Gesicherte Leistung für ganz Europa

Zur künftigen Sicherstellung der Residuallast durch konventionelle Kraftwerke wird derzeit sowohl auf europäischer wie auf nationalstaatlicher Ebene die Einführung sogenannter Kapazitätsmechanismen diskutiert, um der Versorgungssicherheit einen Preis zu geben und das Merit-Order-Problem zu lösen. Dabei unterscheiden sich europäische und nationale Sichtweise teilweise erheblich voneinander.¹² Die EU-Kommission hat sich bis heute noch nicht zu dem Thema positioniert. Allerdings wird aus europäischer Perspektive häufig argumentiert, dass Kapazitätsmärkte nicht nötig seien, da die Versorgungssicherheit und die Bereitstellung gesicherter Leistung europaweit gewährleistet seien. Diese Argumentation unterstellt jedoch, dass die netztechnischen Gegebenheiten einer europäischen Kupferplatte in absehbarer Zeit gegeben seien. Die Realität sieht hier allerdings trotz positiver Entwicklung anders aus. Es bestehen noch erhebliche Lücken im europäischen Netzausbau, und die Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch Sonne im Mittelmeerraum und Wind aus den Nordseestaaten ist mehr eine Vision als eine energiewirtschaftliche Realität. Selbst wenn der von der EU-Kommission geforderte Ausbau der Kuppelstellen deutlich an Tempo gewinnen würde, wäre der Weg zu einer einheitlichen Kupferplatte aller EU-Mitgliedsländer noch lang.

Richtig ist, dass Kapazitätsmechanismen mit Umsicht ausgestaltet werden müssen, um nicht ähnliche Verwerfungen für die europäischen Stromgroßhandelsmärkte herbeizuführen, wie sie teilweise durch die national sehr unterschiedlich ausgestalteten Fördersysteme für die Erneuerbaren zu beobachten sind. Mit Blick auf die positiven Entwicklungen bei der Etablierung der Stromgroßhandelsplätze sollten derartige Kapazitätsmechanismen wettbewerblich und technologie-neutral ausgestaltet werden. Dezentrale Modelle sind dabei stärker auf echte Marktmechanismen ausgerichtet als zentrale Modelle. Sie schaffen auf verschiedene Weise Anforderungen, durch die die Vorhaltung von Kapazitäten von den Marktteilnehmern selbst, also Letztverbrauchern, Händlern oder Bilanzkreisverantwortlichen, nachgefragt wird.

Im Sinne des Wettbewerbs haben dezentrale Modelle den Reiz, nicht staatlich, sondern durch den Markt gesteuert zu sein. Darüber hinaus können in einem dezentralen System auch die Erneuerbaren durch die Direktvermarktung in den Markt integriert werden. Ziel muss es sein, die Erneuerbaren durch moderne und hochflexible Kraftwerke zu ergänzen und dabei die Entwicklung des europäischen Binnenmarkts zu stärken.¹³

Die wesentlichen Paradigmen für die Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarkts in Balance mit den energie- und klimapolitischen Zielen sind die bereits bestehenden wettbewerblichen Instrumente der Energiegroßhandelsplätze und des Emissionshandels. Diese gilt es mit den nötigen Anpassungen, die sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien für das Strommarktdesign ergeben, weiterzuentwickeln.

Sicherstellung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit

Mit dem Vertrag von Lissabon und dem 3. Binnenmarktpaket haben sich die EU-Mitgliedstaaten einen Rahmen gesetzt, mit dem die europäische Energiewende wettbewerbsfähig ausgestaltet werden kann. Die bisher erzielten Erfolge der Liberalisierung gilt es zu festigen. Durch Art. 194 Abs. 1 AEUV hat die EU die Kompetenz, die Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarktes zu regeln und die Energieversorgungssicherheit in der Union zu gewährleisten. Damit steht sie auch in der Verantwortung, die Integration der Erneuerbaren im Sinne des Marktes und der Versorgungssicherheit voranzutreiben. Das ebenfalls im Vertrag von Lissabon verankerte Recht der Mitgliedstaaten, über ihren Energie-Mix selbst zu bestimmen, sollte dabei nicht dazu führen, dass der energiepolitische Konsens für einen funktionierenden Energiebinnenmarkt und mehr Klimaschutz ausgehebelt wird.

Je mehr die europäischen Energiemärkte zusammenwachsen, desto mehr wirken sich einzelne ordnungspolitische Eingriffe in die Teilmärkte auf das Gesamtsystem aus. Um nicht die Fehler bei der nationalstaatlichen Förderung der Erneuerbaren ohne Rücksicht auf die Entwicklung in den Nachbarländern zu wiederholen, sollten sich die EU-Mitgliedstaaten bei der Frage von Kapazitätsmechanismen auf einen Konsens einigen, um der Versorgungssicherheit einen Preis und der Modernisierung des europäischen Kraftwerksparks im Sinne des Klimaschutzes die nötigen Investitions- und Planungsanreize zu geben. Wenn es bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen auch noch gelingt, die Erneuerbaren in den Markt zu integrieren und ihnen Systemverantwortung zu übertragen, wird der Binnenmarkt und damit jeder einzelne Verbraucher davon profitieren.

Energiepolitik in Verantwortung für das Gesamtsystem

Wenn die EU-Länder wirklich für einen funktionierenden Binnenmarkt und ehrgeizige Klimaschutzziele eintreten, müssen sie sich gemeinsam für die Integration der Erneuerbaren in den Markt und eine marktnahe Absicherung ihrer Versorgungssicherheit engagieren. Geht man davon aus, dass die EU-Staaten ihre Märkte durch den Ausbau der Grenznetzkapazitäten weiter ausbauen, kann in Europa einer der größten Energiegroßhandelsplätze der Welt mit erheblichen Vorteilen für die gesamte europäische Wirtschaft entstehen.

Die Autonomie, die die einzelnen Mitgliedstaaten durch den Lissabon-Vertrag bei der Gestaltung ihrer jeweiligen Energiepolitik haben, sollten die Länder in Verantwortung für das Gesamtsystem nutzen und nicht zugunsten nationaler Interessen einsetzen. Der Dissens zwischen europäischer Integration und nationalstaatlichem Recht ist die größte europäische Herausforderung. Bereits bei der Etablierung der Währungsunion hat die politische Rücksichtnahme auf einzelne Nationalinteressen, am Ende geschadet und Ordnungspolitik vor die Gesetze des Marktes gestellt. Die Schwierigkeiten allerdings, die schon bei der Harmonisierung der energiepolitischen Interessen der deutschen Bundesländern

bestehen, lassen ahnen, wie groß die Aufgabe ist, die Interessen der 28 EU-Mitgliedstaaten im Sinne des Klimaschutzes, der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit zu vereinen.

Fußnoten

- ¹ Vgl. Geden, Oliver: Energie- und Klimapolitik. In: Lieb, Julia; Maurer, Andreas (Hg.): Der Vertrag von Lissabon, Kurzkommentar, 3. akt. und erw. Aufl., SWP Berlin, 2009
- ² Vgl. Reichert, Götz; Voßwinkel, Jan S.: cep Analyse Nr. 5/2013 vom 4.2.2013
- ³ Vgl. Mitteilung der Bundesregierung an die Europäische Kommission, Entwurf, Februar 2014
- ⁴ Vgl. Bettzüge, Marc Oliver: Zwischen Europa und Re-Regulierung, welcher Ordnungsrahmen für die „Energiewende“? In: Handbuch Energiewende, hg. von Thomas Kästner, Henning Rentz, 2013, S. 418
- ⁵ Einen entscheidenden Beitrag zur Etablierung der europäischen Stromhandelsmärkte haben auch die 2006 erfolgte implizite Marktkopplung zwischen Frankreich, den Niederlanden und Belgien (Trilateral Market Coupling, 2006) sowie die Kopplung der Central Western European (CWE) und der nordischen Märkte 2010 geleistet. Im Rahmen des pentalateralen Forums (Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Luxemburg) wird darüber hinaus eine sogenannte lastflussbasierte Kopplung eingeführt.
- ⁶ Vgl. Bettzüge, Marc Oliver: Zwischen Europa und Re-Regulierung, welcher Ordnungsrahmen für die „Energiewende“? In: Handbuch Energiewende, hg. von Thomas Kästner, Henning Rentz, 2013, S. 419
- ⁷ Vgl. Kühling, Jürgen: Bedeutet die Energiewende das Ende des Wettbewerbsmodells im EU-Binnenmarkt? In: Handbuch Energiewende, hg. von Thomas Kästner, Henning Rentz, 2013, S. 502
- ⁸ Vgl. Fischer, Severin; Geden, Oliver: Die Energieziele sind nicht besonders ehrgeizig. In: Handelsblatt, 26.1.2014
- ⁹ „Denn die grundsätzliche Logik eines sogenannten Cap-and-Trade-Systems, zu dem auch der EU-ETS zählt, liegt nicht darin, einen Preis für Emissionen von außen vorzugeben, sondern stattdessen eine feste mengenmäßige Obergrenze, den sogenannten Cap, zu setzen. Einziger Maßstab für die Bewertung der Funktionsfähigkeit des Systems ist daher, ob diese Obergrenze eingehalten wird, was derzeit der Fall ist.“ Vgl. Bettzüge, Marc Oliver: Zwischen Europa und Re-Regulierung, welcher Ordnungsrahmen für die „Energiewende“? In: Handbuch Energiewende, hg. von Thomas Kästner, Henning Rentz, 2013,

- ¹⁰ Vgl. Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1. bis 4. Quartal 2013; AGEB AG Energiebilanzen e.V.
- ¹¹ Vgl. Maurer, Christoph; Tersteegen, Bernd; Jasper, Jörg: Kapazitätsmechanismen in Deutschland und Europa: Wann gibt es wirklich einen Bedarf? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 3, 2012, S. 32ff.
- ¹² Vgl. Maurer, Christoph; Tersteegen, Bernd; Jasper, Jörg: Kapazitätsmechanismen in Deutschland und Europa: Wann gibt es wirklich einen Bedarf? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 3, 2012, S. 32ff.
- ¹³ Die Einführung dezentraler Mechanismen wirft auch europarechtlich keine Bedenken auf. Vgl. Held, Christian; Bosch, Klaas; Holdorf, Julia: Strommarktdesign der Zukunft – Kapazitätsmechanismen aus europäischer Perspektive. In: Handbuch Energiewende, hg. von Thomas Kästner, Henning Rentz, 2013, S. 434ff.



Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge
Direktor und Vorsitzender der Geschäftsleitung, Energiewirtschaftliches
Institut an der Universität zu Köln

Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge ist seit 2007 Professor für Volkswirtschaftslehre an der Universität zu Köln sowie gleichzeitig geschäftsführender Direktor und Vorsitzender der Geschäftsleitung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI). Neben seinen Leitungsaufgaben befasst sich Prof. Bettzüge vorrangig mit institutionellen und wirtschaftswissenschaftlichen Grundsatzzfragen der Energiewirtschaft und der Energiepolitik.

Von 2011 bis 2013 war Prof. Bettzüge Mitglied in der Enquete-Kommission "Wachstum, Wohlstand, Lebensqualität" des Deutschen Bundestages. Zudem wirkt er in einem breiten Spektrum von Gremien und Beiräten mit.

Nach dem Studium der Mathematik und Volkswirtschaftslehre an den Universitäten von Bonn, Cambridge und Berkeley promovierte Prof. Bettzüge im Fach Volkswirtschaftslehre mit einer Arbeit über "Financial Innovation from a General Equilibrium Perspective". Nach seiner Promotion arbeitete er sowohl als Wissenschaftler an den Universitäten von Bonn und Zürich als auch als Managementberater bei international renommierten Beratungsunternehmen. Vor seiner Berufung an die Universität zu Köln war Prof. Bettzüge Partner und Geschäftsführer der Strategieberatung "The Boston Consulting Group" (BCG).

Die Zukunft der deutschen Strommarktpolitik liegt im europäischen Wettbewerb

Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge

Im deutschen Strommarkt gab es in den vergangenen Jahren zwei wesentliche Trends: den starken Ausbau der Erneuerbaren Energien einerseits und die sichtbar werdenden Folgen der Liberalisierung andererseits. Der erst genannte Trend wird von staatlichen Finanzierungsgarantien getrieben, der zweite vom Wettbewerb zwischen den Energieversorgern sowie vom Markteintritt bislang branchenfremder Unternehmen wie beispielsweise aus der Telekommunikationsbranche sowie von der gestiegenen Handlungsfreiheit der Energieverbraucher. Beide Trends treffen und verstärken sich, weil die Erneuerbaren-Förderung die Anzahl von Stromerzeugern, die ins deutsche Netz einspeisen, potenziert und damit neuen Geschäftsmodellen in der Bündelung und Vermarktung dieser Strommengen den Weg bereitet hat.

Die unsichere Zukunft der Erneuerbaren-Förderung in Deutschland

Wie lange und in welchem Umfang der deutsche Staat damit fortfahren kann, Finanzierungsgarantien für erneuerbare Energien zu geben, muss zum jetzigen Zeitpunkt als unsicher bewertet werden. Zwar spricht sich die Politik parteiübergreifend weiterhin für die Fortsetzung des bisherigen Kurses einer umlagefinanzierten Staatsgarantie aus, aber es zeigen sich tiefe Risse in der politischen Architektur dieser Strategie.

Der wesentliche Schlüssel zum Verständnis der Langlebigkeit der deutschen Erneuerbaren-Subventionen ist ihre Finanzierungsstruktur. Der Staat bestellt die Erneuerbaren, bezahlt sie aber nicht, sondern legt die Mehrkosten auf den Stromverbraucher um. Die meisten Stromverbraucher nehmen dies bislang weitgehend klaglos hin, und die, die sich beschwert haben, nämlich die Unternehmen aus der stromintensiven Industrie, werden fast vollständig von der Zahlung dieser Umlage entlastet. Zudem werden die Kosten bundesweit gewälzt, sodass jedes einzelne Bundesland den Anreiz erhält, möglichst viele Erneuerbare-Kapazitäten im eigenen Land aufzubauen – und Blockademehrheiten gegen eine Abschaffung des EEG im Bundesrat die Folge sind.

Diese Art der Finanzierung einer politischen Zielsetzung ist verfassungsrechtlich mindestens bedenklich. Das hat das Bundesverfassungsgericht schon vor einiger Zeit im Fall des Kohlepennings festgestellt, und die damalige Rechtsprechung ist nach Ansicht mancher Verfassungsrechtler auch bezüglich des EEG einschlägig. Nicht der Stromverbraucher, sondern der Staat veranlasse den Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Umlage sei mithin eine hoheitliche Abgabe. Aufgrund der deutschen Finanzverfassung als „Steuerstaat“ wäre daher nicht der Stromverbraucher, sondern der Staat der richtige Adressat für die Finanzierung der Zusatzlasten, die aus dem Ausbau der Erneuerbaren Energien resultieren.

Wie bei der Steinkohle sollten deshalb auch die Subventionen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien aus dem Staatshaushalt finanziert werden.

Aus ordnungspolitischer Sicht hätte eine solche Staatsfinanzierung des Erneuerbaren-Ausbaus in der Tat erhebliche Vorteile. Die beim derzeitigen System unvermeidlichen negativen Umverteilungseffekte würden dann einer umfassenden parlamentarischen Kontrolle unterliegen. Über die Refinanzierung und die maximal zu ertragenden Höhe der Kosten würde ehrlich und transparent diskutiert werden, auch mit Blick auf die Generationengerechtigkeit. Zudem würden die hohen Fehlanreize zum Ausbau einer ineffizienten Eigenerzeugung verringert werden. Darüber hinaus wäre das laufende Beihilfeverfahren der Europäischen Kommission wegen der Entlastungstatbestände erst gar nicht in Gang gekommen. Denn bei einer Staatsfinanzierung würden *alle* Stromverbraucher in gleicher Weise von der Finanzierung des EE-Ausbaus entlastet.

Politisch ist eine solche direkte staatliche Finanzierung der hehren Erneuerbaren-Ziele natürlich unbequem und wird daher gescheut wie vom Teufel das Weihwasser. Doch auch ohne das Verfassungsgericht, welches sich inhaltlich erstaunlicher Weise immer noch nicht mit dem EEG befasst hat, kommt die bisherige Finanzierungsstruktur unter Druck. Zum einen hat die Umlage eine Höhe erreicht, die das bislang recht passive breite Wahlvolk mittlerweile doch beunruhigt. Das Beihilfeverfahren der EU droht, die Entlastungsregeln – und damit die Wettbewerbsfähigkeit und teilweise sogar die Existenz der bislang entlasteten Unternehmen – zu untergraben. Wie dargestellt könnte ein Umstieg auf eine Haushaltsfinanzierung der Erneuerbaren Energien zwar ein möglicher Ausweg aus diesem Dilemma sein, sie würde aber angesichts der Haushaltsnöte des Staates die Aussichten für eine Fortsetzung der deutschen Erneuerbaren-Förderung erheblich verschlechtern.

Hinzu kommt ein weiterer europarechtlicher Aspekt, nämlich die Beschränkung der deutschen Erneuerbaren-Förderung auf deutsche Standorte. Diese steht zwar im Einklang mit der entsprechenden europäischen Richtlinie. Deren Übereinstimmung mit den europäischen Verträgen wird aber derzeit vor dem Europäischen Gerichtshof angefochten. In dem laufenden Verfahren, dem sogenannten „Aland-Fall“, kommt der Generalanwalt in seiner Empfehlung zu der Einschätzung, dass Artikel 3 Absatz 3 der EU-Richtlinie 2009/28 ungültig sei, weil sie den Mitgliedsstaaten das Recht gebe, Stromproduzenten aus anderen Mitgliedsstaaten den Zugang zu ihren Förderregimen zu verbieten oder einzuschränken. Würde der Europäische Gerichtshof in seinem Urteil dieser Empfehlung folgen, so wäre die politische Unterstützung für eine fortwährende Belastung des deutschen Stromverbrauchers – oder, nach einer möglichen Umstellung auf eine Haushaltsfinanzierung, des deutschen Steuerzahlers - mit der Finanzierung dann potenziell französischer, italienischer oder griechischer Stromerzeugungsanlagen wohl rasch dahin.

Vor diesem Hintergrund ist mehr als unklar, wie robust die deutschen Staatsgarantien für die Förderung erneuerbarer Energien an deutschen Standorten tat-

sächlich sind und sein werden. Banken und andere institutionelle Investoren jedenfalls scheinen diesbezüglich zunehmend skeptisch zu werden.

Die unsichere weitere Entwicklung des europäischen Binnenmarkts

Die Energiewirtschaft in der Europäischen Union wurde mit der Schaffung eines einheitlichen europäischen Energiebinnenmarktes ab 1998 einer weitreichenden Liberalisierung unterzogen, die in Deutschland spätestens nach der EnWG-Novelle des Jahres 2005 effektiv geworden ist. Wesentliche Teile der Wertschöpfungskette, insbesondere in den Bereichen Erzeugung, Handel und Systemdienstleistungen wurden liberalisiert. Darüber hinaus wurden die Strom- und Gasnetze, die als natürliche Monopole angesehen werden, aus den einstmals vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen herausgelöst und aufgrund ihres Monopolcharakters einer Regulierung unterworfen. Der diskriminierungsfreie Zugang zu den Energienetzen ist dabei ein wichtiger Eckpfeiler der Liberalisierung und notwendige Voraussetzung für einen funktionierenden Wettbewerb.

Der europäische Energiegroßhandelsmarkt und die auf ihm entstehenden Preise müssen als Dreh- und Angelpunkt des liberalisierten Elektrizitätsmarkts angesehen werden. Diese Preise reflektieren die Knappheit des Angebots gegenüber der Nachfrage zu jedem Zeitpunkt und bei hoher zeitlicher Auflösung. Sie dienen damit nicht nur als Signal für den kurzfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sondern auch als Steuerungsgröße für langfristig ausgerichtete Innovations- und Investitionsentscheidungen. Auch der europäische Handel für Emissionszertifikate folgt diesem wettbewerblichen, insbesondere auch technologie-neutralen Paradigma.

Ohne solche durch wettbewerbliche Märkte ermöglichten Preissignale müssten Entscheidungen der Marktteilnehmer zentral koordiniert und geplant werden, beispielsweise durch staatseigene oder staatlich gelenkte Monopole, wie dies bis zur Liberalisierung 1998 in Europa der Fall gewesen ist. Die Geschichte zeigt, dass auch dieser Ansatz funktionieren kann, aber mit Ineffizienz, Innovationschwäche und einer geringen aktiven Beteiligung der Verbraucher am Marktgeschehen verbunden ist.

Der Energiemarkt kann demnach entweder durch wettbewerblich gebildete Preise oder einen zentralen Regulierer koordiniert werden. Auf europäischer Ebene hat man sich mit der Liberalisierung des Energiemarktes aus guten Gründen für die erstere Option entschieden und damit bereits erhebliche Erfolge erzielt. Zwar ist die Umsetzung dieser Politik noch nicht in allen Wertschöpfungsstufen und Regionen Europas vollständig realisiert, doch insbesondere in Deutschland und den uns umgebenden Ländern ist das Glas des Wettbewerbs bereits weit mehr als zur Hälfte gefüllt. Damit wird der europäische Strommarkt zunehmend ein Markt wie alle anderen wettbewerblich organisierten Märkte auch, mit einer Vielzahl von Wettbewerbern, unterschiedlichen, zunehmend fragmentierenden Geschäftsmodellen und unternehmerischer Innovation.

Dennoch haben es viele Politiker in den Mitgliedsstaaten auch nach 1998 als lohnenswert empfunden, das wettbewerblich gebildete Preissignal zu verzerrern, beispielsweise durch die Regulierung der Endkundenpreise oder die Einführung von fixen Einspeisevergütungen für bestimmte Erneuerbaren-Technologien, wie es beispielsweise in Deutschland der Fall ist. Der deutsche Ansatz zur Förderung erneuerbarer Energien wurde – übrigens noch zu Zeiten der regulierten Gebietsmonopole – in Form eines „top-down“-Ansatzes eingeführt, indem von staatlicher Seite feste Preise für zu fördernde Erneuerbare-Technologien vorgegeben wurden. Heute können alle Erzeuger frei – zu Marktpreisen – in das Netz einspeisen, und die Stromverbraucher können durch die freie Wahl des Anbieters ihre jeweilige Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Energien exakt und individuell zum Ausdruck bringen. Eine Begründung für ein darüber hinaus gehende Staatsgarantie für solche Technologien würde das Vorliegen eines relevanten Marktversagens voraussetzen. Ein solches ist allerdings nicht zu erkennen.

Die garantierte Vergütung sowie die feste Abnahmepflicht von erneuerbarem Strom durch den Netzbetreiber hatte anfangs wenig Relevanz für den deutschen Strommarkt. Mit der Zeit führten diese aber zu stark steigenden und vielfach marktfernen Investitionen in erneuerbare Energien. Denn die Marktpreise schwanken von Stunde zu Stunde, und von Jahr zu Jahr, was von fix vergüteten Erneuerbaren-Investoren und -Betreibern vollständig ignoriert wird. Entsprechend stiegen die auf alle Stromverbraucher umgelegten Förderkosten erheblich und weit über das Maß hinaus, das für das Erreichen eines bestimmten Erneuerbaren-Anteils notwendig gewesen wäre. Außerdem kommt es zur absurden Situation, dass an der Strombörse „negative Strompreise“ gehandelt werden – sprich der Stromerzeuger noch Geld zahlen muss, damit ihm jemand den erzeugten Strom abnimmt. Die Befreiung von staatlichen Steuern und Abgaben für eigenerzeugten Strom sorgt in Deutschland zusätzlich dafür, dass sich immer mehr Verbraucher aus der „Solidargemeinschaft“ der Umlagebezahler verabschieden. Die absolute Summe an Förderkosten durch die Umlage wird aber im Gegenzug nicht kleiner, sodass diese von weniger „Schultern“ getragen werden muss.

Mit der Subventionierung einzelner Technologien, und insbesondere mit der marktfernen Umsetzung dieser Förderung, stellt sich die deutsche Politik also in einen fundamentalen Gegensatz zum freien Wettbewerb im europäischen Binnenmarkt und damit zu ihren gleichzeitigen Liberalisierungsbemühungen. In gleicher Weise verspricht die aktuelle Diskussion um Kapazitätsmarktmechanismen eine mögliche Spirale von staatlichen Eingriffen in den Strommarkt auszulösen. Auch hier zeigt sich ein deutlicher Trend zur Renationalisierung und Zentralisierung, da viele Mitgliedsländer diese Mechanismen planen oder schon eingeführt haben – ohne Rücksicht auf den europäischen Regulierungsrahmen und den Energiebinnenmarkt.

Es wird immer wahrscheinlicher, dass tiefgreifende Veränderungen des energiepolitischen Rahmens in Deutschland und anderen Mitgliedsstaaten nicht mehr durch die nationale Politik selbst vollzogen werden können, weil diese im kleinteiligen Konflikt verschiedenen nationaler Interessensgruppen blockiert wird,

sondern von der europäischen Ebene erzwungen werden müssen. Die europäische Kommission als „Hüterin der europäischen Verträge“ hat mit dem europäischen Wettbewerbs- und Energiebinnenmarktrecht einen starken Hebel, um die nationale Energiepolitik entscheidend vor sich her zu treiben. Der bereits jetzt schon instabile und unvollständige Ordnungsrahmen für die Energiewirtschaft wird durch diesen zusätzlichen Kompetenzkonflikt zwischen europäischer und nationaler Ebene noch weiter geschwächt.

Der liberalisierte Markt steht also in einem Spannungsfeld. Einerseits wird er europäisch gewünscht und vertraglich gesichert, andererseits aber wird er zunehmend von nationaler Subventionspolitik überwölbt, die zudem zwischen den Mitgliedsstaaten in keiner Weise koordiniert wird. Ein deutsches Sprichwort lautet: „Der Krug geht so lange zum Brunnen, bis er bricht.“ Bezogen auf den Zustand der europäischen Strommärkte und -politik fragt man sich also, welcher Krug der haltbarere sein wird: die Idee des europäischen Binnenmarkts oder die Lust zu nationaler Re-Regulierung.

Sicherheit und Orientierung für die Marktteilnehmer nur durch die Stärkung Europas

Der europäische Stromsektor sieht sich bezüglich der beiden großen Trends, des Wachstums der Erzeugung erneuerbaren Energien wie auch der Entwicklung des europäischen und nationalen Strommarktdesigns, erheblichen Unsicherheiten ausgesetzt. Diese Unsicherheiten gehen weit über die klassischen Marktrisiken wie Brennstoffpreis- oder Nachfrageentwicklungen hinaus, und sie betreffen die weitere Entwicklung des Ordnungsrahmens für die Stromwirtschaft. Im Kern handelt es sich also um ausgeprägte *politische* Risiken, die für Marktteilnehmer in der Regel schwer beherrschbar sind. Wesentliches Erfolgsmerkmal eines Ordnungsrahmens ist es daher, solche politischen Risiken zu minimieren und den Marktteilnehmern stabile langfristige Erwartungsbildung und Risikoabschätzungen zu ermöglichen. Das wiederum legt nahe, den Ordnungsrahmen möglichst allgemein anzulegen und mit hoher politischer und gesetzgeberischer Glaubwürdigkeit und Verlässlichkeit auszustatten. Eine Politik wie die aktuelle, die mit einer Vielzahl von mitgliedsstaats-, technologie- und situationsspezifischen Einzelmaßnahmen versucht, die Entwicklung des europäischen Stromsektors in großem Detail zu steuern, wird diesem Anspruch kaum gerecht werden können. Stattdessen käme es darauf an, der Ordnungspolitik wieder den Vorrang vor der Prozesspolitik zu geben.

Dabei ist auch die Wechselwirkung mit dem formulierten Zielsystem zu beachten: Wenn Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit politisch nur als nachgeordnete Ziele zur Umweltverträglichkeit behandelt werden, und wenn die entstehenden Zielkonflikte kurzfristig ausgeblendet werden, so müssen die Marktteilnehmer zunehmend damit rechnen, dass der Ordnungsrahmen eben nicht stabil ist. Sie werden erwarten, dass, wie aktuell zu beobachten, der Druck auf die Politik steigen wird, Eingriffe vorzunehmen, um die Wirtschaftlichkeit und die Versorgungssicherheit wieder zu erhöhen – sprich: den Ordnungsrahmen zu ver-

ändern. Die Wahrscheinlichkeit unkalkulierbarer prozesspolitischer Interventionen wird dabei höher sein, je detaillierter die Ziele formuliert werden – eine Vielzahl von Einzelzielen, beispielsweise in Bezug auf die Verbreitung und den Einsatz einzelner Technologien, impliziert in der Regel ein höheres Maß an staatlicher Prozesssteuerung.

Bislang war der Strommarkt erstaunlich robust gegen die Spannungen, die aus der Koexistenz von „neuer“ liberalisierter und „alter“ regulierter Welt resultieren. Doch die Verwerfungen im konventionellen Kraftwerkspark, die Höhe der Differenzkosten oder die Einführung von Phasenschiebern durch die Netzbetreiber in unseren Nachbarländern markieren ernste Belastungsgrenzen des europäischen Energiebinnenmarkts gegenüber marktverzerrenden nationalstaatlichen Eingriffen. Da allen Marktteilnehmern diese Belastungsgrenzen bewusst sind, glaubt niemand daran, dass die jetzige Situation ein Dauerzustand sein wird. Nur gibt die Politik keine klaren Perspektiven, in welche Richtung sie die Spannung auflösen will.

Der liberalisierte, europäische Binnenmarkt hat sich als effizientes Instrument für die Koordinierung von Angebot und Nachfrage erwiesen. Er ist derzeit der einzig denkbare und sinnvolle übergreifende Ordnungsrahmen, der einer umfassend (und nicht partial) denkenden Energiepolitik zur Verfügung steht. Denn gerade für die erfolgreiche Diffusion und Integration von Millionen von Erneuerbare-Energieerzeugungsanlagen, von Millionen flexiblen Stromkunden oder von Millionen von Elektroautos scheint es keine Alternativen zu einem wettbewerblichen Modell zu geben. Wie sollte ein Zentralplaner in der Lage sein, diese Vielzahl von Akteuren zu integrieren, geschweige denn deren Investitionsentscheidungen richtig zu bepreisen? In einem gewissen Sinne hat die Politik, ohne sich dessen recht bewusst zu sein, den „point of no return“ weg von einem regulierten, monopolistischen Ordnungsrahmens bereits überschritten. Sie traut sich nur nicht, mit beiden Beinen in die neue, wettbewerbliche Welt hineinzuspringen, sondern haftet überholten Vorstellungen aus einer alten Welt an, in der Politik und Energiewirtschaft am grünen Tisch ein vergleichsweise statisches Stromsystem der nächsten zehn, zwanzig oder mehr Jahre vorausgeplant hatten.

Nicht nur mangels Alternativen oder des Drucks der Europäischen Union, sondern auch wegen der vielen Chancen, die sich aus einer weiteren Stärkung des Wettbewerbs und der Kundenmobilisierung ergeben, wäre es wünschenswert, wenn die deutsche Politik konsequent auf den europäischen Binnenmarkt und eine stärkere Koordinierung der Energiepolitik der Mitgliedsstaaten setzen würde. Dies gilt insbesondere in Bezug auf unsere unmittelbaren Nachbarn, allen voran Frankreich und Polen. Es ist zwar richtig, dass auch andere große Staaten teilweise gegen den Binnenmarkt agieren, beispielsweise Großbritannien mit dem Markteingriff zur Privilegierung von neuen Kernkraftwerken oder Frankreich durch die einseitige Einführung eines eigenen Kapazitätsmechanismus'. Doch darf dies für Deutschland keine Ausrede für einen eigenen Alleingang sein, sondern müsste vielmehr zum Ansporn werden, die Grundgedanken des Binnenmarkts in Europa zu revitalisieren.

Nun wird in Deutschland vielfach argumentiert, dass eine solche Europäisierungsstrategie das Ende der „Energiewende“ sei, weil unsere Nachbarn weniger begeisterte Förderer der erneuerbaren Energien seien als wir. Dieses Argument vermag indes nicht zu überzeugen. Denn es ist nur richtig, wenn man „Energiewende“ sehr eng versteht nämlich als Erhöhung der Erneuerbaren-Erzeugung *in* Deutschland und *für* Deutschland. Ein solches mentales Bild steht im Widerspruch zu den Realitäten des Binnenmarkts und des Emissionshandels, und es wird nach Lage der Dinge spätestens nach 2020 in erheblichen Widerspruch zu den europarechtlichen Rahmenbedingungen stehen. Es entspricht auch nicht den Szenariorechnungen, die in den Jahren 2010 und 2011 herangezogen worden sind, um den „Energiewende“-Kurs zu rechtfertigen, und die wie selbstverständlich davon ausgegangen sind, dass die deutschen Erneuerbaren-Ziele an Standorten überall in Europa realisiert werden können. Will man den Zubau nur in Deutschland realisieren, fängt man sich ungleich höhere Kosten ein – sowohl wegen der minderen Qualität der Standorte als auch wegen der hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren für Wind und Sonne in Deutschland. Die Vorstellung einer „deutschen Erneuerbaren-Autarkie“ ist auch strategisch nicht wirklich überzeugend. Denn im globalen Wettbewerb sind nur die besten Erneuerbaren-Standorte in Europa wettbewerbsfähig – Wind im Nordwesten und Norden, Sonne im Süden Europas. Wenn also das Ziel der „Energiewende“ darin bestehen soll, die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands auch in einer möglichen zukünftigen Welt mit hohen fossilen Brennstoffpreisen und/oder völkerrechtlich bindenden CO₂-Grenzen zu sichern, ohne hierfür auf Kernenergie angewiesen zu sein, dann geht das *gerade nur* durch die Erschließung der besten europäischen Standorte. Der institutionelle und infrastrukturelle Vorlauf hierfür ist gewaltig, und gerade deshalb sollte Deutschland rasch auf eine Europäisierung der Energiepolitik hinarbeiten.

Auch für den fortwährenden Schutz der Erneuerbaren vor dem Wettbewerb und der freien Konsumentenentscheidung gibt es keinen schlüssigen Grund. Denn wenn der Ökostrom nicht mehr von Staats wegen angeschafft werden würde, sondern jeder Verbraucher – in Kenntnis eines vom Staat vorgegebenen Preispfads für CO₂ – eigenständig über seinen Strommix entscheiden würde, dann wäre eine erhebliche Markt- und Wettbewerbsdynamik zu erwarten, in der sich die unterschiedlichen Segmente von Kundenpräferenzen ausdifferenzieren könnten. Ob dies dann zu höheren oder niedrigeren Erneuerbaren-Quoten im europäischen Stromsystem führen würde als das staatliche Regime, erscheint völlig unklar, vor allem auf die lange Frist. Zudem würde die Intensivierung des Wettbewerbs tatsächlich geeignet sein, Innovation und Dynamik im deutschen Strommarkt zu schaffen, und damit „Labor“ zu sein für zukünftige Entwicklungen auf den Weltmärkten – insbesondere dann, wenn der Wettbewerb ganz Europa umfasst und erfasst.

Und selbst wenn es so wäre, dass der Staat es langfristig schaffen könnte, mehr Erneuerbare in das Stromsystem zu bringen als der Markt: Wäre das nicht der Beleg dafür, dass die staatliche Erneuerbaren-Förderung an den Bedürfnissen der Bürger vorbeigeht? Und ein Zeichen dafür, dass die angebliche Unterstüt-

zung für das Projekt „Erneuerbaren“-Ausbau vielleicht eher von einer lautstarken, durch diesen Vorgang auch ökonomisch bevorteilten Minderheit getragen wird als von der schweigenden, hierdurch benachteiligten Mehrheit?

Die Zukunft der deutschen Energiepolitik liegt daher in der konsequenten Ausrichtung auf Europa und auf den wirksamen, in jeder Hinsicht diskriminierungsfreien Wettbewerb. Deutschland spielt hierbei eine besondere Rolle – nicht nur wegen der Entscheidung zur Transformation des bisherigen Energiesystems in ein System, das auf der bevorzugten Nutzung erneuerbarer Energiequellen beruht, sondern allein aufgrund seiner energiewirtschaftlichen Potenz. Denn rund 15 Prozent der Stromerzeugungskapazitäten der 28-Staaten-Gemeinschaft befinden sich auf deutschem Boden. Mit Kuppelkapazitäten von rund 15 Gigawatt ist das deutsche Elektrizitätssystem eng mit den Systemen der Nachbarländer verknüpft. Es kommt zu ausgeprägten Wechselwirkungen. Energiepolitische Entscheidungen, die in Deutschland getroffen werden, haben in der Regel unmittelbare Auswirkungen auf die Systeme in den Nachbarstaaten.

Kompass für die deutsche Energiepolitik

Blickt man mit dieser strategischen Grundausrichtung auf die aktuellen derzeit intensiv diskutierten Herausforderungen für die Entwicklung des deutschen Strommarktdesigns, so ergibt sich daraus ein klarer Kompass.

Exogene, technologiespezifische Ziele sollten auf ein Minimum beschränkt und in jedem Fall marktkonform umgesetzt werden. Die Zielkonflikte zwischen den unterschiedlichen Zielen im energiepolitischen Trilemma aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit sollten explizit in die Formulierung von energiepolitischen Strategien und Zielsystemen aufgenommen und nach Möglichkeit ausschließlich auf europäischer Ebene definiert werden.

Das EEG müsste schnell überführt werden in ein technologie- und standortneutrales Ausschreibungssystem, welches idealerweise für Standorte außerhalb Deutschlands geöffnet ist. Mindestanforderung wäre eine Förderung der Form „Strompreis + X“. Dabei sollte die Finanzierung der Differenzkosten nicht mehr wie bislang per Umlage sondern durch allgemeine Haushaltsmittel erfolgen, um einerseits die letztlich willkürlichen Verzerrungen zwischen entlasteten und nicht entlasteten Stromverbrauchern zu vermeiden, und um andererseits die gesellschaftliche Priorisierung dieser Privilegien im richtigen Zusammenhang zu diskutieren. Eine einfache Möglichkeit hierzu wären besondere Abschreibungsmöglichkeiten für Investitionen in Erneuerbare Erzeugungsanlagen im nationalen Steuerrecht. Unter Umständen wird die Politik dann zum Schluss kommen, dass eine weitere Subventionierung der Erneuerbaren über das vom Verbraucher ohnehin bestellte Maß nicht oder nur sehr begrenzt erwünscht ist. Denn dank wettbewerblicher Märkte und einer umfassenden Stromkennzeichnung hat jeder Stromverbraucher ohnehin die Möglichkeit, seine Präferenz für eine bestimmte Erzeugungsart von Strom durch eine entsprechende Wahl seines Strombezugs kenntlich zu machen. Der Umweg über das Parlament und über eine Sozialisie-

rung der Mehrkosten, die durch die Ausrichtung auf die Stromerzeugung aus Erneuerbaren gegenüber einer konventionellen Erzeugung entstehen, ist deshalb nicht erforderlich und keinesfalls begründbar. Spätestens zu diesem Zeitpunkt sollte das EEG dann auch abgeschafft werden.

In jedem Fall sollte eine fortgesetzte Staatsgarantie für erneuerbare Energien – wenn sie denn dauerhaft gewährt werden soll – spätestens ab 2020 europäisch ausgestaltet werden. Eine naheliegende institutionelle Lösung hierfür wäre ein europäisches Quotensystem, welches technologie- und standortneutral ausgestaltet wird. Unterschiedlich ausgeprägte nationale Präferenzen für das Tempo beim Ausbau der Erneuerbaren könnten sich hierbei in unterschiedlichen Verpflichtungsquoten für die Verbraucher in den jeweiligen Mitgliedsstaaten ausdrücken.

Stärkung des Wettbewerbs heißt auch Stärkung des Preissignals für CO₂ in Europa. Hier geht es vor allem um die Verringerung der Volatilität insbesondere in der mittleren und langen Frist. Hält man am mengenbasierten Emissionshandelssystem fest, so wäre die Einführung von Pfaden für Mindest- und Höchstpreise eine wichtige mögliche Verbesserung. Alternativ könnte man direkt auf ein preisbasiertes System umsteigen, sprich auf einen langfristigen Pfad für eine CO₂-Steuer, möglichst bei gleichzeitiger Überarbeitung und Systematisierung der existierenden Energiesteuern in Deutschland (und den übrigen Mitgliedsstaaten der EU).

Die Transparenz über die beeinflussbaren Bestandteile der Stromlieferung müsste weiter erhöht werden. Hierhin gehören Maßnahmen zur weiteren Verbesserungen bei der Stromkennzeichnung, die Herauslösung von Netzentgelten und staatlichen Abgaben aus dem wettbewerblichen Vertriebspreis oder auch die Umstellung der Netzentgeltberechnung auf ein Fixpreissystem, welches auf Anschlussleistung und nicht auf tatsächlich gezogener Leistung beruht.

Die Transparenz über die Engpasssituation in Deutschland müsste verbessert werden, idealerweise durch die separate Ermittlung von Preisen in Nord- und in Süddeutschland. Langfristig soll der – vor allem durch den Ausstieg aus der (süddeutschen) Kernenergie verursachte - Engpass durch Netzausbau behoben werden. Das ist aber selbst im besten Fall eine Frage von zehn Jahren; der in Szenarien, die mögliche Bürgerproteste berücksichtigen, aber durchaus auch etliche Jahre länger dauern kann. Im Engpassfall würde eine geographisch differenzierte Preisbildung den wahren Wert des Stroms in Nord- und Süddeutschland korrekt widerspiegeln. Regulatorische Eingriffe jenseits der Preisbildung, wie zum Beispiel durch die Reservekraftwerksverordnung oder sogar durch einen fokussierten Kapazitätsmechanismus, würden dadurch hinfällig. Zudem würden unsere südlichen Nachbarn Österreich, die Schweiz und Frankreich den wahren Wert des süddeutschen Stroms zahlen und so ihre Nachfrage und ihr Angebot auf die süddeutschen Realitäten anpassen. Diesen letztgenannten Vorteil von zwei deutschen Preiszone könnte ein auf Regulierung basierender Ansatz übrigens nur dann replizieren, wenn der deutsche Übertragungsnetzbetreiber Zugriff auf

die Steuerung der ausländischen Stromerzeuger und –nachfrager erhalte, sprich: wenn der deutsche Übertragungsnetzbetreiber grenzüberschreitend ‚redispatchen‘ dürfte.

Die Einführung zusätzlicher Kapazitätsmechanismen sollte sorgfältig auf ihre Notwendigkeit und die damit verbundenen Kosten und Verzerrungen geprüft werden. Insbesondere sollten diese auf die (grenzüberschreitenden) Preiszonen ausgerichtet und mindestens innerhalb von Kontinentaleuropa sinnvoll miteinander koordiniert werden.

Die effiziente Funktionsweise des europäischen Stromgroßhandels sollte weiter gestärkt werden. Hierzu gehören Maßnahmen wie die weitere Ausdehnung des Market Coupling auf angrenzende Regionen, die Nutzung lastflussbasierter Berechnung von Übertragungskapazitäten in diesem Zusammenhang, die weitere (auch grenzüberschreitende) Öffnung von Regelenergiemärkten oder auch die Stärkung der Institutionen für den (grenzüberschreitenden) Intra-Day-Handel.

Gleichzeitig ist die neutrale Rolle der Netzbetreiber weiter zu stärken, beispielsweise auch durch weitere (auch grenzüberschreitende) Fusionen und eine Stärkung der europäischen Regulierung, auch mit Blick auf die (grenzüberschreitende) Festlegung von Netzentgelten und sonstigen Regulierungsbestimmungen.

Insgesamt sollte die Politik und die Öffentlichkeit mehr Vertrauen in die Kräfte des Wettbewerbs haben. Durch die Liberalisierungspolitik hat Europa den größten Strombinnenmarkt und das größte Emissionshandelssystem der Welt geschaffen. Diese Institutionen stellen nicht nur eine gewaltige Leistung aller beteiligten Akteure aus Politik, Regulierungsbehörden und Wirtschaft dar. Sie bieten zugleich eine immense Chance für eine dynamische, innovative und wettbewerbsfähige europäische Stromwirtschaft in der Zukunft.

Politiker, Regulatoren und Bürger sollten sich von der Vorstellung verabschieden, sie könnten den komplizierten integrierten Energiebinnenmarkt planerisch in den Griff bekommen. Der Stromsektor ist der letzte Bereich der Wirtschaft, in dem viele Politiker, aber auch viele Bürger sich noch die Hoffnung auf die heilsame Wirkung des planenden und steuernden Staats erhalten haben. Doch außerhalb des zwingend zu regulierenden Monopolbereichs des Netzes, kann und sollte der Strommarkt als ein Markt wie jeder andere betrachtet werden. Ein liberalisierter Markt mit einem funktionierenden Wettbewerb ist weit besser in der Lage, die vielfältigen Möglichkeiten und Anwendungen moderner Technologien zu erkennen und in den Markt zu integrieren als staatliche Instanzen. Gerade aber neue, zum Teil noch nicht einmal in Ansätze erkennbare Technologien werden die Zukunft des europäischen Energiebinnenmarktes mit seinem vielfältigen Mix aus konventionellen und regenerativen Erzeugungsanlagen stark bestimmen. Dem Wettbewerb sollte es überlassen bleiben, die besten Lösungen aus der Vielfalt des Angebots herauszufiltern, wenn möglich, auf einem einheitlichen, nicht verzerrten und europäischen Spielfeld.



***Dr. Peter Blauwhoff,
Vorsitzender der Geschäftsführung, Deutsche Shell Holding GmbH***

Peter Blauwhoff ist seit 2008 Vorsitzender der Geschäftsführung der Deutschen Shell Holding GmbH. Der promovierte Verfahrenstechniker war zuvor u. a. von 2004 bis 2008 Program Director der Shell International Petroleum Company Großbritannien, von 2001 bis 2004 Director Group IT Infrastructure der Shell IT International in den Niederlanden sowie von 1998 bis 2001 CEO der Shell West and Central Africa an der Elfenbeinküste. Bis 1998 war er in unterschiedlichen Senior Management Positionen in den Bereichen Raffinerien, Strategie, Forschungen und Entwicklungen bei Shell tätig.

Deutsche Energiewende und kosteneffiziente Klimapolitik – wie weiter?

Dr. Peter Blauwhoff

Energie- und Klimapolitik für eine Energiewende

Deutschland ist - mit Abstand - der größte Energieverbraucher Europa. Jährlich werden fast 14.000 Petajoule oder über 300 Mio. Tonnen Rohöläquivalent Primärenergie in Deutschland verbraucht; Deutschlands Anteil am Primärenergieverbrauch der EU liegt bei rd. einem Fünftel.¹ Deutsche Energiepolitik ist für Europa damit (fast) ähnlich wichtig wie deutsche Finanz- und Währungspolitik für die Europäische Währungsunion.

Nach Jahren weitgehender energiepolitischer Inaktivität hat sich Deutschland seit der Jahrtausendwende immer stärker im Bereich Energie- und Klimapolitik engagiert. Im Stromsektor wurde die EEG-Umlage eingeführt, Kraftstoffe einer Ökosteuer und Zwangsbeimischung unterworfen, alternative Energien jeglicher Art mehr oder weniger stark subventioniert und gefördert. Mit dem Integrierten Klima- und Energieprogramm (IKEP) der Bundesregierung in 2007 gewann das Projekt „Energiewende“ deutlichere und durch eine Vielzahl von Maßnahmen immer umfassendere Konturen – über Deutschlands Grenzen hinaus.

Energiewende heißt, die Energieversorgung soll durch Energieeinsparung bzw. -effizienz und Erneuerbare immer weniger Treibhausgasemissionen verursachen und so immer klimafreundlicher werden. Das „IKEP“ ist nicht nur von den folgenden Bundesregierungen beibehalten worden, sondern durch den im Frühjahr 2011 beschlossenen beschleunigten Atomausstieg weiter fortgeführt worden. Im Jahre 2009 verabschiedete die EU – auch unter deutschem Einfluss - ein ähnliches Energie- und Klimapaket für das Jahr 2020 mit einem (dreifachen) „20-20-20-Ziel“ für Energieeffizienz, Erneuerbare und Treibhausgasemissionen.² Auch wenn sich zunehmend negative Effekte einer beschleunigten Energiewende abzeichnen, hält auch die neue Bundesregierung weiter Kurs.

Standortbestimmung Energiewende

Deutschland hat sich mit der so genannten „Energiewende“ anspruchsvolle Energie- und Klimaziele gesetzt, die auch von unseren Nachbarn, insbesondere im europäischen Ausland, mit Interesse beobachtet werden. Ja, das Schlagwort Energiewende hat inzwischen – ähnlich wie German Angst oder Zeitgeist – sogar Eingang in das internationale Energie-Vokabular gefunden.

Deutschland gilt – oder scheint – „grüner“ als andere Länder - auch wegen seiner sehr aktiven Energie- und Klimapolitik in den jüngeren Vergangenheit. Wo steht die deutsche Energiewende – gemessen an Energieeffizienz, Erneuerbaren und Treibhausgasemissionen - im europäischen Kontext heute?

Ein Maß für **Energieeffizienz und –verbrauch** sind der Einsatz von Energieeinheiten pro Einheit Bruttoinlandsprodukt (Energieintensität) oder auch der Energieverbrauch pro Kopf. In den vergangenen beiden Jahrzehnten ist die Energieintensität in Deutschland um etwa ein Drittel zurückgegangen; das heißt mit demselben Energieeinsatz können heute rd. 50% mehr Wirtschaftsleistung erzeugt werden als vor 20 Jahren. Die deutlich gestiegene Energieeffizienz spiegelt sich allerdings nicht im Energieverbrauch wieder; denn der Primärenergieverbrauch ist absolut ebenso wie pro Kopf kaum gesunken, jeweils nur um etwa 8% seit 1990.³ Im internationalen Vergleich liegt die volkswirtschaftliche Energieintensität ebenso wie der Pro-Kopf-Energieverbrauch jeweils sehr nahe am Durchschnitt der Industrieländer (OECD).⁴

Der Anteil von **erneuerbaren Energien** am Gesamtenergieverbrauch ist in Deutschland seit 2004 von weniger als 5% auf über 12% gestiegen. Auch wenn der Einsatz erneuerbarer Energien absolut groß ist, liegt der Anteil in Deutschland immer noch unter dem EU-Durchschnitt in Höhe von 13%.⁵ Zudem schreitet der Einsatz erneuerbarer Energien sehr ungleichgewichtig voran. Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch hat sich in gut einem Jahrzehnt auf inzwischen fast 24% vervierfacht; bei Wärme sind es dagegen nur 10% und bei Kraftstoffen knapp 6%.

Deutschland ist ein großer Energieverbraucher, von erneuerbaren, aber auch von fossilen Energieträgern. Entsprechend groß sind auch die deutschen energiebedingten **Treibhausgasemissionen**. Mit rd. 750 Mio. Tonnen energiebedingter CO₂-Emissionen ist Deutschland der größte Treibhausgasemittent in der EU. Die energiebedingten Treibhausgasemissionen konnten seit 1990 zwar um fast ein Viertel gesenkt werden. Pro Kopf liegen sie mit über 9 Tonnen CO₂ über dem EU-Durchschnitt und sehr deutlich über dem Weltdurchschnitt von 4 ½ Tonnen. Und obgleich durch den erhöhten Einsatz von erneuerbaren Energien fast 150 Mio. Tonnen Treibhausgasemissionen eingespart worden sein sollen, steigen die deutschen Treibhausgasemissionen seit 2011 wieder.⁶

Als Zwischenfazit lässt sich für den Stand der Energiewende in Deutschland festhalten: Deutschland hat in den letzten 20 Jahren in fast allen relevanten Bereichen der Energiewende Fortschritte erzielt. Das gilt vor allem bei der Eingliederung erneuerbarer Energien und die volkswirtschaftliche Energieintensität, weniger für Energieeinsparung und zuletzt auch nicht mehr bei den Treibhausgasemissionen.

Zudem treten die hohen volkswirtschaftlichen Kosten der beschleunigten Energiewende immer deutlicher zu Tage. Insbesondere die parallele, von Klimapolitik weitgehend unabhängige Förderung von erneuerbaren Energien führt zu hohen zusätzlichen Belastungen für Verbraucher und Wirtschaft; und sie untergräbt den europäischen Emissionshandel und damit einen zentralen Baustein europäischer Klimapolitik.

Wie soll und kann es mit der Energiewende und der Klimapolitik in Deutschland und Europa weiter gehen?

Kosteneffiziente Klimapolitik

Die deutsche ebenso wie die europäische Klimapolitik – im 2020er Energie- und Klima-Paket der EU - verfolgen „multiple Ziele“ für Treibhausgase, Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Die Erfahrungen aus Deutschland zeitigen inzwischen hohe Reibungsverluste. Die EU-Kommission wendet sich mit Blick auf 2030 von ihrer Ziel-Triade ab – und das ist auch richtig so. Eine **kosteneffiziente Klimapolitik**, die mit möglichst wenig Mitteln möglichst viel Klimaschutz bewirken will, muss in erster Linie am Treibhausgasziel ausgerichtet werden. Shell unterstützt daher die Bemühungen der EU-Kommission, die EU-Klimapolitik auf ein **einheitliches und verbindliches Treibhausgasziel für 2030** in Höhe von minus 40% Treibhausgasemissionen auszurichten.

Wo stehen nun die großen Verbrauchs- bzw. Wirtschaftssektoren? Was sind die nächsten und wichtigsten Schritte für eine erfolgreiche Energiewende im europäischen Kontext?

Stromerzeugung

Im Stromsektor hat es in nur einem Jahrzehnt massive Strukturveränderungen in Deutschland gegeben. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung schnellte auf 24% empor. Aufgrund des hohen und gleichzeitig unsteten Angebotes erneuerbaren Stroms rechnen sich konventionelle Kraftwerke kaum noch, während alternative Erzeuger nach wie vor subventioniert werden (müssen). Der ohnehin schon niedrige Anteil von Erdgas am Strommix ist auf 12% gesunken; der Anteil kohlenstoffhaltiger Kohle an der Stromerzeugung legt dagegen zu; er erreicht jetzt wieder über 44%. In der Folge stiegen die Treibhausgasemissionen nach 2011 der Stromerzeugung wieder an; die spezifischen Treibhausgasemissionen pro Kilowattstunde übertrafen im Jahre 2012 sogar wieder die 600 Gramm CO₂ je kWh.⁷

Aufgrund überschüssigen erneuerbaren Stroms ist der Börsenstrompreis in Deutschland sowie die Importpreise im umliegenden Ausland gefallen. Da durch die EEG-Umlage und weitere Abgaben der Staatsanteil am Strompreis stetig steigt, resultiert hieraus im europäischen Vergleich einer der höchsten Endverbraucherpreise für Strom. Um die steigenden Stromwendekosten zu drosseln, sollen die Umlagekosten teilweise auf energienutzende Industrien verlagert werden.

Der forcierte Ausbau von erneuerbaren Energien, ohne Rücksicht auf zugehörige Netz- und Speicherkapazitäten sowie volkswirtschaftliche Kosten wird nicht möglich sein, ohne die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes und/oder die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende im Strommarkt zu gefährden. Rückgrat für eine kosteneffiziente Energiewende im Stromsektor und für energienutzende Industrien sollte ein reformierter und gestärkter EU-Emissionshandel mit einem klaren Preissignal für CO₂-Emissionen sein. Dann könnten etwa moderne und flexible Gaskraftwerke, die nur halb so viel Treibhausgase ausstoßen wie Kohlekraftwerke, eingesetzt werden; nun werden sie mangels Wirtschaftlichkeit stillgelegt.

Industrie

Deutschland hat den größten und stärksten Industriesektor in der EU; während der Anteil des verarbeitenden Gewerbes an der Bruttowertschöpfung in der EU bzw. in der OECD im Durchschnitt bei etwa 15% liegt, sind es in Deutschland relativ stabil 22 bis 23%.⁸ Die Industrie nutzt Energie außer für mechanische Energie hauptsächlich zur Bereitstellung von Prozesswärme. Der Industrieanteil an den energiebedingten Treibhausgasemissionen Deutschlands liegt heute bei 15% und damit deutlich niedriger als der Anteil der Stromerzeugung.

Bei hohen Energiepreisen ist die Industrie bestrebt, ihre Energieverbräuche und damit ihre Energiekosten zu kontrollieren. So konnte die deutsche Industrie ihre Treibhausgasemissionen in den letzten 20 Jahren um rd. ein Drittel senken; fast doppelt so stark wie der Stromerzeugungssektor.

Allerdings sind der Energieeinsparung in industriell geprägten Volkswirtschaften auch Grenzen gesetzt; denn industrielle Prozesse benötigen grundsätzlich mehr Energie als Dienstleistungen. Da Energie ein unabdingbarer Input für industrielle Produktionsprozesse ist und diese oftmals im internationalen Wettbewerb erfolgen, sollte Energie auch nicht durch zusätzliche nationale Abgaben - wie eine EEG-Umlage auf Fremdstrombezug oder gar Jahrzehnte alte Eigenstromerzeugung - verteuert werden. Anderenfalls würde sich die Wettbewerbsfähigkeit insbesondere von energienutzenden bzw. -intensiven Industrien verschlechtern; unter Umständen würden diese sogar abwandern (Carbon Leakage). Das wichtigste und einzig richtige Instrument für Energieeffizienz und Treibhausgas-einsparung in der Industrie kann daher nur ein reformierter und gestärkter europäischer Emissionshandel sein.

Verkehr

Der Verkehrssektor steht für knapp 30% des Endenergieverbrauchs in Deutschland. Seine Energiewende-Performance bleibt – gemessen an den heutigen Treibhausgasemissionen in Relation zum Kyoto-Basisjahr 1990 - deutlich hinter den anderen Sektoren zurück, sowohl bei Energieverbrauch, alternativen Energien als auch bei der Treibhausgasentwicklung. Das liegt zum einen an einer verspäteten Trendwende im Verkehr – verkehrsbedingter Verbrauch und Emissionen sind bis 1999 noch gewachsen, gehen seitdem aber nachhaltig zurück. Zum anderen lassen sich flüssige Energieträger aufgrund ihrer Eigenschaften und Fähigkeiten im Verkehr nur schwer ersetzen.

Bei den Pkw dominiert der Verbrennungsmotor mit einem Anteil von über 98%; schwerere Kraftfahrzeuge wie Lkw weisen in der Regel noch geringere Potenziale für alternative Antriebe auf. Mehr als 90% aller im gesamten Verkehr eingesetzten Endenergie sind folglich Mineralölprodukte. Im Straßenverkehr sind es ca. 94% fossile Kraftstoffe - und knapp 6% Biokraftstoffe. Außer der Bahn setzen fast alle Verkehrsträger auf flüssige Kraftstoffe. Während im Straßenverkehr je nach Fahrzeugtyp und Fahrprofil perspektivisch Substitutionsmöglichkeiten

existieren, sind andere Verkehrsträger wie Flugzeug und Schiff grundsätzlich auf fossile und flüssige Energieträger angewiesen.

Die Energiewende im Verkehrssektor muss aufgrund begrenzter Substitutionspotenziale flüssiger Energieträger in erster Linie eine Effizienzwende – zum Beispiel getrieben durch Effizienzstandards – sein; sie wird je nach Anwendung und Verkehrsträger durch nachhaltige Biokraftstoffe, gasförmige Kraftstoffe oder Elektromobilität ergänzt. Nationale Veränderungen für die Energieversorgung des Verkehrssektors verbieten sich, da die allermeisten Verkehrsträger auch international eingesetzt werden. Zudem müssen relevante, in der Regel mindestens europäische Fahrzeugstandards und Kraftstoffnormen eingehalten werden. Und schließlich bedarf es für alternative Energieträger entsprechender Infrastrukturen, die wiederum nur Hand in Hand mit entstehender Nachfrage entwickelt werden kann.

Haushalte

Die privaten Haushalte setzen Endenergie primär – zu 80% - für die Erzeugung von Hauswärme (das ist Raumwärme einschließlich Warmwasser) ein. Wo stehen wir bei der Hauswärmeversorgung der rd. 18 Mio. Wohnungen bzw. rd. 40 Mio. Haushalte in Deutschland?

Der Energieeinsatz für Hauswärme ist seit Mitte der 1990er Jahre um 18% zurückgegangen. Gleichzeitig ist der Anteil erneuerbarer Energien auf 12,5% gestiegen; die (direkten) Treibhausgasemissionen sind von einem Niveau in Höhe von etwa 130 Mio. Tonnen auf (schwankend) weniger als 100 Mio. Tonnen gesunken.

Dennoch könnte die Energiewende im Haushaltssektor durchaus schneller erfolgen. Denn beim aktuellen Gebäudesanierungstempo von 1% pro Jahr würde es nahezu 100 Jahre (!) dauern, bis der gesamte Wohnungsbestand energetisch saniert wäre. Und bei der aktuellen Heizungsmodernisierungsrate von 3% würde eine vollständige Modernisierung des Heizungsbestandes über drei Jahrzehnte (!) in Anspruch nehmen.

Anders als bei Stromerzeugung, Industrie und Verkehr kann die Politik in Bezug auf die Haushalte noch national agieren – allerdings nicht unabhängig vom Verbraucher. Denn ordnungsrechtliche Maßnahmen und anhaltende Diskussionen über staatliche Fördermaßnahmen der Gebäude- und Heizungsmodernisierung haben verbreitet zu Attentismus geführt. Dabei gibt es im Hauswärmebereich durchaus kosteneffiziente Maßnahmen, die sich in überschaubaren Zeiträumen auch für den Verbraucher amortisieren, zum Beispiel der Austausch veralteter Heizkessel gegen moderne und effiziente Heiztechnik.

Zur Hebung der unmittelbar verfügbaren Modernisierungspotenziale in deutschen Heizungskellern bedarf es jedoch stabiler Rahmenbedingungen, Anreize statt Zwangsmaßnahmen sowie Information und Überzeugungsarbeit beim Verbrau-

cher. Der Koalitionsvertrag der künftigen Regierungsparteien enthält hierzu Überlegungen, die in die richtige Richtung gehen, verzichtet aber auf stärkere Impulse wie die einstmals angestrebte steuerliche Förderung von Einzelmaßnahmen, insbesondere Heizungsmodernisierungen.

Schlussfolgerungen

Die beschleunigte Energiewende Deutschlands muss ebenso wie die Energie- und Klimapolitik der EU neu ausgerichtet werden – auf ein Ziel, auf Treibhausgasemissionen. Der Stromsektor ist den anderen Sektoren enteilt – die Energiewende muss aber sektoral deutlich stärker synchronisiert werden. Und sie muss mit den Energie- und Klimapolitiken der europäischen Nachbarn harmonisiert werden. Das gilt für die Stromerzeugung, für die Industrie und auch den Verkehr; praktisch nur der Haushaltssektor erlaubt noch nationale Maßnahmen.

Für Stromsektor und Industrie ist ein reformierter und gestärkter europäischer Emissionshandel weiterhin der Königsweg; weniger Kohle und dafür mehr kohlenstoffarmes Erdgas statt nur Erneuerbare könnten hier kurz- bis mittelfristig substantielle Minderungen bei den Treibhausgasemissionen erwirken.

Für Verkehr sind Energieeffizienz und Effizienzstandards – ergänzt durch alternative Antriebe und Kraftstoffe - das Mittel der Wahl; das gilt auch für die Hauswärmeerzeugung: effiziente Heiztechnik bzw. schon der Stand der Technik (Brennwerttechnik), ergänzt durch alternative Brennstoffe und neue Heiztechniken könnten auch hier die größten Klimaschutzbeiträge erbringen.

Fußnoten

¹ Vgl. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-grafiken>.

² Vgl. <http://ec.europa.eu/clima/policies/package/>.

³ Vgl. AG Energiebilanzen, Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2012, Berlin, S. 1.1.

⁴ Vgl. International Energy Agency, Key World Energy Statistics, Paris 2013, S. 48ff.

⁵ Vgl. eurostat, Anteil erneuerbarer Energien stieg auf 13% des Energieverbrauchs in der EU27 im Jahr 2011, Pressemitteilung STAT/13/65 vom 26. April 2013.

⁶ Vgl. Bundesumweltministerium, Erneuerbare Energien in Zahlen, Berlin, Stand: Dezember 2013, S. 5.

⁷ Vgl. Umweltbundesamt, Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissio-

nen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2012, Dessau, Mai 2013, S. 1.

⁸ Vgl. Bundesverband der Deutschen Industrie, Industrielle Wertschöpfungsketten. Wie wichtig ist die Industrie?, Berlin, März 2013, S. 19.



Dr. Werner Brinker
Vorsitzender des Vorstands, EWE AG

Dr. Werner Brinker blickt auf über 30 Jahre Erfahrung in der Energiewirtschaft zurück. Im Jahr 1978 startete er seine Laufbahn beim Oldenburger Energieversorgungsunternehmen EWE AG. Dort verantwortete er den Gas-einkauf und baute die Abteilung Abfallwirtschaft auf. Anschließend wechselte Dr. Brinker zur PreussenElektra AG (heute E.ON) als Prokurist und Leiter der Hauptabteilung Absatzwirtschaft. 1996 kehrte er als Technischer Vorstand zu EWE zurück. Seit 1998 ist Dr. Brinker Vorsitzender des Vorstandes. In dieser Zeit baute er EWE zu einem Konzern aus, der mit Energie, Telekommunikation und IT die Schlüsselkompetenzen für die Energiewende bündelt.

Herr Dr. Brinker ist Mitglied im Präsidium des BDEW und Vorsitzender des Vorstandes des Forums für Zukunftsenergien e.V. sowie Initiator des Bullensee-Kreises, der sich wissenschaftlich mit der Zukunft der Energieversorgung auseinandersetzt.

Brinker, 1952 in Lingen geboren, studierte Bauingenieurswesen an der Technischen Universität Braunschweig und promovierte dort 1990.

Die deutsche Energiewende darf kein Alleingang mehr sein

Dr. Werner Brinker

Das Unglück in Fukushima im März 2011 hat zur einer abrupten Neubewertung der energiepolitischen Bedürfnisse in der deutschen Gesellschaft geführt. Die Entscheidung über das sofortige Aus für acht Atomkraftwerke und den stufenweisen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 folgte umgehend und fand in der Bevölkerung breite Unterstützung. Diese Neuausrichtung wird seitdem „Energiewende“ genannt.

Die Energiewende erfolgte jedoch im Alleingang, ohne dass die Auswirkungen auf die Nachbarländer und den europäischen Binnenmarkt berücksichtigt wurden. Dafür wurde Deutschland von seinen angrenzenden Ländern heftig kritisiert, weil die Energiewende unmittelbare Auswirkungen auf deren Energieversorgung und Netzstabilität hatte. Auch auf europäischer Ebene wurde der deutsche Alleingang moniert.

Die Energiewende genießt inzwischen in Deutschland bisher noch eine breite gesellschaftliche Zustimmung. Viele sehen in einer Energieversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbare Energien und dem Verzicht auf Kernkraft ein Vorbild – und in der Energiewende einen Exportschlager. Außerhalb Deutschlands ist die Wahrnehmung eine andere. Während einige darauf setzen, dass es gelingen kann, eine industrielle Volkswirtschaft auf der Basis von erneuerbaren Energien zu unterhalten, blicken andere mit großem Unverständnis und Skepsis auf die plötzliche Kehrtwende.

Eines ist klar: Die Energiewende kann nur gelingen, wenn sie sich in den europäischen Kontext einfügt. Mit folgenden Ansätze ist es möglich, die Ziele der Energiewende mit den Vorgaben der europäischen Energiepolitik zu versöhnen: dazu gehören die Berücksichtigung europäischer Vorgaben bei der aktuellen Diskussion um die Energiemarktreform in Deutschland, die Auswirkungen der neuen Energie- und Umweltbeihilfen auf die EEG-Reform, die notwendige Strukturreform des europäischen Emissionshandels und die nötige Kostensenkung für den Ausbau der Netze.

1. Die Energiemarktreform in Deutschland muss die europäischen Vorgaben respektieren und mitgestalten – sonst entsteht Investitionsunsicherheit

Für die neue Bundesregierung ist die Energiemarktreform ein zentrales Anliegen. Dabei ist ihr Gestaltungsspielraum allerdings begrenzt. Sie muss u.a. die Vorgaben der Energiebinnenmarktpakete, das europäische Wettbewerbsrecht und die energie- und umweltpolitischen Ziele der EU berücksichtigen. Für die langfristigen Investitionszyklen in der Energiewirtschaft brauchen wir eine

widerspruchsfreie Rechtssicherheit, um den Umbau der Energieversorgung weiter voranzutreiben. Denn eines darf nicht passieren: dass eine neu verabschiedete Energiemarktreform in Deutschland von der Europäischen Kommission kassiert wird oder nachträglich modifiziert werden muss.

Europäische Energiepolitik kommt nicht aus heiterem Himmel. Sie ist das Ergebnis eines kontinuierlichen Aushandlungsprozesses zwischen Europäischer Kommission, Europäischem Parlament und den Mitgliedsstaaten. Ob bei den Verhandlungen zur Energieeffizienz-Richtlinie oder zum „Backloading“ – die Bundesregierung hat sich in den letzten Jahren zu oft bei energiepolitischen Richtungsentscheidungen politisch enthalten, während sie gleichzeitig eine nationale Energiepolitik verfolgt hat, ohne die Auswirkungen auf seine Nachbarländer zu berücksichtigen und ohne die europäische Ebene angemessen miteinzubeziehen.

Umgekehrt darf die europäische Ebene den ambitionierten Umbau der Energieversorgung in Deutschland auch nicht behindern. Vor allem der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz sowie die Senkung der CO₂-Emissionen tragen nach wie vor dazu bei, die europäischen energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen.

Daher ist es eine gute Entwicklung, dass die Bundesregierung und die Europäische Kommission damit begonnen haben, auf einander zuzugehen, um ihre unterschiedlichen Vorstellungen zu klären.

Denn es ist nicht so, dass europäische Vorgaben und nationale Energiepolitik Gegensätze sind oder sein müssen. Einheitliche europäische Regulierungen, z.B. im Bereich intelligenter Netze, bei der Standardisierung von Netzwirkkodizes sowie beim Energie- Infrastrukturausbau würden der Energiewirtschaft Klarheit verschaffen, um mit weiteren Investitionen das schnellere Zusammenwachsen des europäischen Binnenmarkts zu ermöglichen.

2. Die Diskussion um neue Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien ist schon jetzt ein Katalysator für die EEG-Reform.

Die Europäische Kommission muss die geltenden Umweltbeihilfeleitlinien novellieren, da sie Ende 2014 auslaufen. Zum ersten Mal sollen die Leitlinien nun um spezielle Vorgaben für staatliche Beihilfen für die Energiewirtschaft ergänzt werden, um deren Umfang einzugrenzen und zu vereinheitlichen. Schon im November 2013 hat die Kommission in ihrer Mitteilung „Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen“ eindringlich kritisiert, dass die Vielzahl staatlicher Eingriffe in die nationale Energieversorgung dem europäischen Ziel entgegenwirkt, den europäischen Energiebinnenmarkt bis 2014 zu vollenden. Dazu zählen u.a. regulierte Endkundenpreise, ineffiziente Förderung von erneuerbaren Energien und wettbewerbsverzerrende Subventionen.

Die Generaldirektion Wettbewerb möchte daher die Maßstäbe erneuern, um ein-

deutig beurteilen zu können, ob und in welchem Umfang staatliche Beihilfen für den Energiesektor auch in Zukunft zulässig und angemessen sind. Darüber hinaus soll aus wettbewerbsrechtlicher Sicht Investitionssicherheit ermöglicht werden, so dass in allen Mitgliedsstaaten die gleichen Spielregeln für Beihilfen gelten.

Aufgrund der hohen Kostensteigerung für Energie hat die Bundesregierung damit begonnen, das EEG zu novellieren. Sie hat sich zum Ziel gesetzt, das Gesetz bis zum Sommer 2014 zu verabschieden. Zudem hat das laufende Prüfverfahren der Europäischen Kommission gegen die besonderen Ausgleichsregelungen im EEG den Druck auf die Bundesregierung erhöht, möglichst rasch Änderungen vorzunehmen. Dabei ergibt sich folgendes Problem: wie kann sichergestellt werden, dass ein neues EEG den zukünftigen Leitlinien gerecht werden kann, wenn diese inhaltlich noch nicht eindeutig sind und der Zeitpunkt ihrer Verabschiedung noch offen ist?

Deswegen sollte die Bundesregierung sich in den kommenden Wochen eng mit der Europäischen Kommission darüber abstimmen, wie sichergestellt werden kann, dass in einem neuen EEG einerseits die energiepolitischen Bedürfnisse Deutschlands (Ausbau und Integration von erneuerbaren Energien, Ausnahmen für energieintensive Industrien, Einspeisevergütung) verwirklicht werden können, ohne andererseits dem dann neuen beihilferechtlichen Rahmen zu widersprechen.

Es dürfen sich darin keine wettbewerbsverzerrende Maßnahmen oder einseitig geltende Ausnahmen widerfinden, die als Missbrauch von staatlicher Förderung verstanden werden können. Denn sollte den Leitlinien nicht Folge geleistet werden, droht Deutschland eine Klage der Europäischen Kommission wegen Verstoßes gegen das Wettbewerbsrecht. Rechtliche Auseinandersetzungen würden große Investitionsunsicherheit für die Unternehmen bedeuten.

3. Eine strukturelle Reform des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) würde die Bedingungen für die Energiewende verbessern.

Die ursprüngliche Motivation für den Emissionshandel – nämlich die substantielle Verringerung von Treibhausgasen durch erhöhte Kosten für CO₂-reiche Energiequellen – wurde nicht erfüllt. Gegenwärtig ist der Preis für CO₂-Zertifikate aufgrund der andauernden Wirtschaftsschwäche in Europa so gering, dass der Emissionshandel seine Lenkungswirkung für Investitionen in kohlenstoffarme Technologie nicht entfalten kann. Es ist immer noch einfacher, die Verschmutzung einfach abzubezahlen anstatt Emissionen zu vermeiden und in CO₂-arme Energietechnologien zu investieren. Das bestehende System ist somit kontraproduktiv.

Es war folglich richtig, dass die Kommission sich im letzten Jahr mit ihrem Vorschlag zum Backloading erfolgreich darum bemüht hat, dem Preisverfall entgegenzuwirken.

Es reicht jedoch nicht aus, dem Emissionshandel vorübergehend 900 Millionen Zertifikate in der dritten Handelsperiode zu entziehen. Vielmehr bedarf es einer strukturellen Reform des Emissionshandelssystems. Es ist gut, dass die Kommission im Januar 2014 vorgeschlagen hat, ab der nächsten Handelsperiode (2021) eine „Marktstabilitätsreserve“ einzuführen. Damit könnte sichergestellt werden, dass das Angebot von zu versteigernden Zertifikaten nach vorgegebenen Regeln und Indikatoren automatisch angepasst wird, um ggf. in die Preisentwicklung der Zertifikate eingreifen zu können. Auch das Ziel, den linearen Reduktionsfaktor für die Zertifikate von 1,74% auf 2,2% zu erhöhen kann dabei helfen, dem Emissionshandel seine Lenkungswirkung zurückzugeben.

Die Reform des ETS ist auch unbedingt notwendig, um in Deutschland den Anstieg der EEG-Umlage zu bremsen. Denn ein Grund für die hohe EEG-Umlage ist der Anstieg der Differenz zwischen Börsenstrompreis und zugesagter Einspeisevergütung. Ein steigender Preis für CO₂-Zertifikate würde nicht nur dabei helfen, diesen Preisanstieg zu dämpfen und die Kosten für die Energiewende einzudämmen, sondern auch die energie- und klimapolitischen Ziele auf europäischer Ebene zu erreichen.

Wir brauchen eine Dekarbonisierung der Stromerzeugung, um das „Zwei-Grad-Ziel“ zu erreichen. Neben einem hohen Anteil erneuerbaren Energien bedarf es daher moderner Gaskraftwerke. Diese sind eine sehr gute Ergänzung zu den fluktuierenden erneuerbaren Energien, da sie schnell einspringen können, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint.

Es ist aber nicht im Interesse des Gesamtsystems, dass es sich für die Energiewirtschaft im Moment nicht lohnt, effiziente Gaskraftwerke mit geringerem CO₂-Ausstoß zu betreiben, während ineffiziente Kohlekraftwerke durch die *Merit Order* weiterhin am Netz gehalten werden.

4. Der Ausbau erneuerbarer Energien und deren Netzintegration muss kostengünstiger werden und darf die Systemstabilität nicht gefährden.

Für Deutschland steht fest: bis 2050 soll 80 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien produziert werden. Schon heute ist ein Anteil von 25 Prozent deutschlandweit erreicht.

Die ländlichen Regionen sind dabei Vorreiter: Im Netzgebiet von EWE fließt schon heute über 70 Prozent des Strom aus erneuerbaren Energien. Die installierte Kapazität übersteigt mittlerweile den tatsächlichen Bedarf.

Das ist eine besonders große Herausforderung für die Verteilnetzbetreiber, denn 98 Prozent der Erneuerbaren-Energien-Anlagen sind daran angeschlossen. Das EnWG verpflichtet die Verteilnetzbetreiber zu einer 100-prozentigen Abnahmepflicht. Das bedeutet, dass das Netz so ausgebaut werden muss, dass zu jeder Zeit die maximale Einspeisung aufgenommen werden kann – obwohl diese Vollast nur in einigen Momenten im Jahr tatsächlich eintritt. Für die Verteilnetzbetreiber bedeutet dies jedoch eine enorme finanzielle Belastung, da sie Investitionsmittel

binden, die dann an anderer Stelle fehlen. Hinzu kommt, dass Erzeugungsanlagen finanziell entschädigt werden, selbst wenn sie abgeregelt sind, um das System insgesamt stabil zu halten.

Vor diesem Hintergrund besteht dringender Handlungsbedarf, einen alternativen Weg zu finden, wie der steigende Anteil erneuerbaren Energien in Zukunft kostengünstiger in die Netze integriert werden kann. Dies gilt nicht nur für Deutschland, sondern zunehmend auch für andere Staaten der EU, die mit einem stetig wachsenden Anteil erneuerbaren Energien vor ähnlichen Herausforderungen stehen.

Die Lösung für das Problem liegt in der intelligenten Regelung der volatil einspeisenden Anlagen. Es ist daher sinnvoll, Netzbetreiber im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle zukünftig zu verpflichten, nur 95 statt wie bisher 100 Prozent der erneuerbaren Energien aufnehmen zu müssen. Innerhalb der letzten 5 Prozent sollte dem Netzbetreiber ein intelligentes Einspeisemanagement ohne Verpflichtung zum Netzausbau erlaubt werden.

Mit diesem „5 Prozent-Ansatz“ könnte man bis zu 70 Prozent der Kosten für den Netzausbau vermeiden und doppelt so viele Ökostromanlagen ans Netz anschließen – ohne die Stromrechnung der Verbraucher zusätzlich zu belasten.

Ausblick: Der europäische Kontext ist für die Neugestaltung der Energiewende der passende Rahmen

Es hat sich gezeigt, dass nationale Alleingänge in einem europäischen Binnenmarkt nicht mehr funktionieren. Es reicht zudem nicht aus, die energiepolitischen Vorgaben und das Wettbewerbsrecht lediglich zu respektieren. Energiepolitik ist längst keine reine nationale Angelegenheit mehr.

Gleichzeitig hat die Bereitschaft nachgelassen, nationale Gestaltungsspielräume in den Dienst des gemeinsamen europäischen Binnenmarkts zu stellen. Es ist vielmehr deutlich geworden, dass die Vorstellungen in den Mitgliedsstaaten immer noch weit auseinander liegen. Eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung sieht in Polen anders aus als in Frankreich oder Zypern.

In Deutschland bleibt die Energiewende in den nächsten Jahren eine riesige Aufgabe – für die Politik und die Energiewirtschaft gleichermaßen. Sie wird nicht gelingen, wenn Deutschland den europäischen Kontext ignoriert. Außerdem muss der Nutzen des europäischen Energiebinnenmarktes beim Verbraucher zu spüren sein: durch niedrigere Strom- und Gaspreise sowie durch mehr Information über individuellen Verbrauch und dessen Kosten.

Nur wenn sich die Bundesregierung künftig wieder stärker in die Gestaltung der energiepolitischen Rahmenbedingungen einbringt, kann die Energiewende in Deutschland gelingen – und dazu führen, dass auch der europäische Energiebinnenmarkt als eine wesentliche Grundlage erhalten bleibt, um die Wettbewerbsfähigkeit Europas in der Welt zu sichern.



Frank Bsirske
Vorsitzender, Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft ver.di

Frank Bsirske ist Vorsitzender der Vereinten Dienstleistungsgewerkschaft ver.di.

Er wurde 1952 in Helmstedt, Niedersachsen, geboren. Nach dem Studium der Politischen Wissenschaften war Frank Bsirske zunächst in der Jugendbildungsarbeit tätig. Ab 1989 arbeitete er als hauptamtlicher Sekretär der Gewerkschaft Öffentliche Dienste, Transport und Verkehr (ÖTV) und wurde 1991 zum stellvertretenden Vorsitzenden des ÖTV-Bezirks Niedersachsen gewählt. Von 1997 bis 2000 war er Organisations- und Personaldezernent der Stadt Hannover.

Im Jahr 2000 wurde Frank Bsirske zum ÖTV-Vorsitzenden gewählt. Nach dem Zusammenschluss der Gewerkschaft ÖTV mit vier anderen Gewerkschaften aus dem Dienstleistungssektor zur Vereinten Dienstleistungsgewerkschaft ver.di wurde Frank Bsirske im März 2001 zum ver.di-Vorsitzenden gewählt. Auf dem 3. ordentlichen ver.di-Bundeskongress im September 2011 wurde er zum dritten Mal mit großer Mehrheit als ver.di-Vorsitzender bestätigt.

Frank Bsirske ist Mitglied von Bündnis 90 / Die Grünen.

Scheitert die europäische Energiepolitik, bevor sie begonnen hat?

Zugleich ein Plädoyer für eine zukunftsgerichtete Europäische Energiepolitik jenseits der Vorstellungen der Europäischen Kommission

Frank Bsirske

Mit zwei Paukenschlägen versucht die EU-Kommission derzeit, massiv Einfluss auf die Energiepolitik der Mitgliedstaaten zu nehmen:

- Am 22. Januar 2014 verkündete Kommissionspräsident Barroso die Vorstellungen der Kommission für Ziele der EU-Klimaschutz- und Energiepolitik bis zum Jahr 2030. Danach soll es in Abkehr von den verbindlichen Zielen bis zum Jahr 2020 anschließend keinerlei verbindliche nationale Zielvereinbarungen für Treibhausgasreduktion, Ausbau der erneuerbaren Energien und Energieeffizienz mehr geben, lediglich noch ein gemeinsames Ziel von 40 Prozent Treibhausgasminderung gegenüber 1990 sowie einen für 2030 avisierten Anteil von 27 Prozent erneuerbare Energien an der Energieversorgung. Ursprünglich hatte Barroso sogar nur mit einem Klimaschutzziel von 35 Prozent geliebäugelt, war indessen durch einen gemeinsamen Brief der Umwelt- und Wirtschaftsminister Deutschlands, Frankreichs, Großbritanniens und Italiens zur geringfügigen Aufstockung gedrängt worden.
- Am 18. Dezember 2013 bereits hat Kommissar Almunia formell das Beihilfeverfahren gegen das deutsche EEG 2012 eröffnet. Das Vorprüfungsverfahren habe ergeben, „dass das EEG 2012 Elemente einer gemeinschaftsrechtswidrigen verbotenen staatlichen Beihilfe“ enthalte, so die Argumentation. Vordergründig wird insbesondere die Besondere Ausgleichregelung angegriffen, die die Ausnahmetatbestände für energieintensive Unternehmen aus der EEG-Umlage beschreibt - im Kern geht es aber darum, ob die Kommission zukünftig Zugriffsrecht auf jede einzelne Regelung des EEG erhält – auch des zukünftigen EEG 2.0, dessen Umrisse seit den Beschlüssen des Bundeskabinetts vom 18. Januar 2014 erkennbar werden.

Für mich stellt sich mit allem Nachdruck die Frage, ob mit diesen beiden Schritten, sollten sie erfolgreich zu Ende geführt werden können, die EU-Energiepolitik bereits gescheitert ist, bevor sie überhaupt begonnen hat. Warum dieses harte Urteil? Das will ich im Folgenden im Detail begründen.

Zunächst ist festzustellen: Nach den bestehenden EU-Verträgen hat die EU kein Mandat für Energiepolitik. Aber hat nicht die EU mit ihren zahlreichen Vorstößen die Energiepolitik der Mitgliedstaaten, auch Deutschlands, wesentlich beeinflusst? Das stimmt, aber alle Gesetzgebungsverfahren der EU im Bereich der Energiepolitik kamen gleichsam durch zwei Hintertüren, via Wettbewerbsrecht

einerseits und via Klimaschutz- und Umweltpolitik andererseits. Dieses Vorgehen war bislang politisch wenig beanstandet worden, weil die Kommission ein Gleichgewicht zwischen wettbewerblichen und umweltrechtlichen Belangen zu wahren versuchte.

Mit den beiden zitierten Vorstößen indessen, hat die Kommission dieses Prinzip gründlich ad acta gelegt – am Ende zu Lasten der in Deutschland im parteiübergreifenden Konsens vereinbarten Energiewende. Droht tatsächlich ein direktes Durchgriffsrecht der EU auf die nationale Ausgestaltung des neugestalteten EEG, das die Bundesregierung derzeit vorbereitet, unterlägen die zentralen Ziele der deutschen Energiewende direkter Einflussnahme der europäischen Institutionen, ohne dass dafür die geringste Legitimation aus den Verträgen ableitbar wäre. Das ist nicht hinnehmbar.

Das bisherige Credo der Kommission: Mit den drei Binnenmarktrichtlinien wurde die Liberalisierung des Binnenmarktes für Strom und Gas voran getrieben. Dies war aber verbunden mit klaren Rahmenseetzungen für die Verbesserung von Umwelt- und Klimaschutz in der Energieversorgung der Gemeinschaft. So wurden um die Jahrhundertwende die bekannten 20-20-20-Ziele (20 Prozent CO₂-Reduktion zwischen 1990 und 2020, Ausbau der erneuerbaren Energien auf 20 Prozent des Energieverbrauchs im Jahr 2020, Steigerung der Energieeffizienz um 20 Prozent im gleichen Zeitraum) herunter gebrochen auf verbindliche nationale Ziele, konkret in den Richtlinien zum Emissionshandel, zu erneuerbaren Energien und zur Energieeffizienz.

Nur für das Klimaschutzziel wurde mit dem Emissionshandel ein allgemein gültiges Instrument vorgeschrieben, doch insbesondere für den Ausbau der erneuerbaren Energien wurde den Mitgliedstaaten anheim gestellt, mit welchen Fördermaßnahmen sie die national im EU-Rahmen festgelegten Ziele erreichen wollen. In Deutschland, so wurde damit explizit anerkannt, habe sich das EEG zur Zielerreichung im Strombereich bewährt und, so der stillschweigende Konsens, dürfe keinen Restriktionen unterliegen. Noch in den letzten Jahren hat die Kommission mit der Roadmap 2050 diesen Kurs ehrgeiziger Umwelt- und Klimaschutzziele bestätigt und für die Zeit bis 2050 erste Konkretisierungen vorgenommen.

Die in der Gewerkschaft ver.di organisierten Beschäftigten haben insbesondere die durch die EU erzwungene Liberalisierung leidvoll zu spüren bekommen. So sank die Zahl der in der leitungsgelassenen Energiewirtschaft in Deutschland Beschäftigten nach Angaben des Statistischen Bundesamtes von mehr als 240 000 im Jahr 1995 auf 170 000 in den Jahren 2005 bis 2010 ab. In den Mitgliedstaaten der EU, so die Angaben des Europäischen Gewerkschaftsbundes Öffentliche Dienste, sank die Zahl der in den Energieunternehmen Beschäftigten in den kritischen Jahren 1995 bis 2005 insgesamt um mehr als 200 000. Angesichts der lange Zeit hegemonialen Ideologien der freien Marktwirtschaft verhallten die Klagen der Beschäftigten und ihrer Gewerkschaften über diesen Aderlass ungehört. Kommission und die nationalen Regierungen verwiesen unisono

darauf, dass diese Liberalisierung nicht nur zu günstigeren Energiepreisen für Industrie und Haushalte führen werde, sondern auch verbunden sei mit einer ehrgeizigen Rahmensetzung für die notwendige Umstrukturierung der europäischen Energiewirtschaft aufgrund der Erfordernisse des Umwelt- und Klimaschutzes. Erwies sich ersteres zunehmend als ideologisch motivierte Augenwischerei (allenfalls für die große Industrie sind Strompreissenkungen im Laufe der Liberalisierung realisiert worden), so erlangte die de facto-Energiepolitik der EU andererseits vor allem durch das Setzen auf Umwelt- und Klimaschutz ihre Legitimation in der Öffentlichkeit.

Das hatte eine gewisse innere Logik: Liberalisierung verbunden mit ehrgeizigem Umsteuern hin zu mehr Umwelt- und Klimaschutz. Diese Formel hätte im Prinzip auch Legitimität für eine mögliche zukünftige einheitliche Zuständigkeit der EU für Energiepolitik versprechen können, die politisch im Rahmen zukünftiger Vertragsanpassungen kodifiziert worden wäre. Hierauf spekulierte denn auch die Kommission. Doch über dieser Spekulation schwebte von vorneherein ein Damoklesschwert, das seit den Ereignissen von Fukushima im Jahr 2011 immer erkennbarer wurde: Es verbirgt sich in der Frage, wie es die Mitgliedstaaten zukünftig mit der Kernenergie halten? Während einige früher getroffene Entscheidungen für den schnellen Ausstieg aus dieser Technologie bekräftigen und konkretisieren, setzen andere, an der Spitze Großbritannien und Polen, mit ihrem auch nach Fukushima bekundeten Willen zum Bau neuer Kernkraftwerke auf das Prinzip „Augen zu und durch“. Polen verweigert zudem die Zustimmung zu ambitionierten Klimaschutzziele, denn das Land organisiert seine Stromerzeugung bis heute überwiegend mit emissionsintensiver Kohle und will daran, allenfalls gemildert durch den avisierten Bau eines Kernkraftwerkes, auch unbeirrt festhalten.

Diese diametral kontroverse Orientierung birgt aber unmittelbare Sprengkraft, insbesondere im Hinblick auf die Umwelt- und Klimaschutzziele. Die Kernfrage ist dabei: Soll Klimaschutz vorwiegend durch Kernenergie oder durch erneuerbare Energien voran gebracht werden? An dieser Frage droht der energiepolitische Konsens in der EU dauerhaft zu zerbrechen. Denn entlang dieser Interessenlage sortiert sich die Positionierung zu ambitionierten Umwelt- und Klimaschutzziele im Hinblick auf die nationale Umsetzung.

Die Kontroverse spiegelte sich bereits zugespitzt wider in dem Konsultationsverfahren der Kommission zur Erstellung des Grünbuchs 2030 von letztem Jahr. Darin stellte die Kommission die Kernfrage in sanfter EU-Sprache: (Wie) sollen die Ziele für Klimaschutz, erneuerbare Energien und Energieeffizienz (bis 2020 gilt: 20-20-20) bis 2030 verlängert werden? Und hatte sich wohl schon entschieden. Mit dem Vorschlag vom 22. Januar 2014 hat Barroso jedenfalls jeden Zweifel ausgeräumt: Entsprechend dem Widerstand, insbesondere aus Großbritannien und Polen, gibt es keine verbindlichen nationalen Ziele für erneuerbare Energien und Effizienz. Freilich muss Barroso mit Widerstand rechnen. Denn das Europäische Parlament zeigt Zähne, und zwar an der richtigen Stelle. Es hat am 5. Februar 2014 mit einer deutlichen Mehrheit von mehr als 60 Prozent (gegen

die meisten Abgeordneten aus Großbritannien und Polen) beschlossen, an ehrgeizigen Zielen und ihrer verbindlichen Konkretisierung für alle Mitgliedstaaten festzuhalten. Im Einzelnen soll danach eine allgemeine Zielsetzung von 40 Prozent für Klimagasreduktion flankiert werden von einem 35 Prozent-Anteil der erneuerbaren Energien und einem 30 Prozent-Ziel für die Energieeffizienz, jeweils verbindlich vereinbart mit den Mitgliedstaaten. „This resolution shows,“ so der Vorsitzende des Umweltausschusses, Matthias Groote, „that what the House considers necessary in terms of climate policy is miles away from the short-sightedness shown by the European Commission. In terms of climate policy, we have to think outside the box. That’s what political drive means. And the Commission, once again, has proven unable to take this seriously.“ Mit einem derartigen Ansatz ließe sich eine zukunftsgerichtete Energiepolitik der EU vielleicht noch retten, vorausgesetzt im alles entscheidenden Ministerrat findet sich gleichfalls eine Mehrheit. Gelingt es, besonders ehrgeizige Ziele für die erneuerbaren Energien festzuziehen, dann würde es der Kommission auch sehr viel schwerer fallen, mit weiteren Eingriffen in die Neugestaltung des deutschen Gesetzgebungsvorgangs der EEG-Novelle die deutsche Energiewende zu torpedieren. Entsprechend bedeutsam wird es, mit welcher Entschiedenheit sich die Bundesregierung im Ministerrat für derartige klare und ehrgeizige Ziele zum Ausbau von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz bis 2030 positioniert und für entsprechende Mehrheiten unter den Mitgliedstaaten wirbt.

So gesehen, entscheidet die Bundesregierung mit ihrem Engagement im Ministerrat für verbindliche nationale Ziele für erneuerbare Energien bis 2030 auch über die Zukunft der Energiewende. Denn wenn es hier keine verbindlichen Zielsetzungen gibt, wird es umgekehrt schwer fallen, die Auswirkungen des Beihilfeverfahrens gegen das EEG in Grenzen zu halten. Ginge es nur, wie vordergründig argumentiert wird, um das Zurückfahren der Ausnahmetatbestände aus der EEG-Umlage, könnte ein sanfter politischer Druck der EU um diese derzeit ausufernden Ausnahmetatbestände wieder auf ein adäquates Maß zurückzuführen, vielleicht sogar hilfreich sein. Es geht jedoch um viel mehr. „Vor allem dürfte der vorliegende Eröffnungsbeschluss“, so die Fachanwälte der Kanzlei Clifford Chance in einer ersten Einschätzung, „auch für die zukünftige Ausgestaltung des Förder-systems der erneuerbaren Energien in Deutschland richtungsweisend sein und damit die anstehende EEG-Novelle maßgeblich prägen. Denn indem die Kommission tatbestandlich das Vorliegen einer Beihilfe bejaht, ergibt sich daraus auch die Folge, dass jede Änderung des EEG, die eine der Begünstigungen betrifft, vorab bei der Kommission zur Prüfung der Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt vorzulegen ist. Mit anderen Worten: Jede Absenkung eines Vergütungssatzes, der Markt- oder Managementprämie oder eine etwaige Neugestaltung der Besonderen Ausgleichsregel, wäre zukünftig von der Kommission abzusagen.“ Und: „Die Entscheidungshoheit über die Gestaltung und das Ausmaß der finanziellen Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland läge damit – wenn sich die Auffassung der Kommission bestätigen sollte – maßgeblich in Brüssel.“ Damit würde, so meine ich, das Ziel der EU, den Binnenmarkt wettbewerbsfrei zu garantieren, missbraucht, um eine umwelt- und klimapolitisch verantwortungsvolle Politik in einem Mitgliedstaat –noch dazu dem größten- zu

verhindern – ein absurder Gedanke, der wie wenig anderes geeignet erscheint, Zweifel zu schüren an der politischen Zukunftsfähigkeit der derzeit in der Europäischen Union Verantwortung Tragenden.

Was ver.di will

Die Gewerkschaft ver.di hat sich in Beantwortung der Konsultation der Kommission zum Grünbuch 2030 eindeutig positioniert. Die klaren Zielsetzungen im Rahmen der 20-20-20-Ziele des Energiepakets, das der Ministerrat im Jahr 2008 im Hinblick auf 2020 beschlossen hat, so haben wir es herausgestellt, haben die politischen Anforderungen an die klima- und umweltpolitische Umgestaltung des EU-Energiesystems bis zum Jahr 2020 umrissen und den Mitgliedstaaten einen guten Handlungsrahmen vorgegeben. Dabei wurde durch das Herunterbrechen der allgemeinen Ziele auf nationale Ziele der unterschiedlichen ökonomischen Situation und den unterschiedlichen Potenzialen der Mitgliedsstaaten Rechnung getragen. Im Ergebnis zeigt sich, so unser Fazit, dass die rechtsverbindlichen Zielsetzungen in den Bereichen Ausbau der erneuerbaren Energien und Klimagasreduktion den Umstrukturierungsprozess wesentlich beschleunigt haben. Das stellt die Kommission auch ihrerseits im Grünbuch als Erfolg heraus.

Des Weiteren haben wir auf dieser Erkenntnis aufbauend die wesentlichen Herausforderungen für eine gemeinsame europäische Energiepolitik skizziert, wie sie sich unserer Ansicht nach aus den bisherigen Erfolgen der Umwelt- und Klimaschutzpolitik in Europa ergeben. Nur wenn sich die EU diesen Herausforderungen stellt und an gemeinsamen Lösungen arbeitet, hat die Weiterentwicklung der bisherigen Ansätze zu einer integralen europäischen Energiepolitik Sinn – und Aussicht auf dauerhaften Erfolg im Sinne der Lissabon-Strategie.

Das bedingt: Auch über den Umweg des Beihilferechts darf es keine Behinderungen geben, um zunächst die nahe liegenden, längst beschlossenen und in der Umsetzung befindlichen 20-20-20-Ziele zu erreichen. Die Kommission stellt in den „Draft Guidelines on Environmental and Energy Aid for 2014-2020“ scheinbar wertfrei genau die Frage, ob es denn – aus beihilferechtlichen Gründen, versteht sich - den Mitgliedstaaten weiterhin erlaubt sein soll, ihre erfolgreichen Fördersysteme für Erneuerbare Energien nach eigenem Gusto fortzuführen, und schlägt im gleichen Atemzug Verschärfungen des Beihilferechtes vor, die insbesondere dem deutschen EEG den Garaus machen würden. Kein Zweifel: Das EEG braucht eine Generalüberholung, und die Bundesregierung hat diese mit den Eckpunkten vom Januar 2014 auch bereits eingeläutet. Doch was wir in Deutschland zu allerletzt brauchen, ist dabei eine Bevormundung aus Brüssel. Der Deutsche Gewerkschaftsbund DGB hat dies in seiner Stellungnahme zu den Draft Guidelines ganz deutlich gemacht. Aus Sicht des DGB „darf es im Rahmen des Beihilferechts keinerlei Regelungen geben, die die Erreichung der bekannten 20-20-20-Ziele des Energiepaketes von 2008 erschweren. Das Energiepaket und die darauf aufsetzenden Richtlinien insbesondere für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz setzen den Mitgliedstaaten einen Rahmen, um die eingegangenen Verpflichtungen durch nationale Maßnahmen zu erreichen.“

In diesem Rahmen bewegen sich die derzeit in Umsetzung befindlichen nationalen Maßnahmen zur Erreichung der Ziele. Soll diese Erreichung nicht in Frage gestellt werden, darf dieser Rahmen nicht gleichsam „auf halber Strecke der Umsetzung“ durch neue, restriktive Beihilferichtlinien in Frage gestellt werden. Gemessen an dieser Anforderung enthält der vorliegende Entwurf aus Sicht des DGB deutlich zu weitgehende Eingriffe in die nationalen Fördersysteme für erneuerbarer Energieträger. Dieses ist im Rahmen des Wettbewerbsrechts nicht sachgerecht adressiert.“ Wie der DGB plädiere auch ich dafür, den Harmonisierungsprozess der Fördersysteme durch die Weiterentwicklung der Umwelt-richtlinien, insbesondere der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU für den Zeitraum nach 2020 voranzutreiben.

Und nach 2020? Wie könnte ein Rahmen für eine Europäische Energiepolitik aus einem Guss aussehen, die sich auf breite Zustimmung der Bevölkerung der Mitgliedsstaaten stützen könnte? Ich folge im Weiteren unserer Argumentation aus dem Grünbuch 2030.

Durch die oben skizzierte derzeitige katastrophale Entwicklung ist unser Statement unverhofft gleichsam zu einem Alternativprogramm für eine verantwortungsvolle europäische Energiepolitik geworden.

Zunächst ist die Feststellung zu treffen: Insbesondere das jährliche Wachstum des Anteils der erneuerbaren Energien (EE) am Bruttoendenergieverbrauch der EU ist durch das Festlegen rechtsverbindlicher nationaler Ziele deutlich angestiegen, wobei im übrigen auch die Kommission im Grünbuch selbst eine weitere Steigerung für erforderlich hält, um das Ziel für 2020 sicher zu erreichen. Dies kann aus Sicht der Gewerkschaft ver.di für Deutschland insbesondere für den Strombereich verifiziert werden. In Deutschland ist namentlich der Anteil der EE am Bruttostromverbrauch deutlich von rund 10 auf derzeit 24,5 Prozent (2013) angestiegen. Klar ist aber auch geworden, dass das schnelle Vordringen der volatilen Energien Wind und Photovoltaik mit ihrer fluktuierenden Einspeisung deutliche Erweiterungen der zugrunde liegenden Infrastruktur (Back-up-Kraftwerke, Netze, Speicher etc.) erfordert, die, wenn sie nicht erfolgen, das weitere Tempo des Ausbaus in diesem Schlüsselbereich der Energieversorgung bremsen könnten. Umgekehrt sind in diesen Bereichen der Energieinfrastruktur zahlreiche zusätzliche Arbeitsplätze zu erwarten. Die Gewerkschaft ver.di schätzt, dass allein der erforderliche Ausbau der Stromnetzinfrasturktur bis zu 10 000 zusätzliche Arbeitsplätze in Deutschland schaffen wird. Nur durch eine Koordination und enge Abstimmung des Ausbaus von erneuerbaren Energien, Netzen und Backup-Strukturen ist Versorgungssicherheit zu garantieren.

Und Versorgungssicherheit, auch dies war eine Frage der Kommission, genießt nach Ansicht der ver.di als öffentliches Gut unbedingte Priorität. Alle Maßnahmen sind so auszurichten, dass die Versorgungssicherheit mit Strom, Gas und Fernwärme jederzeit gewährleistet ist. Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit als öffentliche Aufgabe ist entscheidend, einerseits, um eine einheitliche und gute Lebensqualität der Bürgerinnen und Bürger in der EU zu garantie-

ren, sie ist andererseits aber auch der Schlüssel zum Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit und der damit zusammenhängenden Arbeitsplätze.

Um sie zu erhalten, sind insbesondere die mit der Systemeinbindung der volatilen erneuerbaren Energien in die Stromversorgung verbundenen Elemente (Back-up-Kraftwerke, Netze, Speicher) in den Fokus zu rücken. Hier können auch zahlreiche neue Arbeitsplätze geschaffen werden. Dies ist auch erforderlich, um insbesondere den weiteren Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien möglichst kosteneffizient zu gestalten und damit einen Beitrag zur Dämpfung des Anstiegs der Stromkosten zu leisten.

Im Bereich der Gasversorgung ist langfristig die Versorgungssicherheit am besten herzustellen, wenn es gelingt, die Importabhängigkeit zu reduzieren. Eine Schlüsseltechnologie könnte in diesem Zusammenhang die power-to-gas-Technologie werden, die es erlaubt, überschüssigen Strom aus volatilen Quellen innerhalb der Gemeinschaft in speicherfähiges Gas mit Erdgasqualität umzuwandeln und in Gas-Heizkraftwerken zur Strom- und Wärmeproduktion in hoch-effizienter Kraft-Wärme-Kopplung zu nutzen.

Die Schiefergasförderung (Fracking) ist indessen mit großen Umweltrisiken behaftet und kann auch angesichts mangelnder langfristig nutzbarer Potenziale vermutlich nicht zu einer dauerhaften Energiekostenentlastung beitragen. Dieser Weg sollte deshalb nicht weiter verfolgt werden.

Ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit wie zur Kosteneffizienz wird darin bestehen, die weiteren Ziele des Zubaus volatiler erneuerbarer Energien (Wind, PV) im Stromsektor mit dem Ausbau der zugrunde liegenden Infrastruktur (Back-up-Kraftwerke, Netze, Speicher etc.) zu koordinieren. Dies erfordert wesentlich die Übernahme von Systemverantwortung durch die Betreiber der Anlagen volatiler erneuerbarer Energien, setzt aber auch voraus, dass der erforderliche Betrieb und Zubau von Back-up-Kraftwerken durch einen Kapazitätsmarkt wirtschaftlich ermöglicht wird. Der derzeitige Energy-Only-Strommarkt, der allein die Kosten bereits abgeschriebener Kraftwerke abbildet, bietet hierzu aufgrund der reduzierten Einsatzzeiten der Kraftwerke immer weniger Anreiz.

Hier werden zusätzliche Anstrengungen auch der EU erforderlich, um das Wachstumstempo beibehalten zu können, beispielsweise die Einrichtung eines europäischen Marktes für gesicherte Leistung (Kapazitätsmarkt). Durch die Einführung eines derartigen Kapazitätsmarktes kann eine weitere Fragmentierung des Energie-Binnenmarktes wirksam verhindert und gleichzeitig die Versorgungssicherheit bei weiterem Vordringen der volatilen Energien europaweit sicher gestellt werden.

Dabei ist zu beachten, dass bei weiterem Vordringen der EE entsprechend den Vorgaben der EU in den einzelnen Mitgliedstaaten auch die Anforderungen an die zwischenstaatliche Kooperation deutlich steigen werden, namentlich im Bereich Ausbau der Netze und Harmonisierung von (fluktuierender) Erzeugung und Verbrauch.

Der Ausbau der Verbindungsleitungen innerhalb der Gemeinschaft sollte sich am Ziel der Systemintegration der erneuerbaren Energien orientieren, nicht in dessen am Ziel eines möglichst niedrigen Strompreises für Industriekunden. Hier muss die Gemeinschaft eine Richtungsentscheidung fällen, die dann auch Durchgriff auf die nationalen Ausbaupläne bekommt.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien sollte zunächst nach den nationalen Möglichkeiten erfolgen und damit die dezentralen Potenziale ausschöpfen. Es hat sich gezeigt, dass hier alle Mitgliedstaaten, insbesondere in den Bereichen Wind und Solar, ausgedehnte Potenziale aufweisen, unabhängig von geografischen Bedingungen. Für den zusätzlichen erforderlichen Stromaustausch innerhalb der Gemeinschaft sollte die EU einen Rahmenplan aufstellen, der geografisch optimale Standorte beispielsweise für große Offshore-Anlagenparks oder solarthermische Stromerzeugung definiert und deren Errichtung mit dem Ausbau der entsprechenden Infrastruktur (Bau zusätzlicher Höchstspannungsleitungen etc.) koordiniert. Hier hat die EU eine wichtige energiepolitische Aufgabe.

Es wird folglich für die Zeit nach 2020 wesentlich darauf ankommen, nicht nur verbindliche einzelne nationale Ausbauziele festzulegen, sondern sie auch deutlich enger aufeinander abzustimmen, als dies im Energiepaket 2008 für die Zeit bis 2020 der Fall war. Entsprechend muss auch der innergemeinschaftliche Ausbau der Kapazitäten an gesicherter Leistung und der Übertragungsnetze koordiniert werden.

Im Bereich der Klimagasreduktion hat die Einführung des Emissionshandels sicherlich positive Anfangsimpulse gesetzt, die allerdings – die Kommission weist selbst im Grünbuch darauf hin – durch den langandauernden Verfall der Zertifikatspreise in Gefahr sind. Es wäre zu untersuchen, inwieweit die Ursache für diesen Verfall lediglich im gebremsten Wirtschaftswachstum der EU zu finden ist, oder ob insbesondere die extreme Spreizung der nationalen Zielsetzungen (zwischen plus 40 Prozent und minus 40 Prozent) zum derzeitigen Überangebot maßgeblich beigetragen hat und bei den notwendigen Zielsetzungen für das Jahr 2030 korrigiert werden muss. Auch die Ausnahmetatbestände müssen auf den Prüfstand, insbesondere auch der hohe Anteil, den extrem kostengünstige CDM-Maßnahmen (Clean Development Mechanism) an der Erreichung der Ziele derzeit haben dürfen.

Unabhängig davon ist festzustellen, dass die Nachjustierung des klimapolitischen Ordnungsrahmens im Hinblick auf einen der Umwelt- und Klimabelastung angemessenen Preis für Klimagasemissionen zeitnah erfolgen muss. Schlüssel zum Erfolg dürfte hier die Anpassung des Reduktionsziels im Hinblick auf die erschließbaren Potenziale sein. Hier sollte die EU auch im internationalen Vergleich ehrgeizige Zielsetzungen ins Auge fassen. Soll das Regime des Emissionshandels beibehalten werden, muss sich dies entsprechend in einer deutlichen Verknappung der Zertifikate und Zurücknahme der Ausnahmebestimmungen niederschlagen. Auch die Festlegung eines Mindestzertifikatspreises sollte geprüft werden.

Die Energieeffizienzrichtlinie von 2012 soll die vorhandenen Defizite beim Erreichen des Effizienzziels für 2020 abbauen helfen. Es wird jetzt wesentlich auf eine konsequente nationale Umsetzung in den einzelnen Mitgliedsstaaten ankommen, ob dies gelingt. Chancen sieht ver.di in der Beauftragung der Netzbetreiber mit der öffentlichen Aufgabe, die vielfältigen Maßnahmen zu koordinieren und aufeinander abzustimmen, um die jährlichen Reduktionsziele von 1,5 Prozent des Bruttoenergieverbrauchs im jeweiligen Netzgebiet zu erreichen. Hierdurch können auch zahlreiche Arbeitsplätze in der Energiewirtschaft entstehen. Es muss allerdings verbindlich geklärt werden, dass die den im Wettbewerb stehenden Versorgern entstehenden Mehrkosten für Beratungen und technische Dienstleistungen durch nationale Energieeffizienzfonds oder andere Finanzierungsmaßnahmen in ausreichender Höhe finanziert werden.

Ein derartiger Energieeffizienzfonds soll laut Emissionshandelsrichtlinie aus dem Aufkommen aus dem CO₂-Zertifikatehandel gebildet werden. Derzeit liegt dieser Handel am Boden. Bis zur Wiederherstellung eines funktionierenden, realitätsgerechten CO₂-Preises durch Nachjustierung des Zertifikatehandels müssen die Mitgliedstaaten diesen erforderlichen Energieeffizienzfonds aus den nationalen Haushalten langfristig verlässlich garantieren.

Nach alledem ist Folgendes nicht überraschend: ver.di hat sich im Konsultationsverfahren zum Grünbuch 2030 klar und unmissverständlich ausgesprochen für die Erforderlichkeit von rechtsverbindlichen generellen und nationalen Zielvorgaben für den Zeitraum bis 2030 für die Bereiche Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoenergie- und Stromverbrauch, Reduktion der Klimagase und Energieeffizienzsteigerung. Sie sollten sich im Zeitverlauf möglichst linear an die 20-20-20-Ziele anschließen, um eine kontinuierliche Entwicklung zu ermöglichen und den Investoren Rechts- und Planungssicherheit zu garantieren. Dabei sollten insbesondere die zwischen den Mitgliedstaaten noch sehr heterogen vereinbarten Zielsetzungen im 20-20-20-Paket bis 2030 eine kontinuierliche Angleichung erfahren, um einen Beitrag zu leisten, die Lebensbedingungen in allen Ländern der Gemeinschaft allmählich aneinander anzunähern. Dies gilt insbesondere für das Wachstumstempo der erneuerbaren Energien sowie die CO₂-Reduktionsziele. Keinem Mitgliedsstaat sollte im Zeitraum zwischen 2020 und 2030 noch ein Zuwachs an Klimagasemissionen zugestanden werden. Das 1,5-Prozent-Ziel zur Effizienzsteigerung ist beizubehalten und aufgrund der bis dato gemachten Erfahrungen zu konkretisieren.

Des Weiteren ist anzustreben, dass sich die Mitgliedstaaten zu rechtsverbindlichen Zielsetzungen für den Ausbau der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung verpflichten.

Die Kommission fragte auch nach möglichen Widersprüchen zwischen den einzelnen Zielsetzungen des 20-20-20-Paketes, wie sie von Gegnern einer weiteren verbindlichen Konkretisierung vermutet wurden. Sie sind für uns in Bezug auf die Erfolgsaussichten der Einzelziele nicht erkennbar geworden. Natürlich hat der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland dazu geführt, dass der Anteil

der CO₂-neutralen Energieerzeugung zugenommen hat. Die Hauptursache für den Zusammenbruch des Zertifikatehandels war dies jedoch keinesfalls. Das für den Preisverfall verantwortliche Überangebot an Zertifikaten ist vielmehr zum einen auf die Überallokation in Industriebereichen, die von der Wirtschaftskrise besonders betroffen sind, zurückzuführen, sowie auf die vielen Ausnahmegestimmungen und die Möglichkeiten, über CDM-Maßnahmen billige Maßnahmen in Drittländern anrechnen zu lassen.

Eine Interdependenz in den Zielen ist freilich in der geplanten Nutzung der CO₂-Zertifikatserlöse für Energieeffizienzfonds zu sehen, die jetzt so nicht ausreichend zustande kommt. Dieser Zielkonflikt muss durch realistischere, und das heißt ehrgeizigere, Ziele zur Klimagasreduktion für die einzelnen Mitgliedstaaten aufgelöst werden, sowie durch Reduktion der Ausnahmetatbestände. Beide Maßnahmen müssen so wirksam angelegt werden, dass sie sicher zu einer entsprechenden Verknappung der Zertifikate führen können, um einen angemessenen CO₂-Preis dauerhaft sicher zu stellen.

Die Einnahmen aus dem Emissionshandel –so sie denn in Zukunft wieder fließen sollten- tragen in dem Maße zur Innovationsfähigkeit der verarbeitenden Industrie bei, wie es gelingt, damit auch in diesem Kundensegment kostengünstige Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz zu heben. Dies ist durch geeignete Dienstleistungen sicher zu stellen. Eine direkte oder indirekte Subventionierung der Energiekosten in diesem Segment durch Abschöpfung von Einnahmen aus dem Emissionshandel hat indessen negative Effekte auf die Wettbewerbsfähigkeit, weil dadurch Investitionen in Energieeffizienz verhindert werden und somit die Wettbewerbsfähigkeit langfristig sinken dürfte.

Einheitliche, rechtsverbindliche CO₂-Reduktionsziele für die Bereiche Verkehr, Landwirtschaft und Industrie sind für den Zeitraum 2020-30 unbedingt erforderlich. Und ebenso unbedingt erforderlich ist aus Sicht der Gewerkschaft ver.di, ambitionierte ordnungsrechtliche Maßnahmen festzulegen, die die Emission der Klimagase in den einzelnen Sektoren limitieren. Dies gilt uneingeschränkt für alle Bereiche, die nicht dem Emissionshandel unterliegen. Hier sollte der Stand der Technik Maßstab sein, beispielsweise beim Automobilbau (Einhaltung von Emissionsgrenzwerten für die einzelnen Fahrzeugtypen). Es ist aber auch wünschenswert, derartige ordnungsrechtliche Vorgaben flankierend in denjenigen Sektoren festzulegen, die dem Emissionshandel unterliegen, beispielsweise wenn es um die Einhaltung des Standes der Technik beim Bau und Betrieb technischer Anlagen geht.

Es gibt bereits derzeit eine ganze Palette von erprobten, kosteneffizienten Energieeffizienz-Dienstleistungen vor allem der Energieversorger. Die Energieversorger sollten in die Lage versetzt werden, diese Dienstleistungen flächendeckend allen Kunden in der Gemeinschaft anzubieten, was eine sichere Finanzierung durch den Energieeffizienzfonds oder aus Haushaltsmitteln der Mitgliedsstaaten erfordert.

Die dargelegten energiepolitischen Prioritäten bedingen auch die Ausrichtung der Forschungs- und Innovationspolitik der EU. Sie sollte die wesentlichen Bereiche definieren, die zum Gelingen der energiepolitischen Ziele beitragen und hierfür eine Basisunterstützung bieten. Zu nennen sind beispielsweise Innovationen im Bereich der erneuerbaren Energien, der Stromspeicher inklusive der power-to-gas-Technologie oder der Energieeffizienzdienstleistungen.

Fazit

Die energiepolitische Ausrichtung der EU steht derzeit an einem Scheideweg: Kommt es zu einem Rückfall in nationale Egoismen durch Verzicht auf anspruchsvolle Umwelt- und Klimaziele, droht eine heillose Zersplitterung mit der Konsequenz einer Abschottung nationaler Energiepolitiken – dann gilt es lediglich, das Schlimmste zu verhindern. Nämlich dass es der EU, wie sie es aktuell im Rahmen des Beihilfeverfahrens versucht, gelingt, ehrgeizige zukunftsgerichtete nationale Energiepolitiken wie die deutsche Energiewende zu torpedieren. Der Trost: Dieser Weg zurück ist auf lange Sicht ohnehin nicht gangbar, denn allein die vielen Interdependenzen, beispielsweise in der Strom- und Gasversorgung, erfordern eine weitgehende Koordination auch der zugrundeliegenden Strukturveränderungen in der EU. Bleibt, um einen derartigen teuren, mühseligen und schädlichen Irrweg zu vermeiden, für die neue Bundesregierung nur, die Kraft zu finden, das zu tun, wozu die alte Bundesregierung nicht fähig war: in Brüssel mit aller Kraft darauf hinzuwirken, dass ehrgeizige Umwelt- und Klimaziele festgelegt werden als Basis für eine Integration der jeweiligen nationalen Ausbaupläne für erneuerbare Energien, Netze, Backup-Strukturen, für Klimaschutz und Effizienzsteigerung in allen betroffenen Bereichen. Nur wenn dies gelingt, hat Europa in der Energiepolitik eine Chance. Die Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft ver.di und die in ihr organisierten Beschäftigten werden ihren Beitrag zu leisten versuchen, damit dies gelingt.



Garrelt Duin

Minister für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen

Garrelt Duin kam vor 45 Jahren in Leer/Ostfriesland zur Welt und wuchs in Hinte bei Emden auf. Er studierte Jura und Evangelische Theologie in Bielefeld und Göttingen und war selbstständiger Rechtsanwalt. Von 2000 bis 2005 arbeitete er als Europaabgeordneter, ehe er 2005 direkt in den Bundestag gewählt wurde. Von 2009 bis 2012 war er wirtschaftspolitischer Sprecher der SPD-Bundestagsfraktion. Im Juni 2012 berief ihn Ministerpräsidentin Hannelore Kraft zum Minister für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen.

Energieeffizienz braucht keine gesetzliche Verpflichtung – Wirtschaftlicher Erfolg durch Energieeffizienz –

Garrelt Duin

Die Energieeffizienzrichtlinie soll bis zum 5. Juni 2014 in nationales Recht umgesetzt werden. Damit wird das Ziel, bis zum Jahr 2020 die Energieeffizienz um 20 Prozent zu steigern, unmittelbar geltendes Recht. Einen Beitrag zur Energieeffizienz werden private Haushalte, Energieversorger ebenso wie Betriebe und Unternehmen leisten müssen. Dabei spielen Chancen – Kosteneinsparungen durch effizienteren Umgang mit Energie – und Risiken – zusätzliche Investitionskosten zum Erreichen der gesetzten Effizienzziele – eine wichtige Rolle. Aufgabe der Politik wird es sein, die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass die gesteckten ehrgeizigen Ziele erreicht werden können, ohne einzelne Verbrauchergruppen zu überfordern. Der Artikel beleuchtet die Herausforderungen, die sich mit der Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie für die deutsche Wirtschaft ergeben.

Welchen Rahmen setzt die EU?

Mit den sogenannten 20-20-20-Zielen haben die Staats- und Regierungschefs der Europäischen Union ambitionierte Ziele für das Jahr 2020 gesetzt. Demnach soll gegenüber 1990 der Anteil der Erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 20 Prozent ansteigen, der Ausstoß von Treibhausgasen um 20 Prozent reduziert und die Energieeffizienz um 20 Prozent gegenüber der Verbrauchsprognose für das Jahr 2020 erhöht werden.

Konkretisiert wird das Ziel zur Steigerung der Energieeffizienz durch die im Dezember 2012 in Kraft getretene Energieeffizienzrichtlinie der europäischen Kommission (KOM), die im Zeitraum von 2014 bis 2020 eine jährliche Einsparung von 1,5 Prozent des Endenergieverbrauchs vorsieht. Den EU-Mitgliedsstaaten ist dabei freigestellt, das Einsparziel mit Hilfe von sogenannten Energieeffizienz-Verpflichtungssystemen oder anderen strategischen Maßnahmen zu erreichen.

Energieeffizienzverpflichtungssysteme entsprechend der Energieeffizienzrichtlinie sehen vor, dass Energieverteiler und/oder Energieeinzelhandelsunternehmen dazu verpflichtet werden, Energieeinsparungen in einer Höhe von 1,5 Prozent des jährlichen Energieabsatzes an Endkunden zu erzielen. Alternativ können die Mitgliedsstaaten strategische Maßnahmen benennen, die zum Erreichen des Einsparzieles führen. Zu den alternativen Maßnahmen zählen beispielsweise Energieberatungsprogramme, Finanzierungssysteme und -instrumente oder steuerliche Anreize sowie Vorgaben von Standards und Normen zur Verbesserung der Energieeffizienz von Produkten und Dienstleistungen. Die Bundesregierung hat der EU-Kommission mitgeteilt, dass sie von der Möglichkeit Gebrauch macht, mit strategischen Maßnahmen das Energie-Einsparziel zu realisieren.

Welche Position vertritt die Bundesregierung?

Die Entscheidung für strategische Maßnahmen ist insofern konsequent, als sich in Deutschland bereits ein marktorientierter Ansatz mit entsprechenden Förder- und Anreizinstrumenten zur Steigerung der Energieeffizienz herausgebildet hat. Es ist davon auszugehen, dass durch den Einsatz und die Weiterentwicklung der strategischen Maßnahmen weitere Anreize für Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen geschaffen werden und der deutsche Energieeffizienzmarkt somit neue Impulse erhalten wird.

Die Energieeffizienz hat für die neue Bundesregierung bei der Umsetzung der Energiewende eine Schlüsselrolle. So hat sich Deutschland auf nationaler Ebene anspruchsvolle Ziele zur dauerhaften Steigerung der Energieeffizienz gesetzt. Bis zum Jahr 2020 wird eine Verdopplung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität gegenüber dem Jahr 1990 angestrebt. Im dritten Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP), der noch im Jahr 2014 erarbeitet und beschlossen werden soll, will die große Koalition die nationalen Energieeffizienzziele und die dafür notwendigen Instrumente beschreiben¹.

Die neue Bundesregierung misst zudem der Bezahlbarkeit der Energiewende eine hohe Bedeutung bei. Durch einen effizienten Umgang mit Strom verringert sich bestenfalls der Stromverbrauch oder steigt zumindest nicht mehr an. Nicht benötigter Strom muss nicht erzeugt werden und auch nicht zum Verbraucher transportiert werden. Dies kann sich entlastend auf die Netze – insbesondere die Verteilnetze – auswirken. Damit hat Energieeffizienz auch eine kostendämpfende Wirkung auf die Gesamtkosten der Energiewende.

Wie lässt sich Energieeffizienz messen?

Energieeffizienz und Energieeinsparung können nicht gleichgesetzt werden. So wird die absolute Höhe des Energieverbrauchs durch eine Vielzahl unterschiedlicher Faktoren beeinflusst. Beispielsweise kann eine zunehmende Wirtschaftsleistung einer Volkswirtschaft zu einer Erhöhung bzw. einer Wirtschaftskrise zu einem deutlichen Rückgang des Stromverbrauchs führen („Aktivitätseffekt“). Veränderungen in der Zusammensetzung der Industriestruktur können ebenfalls Auswirkungen auf den Energieverbrauch haben, beispielsweise würde sich ein abnehmender Anteil energieintensiver Unternehmen senkend auf den Stromverbrauch auswirken („Struktureffekt“). Bedeutung für die Energieeffizienz im engeren Sinne hat jedoch nur der sog. Intensitätseffekt, der den Energieverbrauch einer Volkswirtschaft in Bezug zum erwirtschafteten Bruttoinlandsprodukt oder anderen Bezugsgrößen setzt.

Zu berücksichtigen sind auch die sogenannten Rebound-Effekte, die zur Folge haben, dass erzielte Effizienzgewinne, z.B. aufgrund einer sich verstärkenden Nachfrage, zu einer Steigerung des absoluten Energieverbrauchs führen und somit dem gewünschten Energieeinsparziel zuwiderlaufen. Als Faustformel aus verschiedenen Studien lässt sich ableiten, dass Energieeffizienzmaßnahmen lang-

fristig durchschnittlich nur etwa 50 Prozent der Einsparungen realisieren können, die sie ohne die Wirkung von Rebound-Effekten erzielen könnten². Andere Studien kommen zu dem Ergebnis, dass sich der Rebound-Effekt bis auf 100 Prozent belaufen und sogar noch darüber hinausgehen kann. Vor diesem Hintergrund reichen Energieeffizienzziele allein nicht aus, sondern es bedarf zusätzlich absoluter Energieeinsparziele. Ansonsten ist nicht auszuschließen, dass die Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz ins Leere laufen.

Wie hat sich die Energieeffizienz bisher in Deutschland entwickelt?

Vor der Festlegung von Energieeffizienzzielen ist es erforderlich, das tatsächlich vorhandene Potential für Energieeffizienzsteigerungen zu ermitteln. Dabei kann unterschieden werden zwischen technischen, wirtschaftlichen und realisierbaren Potentialen. Während die technischen Energieeffizienzpotentiale allein auf den Einsatz der best-verfügbaren Effizienztechnologie abstellen, berücksichtigen die wirtschaftlichen Potentiale auch die Wirtschaftlichkeit einer Maßnahme über die Nutzungsdauer der jeweiligen Technologie. Will man jedoch die realistisch zu hebenden Effizienzpotentiale identifizieren, kommen dafür in der Regel nur solche Technologien in Frage, die sich über die jeweiligen Amortisationszeiten des Investors rechnen. Hier ist die Politik gefragt, die entsprechenden Rahmenbedingungen für eine möglichst weitreichende Hebung der realisierbaren Energieeffizienzpotentiale zu schaffen.

Eine vergleichende Betrachtung der Entwicklung des Energieverbrauchs in Europa in den vergangenen Jahren zeigt, dass in den 27 Staaten der Europäischen Union der Primärenergieverbrauch im Zeitraum 1991 bis 2010 um 5 Prozent zugenommen hat, während in Deutschland der Primärenergieverbrauch im gleichen Zeitraum um 5 Prozent gesunken ist.³ Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt die Betrachtung des Endenergieverbrauchs, also der von den Verbrauchern tatsächlich verbrauchten Energiemenge. Während EU-weit der Endenergieverbrauch gestiegen ist, konnten nur Großbritannien und Deutschland eine Reduzierung des Endenergieverbrauchs verbuchen.

Für Deutschland hat die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen im Jahr 2012 einen Endenergieverbrauch von 8.998 PJ ermittelt. Dies ist gegenüber 2010 ein Rückgang von 312 PJ oder 3,3 Prozent. Energieeinsparungen konnten insbesondere in den Sektoren „private Haushalte“ und „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ mit 9,2 Prozent bzw. 5,8 Prozent erreicht werden. Dem stehen moderate Steigerungen im den Bereichen Verkehr (+0,5 Prozent) und Industrie (+0,3 Prozent) gegenüber. Deutschland ist damit auf einem guten Weg hin zu dem in der EU-Energieeffizienzrichtlinie geforderten Endenergieeinsparziel, das eine Verringerung des Endenergieverbrauchs im Jahr 2020 um 10,5 Prozent (oder 1,5 Prozent pro Jahr im Zeitraum von 2014 bis 2020) gegenüber dem Verbrauch im Referenzzeitraum 2010 bis 2012 vorsieht.

Das Institut der deutschen Wirtschaft (IW) bescheinigt der Industrie in Deutschland, dass sie bereits viel energieeffizienter als in den meisten anderen Industrie-

staaten ist. Während die Bruttowertschöpfung im Jahr 2010 rund 20 Prozent über der des Jahres 1995 lag, blieb der Energieverbrauch nahezu konstant (+2,3 Prozent gegenüber 1995). Im Ergebnis zeigt sich also eine Reduzierung der Energieintensität der deutschen Industrie, die deutlich auf 85,3 Prozent des Niveaus von 1995 gesunken ist. Auch wenn der insgesamt wichtigste verbrauchsmindernde Effekt der vergangenen Jahre dem IW zu Folge auf eine Veränderung der Industriestruktur zurückzuführen ist, haben auch Intensitätseffekte zur Verringerung des Energieverbrauchs beigetragen und stellen damit echte Effizienzverbesserungen dar.

Bezogen auf die besonders energieintensiven Branchen (Metalle, Chemie, Papier und Glas/ Keramik) werden vom IW im Zeitraum 1995 bis 2010 nur verhältnismäßig geringe Effizienzeffekte festgestellt. Dies entspricht der Erwartung, dass insbesondere in den energieintensiven Branchen von je her ein hoher struktureller Druck zur Steigerung der Energieeffizienz herrscht und daher wesentliche Maßnahmen zur Hebung von Energieeffizienzpotentialen bereits in der Vergangenheit umgesetzt wurden. Gleichwohl kann daraus nicht geschlossen werden, dass in diesen Branchen keine weiteren Energieeffizienzpotentiale mehr vorhanden wären.

Welche weiteren Energieeffizienzpotentiale lassen sich heben?

Nach Schätzungen der Deutschen Energieagentur (dena) sind in Deutschland bis zum Jahr 2020 wirtschaftliche Energieeinsparpotentiale von durchschnittlich 15 Prozent gegenüber dem Jahr 2008 vorhanden. Mengenmäßig finden sich die größten Effizienzpotentiale zwar in den Sektoren „Haushalte“ und „Verkehr“, aber auch in der Industrie und im Sektor „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ (GHD-Sektor) werden noch erhebliche Einsparpotentiale von 11 bzw. 16 Prozent identifiziert.

Im Industriesektor wird das der Menge nach größte Einsparpotential bei der Erzeugung von Prozesswärme gesehen. Hier könnten mit Hilfe ganzheitlicher System- und Prozessoptimierung, Verbesserungen in der Abwärmenutzung und der Reduktion von Wärmeverlusten Energieeffizienzgewinne in der Größenordnung von 10 Prozent generiert werden. Im Bereich elektrischer Energie könnten nach Schätzungen der dena im Industriesektor weitere 11 Prozent Endenergie eingespart werden, insbesondere im Bereich der elektrischen Antriebe, wie beispielsweise Elektromotoren, Druckluft- oder Pumpensystemen, aber auch in den Bereichen Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnologien.

Die deutsche Industrie hat sich im Rahmen einer Vereinbarung vom 1. August 2012 mit der seinerzeit amtierenden Bundesregierung dazu verpflichtet, die Energieeffizienz um durchschnittlich 1,3 Prozent jährlich ab 2013 zu steigern.

Im GHD-Sektor bestehen Energieeffizienzpotentiale insbesondere im Bereich der Wärme- und Kältebereitstellung. Allerdings sind die Effizienzpotentiale hier mit 23 Prozent vor allem bei der Bereitstellung von Raumwärme zu finden. Auch

elektrische Energie lässt sich in einem Umfang von 12 Prozent in diesem Sektor einsparen, wobei das größte Potential im Bereich Beleuchtung liegt. Bei den Informations- und Kommunikationstechnologien ist nach Angaben der dena im GHD-Sektor eher mit einer Zunahme des Stromverbrauchs zu rechnen. Schließlich verfügt dieser Sektor zusätzlich über 5 Prozent Einsparpotentiale im Bereich Kraftstoffe, z.B. bei Baumaschinen und -fahrzeugen, die nicht dem Verkehrssektor zugerechnet werden.

Unter der Voraussetzung, dass die beschriebenen Energieeffizienzpotentiale über alle Sektoren vollumfänglich gehoben würden, ließen sich nach Schätzungen der dena im gesamten Betrachtungszeitraum (2008 bis 2020) Einsparungen der Energiekosten von etwa 240 Mrd. Euro realisieren. Dem ständen Investitionen in Höhe von etwa 200 Mrd. Euro gegenüber. Volkswirtschaftlich betrachtet, würde sich die Ausschöpfung dieser Effizienzpotentiale also rechnen.

Welche Hemmnisse bestehen bei der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen?

Betriebswirtschaftlich betrachtet, können der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen zahlreiche Aspekte entgegenstehen. So müssen Energieeffizienzmaßnahmen für das einzelne Unternehmen wirtschaftlich darstellbar sein; d.h. die Amortisierungszeiten dürfen nicht zu lang sein und die notwendigen finanziellen Ressourcen für die Umsetzung der Maßnahmen müssen zur Verfügung stehen. Nicht selten stehen geeignete Energieeffizienzmaßnahmen mit anderen betrieblichen Zielen in (vermeintlicher) Konkurrenz, so dass die zur Verfügung stehenden Finanzressourcen eher in das betriebliche Kerngeschäft als in durchaus wirtschaftlich lohnende Energieeffizienzmaßnahmen investiert werden. Oftmals liegt der Fokus eher auf der Produktqualität. Ein Eingriff in einen funktionierenden Produktionsprozess wird daher nicht selten gescheut. Insbesondere in kleinen und mittleren Unternehmen können fehlende personelle Ressourcen und damit fehlende Informationen Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen behindern. Selten gibt es einen „Energiemanager“. Auch stellen die Energiekosten häufig Gemeinkosten dar und liegen somit nicht in der bilanziellen Verantwortung einzelner Produktionsbereiche.

Es zeigt sich, dass die Höhe der Energiekosten und -intensität eine wichtige Rolle bei der Frage spielt, ob in einem Unternehmen die Notwendigkeit gesehen wird, sich mit Fragen der Energieeffizienz zu beschäftigen bzw. entsprechende Energieeffizienzmaßnahmen umzusetzen. Daraus resultiert die Einschätzung, dass insbesondere im Mittelstand, der in der Regel nicht so energieintensiv ist, noch deutliche Energieeffizienzpotentiale gehoben werden könnten.

Aufgrund deutlich gestiegener Energiepreise und umfangreicher Informationskampagnen ist zunehmend auch in kleinen und mittleren Unternehmen eine Sensibilisierung für Fragen der Effizienzsteigerung zu erkennen. Dennoch werden entsprechende Maßnahmen nur zögerlich umgesetzt. Dies wird auch in einer Untersuchung von PROGNOSE bestätigt, die zu dem Ergebnis kommt, dass

mehr Transparenz auf dem sehr dynamischen Energieeffizienzmarkt notwendig wäre. Dieses Ziel ließe sich durch Standardisierung und Zertifizierung von Leistungen, Produkten und Dienstleistungen erreichen.⁴

Wie entwickelt sich der Energieeffizienzmarkt?

Der erste „Branchenmonitor Energieeffizienz“ der Deutschen Unternehmensinitiative Energieeffizienz (DENEFF) hat ermittelt, dass der Energieeffizienzmarkt in Deutschland im Jahr 2012 einen Gesamtumsatz von 146 Milliarden Euro erwirtschaftet hat. Dies ist im Vergleich zum Vorjahr ein Plus von 16 Prozent. Die Beschäftigtenzahl nahm im gleichen Zeitraum um 10 Prozent auf hochgerechnet etwa 800.000 Beschäftigte zu⁵. Die vorhandenen Innovations- und Wachstumspotentiale des Energieeffizienzmarktes gilt es zu nutzen und auszubauen, auch im Hinblick auf die absehbar steigende Nachfrage auf Auslandsmärkten. „Energieeffizienz made in Germany“ kann so zu einem Exportschlager werden.

Ähnliche Export-Chancen bieten die Bemühungen für eine Steigerung der Energieeffizienz in den sogenannten „alten Industrien“. Das technische Know-how verbunden mit einem hohen Potential für die Entwicklung technischer Innovationen, zum Beispiel im Maschinen- und Anlagenbau oder in der chemischen Industrie, bietet ein erhebliches wirtschaftliches Potential. Dabei spielen neue energieeffiziente Lösungen für klimaschonende Produkte, Anwendungen und Prozesse eine wichtige Rolle.

Welche Chancen bieten sich für Energiedienstleister?

Als Bestandteil des Energieeffizienzmarktes hat sich in Deutschland neben dem Markt für energiesparende Produkte inzwischen ein ausgeprägter Markt für Energiedienstleistungen etabliert. Dieser umfasst insbesondere die Durchführung von Energieaudits, die Implementierung von Energiemanagementsystemen, Beratungsleistungen und Contracting-Angebote, bei denen das gesamte Energiemanagement von der Bereitstellung benötigter Energie bis hin zur effizienten Verbrauchssteuerung durch Dienstleister angeboten wird.

Insbesondere die letztgenannten Contracting-Angebote sind nicht nur für Großkunden interessant. Steigende Energiekosten veranlassen immer mehr Unternehmen über alternative Möglichkeiten der Energieversorgung nachzudenken. Sie versprechen sich zusätzliche Vorteile durch Energieeffizienzgewinne. Dabei ist die Dienstleistung des Contracting mit ihren Chancen zur Steigerung der Energieeffizienz vielen potentiellen Kunden durchaus bekannt. Allerdings ist die Umsetzungsquote noch vergleichsweise gering.

Entsprechend wird dem Markt für Contracting-Angebote ein dynamisches wirtschaftliches Potential vorausgesagt. Nach einer Analyse des Marktforschungsinstitutes Trendresearch soll das Volumen von 11.000 realisierten Anlagen im Jahr 2011 auf 18.000 Anlagen im Jahr 2020 steigen. Dies entspräche einem Marktvolumen von 1,3 Milliarden Euro (ohne Energieumsatz). Für regional veran-

kerte Contracting-Anbieter, wie z.B. Stadtwerke, bieten sich gute Marktchancen; allerdings zeigt sich auch ein Trend hin zu überregional und bundesweit tätigen Contracting-Anbietern⁶.

Insbesondere für Stadtwerke ergeben sich im Bereich der Energiedienstleistungen neue Geschäftsfelder. Als in der Regel kommunal oder regional aufgestellte Energieversorger verfügen die Stadtwerke über eine große Orts- und Kundennähe, die bei der Erschließung weiterer Energieeffizienzpotentiale von Vorteil ist. Als Energieversorger und Energiedienstleister können sie ihren Kunden maßgeschneiderte Angebote aus einer Hand anbieten. Dies ist insbesondere für viele der kleineren Verbraucher, für die die komplexen Angebotsformen des Contracting derzeit kaum zu überschauen sind, interessant. Es ist zu erwarten, dass sich auch andere Anbieter von Contracting stärker an den Bedürfnissen dieser Kundengruppe orientieren werden und damit die bestehenden Energieeffizienzpotentiale schneller und besser gehoben werden können.

Was kann die Politik für eine erfolgreiche Energieeffizienzpolitik tun?

Eine erfolgreiche Energieeffizienzpolitik wird sich daran messen lassen müssen, ob sie die Wettbewerbsfähigkeit und die Exportchancen der heimischen Unternehmen unterstützt. Zielvorgaben zu Energieeffizienz und Energieeinsparung dürfen kein „Energy Leakage“ auslösen, mit der Folge, dass es zu Produktionsverlagerungen ins Ausland oder zu Verlusten von Arbeitsplätzen kommt.

Das heißt aber nicht, dass sich die deutsche Wirtschaft auf ihren Lorbeeren ausruhen darf. Es ist zutreffend, dass deutsche Unternehmen und Betriebe in der Vergangenheit bereits zahlreiche Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz erfolgreich umgesetzt haben. Gleichwohl gibt es weitere Einsparpotentiale, die es zu heben gilt. Untersuchungen belegen, dass im Bereich der gewerblichen Wirtschaft noch erhebliche Energieeffizienzpotentiale bestehen.

Die Hebung dieser Potentiale muss zunächst einmal im betriebswirtschaftlichen Interesse eines jeden Unternehmens liegen. Insbesondere in der energieintensiven Industrie hat der effiziente Umgang mit der Ressource Energie seit langem einen hohen Stellenwert, da die Energiekosten wesentlicher Bestandteil der Produktionskosten sind. Entsprechend sind energieeffiziente und somit kosteneffiziente Produktionsprozesse sowie der Einsatz von Energiemanagementsystemen hier bereits weit verbreitet. Weitere Energieeinsparungen erfordern häufig hohe Investitionen in teurere Verfahren, deren betriebswirtschaftlicher Nutzen sich zunehmend schwer darstellen lässt. Daher ist von weiteren pauschal-verpflichtenden Einsparzielen abzusehen, da diese dem jeweiligen Einzelfall nicht gerecht werden können.

Die Anschaffung und der Einsatz hocheffizienter Anlagen hängen neben betrieblichen Faktoren ganz wesentlich auch von den Rahmenbedingungen ab, die insbesondere von der Politik bestimmt werden. Fehlen Planungssicherheit und das Vertrauen, das sich die Kosten für Energieeffizienzmaßnahmen amortisie-

ren, werden Unternehmen diese Investitionen nicht tätigen. Dem muss die Politik durch ein Klima, das Vertrauen und Planungssicherheit schafft, begegnen.

Aufgrund steigender Energiekosten versuchen inzwischen immer mehr Unternehmen – auch aus nicht-energieintensiven Branchen – den eigenen Energieverbrauch möglichst effizient zu gestalten und so Energie- und Produktionskosten zu senken. Dazu sind zunächst die im Unternehmen bestehenden Energieeffizienzpotentiale zu identifizieren. Unterstützen können dabei die zahlreichen Informations- und Beratungsangebote von Bund und Land sowie Energieeffizienznetzwerke. Auch stehen umfangreiche Förderprogramme zur Verfügung, wie z.B. zur Einführung von Energiemanagementsystemen in kleinen und mittleren Unternehmen. Weiter müssen wir daran arbeiten, insbesondere für kleinere Verbraucher den Zugang zum Energieeffizienzmarkt barrierefrei und seine zahlreichen Angebote transparenter zu gestalten.

Meines Erachtens haben sich die auf Selbstverpflichtung und Eigeninteresse der Unternehmen basierenden Instrumente bewährt. Daher bedarf es keiner Energieeffizienzverpflichtungsmaßnahmen. Sie wären lediglich mit einem hohen bürokratischen Aufwand verbunden und hätten auch im Hinblick auf Effektivität und gerechter Verteilung von Kosten und Nutzen⁷ keinen Mehrwert. Für völlig verfehlt halte ich den Ansatz, dass die jeweiligen Energieversorger dafür zur Verantwortung gezogen werden sollen, wenn ihre Kunden die Ziele zur Energieeinsparung nicht einhalten. Das entbehrt jeglicher Logik.

Energieeffizienz und Energieeinsparung dürfen kein Selbstzweck sein. Sie sind unter Berücksichtigung volks- und betriebswirtschaftlicher Aspekte voranzutreiben. Dazu bedarf es einer regelmäßigen Überprüfung der bestehenden öffentlichen Informations- und Förderangebote mit der Zielrichtung, diese noch transparenter und damit noch besser auf die Zielgruppe kleiner und mittlerer Unternehmen auszurichten. Gleiches gilt im Übrigen auch für die Angebote auf dem Energiedienstleistungsmarkt.

Fußnoten

¹ Vgl. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD „Deutschlands Zukunft gestalten“, 18. Legislaturperiode, vom 14. Dezember 2013

² Vgl. Wuppertal-Institut „Der Rebound-Effekt“, 2012

³ Vgl. Dena-Studie „Energieeffizienz-Verpflichtungssysteme“, 2012

⁴ Vgl. PROGNOSE „Rolle und Bedeutung von Energieeffizienz und Energiedienstleistungen in KMU“, 2010

⁵ Vgl. DENEFF „Branchenmonitor Energieeffizienz 2013“, 2013

⁶ Vgl. Trendresearch „Der Markt für Contracting in Deutschland bis 2020“, 2013

⁷ Vgl. dena-Studie „Energieeffizienz-Verpflichtungssystemen“, 2012



Axel Gedaschko
Präsident, GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen

Axel Gedaschko wurde am 20. September 1959 in Hamburg geboren. Er ist verheiratet und Vater von zwei Kindern.

Nach Abitur und Bundeswehrdienst studierte Axel Gedaschko Rechtswissenschaften in Hamburg und Göttingen. Das erste Staatsexamen schloss er 1988 ab, 1992 folgte das zweite Staatsexamen. Von 1993 bis 2000 war Axel Gedaschko juristischer Dezernent im Dienst des Landes Niedersachsen. Im November 2000 erfolgte die Wahl zum Ersten Kreisrat des Landkreises Harburg. Durch direkte Wahl errang er 2003 das Landratsmandat des Landkreises Harburg. 2006 wurde Axel Gedaschko durch den Ersten Bürgermeister der Freien und Hansestadt Hamburg als Staatsrat berufen. Im Januar 2007 wurde er dann zum Senator der Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt in Hamburg ernannt. Darüber hinaus war Axel Gedaschko Aufsichtsratsvorsitzender der SAGA/GWG. Im Mai 2008 erfolgte dann die Ernennung zum Wirtschaftssenator und Präses der Behörde für Wirtschaft und Arbeit in der Freien und Hansestadt Hamburg. Seit dem 01.02.2011 ist Axel Gedaschko Präsident des GdW.

Was kann die Wohnungswirtschaft zum Gelingen der Energiewende und zum Erreichen der EU-Ziele beitragen?

Axel Gedaschko

Die deutsche Wohnungswirtschaft kann ein natürlicher Verbündeter sein, wenn es um die Frage des „Ob“ und insbesondere des „Wie“ des Erreichens der nationalen und der europäischen Ziele geht. Aber wie so häufig bei eigentlich natürlichen Allianzen kommt es darauf an, den Bündnispartner auf dem langen Weg zum Ziel zu begeistern und seine Möglichkeiten richtig einzusetzen. Dazu gehören ein klarer Kurs, das Einbeziehen in die Planungen, das Einräumen von Auswahl- und Handlungsfreiheiten zur Zielerreichung und - dort wo nötig - auch Unterstützung.

Aber bereits die entscheidende Weichenstellung für den Kurs und das Ziel ist verunglückt: Am 22. Januar 2014 stellte die **Europäische Kommission** ihre Planungen zur Energiepolitik bis 2030 vor. Eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 40 % unter den Stand von 1990 bei bestehender Zielsetzung von 20 % bis 2020 und mindestens einem Anteil von 27 % erneuerbarer Energiequellen am Gesamtmix sollen erreicht werden. Das Europäische Parlament ergänzt um den Vorschlag, auch für Energieeffizienz ein 40 %-Ziel einzuführen.

Die **deutsche Politik** hat sich hingegen das Ziel gesetzt, von 2005 bis 2020 in Gebäuden 20 % des Endenergiebedarfs und von 2005 bis 2050 80 % des Primärenergiebedarfs einzusparen.

Die Wohnungswirtschaft sieht das gewählte deutsche Basisjahr extrem kritisch, da massive Investitionen in die Energieeffizienz so mit einem Federstrich entwertet würden. Auch im Gebäudesektor muss als Ausgangsjahr für die Berechnungen das Jahr 1990 beibehalten werden. Es diente bisher allen Klimaschutzkonzepten der Bundesregierung bis hin zum Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm (IEKP) von 2007 und dem Energiekonzept von 2010 als generelle Grundlage. Die nun vorgenommene Neubewertung belohnt sogar noch all diejenigen, die bislang jegliches Engagement vermissen ließen: Ihnen wird die angestrebte Reduktion von einem hohen Basiswert ausgehend, ungleich leichter fallen...

Die organisierte **Wohnungswirtschaft** in Deutschland hat mit ihren Investitionen von 1990 bis 2005 bereits über 50 % der CO₂-Emissionen eingespart. Bis 2020 erwartet die Wohnungswirtschaft in ihrer Prognose¹ eine Einsparung von 66 % gegenüber 1990 und bis 2050 von 83 %. Die bisherigen Einsparungen wurden möglich aufgrund umfangreicher energetischer Modernisierungen, vor allem in den Beständen der Neuen Bundesländer. Seit 1990 sind bereits über 60 % der Gebäudebestände der Unternehmen energetisch umfassend oder teilmodernisiert worden. Des Weiteren resultiert die CO₂-Einsparung aus Umstellungsprozessen von Kohle-, Öl- und Stromheizungen auf Gas und Fernwärme. Endenergetisch

konnten von 1990 bis 2005 25 % eingespart werden. Erwartet werden in der Prognose 2020 37 % und 2050 57 % im Vergleich zu 1990. Der durchschnittliche spezifische Endenergieverbrauch wird dann ca. 85 kWh/m²a betragen, bei CO₂-Emissionen von jährlich nur noch 11 kg/m² Wohnfläche.

Das Ziel der Unternehmen ist ganz klar darauf ausgerichtet die Bezahlbarkeit des Wohnens, die sich aus kalter und warmer Miete definiert, sicherzustellen. Gerade die Explosion bei den Verbraucherpreisen für Heizenergie von 33,8 % seit 2010 gegenüber einem Anstieg der Kaltmieten von 4,3 % (zum Vergleich: die Inflationsrate liegt für diesen Zeitraum bei 5,7 %) verdeutlicht diese Notwendigkeit.

Wichtig für die Erreichung der Prognose sind ein Mix aus einer Vielzahl von Maßnahmen, wie

- umfassende Modernisierung der Gebäudehülle
- Teilmaßnahmen
- Anlagenmodernisierung
- Anlagenoptimierung
- Wechsel des Energieträgers
- Dekarbonisierung von Energieträgern
- angepasstes Nutzerverhalten
- Wohnungsregelung
- gebäudeintegrierte Stromerzeugung
- Nutzung von KWK

Darüber hinaus müssen in einer ganzheitlichen Herangehensweise aber dennoch auch schon heute Klimaänderungen berücksichtigt und Klimaanpassungsmaßnahmen identifiziert werden. Abbildung 1 zeigt die Bausteine der Energiestrategie der Wohnungswirtschaft. In der Strategie der Wohnungswirtschaft zur Umsetzung der Energiewende sind die entsprechenden Hintergründe näher erläutert².

Von großem Interesse für die Wohnungswirtschaft im Zusammenhang mit Baustein 6 der Energiestrategie ist die Entschließung des europäischen Parlaments vom 12. September 2013 zur Strom- und Wärmeerzeugung in kleinem und kleinstem Maßstab. Die Entschließung beschreibt ein grundlegendes Recht für alle, Zugang zu einer angemessenen Energieversorgung zu haben. Stromerzeugung in kleinstem Maßstab wird künftig von wesentlicher Bedeutung sein, wenn die EU langfristig ihre Ziele für erneuerbare Energiequellen erreichen will. Das Parlament fordert dazu auf, ein besonderes Augenmerk auf Mieter zu richten, die häufig von Effizienzverbesserungen und der Erzeugung des eigenen Stromes abgeschreckt werden. Die Initiative des Parlaments ist aus Sicht der Wohnungsunternehmen sehr wichtig. Stromerzeugung im kleinsten Umfang muss ermöglichen, dass ein Vermieter seine Gebäude mit Allgemiestrom und seine Mieter mit Hausstrom versorgen kann. Die Wohnungswirtschaft unterstützt die Entschließung in vollem Umfang.



Abbildung 1 : Bausteine der Energiestrategie der Wohnungswirtschaft

Allerdings wird die Energieerzeugung durch Wohnungsunternehmen in Deutschland nach wie vor steuerlich benachteiligt. Das deutsche Gewerbesteuerrecht beinhaltet eine Begünstigungsvorschrift für die Vermietung von Wohnraum, die sog. erweiterte Gewerbesteuerkürzung für Grundstücksunternehmen. Diese Vorschrift soll es Grundstücksunternehmen und damit auch Wohnungsunternehmen ermöglichen, den Teil ihrer Einkünfte, der aus der Verwaltung und Nutzung des eigenen Grundstücks stammt, gewerbesteuerfrei zu stellen sowie bei Privatpersonen, die Einkünfte aus Vermietung und Verpachtung erzielen. Einzige Voraussetzung ist, dass die Unternehmen über die Verwaltung und Nutzung des eigenen Grundbesitzes hinaus nur ganz bestimmte und ausdrücklich zugelassene Nebentätigkeiten ausführen.

Der Betrieb eines BHKW oder einer Photovoltaik-Anlage zur Stromerzeugung und die Einspeisung des erzeugten Stroms in das allgemeine Stromnetz gegen Entgelt wird als solche schädliche Tätigkeit angesehen. Der GdW versucht seit Jahren, eine sachgerechte Lösung für diese Problematik zu erreichen, denn Wohnungsunternehmen, die sich an der Energiewende beteiligen wollen, würden gravierende gewerbesteuerliche Nachteile riskieren, um Anlagen zur Energieerzeugung zu betreiben. Eine steuerneutrale Regelung wäre sehr einfach durch die Aufnahme der Energieerzeugung in den Katalog der gesetzlich zugelassenen Nebentätigkeiten umzusetzen.

Damit die Wohnungswirtschaft besser zum Gelingen der Energiewende beitragen kann, fehlt auch ein Gesamtkonzept mit einem Ausbaupfad für ortsidentisch in Wohngebäuden erzeugten und durch Mieter verbrauchten Strom. Derzeit wird an einzelnen Gesetzen wie dem EEG nachgebessert und, um vergangene Fehler zu korrigieren, soll z. B. Eigenstromerzeugung mit EEG-Umlage belastet werden. Diese Änderungen sind kontraproduktiv. Sie sollten nicht vorgenommen werden, bevor nicht innerhalb eines Ausbaupfades klar ist, welche Instrumente notwendig sind, damit dezentrale Stromerzeugung und ortsidentische Nutzung durch Mieter im gewünschten Umfang erfolgen. Es muss auch sichergestellt werden, dass ein Business Case übrigbleibt, sonst unterbleiben diese energiewirtschaftlich sinnvollen Investitionen.

Von Seiten der EU erwartet die Wohnungswirtschaft mehr Evaluation der bereits angestossenen Instrumente, insbesondere der Richtlinien im Bereich Energieeffizienz. Ziel aller Maßnahmen sollte nicht die ständige Erhöhung von Anforderungen sein, die Gebäudeeigentümer abschreckt und überfordert, sondern die Unterstützung von möglichst vielen Maßnahmen in der Breite. Diese Unterstützung ist in Deutschland mit dem KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm hervorragend gegeben. Es kommt hier allerdings auch auf eine Aufstockung und Verstärkung dieser Mittel entscheidend an, um den Erfolg der Gebäudesanierung zu erhöhen.

Im Strombereich ist eine EU-Unterstützung zur Beseitigung der Hemmnisse und für die Stromerzeugung für Mieter wünschenswert, damit die Wohnungswirtschaft auch im Strombereich ihren Beitrag zur Energiewende und zur Sicherstellung eines bezahlbaren Wohnens leisten kann.

Dabei bedarf es für beide Aspekte eines quartiersbezogenen Ansatzes: Weg von der extrem preistreibenden Einzelfallregelung hin zu einer Betrachtung von Quartieren. Die Massnahmen zur Zielerreichung im Bereich der CO₂-Minderung können dabei extrem unterschiedlich sein – aber in jedem Fall deutlich günstiger als bei heute anzutreffender Detailverliebtheit des Gesetzgebers für jedes einzelne Gebäudeteil. Der Effekt, den wir erreichen müssen: Mit gleichem Mitteleinsatz Energieeffizienz für deutlich mehr Mieter erreichen und den einzelnen Mieter dabei geringer belasten als heute. Dass es funktioniert, ist vielfach bewiesen. Es bedarf „nur“ noch des Umsteuerns in Legislative und Exekutive...

Fußnoten

- ¹ Siehe: GdW-Energieprognose 2050 „Sanierungsfahrplan entsprechend Energiekonzept der Bundesregierung für die durch GdW-Unternehmen bewirtschafteten Bestände“, März 2013
- ² Siehe: GdW Position „Strategie der Wohnungswirtschaft zur Umsetzung der Energiewende“, November 2012



Michael Hager
Kabinettschef des EU-Kommissars Günther Oettinger

Michael Hager ist seit März 2013 Kabinettschef des für Energie zuständigen EU-Kommissars Günther H. Oettinger. Zuvor war er seit 2010 Mitglied im Kabinett Oettinger.

Von 2008 bis 2010 war er Mitglied des Kabinetts der für Internationale Beziehungen und Kommunikation zuständigen Vizepräsidentin der EU-Kommission Margot Wallström. Im Jahr 2004 trat er in die Europäische Kommission ein und war zunächst Koordinator für Parlamentarische Angelegenheiten in der Generaldirektion Binnenmarkt, später Assistent des Generaldirektors.

Vor seinem Eintritt in die Europäische Kommission arbeitete er von 1999 bis 2004 als Assistent der Europaabgeordneten Brigitte Langenhagen. Michael Hager hat einen Magisterabschluss der Eberhard-Karls-Universität Tübingen in Geschichte, Politik und Japanologie.

Die deutsche Energiewende im Lichte der europäischen Energiepolitik

Michael Hager

1. Einleitung

Deutschland als größte Wirtschaftsmacht Europas ist auch für die europäische Energiepolitik von herausragender Bedeutung. 2010 hat sich Deutschland ehrgeizige Energie- und Klimaziele für 2050 gesetzt. Das deutsche Energiekonzept sah wesentliche Änderungen im Energiesektor vor, indem bis 2050 Treibhausgasemissionen um 80 % reduziert, der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 60 % erhöht und der Primärenergieverbrauch auf 50 % gesenkt werden sollten. Nach der Katastrophe von Fukushima im März 2011 beschloss die deutsche Regierung darüber hinaus, acht Kernkraftwerke stillzulegen und bis 2022 aus der Atomenergie auszusteigen. Ein umfassendes Legislativpaket (die sog. „Energiewende“) wurde verabschiedet, um diese Ziele zu erreichen.

Eine solch umfassende Energiewende eines Landes im Herzen Europas und von der Größe Deutschlands bleibt nicht auf das eigene Hoheitsgebiet beschränkt. Die Auswirkungen dieser Umstellung auf andere Staaten im selben Netzverbund sind zu gravierend, die Herausforderungen für einen einzelnen Mitgliedstaat zu bedeutend, als dass ein Alleingang denkbar wäre.

Auch Europa wird von den Erfordernissen einer modernen Energiepolitik erfasst. Bezahlbare Energierechnungen, dauerhafte Versorgungssicherheit, sichere Produktion von Energie und nachhaltige Energiewirtschaft sind auch für Europa wichtige Prämissen. In diesem Zusammenhang hat die Europäische Kommission am 22. Januar 2014 einen politischen Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 vorgeschlagen: ein verbindliches Ziel für die Minderung der Treibhausgasemissionen um 40 % gegenüber dem Stand von 1990, ein verbindliches EU-Ziel für erneuerbare Energien von zumindest 27 % und neue Anstrengungen für eine Energieeffizienzpolitik.

Der vorliegende Beitrag diskutiert die energiepolitische Stellung Deutschlands, die Herausforderungen und Lösungsansätze europäischer Energiepolitik und den möglichen und notwendigen gemeinsamen Weg der europäischen Staaten hin zu einer nachhaltigen Energiepolitik 2030, die bezahlbar und sicher ist.

2. Die deutsche Energiewende

2.1. Der deutsche Energiemarkt aus der europäischen Perspektive

Deutschland ist der größte Energieverbraucher Europas und der siebtgrößte Energieverbraucher der Welt. Mit einem Bruttoinlandsprodukt, das hinter demjenigen der USA, China und Japan liegt, ist Deutschland die weltweit viertgrößte Volkswirtschaft.

Deutschland ist, was seine Energieversorgung betrifft, im Wesentlichen von Einfuhren abhängig. Öl ist und bleibt der Hauptprimärenergieträger in Deutschland und machte 2011 einen Anteil von 38 % des Gesamtprimärenergiegebrauchs aus. Obwohl Kohle die am häufigsten vorhandene Energiequelle in Deutschland ist, sank ihr Anteil am Energieträgermix bis vor kurzem stetig. Hier ist allerdings in den letzten Monaten eine deutliche Trendwende zu vermerken.

Deutschland ist regional und auch international bei der Nutzung bestimmter erneuerbarer Energieträger führend. 2011 war Deutschland der größte europäische Produzent von Strom aus erneuerbaren Energien (ausgenommen Wasserkraft) und der größte Produzent von Solarenergie weltweit. Deutschland zählt zu den vier Mitgliedstaaten mit dem größten Anteil Fotovoltaik-Anteil (zusammen mit Tschechien, Italien und Belgien).

Bemerkenswert ist auch das Maß der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland. Laut Deutschem Bundestag lagen die EEG-Differenzkosten 2001 noch bei 1,139 Mrd. Euro, stiegen bis 2010 auf 8,235 Mrd. Euro und betrugten 2013 bereits 20,36 Mrd. Euro. Die EEG-Umlage stieg in diesem Zeitraum von 0,25 ct/kWh (2001) auf 5,277 ct/kWh (2013). Damit hat Deutschland gemeinsam mit Spanien und Portugal die durchschnittlich höchste Förderung pro Energieeinheit.

Die Kosten der Förderung schlagen sich auf die Energiepreise nieder. Die Preise für Strom stiegen in Deutschland für Industrie- und Haushaltskunden von 2008 bis 2012 um mehr als 20 %. Dieser Anstieg beruhte vor allem auf einer Erhöhung von Steuern und Abgaben. Die Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und der Anstieg der Mehrwertsteuer waren dafür wesentliche Faktoren. Parallel dazu fielen die Preise für Gas, insbesondere für Haushaltskunden, um fast 15 %.

2.2. Die deutsche Energiewende im Einzelnen

Mit ihrem Energiekonzept vom September 2010 und dem im Juni 2011 beschlossenen Energiepaket hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, Deutschland zu einer der effizientesten und umweltfreundlichsten Volkswirtschaften der Welt zu machen unter Wahrung von wettbewerbsfähigen Energiepreisen und Wohlstand.

- Das Energiekonzept sieht vor, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % und bis 2050 entsprechend der Zielformulierung der Industriestaaten um mindestens 80 % zu reduzieren.
- Die erneuerbaren Energien sollen zu einer tragenden Säule der Energieversorgung ausgebaut werden. Es wird angestrebt, ihren Anteil am Bruttoendenergieverbrauch von rund 10 % im Jahr 2010 auf 60 % im Jahr 2050 zu steigern. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll 2050 sogar 80 % betragen.
- Gleichzeitig wird angestrebt, den Energieverbrauch langfristig zu senken. Bis 2050 soll der Primärenergieverbrauch um 50 % gegenüber 2008 zurückgehen. Das erfordert pro Jahr eine Steigerung der Energieproduktivität um durchschnittlich 2,1 % bezogen auf den Endenergieverbrauch. Der Stromverbrauch soll bis 2050 um 25 % gegenüber 2008 gemindert werden; bis 2020 soll er bereits um 10 % sinken. Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor soll bis 2050 um rund 40 % gegenüber 2005 zurückgehen. Weiterhin soll die Sanierungsrate für Gebäude von derzeit jährlich etwa 1 % auf 2 % des gesamten Gebäudebestands verdoppelt werden.
- Der Energiewende ist auch im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien von 2013 ein Kapitel gewidmet. Darin bekräftigt die Koalition ihren Willen, Energiewende und Klimaschutz erfolgreich zu gestalten und sich in der EU für 2030 für ambitionierte Ziele auf der Grundlage der langfristigen Ziele für 2050 einzusetzen. Konkret strebt die Koalition eine schnelle und grundlegende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes an, um verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen.

2.3. Auswirkungen der Energiewende auf nationaler Ebene

Deutschland hat bereits Fortschritte bei der Umsetzung der dargelegten Maßnahmen gemacht. Der Energieverbrauch sinkt, erneuerbare Energien spielen eine bedeutende Rolle bei der Energieversorgung, Treibhausgasemissionen gehen zurück und eine zuverlässige Stromversorgung ist trotz des Abschaltens der acht Kernkraftwerke sichergestellt. Nach jüngsten Berechnungen wird Deutschland das Ziel der Treibhausgasminderung auch in nicht unter das Emissionshandelssystem fallenden Sektoren erreichen, wenn noch zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden.

Deutschland ist alles in allem auf gutem Wege, seine Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien zu erreichen. 2011 stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf mehr als 12 %. Im Stromsektor überschritt der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 2011 erstmals die 20%-Grenze, im ersten Halbjahr 2012 lag der Anteil bei circa einem Viertel.

Eine besondere Herausforderung sind die steigenden Energiepreise. Neben den Weltmarktpreisen für Rohöl, Erdgas und Kohle sowie den Steuern und Abgaben tragen die gestiegenen Umlagen nach dem EEG zu Preiserhöhungen bei.

Trotz der in der Vergangenheit ergriffenen Maßnahmen, darunter die Begrenzung der Förderkosten für Solarenergie, ist die von den Stromverbrauchern als Ausgleich für die höheren Produktionskosten der Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien finanzierte EEG-Umlage im Jahr 2013 gegenüber 2012 um 47 % gestiegen. Abgesehen davon kommen weite Teile der Industrie in den Genuss verschiedener Befreiungen, die jedoch den Strom für andere gewerbliche Nutzer und für die privaten Stromverbraucher verteuern und falsche Preissignale senden. Die Kosteneffizienz des Systems zur Förderung erneuerbarer Energien zu steigern, etwa indem sichergestellt wird, dass die Strompreise die richtigen Signale an alle Verbraucher senden, bleibt eine Herausforderung.

Auch der Netzausbau geht mit großen Herausforderungen einher. Der Ausbau und die Modernisierung des Stromnetzes und die Bereitstellung zusätzlicher Speicher- und flexibler Erzeugungskapazitäten sind Voraussetzung für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Angesichts der zunehmenden Erzeugungskapazität für erneuerbare Energien in der Nord- und Ostsee und der verringerten Kernkraftkapazitäten in den stärker industrialisierten südlichen Bundesländern müssen Schritte unternommen werden, um die innerdeutsche Nord-Süd-Achse auszubauen, ein Offshore-Netz zu entwickeln und die Anbindungen an die Nachbarländer zu verbessern, um Beeinträchtigungen durch unerwünschte Stromflüsse zu vermeiden. All dies ist bislang nur in unzureichendem Maße geschehen.

2.4. Beispiele negativer Auswirkungen der deutschen Energiewende auf Europa

2.4.1. Netzausbau

Ein Beispiel für die negativen Auswirkungen der Energiewende auf Europa sind Probleme im europäischen Netzverbund. Der Anstieg der Erzeugung von Windenergie in Nordeuropa und in den nördlichen Meeren hat zusammen mit der Stilllegung der Kernkraftwerke zu überwiegend einseitigen Ringflüssen vom Norden in den Süden nach Mitteleuropa geführt. Zum Beispiel fließt Strom, der in Norddeutschland erzeugt wird, über Polen und die Tschechische Republik nach Süddeutschland oder – soweit international gehandelt – noch weiter südlich in andere Länder. Grenzüberschreitende Stromflüsse werden durch physikalische Gesetzmäßigkeiten und den Standort der Erzeugung und deren Last bestimmt. Das bedeutet, dass die tatsächlichen Stromflüsse oft von den Mengen abweichen, die für eine bestimmte Grenze gehandelt oder eingeplant wurden. In den letzten Jahren haben die in Deutschland entstehenden Ringflüsse durch den Osten Mitteleuropas Dimensionen erreicht, die die sichere Betreibung der Übertragungsnetze gefährden und die Fähigkeit dieser Länder einschränken, Strom zu handeln oder zu erzeugen.

Eine engere Abstimmung der Energiepolitik Deutschlands und der Nachbarländer würde zur Vermeidung unnötiger Probleme beitragen und helfen, die Vorteile des europäischen Energiemarkts zu nutzen. Dies zeigt die jüngste Vereinbarung zwischen deutschen und polnischen Netzbetreibern über koordinierte Mechanismen für mehr grenzübergreifende Kapazitäten zwischen beiden Ländern. Dies sorgt für mehr Wettbewerb und trägt zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit bei.

2.4.2. Förderung erneuerbarer Energien

Lange Zeit hat die Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland außerhalb des EU-Beihilferahmens gesehen. Das hatte schwerwiegende Konsequenzen: Mehrere Staaten versuchten, die deutsche Lösung zu kopieren, der Beihilfekontrolle auszuweichen und die Erzeugung Erneuerbarer national zu gestalten. Der zunächst gelungene Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland war einer der Hauptgründe, warum sich die Kommission 2008 mit dem Vorschlag eines europaweiten Zertifikatehandels für erneuerbare Energien nicht durchsetzen konnte.

Die Befürchtung war jedoch von vornherein groß, dass, statt die Produktion am günstigsten Standort anzusiedeln, die Höhe der Förderung den Ausschlag für Standortentscheidungen in Europa geben würde. Industrierabatte, die in Deutschland gewährt wurden, waren in anderen Staaten aus beihilferechtlichen Gründen nicht möglich. Das zusätzlich bestehende Vorrecht, Strom aus erneuerbaren Energien prioritär ins Netz einspeisen zu können, und der mangelnde Ausbau der Netze führten zu der vorgenannten „Überflutung“ des polnischen und tschechischen Netzes mit Strom aus dem Norden Deutschlands, was den grenzüberschreitenden Handel zum Erliegen brachte.

3. Die Herausforderungen und Lösungsansätze der europäischen Energiepolitik

3.1. Vollendung des Energiebinnenmarkts

Die Vollendung des Energiebinnenmarkts sowohl im Strom- als auch im Gas-sektor ist nach wie vor eine unmittelbare Priorität der Kommission. Der Energiebinnenmarkt hat dazu beigetragen, dass der Auftrieb bei den Energiegroßhandelspreisen (insbesondere für Strom) in den letzten fünf Jahren im Vergleich zu den ihnen zugrunde liegenden, gestiegenen Kosten für fossile Brennstoffe gedämpft wurde. Immer größere Wind- und Solarstrommengen haben ebenfalls einen Abwärtsdruck auf die Großhandelspreise ausgeübt, vor allem in Regionen mit einem hohen Anteil an diesen erneuerbaren Energien, und gleichzeitig auch zu höheren Preisen am Endkundenmarkt geführt, da die Kosten der Fördersysteme an die Verbraucher weitergegeben werden.

Ein ausgeprägter Wettbewerb im Energiebinnenmarkt wird entscheidend dafür sein, dass bei allen energiepolitischen Zielen der Union im Zeitraum bis 2030 Fortschritte erzielt werden. Er wird die zentralen Instrumente zur Eindämmung

der von Unternehmen und Privathaushalten zu zahlenden Energiepreise bereitstellen. Ein vollständig integrierter Wettbewerbsmarkt könnte bis 2030 Kosteneinsparungen von 40 70 Mrd. Euro gegenüber den derzeitigen Kosten bewirken. Damit die Verbraucher in vollem Umfang von deregulierten Energiemärkten profitieren können, müssen die Endkundenmärkte für Strom wie auch für Gas dynamischer werden und stärker vom Wettbewerb geprägt sein. Die Verbraucher müssen die Kontrolle über die Verbrauchsdaten haben und ihren Energieversorger frei wählen oder ihre eigene Energie nachhaltig erzeugen können. Die Kommission wird die Konzentration auf den Strom- und Gasendkunden- und großhandelsmärkten weiter verfolgen und eine wirksame Kontrolle von Kartellen und Unternehmenszusammenschlüssen gewährleisten.

3.2. Die Senkung von Energiekosten und -preisen

Energiekosten haben sich als wichtige Dimension der internationalen Wettbewerbsfähigkeit von europäischen Industrien herausgestellt, insbesondere angesichts der „Schiefergasrevolution“, die derzeit in den USA stattfindet. Energie ist für die Wettbewerbsfähigkeit unserer Wirtschaft äußerst bedeutend, weil sie die Produktionskosten von Industrien und Dienstleistungen und die Kaufkraft von Haushalten beeinflusst. Energiekosten werden nicht nur von der Zusammensetzung des Energiemixes bestimmt, sondern auch von energiepolitischen Entscheidungen sowie technologischen Entwicklungen beeinflusst, die zur Änderung unseres Energieverbrauchs beitragen können.

Trotz der Bemühungen um die Vollendung eines europäischen Energiebinnenmarkts gibt es weiterhin deutliche Unterschiede bei den Endverbraucherpreisen. Diese Entwicklung steht im deutlichen Kontrast zu den Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten, wo die Großhandelspreise für Strom gegenüber den wichtigsten europäischen Vergleichswerten Großteils übereinstimmen. In den letzten fünf Jahren (2008 bis 2012) sind die Strompreise für Privathaushalte in der EU im Durchschnitt um 4 % pro Jahr gestiegen. In den meisten Mitgliedstaaten liegt dieser Anstieg über der Inflationsrate. Auch der Anstieg der Gaspreise für Privathaushalte von jährlich 3 % liegt in den meisten Mitgliedstaaten über der Inflationsrate. Allerdings verbergen sich hinter diesen Durchschnittswerten große nationale Unterschiede in der Preisentwicklung.

Eine Reihe wichtiger Faktoren verlangsamt die Vollendung des Energiebinnenmarkts auf der Ebene der Endkunden. In den meisten Mitgliedstaaten ist das Endkundensegment nach wie vor von einer hohen Markkonzentration und von regulierten Preisen gekennzeichnet, was die Wahlmöglichkeiten der Verbraucher einschränkt und zu unerwünschten Effekten wie Quersubventionen, Tarifdefiziten und Marktzutrittsschranken führen kann, weil regulierte Vergleichswerte als Preisanker für wettbewerbsfähige kommerzielle Angebote dienen.

3.3. Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Ein Kennzeichen Europas ist seine Abhängigkeit von der Außenwelt im Energiebereich. Als zweitgrößte Wirtschaftsmacht der Erde verbraucht die Europäische Union ein Fünftel der weltweit erzeugten Energie, besitzt selbst aber nur sehr geringe Ressourcen. Die weltweit steigende Energienachfrage und unzureichender Wettbewerb auf den Energiemärkten in der EU haben zu anhaltend hohen Energiepreisen geführt. 2012 wurden Öl und Gas im Wert von mehr als 400 Mrd. Euro nach Europa eingeführt (dies entspricht ca. 3,1 % des EU-BIP), während die Kosten für die Öl- und Gaseinfuhren im Zeitraum 1990-2011 durchschnittlich 180 Mrd. Euro EUR betragen. Damit steigt die Anfälligkeit der EU für Versorgungs- und Energiepreisschocks.

Strategien zur Verbesserung der Versorgungssicherheit der Union müssen einen dreiteiligen Ansatz verfolgen.

- Erstens müssen angesichts der rückläufigen Öl- und Gasförderung in der EU nachhaltige heimische Energiequellen erschlossen werden. Erneuerbare Energien, heimische Reserven konventioneller und nicht konventioneller fossiler Brennstoffe (primär Erdgas) sowie Kernenergie – entsprechend den Präferenzen der Mitgliedstaaten in Bezug auf ihren jeweiligen Energiemix – können im Rahmen eines integrierten Markts ohne Wettbewerbsverzerrungen dazu beitragen.
- Zweitens müssen die Mitgliedstaaten gemeinsam handeln, um ihre Bezugsquellen und Lieferrouen für importierte fossile Brennstoffe zu diversifizieren. Zudem muss der Wettbewerb auf den Energiemärkten durch eine größere Liberalisierung und durch die Vollendung des Energiebinnenmarkts verbessert werden, was die Entwicklung der Energietransportinfrastruktur mit grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen einschließt, die für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit effizienter sein können als die Förderung heimischer Erzeugungskapazität.
- Drittens sind größere Anstrengungen vonnöten, um die Energieintensität der Wirtschaft auf kosteneffiziente Weise zu verbessern und Energieeinsparungen durch eine bessere Energieeffizienz von Gebäuden, Produkten und Prozessen herbeizuführen. Eine für 2014 geplante Überprüfung der verfolgten Energiesparpolitik wird mehr Klarheit in Bezug auf die künftigen Maßnahmen und Ziele in diesem Bereich bringen.

4. Ein Rahmen für die Europäische Energiepolitik bis 2030: Das Klima- und Energiepaket

Um die Koordinierung zwischen allen Mitgliedstaaten sicherzustellen, hat die Europäische Kommission einen Rahmen vorgeschlagen, der berechenbare und sichere Energie- und Klimaziele für die Zeit zwischen 2020 und 2030 enthält. Die Kommission hat die folgenden Eckpunkte des Rahmens für die Politik bis 2030 vorgeschlagen:

1. Ein verbindliches Ziel für die Reduktion der Treibhausgasemissionen: Das Ziel einer Emissionssenkung um 40 % unter den Stand von 1990 ist das Kernstück der Energie- und Klimapolitik der EU bis 2030 und soll ausschließlich durch EU-interne Maßnahmen erreicht werden. Die jährliche Senkung der Obergrenze („Cap“) für die Emissionen aus den unter das EU-ETS fallenden Wirtschaftszweigen würde von derzeit 1,74 % auf 2,2 % für die Zeit nach 2020 angehoben. Die Emissionen aus nicht unter das EU-Emissionshandelssystem fallenden Wirtschaftszweigen müssten um 30 % unter den Stand von 2005 gesenkt werden, wobei diese Anstrengungen gerecht auf die Mitgliedstaaten verteilt würden. Die Kommission ersucht den Rat und das Europäische Parlament, sich bis Ende 2014 darauf zu einigen, dass sich die EU im Zuge der internationalen Verhandlungen über ein Ende 2015 in Paris zu schließendes neues Weltklimaabkommen Anfang 2015 zu einer Reduktion um 40 % verpflichten sollte.
2. Ein verbindliches EU-Ziel für erneuerbare Energien: Erneuerbare Energien werden beim Übergang zu einem wettbewerbsorientierten, sicheren und nachhaltigen Energiesystem eine wesentliche Rolle spielen. Ein verbindliches EU-Ziel für einen Anteil der erneuerbaren Energien von mindestens 27 % bis zum Jahr 2030 auf der Grundlage eines stärker marktorientierten Konzepts, das die erforderlichen Rahmenbedingungen für neu aufkommende Technologien bietet, hat wesentliche Vorteile für die Energiehandelsbilanz, die eigenständige Versorgung aus heimischen Energiequellen, die Beschäftigung und das Wachstum. Ein EU-Ziel für erneuerbare Energien ist erforderlich, um Impulse für weitere Investitionen in diesen Sektor zu geben. Eine Aufteilung in nationale Ziele durch EU-Rechtsvorschriften ist allerdings nicht vorgesehen, damit die Mitgliedstaaten über die notwendige Flexibilität verfügen, um das Energiesystem so umzubauen, dass es den nationalen Präferenzen und Gegebenheiten angepasst ist. Die Verwirklichung des EU-Ziels für erneuerbare Energien würde durch die neu geregelte Governance sichergestellt, die auf nationalen Energieplänen beruhen soll.
3. Energieeffizienz: Eine verbesserte Energieeffizienz trägt zu allen Zielen der EU-Energiepolitik bei; ohne sie ist ein Übergang zu einem wettbewerbsorientierten, sicheren und nachhaltigen Energiesystem nicht möglich. Die Rolle der Energieeffizienz im Rahmen für die Politik bis 2030 wird bei der Überprüfung der Richtlinie über Energieeffizienz, die im Laufe des Jahres abgeschlossen werden soll, näher betrachtet. Die Kommission wird sich nach Abschluss der Überprüfung damit befassen, ob die Richtlinie möglicherweise geändert werden muss. Die nationalen Energiepläne der Mitgliedstaaten müssen darüber hinaus auch die Energieeffizienz einbeziehen.
4. Reform des EU-Emissionshandelssystems (ETS): Die Kommission schlägt vor, zu Beginn des neuen EU-ETS -Handelszeitraums im Jahr 2021 eine Marktstabilitätsreserve einzuführen. Die Reserve wäre auf den in den letzten Jahren entstandenen Überschuss an Emissionszertifikaten gerichtet und würde gleichzeitig die Widerstandsfähigkeit des Systems gegen größere Schocks stär-

ken, indem sie das Angebot an zu versteigernden Zertifikaten automatisch anpasst. Die Einrichtung einer solchen Reserve zusätzlich zu der jüngst beschlossenen Verschiebung der Versteigerung von 900 Millionen Zertifikaten auf 2019-2020 („Backloading“) wird von einer Vielzahl von Beteiligten befürwortet. Nach den vorgeschlagenen Rechtsvorschriften würde die Reserve vollständig nach vorab festgelegten Regeln funktionieren, die der Kommission oder den Mitgliedstaaten bei der Anwendung keinen Ermessensspielraum lassen.

5. Wettbewerbsorientierte, erschwingliche und sichere Energie: Die Kommission schlägt einen neuen Satz von Schlüsselindikatoren zur Bewertung der im Lauf der Zeit erzielten Fortschritte vor, um eine Faktenbasis für etwaige politische Initiativen zu schaffen. Diese Indikatoren beziehen sich beispielsweise auf das Energiepreisgefälle zwischen der EU und wichtigen Handelspartnern, die Diversifizierung der Versorgung und die eigenständige Versorgung aus heimischen Energiequellen sowie auf die Verbindungskapazitäten von Mitgliedstaaten. Anhand dieser Indikatoren wird die Politik bis 2030 für ein wettbewerbsorientiertes, sicheres Energiesystem sorgen, das sich weiterhin auf Marktintegration, Diversifizierung der Energieversorgung, stärkeren Wettbewerb, die Entwicklung der heimischen Energiequellen sowie auf die Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation stützt.

5. Fazit

Die deutsche Energiewende fügt sich durchaus in den europäischen Kontext und die übergeordneten Ziele decken sich. Nun gilt es, die Reform des deutschen EEG zügig durchzuführen, um die wettbewerbsrechtlichen Bedenken aufseiten der EU auszuräumen. In der Energiepolitik müssen die EU und alle Mitgliedstaaten an einem Strang ziehen, denn gemeinsam erreichen wir mehr als in nationalen Alleingängen – im Interesse der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten und zum Wohle aller Menschen in der EU.



Dr.-Ing. Stefan Hartung
Geschäftsführer, Robert Bosch GmbH

Dr.-Ing. Stefan Hartung ist seit Januar 2013 Geschäftsführer der Robert Bosch GmbH. Er ist zuständig für den Unternehmensbereich Energie- und Gebäudetechnik sowie für die Geschäftsbereiche Security Systems, Solar Energy und Thermotechnology. Außerdem verantwortet er die Tochtergesellschaft Bosch Energy and Building Solutions GmbH.

Stefan Hartung wurde 1966 in Dortmund geboren, er ist verheiratet und hat zwei Kinder. Er studierte Maschinenbau, Fachrichtung Fertigungstechnik, an der RWTH Aachen, wo er auch 1993 auf dem Gebiet der Methoden des Qualitätsmanagements promovierte.

Er trat 2004 in die Bosch und Siemens Hausgeräte GmbH, München, ein. Zuvor war er bei der Fraunhofer-Gesellschaft und der Unternehmensberatung McKinsey & Company, Inc., Düsseldorf, tätig.

Stationen in der Bosch-Gruppe

2004	Bereichsleiter und Leiter des Produktmarketings für Geschirrspüler, Bosch und Siemens Hausgeräte GmbH
2008	Bereichsvorstand Fertigung, Supply Chain und Asien, Geschäftsbereich Bosch Power Tools
2009	Vorsitzender des Bereichsvorstands, Geschäftsbereich Power Tools
Januar 2013	Geschäftsführer der Robert Bosch GmbH

Energieeffizienz und intelligente, dezentrale Energiesysteme als Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende

Dr. Stefan Hartung

Die Energiewende ist kein Selbstzweck. Erklärtes gemeinsames Ziel ist es, das Klima zu schützen und den Energieverbrauch zu senken, dabei Ressourcen und Kosten zu sparen. Das gelingt nicht einfach durch das Umlegen von Schaltern, um von fossilen auf erneuerbare Energien umzustellen. Auch Maßnahmen wie der Ausbau von Netzen, Grundlastkraftwerken und Speichern reichen nicht aus. Ganz entscheidend ist es, der Erhöhung der Energieeffizienz einen deutlich höheren Stellenwert zu geben. Wir brauchen eine langfristige Energieeffizienzstrategie für Industrie, Verkehr und Gebäude, insbesondere für den Gebäudebestand. Energieeffizienz muss gleichberechtigt auf die politische Agenda gesetzt werden, um die Energiewende erfolgreich zu gestalten. Einsparpotenziale sind in allen Bereichen vorhanden.

Intelligenten und dezentralen Energiesystemen gehört die Zukunft

Intelligente Lösungen, die Stromspeicher, lokale Erzeugung, regionales Lastmanagement, Energiedienstleistungen und ein schlüssiges Energiemanagement integrieren, müssen Priorität haben. Diese Systeme tragen maßgeblich dazu bei, den Umbau hin zur dezentralen Energieversorgung kosteneffizienter zu gestalten. Der Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz kann nicht allein durch fossile Kraftwerke erfolgen, sondern vor allem durch mehr Intelligenz im Netz, zum Beispiel durch IKT-Technologien und bei Speichern sowie mithilfe eines geeigneten Lastenmanagements. Erforderlich ist dazu die Anpassung der Rahmenbedingungen mit neuen Marktregeln. In der historisch gewachsenen Welt der Großkraftwerke können sich autarke Energiesysteme oder kleine Speicher oder bisher kaum oder noch gar nicht selbstständig refinanzieren, weil die Marktregeln auf das bisherige System ausgerichtet sind. Erforderlich ist ein langfristig verlässliches Marktdesign, das den Ausbau und die Refinanzierung der notwendigen Infrastruktur ermöglicht. Hier ist die Politik gefragt. Es geht um faire Bedingungen für alle Marktteilnehmer. Die Preisgestaltung für Energieanlagen muss sich künftig nach dem richten, was knapp ist. Das wird künftig vor allem die verfügbare Kapazität sein, gestaffelt nach Zeit, Ort, Dauer und Menge.

Energieeffizienz erhöht die Versorgungssicherheit und dämpft den Anstieg der Energiekosten

Nur wenn die Energieeffizienz über alle Bereiche hinweg signifikant erhöht wird, können wir den Energieverbrauch senken, die Versorgung sichern, erneuerbare Energien wirtschaftlicher nutzen, CO₂-Emissionen verringern und den Anstieg der Energiepreise für Verbraucher und Unternehmen dämpfen. Deshalb kommt der Erhöhung der Energieeffizienz auf dem Weg zu einer regenerativen Energie-

versorgung eine Schlüsselrolle zu. Nicht auf Effizienz zu setzen, wäre daher ein schlechtes Geschäft – für die Umwelt, für die Industrie, aber auch für die Verbraucher und somit für unsere Gesellschaft insgesamt.

Gelingt es nicht, die Energieeffizienz deutlich zu steigern, hat dies hohe Kosten zur Folge. Gelingt es jedoch, profitieren davon nicht nur Gesellschaft und Umwelt, sondern auch Unternehmen – die Vorteile überwiegen bei weitem. Weltweit gesehen geht die Entwicklung in diesem Bereich jedoch nicht schnell genug voran. Das Ziel, die Erderwärmung auf zwei Grad Celsius zu begrenzen, wird verfehlt. Würde jedoch international eine forcierte Effizienzstrategie umgesetzt, so wäre die Lücke zum Erreichen des Zwei-Grad-Ziels nach Berechnungen der International Energy Agency (IEA) nur noch halb so groß. Die IEA-Zahlen verdeutlichen das Potenzial – die Gesellschaften sind jedoch noch nicht auf dem richtigen Weg.

Beim Thema Energieeffizienz besteht Nachholbedarf in allen Bereichen – bei Gebäuden, in der Industrie und im Verkehr:

Effiziente Gebäudetechnik und neue Gebäudekonzepte

Auf Gebäude entfallen heute 40 Prozent des weltweiten Energieverbrauchs. Effizienzsteigerungen im Bestand sind deshalb ebenso erforderlich wie innovative Konzepte für neue Objekte.

Bereits kurzfristig kann mithilfe moderner Heiztechnik, mit Warmwasserthermen und Regelsystemen sehr viel Energie eingespart werden. Zukunftsweisend ist hier das Energie-Plus-Haus – ein Haus, das mehr Energie erzeugt, als es verbraucht. Dies ist bereits mit heute verfügbaren Technologien möglich und auch bezahlbar. Dazu zählen neue Konzepte für die Erzeugung von Strom und Wärme, etwa durch Solaranlagen und Wärmepumpen, effiziente Gebäudetechnik, die beispielsweise für eine optimale Wohnraumlüftung sorgt, sowie effiziente Haushaltsgeräte der Klasse A+++ . Großes Potenzial bietet auch die intelligente Vernetzung von Geräten und Heizung im Haus – Stichwort Smart Home.

Darüber hinaus lässt sich der Eigenverbrauch über wirtschaftliche Energiespeicher noch stärker optimieren – ein Grund mehr, die Forschung auf dem Gebiet der Batterietechnologie zu intensivieren. Gleichwohl ist klar: die Eigenversorgung wird künftig nicht ohne Beteiligung an den Gesamtkosten umsetzbar sein. Hier gilt es bei der Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen, nicht das Kind mit dem Bade auszuschütten: KWK-, Speicher- und Erneuerbare Energien-Projekte sowie Energiedienstleistungen müssen weiterhin wirtschaftlich sein können. Bei Gewerbebauten gibt es für Unternehmen enorme Effizienzpotenziale durch die Einbindung externer Dienstleister, die auf ganzheitliche Konzepte für gewerbliche Gebäude spezialisiert sind. Die Kombination aus individuellen Energiekonzepten, Dienstleistungen und dem Einsatz moderner Technologie ermöglicht Energieeinsparungen von durchschnittlich 30 Prozent. Gegenwärtig mangelt es auf dem Markt an Dienstleistungen, die Energiesparen attraktiv machen.

Effiziente Produktionstechnik

Die Industrie beansprucht 32 Prozent der global verbrauchten Energie. Wenn die jeweils beste am Markt verfügbare Technik zum Einsatz kommt, könnte bis zum Jahr 2030 der Energiebedarf der Industrie um rund ein Viertel reduziert werden. Wie sich dieser Verbrauch verringern lässt, ist mit einem einfachen Beispiel aus der Wertschöpfungskette zu illustrieren: Gehäuse, etwa für Kühlschränke oder Waschmaschinen, werden in Biegezentren mit Abkantpressen gebogen. Der Bosch-Geschäftsbereich Drive and Control Technology hat das Programm „Rexroth for Energy Efficiency“ (4EE) entwickelt, mit dem sich Industriesysteme optimieren lassen – durch ganzheitliches Systemdesign, effiziente Komponenten, Energierückgewinnung und zwischenspeicherung sowie bedarfsgerechte Steuerung des Energieeinsatzes. Eine Abkantpresse kommt nach der Neukonstruktion auf Grundlage dieser Methodik nun mit bis zu 44 Prozent weniger Energie aus. Mit diesem Ansatz müssen wir an sämtliche Prozesse der Wertschöpfungskette herangehen, bei Maschinengehäusen beispielsweise an alle Schritte von der Metallherstellung bis hin zur Endlackierung.

Effiziente Verkehrstechnik

28 Prozent des weltweiten Energiebedarfs entfallen auf den Verkehrssektor. Die Zahl der Fahrzeuge, die weltweit über die Straßen rollen, nimmt kontinuierlich zu. Um hier die Effizienz zu erhöhen und die CO₂-Emissionen zu senken, ist ein breites Spektrum an Technologien erforderlich. In den kommenden Jahren werden Verbrennungsmotoren noch den größten Beitrag leisten. Verbrauch und CO₂-Ausstoß dieser Motoren lassen sich mit bereits heute verfügbaren Technologien deutlich reduzieren. Trotzdem gehört die Zukunft der Elektromobilität. Für den Durchbruch reiner Elektrofahrzeuge werden Fahrspaß, Komfort und Bezahlbarkeit entscheidend sein: E-Bikes haben sich damit in kurzer Zeit zu einem Erfolg entwickelt.

Der Weg bis zur reinen Elektromobilität ist allerdings noch weit, bis dahin werden uns innovative Formen der Hybridisierung begleiten. Plug-In-Hybride beispielsweise verbinden das rein elektrische Fahren in Stadtgebieten mit effektiver Langstreckenmobilität in ein und demselben Fahrzeug. Und mit hydraulischen Hybridantrieben als technischer Alternative verbessern wir den Kraftstoffverbrauch und CO₂-Ausstoß von mobilen Arbeitsmaschinen, Bussen oder Müllfahrzeugen. In Zukunft wollen wir die Vorteile von Hydraulikspeichern auch bei Personenkraftwagen im Stadtverkehr nutzen und auf diese Weise bis zu 45 Prozent Kraftstoff einsparen. Die Technik ist robust und wegen der nicht benötigten Batterie auch vergleichsweise günstig.

Energieeffizienz muss in der Mitte der Gesellschaft ankommen !

Innovative Technologien sind unerlässlich für das Erreichen der Energieeffizienzziele und das Gelingen der Energiewende. Sie bieten gleichzeitig auch bedeutende wirtschaftliche Chancen. Unternehmen produzieren bereits heute äußerst

ressourcenschonend und effizient und bieten Produkte und Lösungen, die sparsam sind und den Energieverbrauch optimieren. Solche Lösungen verknüpfen und steuern Erzeugung und Verbrauch von Strom und Wärme intelligent.

Ebenso wichtig wie die technischen Möglichkeiten sind das Verhalten und die Einstellung der Menschen: Energieeffizienz muss fest im Bewusstsein der Gesellschaft verankert werden. Nur so werden die entsprechenden fortschrittlichen Technologien auch allgemeine Verbreitung finden. Die Industrie kann hier mit gutem Beispiel vorangehen. Energieeffizienz muss in der Mitte der Gesellschaft ankommen und muss ein wesentlicher Faktor bei den vielen tausend Investitionsentscheidungen werden, die Unternehmen und Verbraucher jeden Tag treffen. Nur dann wird die Gesellschaft tatsächlich Nutzen aus dem effizienten Einsatz von Energie ziehen.

Jeder spricht über das Steuersparen, aber kaum jemand bringt die gleiche Leidenschaft für das Thema Energiesparen auf. Dies sollte jedoch unser Ziel sein. Erste Schritte in die richtige Richtung gibt es schon – Konzepte für die Angabe des Energieverbrauchs von Haushaltsgeräten, wie sie in Europa bereits erfolgreich umgesetzt werden, die Diskussion über die notwendige Sanierung von Wohngebäuden oder Fortschritte bei der Elektromobilität. Dieser individuelle Beitrag zur Energiewende kann und muss sofort geleistet werden. Das Warten auf einen Masterplan ist müßig. Erforderlich ist aber eine langfristige politische Strategie, die derzeit fehlt.

Die Politik muss die Rahmenbedingungen anpassen

Neben der Verantwortung, die die Industrie übernimmt, ist auch das Handeln der Politik gefragt. Es ist wichtig, dass sich die Europäische Union (EU) und Deutschland ambitionierte Ziele gesetzt haben. In der EU soll der Energieverbrauch bis zum Jahr 2020 um 20 Prozent gesenkt werden. Es kommt jetzt darauf an, dass die EU auch für die Zeit nach 2020 ein Energieeffizienzziel festschreibt. Andernfalls gilt für die Effizienzpolitik: als Tiger gestartet, als Bettvorleger gelandet. Deutschland strebt eine jährliche Effizienzsteigerung um 2,1 Prozent bis zum Jahr 2050 an. Auch in China steht das Thema Energieeffizienz auf der politischen Agenda: Nach einer Minderung der Energieintensität um 21 Prozent im Zeitraum von 2005 bis 2011 hat sich das Land in seinem laufenden Fünf-Jahres-Plan eine Reduktion um weitere 16 Prozent bis 2015 vorgenommen. Auch viele weitere Länder auf der ganzen Welt verfolgen bereits Strategien zur Steigerung der Energieeffizienz.

Die Politik muss die richtigen Rahmenbedingungen schaffen, damit möglichst viele Verbraucher vorhandene Energieeffizienz-Technologien sinnvoll einsetzen. Eine umfassende staatliche Regulierung der Energieeffizienz sollte dabei jedoch nicht das Ziel sein: wichtigste Triebfeder für Effizienztechnologien sind ihre wirtschaftlichen Vorteile. Effizienzlösungen können für alle Seiten nutzbringend sein – Unternehmen und Kunden profitieren von reduzierten Energiekosten, und die Umwelt wird geschont, weil Emissionen verringert werden. Auch für Anbieter von effizienten Technologien und für Investoren sind planbare und verlässliche Rahmen-

bedingungen erforderlich. Es besteht dringender Bedarf, bestehende Maßnahmen anzupassen und zu ergänzen, zum Beispiel Anreize für die energetische Gebäudesanierung, innovative Finanzierungsinstrumente und Qualitätsstandards für die Energieberatung.

Die EU-Kommission hat mit der Energieeffizienzrichtlinie ein wichtiges Instrument geschaffen. Richtig umgesetzt, kann sie wichtige Anreize zur Realisierung wirtschaftlicher Effizienzpotenziale setzen und das Thema Energieeffizienz gleichzeitig fest in der Gesellschaft verankern. Wo wirtschaftliche Investitionen am verfügbaren Budget scheitern, ist über innovative Finanzierungsmodelle nachzudenken, zum Beispiel öffentlich-private Partnerschaften oder Contracting-Lösungen. Insbesondere bei kleinen und mittelgroßen Unternehmen besteht hier noch Verbesserungspotenzial. Außerdem müssen die Bedingungen für Contracting durch Verbesserung der rechtlichen Bestimmungen für öffentliche und private Auftraggeber optimiert werden. Eine weitere Option könnten staatlich oder privat initiierte Fondslösungen sein, die sich durch die erzielten Einsparungen bei den Energiekosten selbst tragen.

Mit neuen Regelungen zur Einführung von Energie-Audits und Energiemanagementsystemen in der EU und in Deutschland wurde ein wichtiger Schritt getan. Damit werden Energie- und Umweltthemen auch systematisch in der Unternehmenspolitik verankert. Für die Entscheidung über Umsetzungsmaßnahmen sind qualifizierte Informations- und Beratungsangebote gefragt, erste Lösungen dazu gibt es. Was im Markt noch fehlt, sind strenge, zertifizierbare Qualitätsstandards, die beim Kunden auch das notwendige Vertrauen schaffen, wenn Investitionsentscheidungen zu treffen sind.

Ausblick

Die Technologien zur Effizienzsteigerung sind vorhanden. Insbesondere die energetische Optimierung in Bestandsgebäuden und in bestehenden Industrieanlagen kommt aber nur sehr langsam voran, was auch an den fehlenden politischen Rahmenbedingungen liegt. Im europäischen Kontext kann die Energiewende nur gelingen, wenn die EU einen ambitionierten, aber realistischen und rechtlich bindenden Rahmen für 2030 verabschiedet. Die EU-Energiepolitik steht auch künftig im Spannungsfeld zwischen nationalstaatlichen Kompetenzen für den Energiemix und der Vollendung des europäischen Energie-Binnenmarktes. Nichtsdestotrotz dürfen wichtige Weichenstellungen wie die Post-2020-Gesetzgebung nicht einer Diskussion über Energiepreise zum Opfer fallen. Mit klar formulierten Zielen für Energieeffizienz, für den Ausbau der erneuerbaren Energien und eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes. Nur wenn Energieeffizienz und der Umbau hin zu intelligenteren, dezentraleren Energiesysteme zu zentralen Säulen der Energiepolitik werden, kann die Energiewende gelingen.



***Prof. Dr. Clemens Hoffmann
Institutsleiter, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystem-
technik IWES***

Prof. Dr. Clemens Hoffmann studierte Physik an der Universität Hamburg und promovierte 1992 am Max-Planck-Institut für Plasmaphysik in Garching. Anschließend arbeitete er im selben Institut auf dem Gebiet der kontrollierten Kernfusion.

1995 wechselte er zur Siemens AG. Dort war er unter anderem mit der Leitung des Projekts „Elektronische Motorsteuerungen“ und des Kompetenzfeldes „Location Systems“ betraut. Von 2004 an war er mit dem Aufbau des Themenfeldes „Erneuerbare Energien“ befasst. Später leitete er das Leuchtturmprojekt „Smart Grid“ der Siemens Corporate Technology und begleitete die CTO-Funktion des Konzernprojekts „Smart Grid“.

Seit Oktober 2012 leitet er das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik in Kassel. Des Weiteren ist er Inhaber des Lehrstuhls „Integrierte Energiesysteme“ an der Universität Kassel.

Die Energiewende - ein finanzierbares Projekt

Prof. Dr. Clemens Hoffmann

1. Die deutsche Energiewende in Europa

Die Energieversorgungssysteme in den Ländern Europas gleichen sich darin, dass sie immer noch von einer sehr großen Abhängigkeit von fossilen Energieträgern gekennzeichnet sind. Eine Energiewende, so wie sie in Deutschland vorangetrieben wird und die eine wachsende Unabhängigkeit von fossilen und nuklearen Energieträgern begründen soll, wird auch von anderen Ländern zunehmend ins Blickfeld genommen. Ökologische Gesichtspunkte ebenso wie wirtschafts- und außenpolitische Aspekte werden immer mehr als Motive wahrgenommen, den regenerativen Anteil an der Energieversorgung zu steigern.

Dabei wird die Dringlichkeit des Themas in den verschiedenen Ländern sicher sehr verschieden eingeschätzt. Die jeweiligen Bedingungen sind zu verschieden um zu einer einheitlichen Sichtweise zu kommen. Für *ein* Land ist die Abhängigkeit von Energieimporten ein bedeutsames Thema, für ein anderes weniger; *ein* Land kann die Investitionen in neue Energieversorgungsstrukturen als Konjunkturprogramm verstehen, ein anderes weniger; in einem Land mit einem eher privatwirtschaftlich organisierten Energiesystem treten bestimmte Aspekte hervor, in einem anderen mit eher öffentlich strukturierter Energieversorgung sind andere Überlegungen wichtig. Für die Energiewende selbst hingegen ist es eine sehr wichtige Frage, ob sie international angegangen wird oder nicht. So gilt für die ökologische Motivation der Energiewende – insbesondere die Reduktion der Treibhausgas-Emissionen –, dass nur eine weltweit aufgestellte Neuorientierung der Energieversorgung Erfolg verspricht.

Aber auch hinsichtlich der technischen Umsetzung der Energiewende in Deutschland wird eine Zusammenarbeit mit europäischen Nachbarn von großer Wichtigkeit sein. Es ist zwar denkbar, dass Deutschland eine autarke regenerative Energieversorgung aufbaut. Doch eine solche nationale Lösung würde gegenüber einem europäischen Verbund mit technischem und wirtschaftlichem Mehraufwand verbunden sein. In einem außenpolitisch stabilen Umfeld, wie es in Europa auch langfristig erwartet werden kann, wird eine nationale Energieautarkie nicht als sinnvolles politisches Ziel angesehen werden. Insbesondere sind weit reichende Stromnetze, die an Ländergrenzen nicht haltmachen, für eine regenerative Energieversorgung in Europa von großem Wert. Zum einen können mit ihnen geographische Ausgleichs- und somit Verstärkungseffekte bei der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen erzielt werden. Dies ist besonders offensichtlich bei der Windstromerzeugung. Zum anderen können weit reichende Netze entfernte Energiequellen zugänglich machen. Ein wesentlicher struktureller Unterschied eines regenerativen Energieversorgungssystems zum konventionellen fossil basierten System besteht ja in Folgendem: In einem auf fossilen (und

nuklearen) Energieträgern basierenden System werden diese Energieträger über weite Strecken in die Nähe der Verbraucher transportiert, wo sie in entsprechend verorteten Kraftwerken verstromt werden. In einem regenerativen Energieversorgungssystem hingegen wird zunehmend der erzeugte Strom transportiert werden müssen, da seine Erzeugung aufgrund der stärkeren Ortsgebundenheit ergiebiger regenerativer Quellen räumlich weniger flexibel sein wird. Gerade in letzter Zeit ist das Thema im Zuge der Aktivitäten zur Netzverbindung zwischen Deutschland und Norwegen wieder verstärkt ins öffentliche Bewusstsein gerückt. In der Tat kann eine solche Verbindung für das deutsche Versorgungssystem, das in der Zukunft sehr stark auf fluktuierenden Quellen beruhen wird, eine wichtige Funktion haben, indem es einen zusätzlichen Zugang zu regelbarer regenerativer Stromerzeugung aus Wasserkraft schafft.

Deutschland hat mit seiner Energiewende eine Modellfunktion, denn es ist ein dicht besiedeltes Industrieland mit hohem Energiebedarf, das sich mit vergleichsweise großer politischer Entschlossenheit auf den Weg gemacht hat, das Energiesystem schrittweise auf regenerative Energien umzustellen. Die Erfahrungen, die Deutschland dabei macht, wird man in anderen Ländern registrieren. Deutschland steht in diesem Sinne unter Beobachtung; und die Lernergebnisse, die errungen werden, werden Auswirkungen auf die energie-wirtschaftlichen Strategien anderer Länder haben.

Dabei stehen inzwischen weniger Fragen der technischen Machbarkeit im Mittelpunkt als vielmehr wirtschaftliche Aspekte. Ist die Energiewende wirtschaftlich? Ermöglicht sie stabile Energiepreise? Welche volkswirtschaftlichen Auswirkungen hat sie? Und wie können die notwendigen Investitionen in neue Energieinfrastrukturen finanziert werden? Gerade jetzt, da einige europäische Länder noch mit den Auswirkungen der Krise der letzten Jahre konfrontiert sind, entscheiden Fragen der Wirtschaftlichkeit ganz wesentlich darüber, mit welcher Zielstrebigkeit die Umstellung der Energiesysteme angegangen wird. Nur wenn es gelingt, eine konsequente Energiewende in Deutschland als wirtschaftliche Chance darzustellen, kann sie zeitnah Mistreiter finden.

2. Die Energiewende als wirtschaftliche Chance

Die gegenwärtige politische und öffentliche Wahrnehmung der Energiewende wird nun aber auch in Deutschland selbst zurzeit stark von wirtschaftlichen Debatten geprägt. Vor dem Hintergrund der gestiegenen EEG-Umlage ist dabei die Diskussion um die Kosten, die von privaten Haushalten und Unternehmen zu tragen sind, in den Mittelpunkt gerückt. Diese Diskussion, die teilweise noch durch die Sorge um die deutsche Volkswirtschaft insgesamt flankiert wird, hat das Potenzial, die Energiewende als solche in öffentlichen Misskredit zu bringen und sie auszubremsen.

Die Arbeiten am Fraunhofer IWES in Kassel wollen dazu beitragen, dass die Energiewende immer weniger als wirtschaftliche Bedrohung und immer stärker als volkswirtschaftliche Chance verstanden wird. Sie ist gegenwärtig das wich-

tigste industrielle Großprojekt, und sie kann positive wirtschaftliche Wirkungen haben: Erstens, sie kann die Energiepreise schon mittelfristig stabilisieren und im Vergleich zu einer Entwicklung, in der die erneuerbaren Energien nicht weiter konsequent ausgebaut werden, reduzieren. Zweitens, sie kann die deutsche Wirtschaft nachhaltig stärken.

In diesem Text wollen wir uns vorrangig dem ersten Aspekt, der Stabilisierung der Energiekosten zuwenden und daran anschließend die Frage der Finanzierung der Energiewende diskutieren. Der Zusammenhang, den wir zwischen diesen beiden Themen herstellen, ist der folgende: Ist es richtig, dass die Umstellung des Energiesystems die Energiekosten mittel- und langfristig reduziert, dann sollte es auch Finanzierungsmodelle geben, nach denen das Projekt in rentabler Weise finanziert werden kann. Denn dann kann die Energiewende als ein Investitionsprojekt verstanden werden, dessen Ausgaben durch zukünftig stabilere und geringere Energiekosten gerechtfertigt sind.

Differenzkostenanalysen zeigen, dass bei einer konsequenten Umsetzung der Energiewende zwar noch einige Jahre Mehraufwendungen im Energiesektor (im Vergleich zu einem Referenzszenario, bei dem das bestehende Energiesystem in die Zukunft fortgeschrieben wird) anfallen, dass aber schon nach einem überschaubaren Zeitabschnitt die Einsparungen, die durch reduzierte Brennstoffkosten erzielt werden können, die Investitionsausgaben aufwiegen und dass im Anschluss daran mit effektiven Minderkosten in der Energieversorgung gerechnet werden kann. Die allgemeine wirtschaftliche Dynamik der Energiewende besteht ja darin, dass Betriebskosten abgebaut werden, die durch den Bedarf an Brennstoffen entstehen, dass jedoch zur Erzielung dieser Einsparungen Investitionen in den technologischen Wandel vollzogen werden müssen. Anfängliche Infrastrukturausgaben müssen dabei mit Mitteln finanziert werden, die nicht aus dem momentanen operativen Energiegeschäft Erlöst werden können. Die Mittel, die durch die nachfolgende Reduktion der operativen Kosten frei werden, können dann zur Tilgung der Finanzierung genutzt werden.

Um eine quantitative Vorstellung des Energiewendeprojekts zu bekommen, muss zunächst das Investitionsvolumen der Energiewende insgesamt bestimmt werden. Das Investitionsvolumen wird dann den eingesparten Brennstoffkosten gegenübergestellt. Alle Werte hängen von den unterstellten Zukunftsszenarien ab, in denen z.B. der zukünftige Endenergiebedarf abgeschätzt wird und die eine Vorstellung darüber enthalten müssen, wie dieser Bedarf bedient wird. Aus dem Energiebedarf und den technischen Optionen seiner Bedienung ergibt sich der Bedarf an neuen Energieinfrastrukturen. Unter Hinzuziehung technologie-spezifischer Kostenschätzungen lässt sich das Investitionsvolumen abschätzen. Auf der Seite der gegenzurechnenden Einsparungen durch die Reduktion operativer Kosten müssen Annahmen der Kostenentwicklung im Bereich der Brennstoffe getroffen werden. Außerdem muss das Referenzszenario bestimmt werden, gegen das die Einsparungen berechnet werden.

3. Grundzüge der Energieversorgung im Jahr 2050

Gegenwärtig beträgt der jährliche Primärenergiebedarf in Deutschland etwa 3800 TWh. Die dafür benötigten fossilen und nuklearen Energieträger verteilen sich in drei Blöcken ähnlicher Größe auf die Stromerzeugung, die Wärmebereitstellung und die Mobilitätsversorgung. Die Kosten der Energieträger verteilen sich jedoch in sehr unterschiedlicher Weise auf diese Sektoren. Der Stromsektor verursacht verhältnismäßig geringe Kosten, während auf den Wärmesektor höhere und auf den Mobilitätssektor besonders hohe Kosten entfallen. Im Stromsektor werden vorrangig die relativ kostengünstigen Energieträger Kohle und Uran eingesetzt, im Wärme- und Verkehrssektor hingegen die teureren Brennstoffe Erdgas und vor allem Mineralöl bzw. dessen Produkte. Die Einsparpotenziale hinsichtlich der Brennstoffkosten sind daher im Wärme- und Verkehrssektor besonders hoch. Eine wirtschaftliche Energiewende muss diese Sektoren besonders im Blick haben und deren Brennstoffabhängigkeit möglichst rasch reduzieren. Dies kann durch eine Ausweitung der elektrischen Wärme- und Mobilitätsbereitstellung geschehen. Prinzipiell stehen beide Sektoren einer weitgehenden Elektrifizierung offen. Im Wärmebereich sind es insbesondere elektrische Wärmepumpen, durch deren Einsatz der Brennstoffverbrauch reduziert werden kann. Unabhängig davon können sehr große Effizienzpotenziale durch die weitere thermische Optimierung von Gebäuden gehoben und somit die Kosten mittel- und langfristig gesenkt werden. Im Bereich der Mobilität stehen der massiven Elektrifizierung zwar noch hohe Batteriekosten und geringe Reichweiten gegenüber, doch der Strategie der Elektrifizierung ist trotz dieser Schwierigkeiten zu folgen. Denn Alternativen sind kaum umsetzbar. Biogene Kraftstoffe werden die fossilen Kraftstoffe nicht ersetzen können. Und auch bei anderen regenerativen Kraftstoffen ist nicht abzusehen, dass sie in hinreichenden Mengen erzeugt werden können; die Wirkungsgrade bei der Herstellung sind sehr begrenzt, der Energieaufwand entsprechend hoch – die Realisierung von Mobilitätsdienstleistungen auf elektrischem Wege ist hingegen besonders energieeffizient.

Wie umfangreich die Brennstoffkosten durch Elektrifizierung reduziert werden können, hängt natürlich auch von der Art ab, wie der benötigte Strom erzeugt wird. Doch selbst mit dem gegenwärtig gegebenen Kraftwerkspark, der noch stark auf fossilen Brennstoffen beruht, würde eine Ersetzung der Brennstoffe in Wärme- und Mobilitätssektor durch Strom allein aufgrund der im Kraftwerkspark genutzten günstigeren Brennstoffe die Brennstoffkosten reduzieren. Und wird immer mehr regenerativer Strom erzeugt, dann wird der Brennstoffverbrauch entsprechend weiter gesenkt.

Der unterstellte höhere Strombedarf im Wärme- und Mobilitätssektor bedeutet, dass für das Jahr 2050 – trotz Effizienzsteigerungen beim sonstigen Strombedarf – mit einem insgesamt weit höheren Stromverbrauch als heute gerechnet wird. Wir gehen von etwa 1000 TWh aus; heute liegt der Nettoverbrauch bei 535 TWh. Der Verbrauch an Brennstoffen geht entsprechend stark zurück. Den größten Teil der verbleibenden Brennstoffe liefern biogene Energieträger.

Zusätzlich werden chemische Energieträger ins System integriert, indem ein gewisser Teil des Stroms für die Erzeugung von Wasserstoff und insbesondere Methan genutzt wird. Die gasförmigen Energieträger sind dabei nicht nur eine Option zur Stromspeicherung. Methan bzw. methanhaltige Gasgemische können die Rolle eines universellen Systemspeichermediums übernehmen. Das bestehende Erdgasnetz mit seinen Speichern kann entsprechend die Funktion eines Systemspeichers ausfüllen, in den in vielfältiger Weise eingespeichert und aus dem in alle Verbrauchssektoren ausgespeichert werden kann. Eingespeichert werden kann nicht nur aus Elektrolyse und Methanisierung unter Einsatz von Strom, sondern auch aus biogenen Quellen und natürlich auch aus fossilen. Ausgespeichert werden kann durch Verstromung, aber auch durch Nutzung im Wärmesektor, in Gasheizungen oder Gaswärmepumpen, oder im Verkehrssektor in Gasmotoren oder Brennstoffzellen.

Das Szenario, das wir für 2050 erstellen, ist nach dem Kriterium der weitgehenden Vermeidung von CO₂-Emissionen erstellt. Außerdem orientiert es sich an dem Kriterium nationaler Energieautarkie. Letzteres reduziert die Freiheitsgrade der Szenarienerstellung, auch wenn, wie erwähnt, die Realisierung einer autarken Energieversorgung für Deutschland nicht unbedingt ein politisch sinnvolles Ziel ist. Wird Autarkie unterstellt, dann sind vorhandene Effizienzpotenziale besonders gründlich auszuschöpfen. Nur bei konsequenter Reduktion des Endenergiebedarfs ist überhaupt eine Eigenversorgung möglich. Doch auch wenn Energie aus dem Ausland bezogen wird, muss die Effizienz im System weiter gesteigert werden. Denn umfangreiche Versorgungsströme aus dem Ausland wären unverhältnismäßig aufwändig. Plausible Szenarien, die etwa Solarstrom aus dem Süden oder Wasserkraft aus dem Norden ins System integrieren, operieren stets mit relativ geringen Beiträgen zur Energieversorgung in Deutschland.

Die meisten erneuerbaren Energiequellen sind flächig verteilt gegeben. Limitierte verfügbare Flächen begrenzen daher in einem dicht besiedelten Industrieland wie Deutschland die Gewinnung von Energie aus diesen Quellen. Die effiziente Nutzung der verfügbaren Flächen ist somit besonders wichtig. Da Solarstrom- und Windstromerzeugung z.B. eine um zwei Größenordnungen bessere Flächennutzung ermöglichen als die Bioenergieerzeugung sind sie als große Mengelieferanten besser geeignet als Letztere. Insbesondere folgt daraus auch, dass eine regenerative Vollversorgung hauptsächlich auf dem Energieträger Strom beruhen muss. Biogene Brennstoffe können nur in sehr begrenztem Umfang gewonnen werden und die Erzeugung von chemischen Energieträgern unter Einsatz von Strom kann ebenfalls nur in recht engen Grenzen erfolgen. Die Wandlung von elektrischer Energie in die chemische Energie des Methans erfolgt mit einem Wirkungsgrad von etwa 60%; regenerativ erzeugter Strom liegt aber eben nicht in beliebig großen Mengen vor, so dass seine direkte Verwendung einer verlustbehafteten Wandlung in andere Endenergieformen prinzipiell vorzuziehen ist.

Dass die Potenziale der Energiebereitstellung im Allgemeinen und der Stromerzeugung im Besonderen in Deutschland begrenzt sind, bedeutet insbesondere

auch, dass nur wenig Spielraum in Bezug auf die Erzeugungsarten besteht. Wasserkraft und Biomasse werden nur einen relativ geringen Beitrag zur Stromerzeugung liefern. Bei der Wasserkraft gehen wir langfristig von einer jährlichen Erzeugung von 24 TWh aus, bei der Biomasse von 50 TWh, wobei die Biomasse zusätzlich eine größere Menge chemischer Energieträger liefert. Große Blöcke in der Stromerzeugung können nur von der Windkraft an Land, der Windkraft auf dem Meer und der Photovoltaik geliefert werden.

Doch wie sollte die Energieerzeugung auf diese drei Hauptquellen verteilt werden? Berechnungen am Fraunhofer IWES haben ergeben, dass innerhalb der Teilmenge der dominierenden Erzeugungsarten eine Mischung von 25% PV, und eine Aufteilung der restlichen 75% etwa je zur Hälfte auf Offshore-Wind und Onshore-Windkraft den Bedarf an Speicherkapazitäten und Ausgleichskraftwerken minimieren würde. Allerdings steht Deutschland nicht so viel Offshore-Wind zur Verfügung, so dass der Anteil der Offshore-Windkraft zugunsten des Anteils der Onshore-Windkraft reduziert werden muss. Zu den 25% Photovoltaik würden 25% Offshore-Windkraft und 50% Onshore-Windkraft hinzukommen. Die Zahlenwerte für diese Aufteilungen ergeben sich aus Optimierungsberechnungen. Das gefundene Optimum ist flach in Richtung einer Verschiebung der Onshore- und Offshore-Anteile. Die höheren Kosten bei Offshore werden durch die höheren Erträge wieder kompensiert. Aber auch in Abweichungen vom optimalen Photovoltaik-Wind-Verhältnis führen im Bereich von +/- 5% nicht zu dramatischen Kostensteigerungen. Die Szenarien-Rechnungen zeigen folglich deutliche Gestaltungsspielräume auf.

Der Anteil der chemischen Primärenergieträger in dem von uns angenommenen Szenario ist recht klein. Wir gehen von etwa 240 TWh aus biogenen Stoffen und Abfall aus. Hinzu kommt ein geringerer Anteil an Energieträgern, die als Nebenprodukte in industriellen Prozessen anfallen. Als chemischer Energieträger kommt Methan als Sekundärenergieträger hinzu, der unter Einsatz von Strom erzeugt wird.

Zu den Investitionen in die Erzeugungseinheiten, die durch das genannte Mengengerüst grob bestimmt sind, kommen die Investitionen in zusätzliche Infrastruktur hinzu. Z.B. werden neue Netzstrukturen aufgebaut werden, die durch die neue geographische Verteilung der Stromerzeugung und die neuen Belastungen durch die fluktuierende Einspeisung bedingt sind. Dazu gehören neue bzw. leistungsfähigere Übertragungsnetze ebenso wie die Nachrüstung von Verteilnetzen bspw. mit informationstechnischen Instrumenten. Speichersysteme müssen gebaut werden wie z.B. Stationärbatterien als Quartierspeicher oder Elektrolyseure und Methanisierungseinheiten. Die E-Mobilität wird einen entsprechenden Mehraufwand generieren; Elektrofahrzeuge werden auch längerfristig teurer sein als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor, und Ladeinfrastrukturen müssen installiert werden, Oberleitungen für Oberleitungs-LKW werden an bestimmten Strecken gebaut. Im Gebäudesektor fällt zusätzlicher Dämmaufwand an ebenso wie die Nachrüstung mit elektrischen Wärmepumpen.

Aus dem technologischen Entwicklungsszenario und jeweils zugeordneten Kostenabschätzungen kann ein Gesamtinvestitionsvolumen für die Energiewende von etwa 1200 Mrd. Euro veranschlagt werden.

Das Jahr 2050 als Zieljahr zu wählen ist dadurch motiviert, dass der Energiesektor bis zu einem nicht zu weit in der Zukunft liegenden Zeitpunkt nahezu vollständig auf CO₂-neutrale Quellen umgestellt sein muss, um die 2 Kelvin-Leitplanke nicht zu reißen, d.h. um einen Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf maximal 2 Kelvin zu begrenzen. Das Ziel, bis 2050 eine nahezu CO₂-neutrale Energieversorgung zu installieren, ist ehrgeizig, aber es ist zumindest hinsichtlich des nötigen Ausbaus der Erzeugungseinheiten erreichbar: Sollen etwa 180 GW Onshore-Wind bis 2050 installiert sein, dann müssen im Durchschnitt jährlich etwa 4 GW neu installiert werden. Die industriellen Kapazitäten eines solchen Ausbaus liegen vor; im Jahr 2013 wurden etwa 2,5 GW Windenergie an Land zugebaut. Berücksichtigt man, dass Windkraftanlagen etwa nach 20 Jahren erneuert werden, dann werden in weiterer Zukunft etwa konstant 9 GW jährlich installiert werden müssen. Und für die Photovoltaik gilt, dass bei einer Zielmarke von 200 GW im Jahr 2050 bis dahin knapp 5 GW im Jahr neu installiert werden müssten. Werte dieser Größenordnung wurden in den Jahren 2010 bis 2012 erreicht. Berücksichtigt man die zukünftige Ersetzung älterer Anlagen durch neue, wird bei einer Lebensdauer von 30 Jahren langfristig eine jährliche Installation von 6,7 GW erreicht. Bei der Offshore-Windkraft müssten langfristig 2,5 GW pro Jahr installiert werden.

4. Ein Finanzierungsschema für die Energiewende

Die Energiewende ist eine Investition, die mit vielen anderen Investitionen die Eigenschaft teilt, dass Ausgaben und finanzieller Nutzen zeitlich nicht zusammenfallen. Der intendierte wirtschaftliche Hauptnutzen – stabile und reduzierte Energiekosten – kommt zeitlich verzögert zum Tragen. Weitere positive Effekte volkswirtschaftlicher Art, z.B. die allgemeine Belebung der Konjunktur oder die Reduktion der Energieimportausgaben, mögen schon früher verzeichnet werden, doch eine Reduktion der Energiekosten – gegenüber dem Referenzszenario – wird erst zeitverzögert einsetzen. Dies ist eine Herausforderung für die Finanzierung der Energiewende, aber auch für die allgemeine Akzeptanz der Energiewende.

Die Energiekosten werden bei einer konsequent durchgeführten Energiewende gegenüber einem Referenzszenario, in dem der Bedarf an fossilen Brennstoffen auf lange Sicht hin hoch sein wird, schon mittelfristig sinken. Diese Kostenreduktion kann für Finanzierungsmodelle nutzbar gemacht werden, mit denen größere Belastungen der Verbraucher vermieden werden. Für eine überschlägige Rechnung und die Illustrierung des Finanzierungsmodells betrachten wir einen Zeitraum von überschaubaren 30 Jahren, in denen die Energiewende vollzogen wird, d.h. in denen die Investitionen über 1200 Mrd. Euro getätigt werden. Wir gehen von einem konstanten jährlichen Investitionsvolumen von 40 Mrd. Euro aus. Die Ausgaben für Brennstoffe fallen in diesem Zeitraum stark. Es verbleiben

am Ende hauptsächlich die Kosten für die Biomassebereitstellung. Um die Reduktion der Brennstoffkosten zu beziffern, können wir die gegenwärtigen Beschaffungskosten für fossile und nukleare Primärenergieträger als Maßstab nehmen. Diese betragen gegenwärtig jährlich etwa 83 Mrd. Euro. Wir gehen vereinfachend davon aus, dass diese Kosten über den genannten Zeitraum von 30 Jahren linear auf null sinken.

Wir gehen davon aus, dass die Energiekosten für den Verbraucher in der Summe nahezu konstant gehalten werden sollen. In den weiteren Berechnungen berücksichtigen wir die Inflation nicht, d.h. wir rechnen prinzipiell mit Euro₂₀₁₄, auch wenn wir im Folgenden den Index weglassen.

In diesem einfachen Modell ergibt sich, dass nach 14,4 Jahren die Reduktion der jährlichen Brennstoffkosten der jährlich aufgewendeten Investitionssumme von 40 Mrd. Euro entspricht. Geht man von konstanten Energiekosten aus, wäre dies der Break-Even-Punkt, ab dem kein Kapital mehr für die Finanzierung der Energie aufgenommen werden müsste. Ab diesem Punkt können die weiteren Ausgaben für die Energiewende bei stabilen Energiepreisen komplett durch die eingesparten Brennstoffkosten gedeckt werden. Verrechnet man die Einsparungen an Brennstoffaufwendungen mit den Investitionen, dann ergibt sich ein Investitionsvolumen bis zum Break-Even-Punkt von 288 Mrd. Euro. Diese Summe muss vorfinanziert werden – sie soll ja nicht auf die Energiepreise umgelegt werden – und über die dem Break-Even-Punkt folgenden Dekaden abbezahlt werden. In Abbildung 1 ist das Finanzierungsschema dargestellt.

Geht man von einem Zinssatz von 2% aus, mit dem das Kapital aufgenommen wird, ergibt sich eine maximale jährliche Zinslast – im Jahr des Break-Even-Punkts – von 5,76 Mrd. Euro. Allein diese Zinslast wird in dem einfachen Modell auf die Energiekosten aufgeschlagen, die damit also bis zum Break-Even-Punkt ganz leicht steigen. Die Kostensteigerung ist jedoch minimal. Gehen wir von einem Endenergiebedarf von 2500 TWh in jenem Jahr aus (gegenwärtig sind es

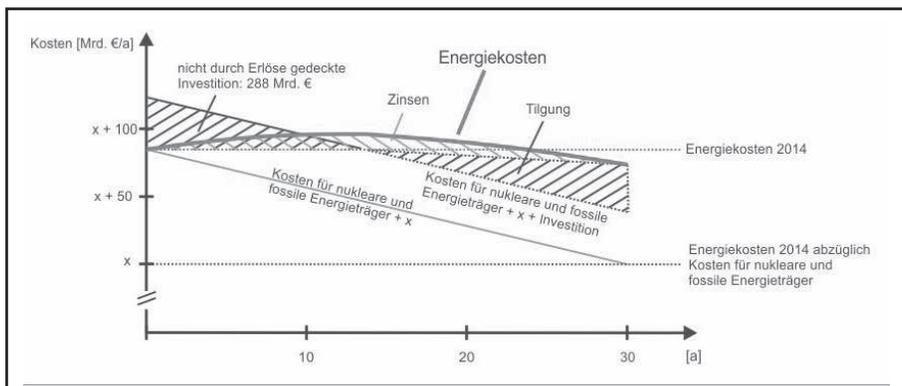


Abbildung 1: Finanzierungsschema

3800 TWh, nach der Transformation des Energiesystems sollte er im Bereich von 1300 TWh liegen) und würde die Zinslast über die benötigte Endenergie verteilt, dann würden die Energiekosten um $0,23 \text{ ct/kWh}$ steigen. Wir gehen davon aus, dass die Tilgung erst nach dem Break-Even-Punkt beginnt und dann über die Jahre hinweg den wachsenden Einsparungen an Brennstoffausgaben entsprechend ansteigend getätigt wird. Die Länge der Tilgungszeit kann dabei recht frei gewählt werden.

Bei der Realisierung der Energiewende-Investitionen wird die Reihenfolge eine wichtige Rolle spielen, in der die verschiedenen Maßnahmen realisiert werden. So muss in den frühen Phasen der Energiewende besonders in die Entwicklung des Stromsektors investiert werden, denn der Strom muss zunächst vorhanden sein, der dann auch zunehmend im Bereich der Mobilität und der Wärmeversorgung Anwendung finden soll. Außerdem sollte insbesondere der Ölverbrauch möglichst rasch gesenkt werden, denn er ist verantwortlich für den größten Teil der Brennstoffausgaben. Das Einsparpotenzial ist entsprechend hoch. Maßnahmen zur Realisierung dieses Potenzials können sein: der rasche Austausch von Ölheizungen durch elektrische Wärmepumpen oder durch Erdgasheizungen, der Aufbau von Infrastrukturen für Oberleitungs-LKW, die Einführung von Erdgasfahrzeugen, die Nutzung von Biokraftstoffen.

Das von uns gewählte Referenzszenario, gegenüber dem die Brennstoffeinsparungen berechnet werden, geht vom Bestand an regenerativen Erzeugungseinheiten des Jahres 2011 aus. Dieser Bestand wird im Referenzszenario konstant gehalten. Es wird unterstellt, dass auch im Referenzszenario einige Effizienzmaßnahmen durchgeführt werden, die den Stromverbrauch in den üblichen Stromverbrauchs-Sektoren reduzieren. Der Gebäudesektor wird auch im Referenzszenario energetisch effizienter, wenn auch in geringerem Ausmaß als im betrachteten Energiewende-Szenario, da alte Gebäude zunehmend durch neue ersetzt werden. Hybridfahrzeuge bereichern auch im Referenzszenario die PKW-Flotte. Aufgrund dieser verschiedenen Entwicklungen werden auch im Referenzszenario gewisse Einsparungen erreicht, die jedoch im Vergleich zum Energiewende-Szenario gering sind.

5. Ein detaillierteres Finanzierungsmodell

Das in Abbildung 1 dargelegte grobe Finanzierungsmodell geht stark vereinfachend von einer konstanten Investitionstätigkeit (40 Mrd. Euro/a) aus und von einer linearen Absenkung der Primärenergiekosten. In einer detaillierteren Betrachtung haben wir die Investitionen nach den verschiedenen Sektoren aufgeschlüsselt, in denen die Mittel zu verschiedenen Zeitpunkten benötigt werden. Der Finanzierungsbedarf beliefe sich dabei auf 295 Mrd. Euro, die in den ersten 18 Jahren aufgenommen würden. In Bezug auf die resultierenden Einsparungen durch reduzierte Primärenergieausgaben wird mit dem Brennstoffpreisszenario des aktuellen Klimaschutzenszenarios des BMU gerechnet. Bei einer Verzinsung von 2% beliefe sich der Kapitaldienst auf 356 Mrd. Euro. In Abbildung 2 ist der Verlauf der Investitionen und der Brennstoffeinsparungen dargestellt.

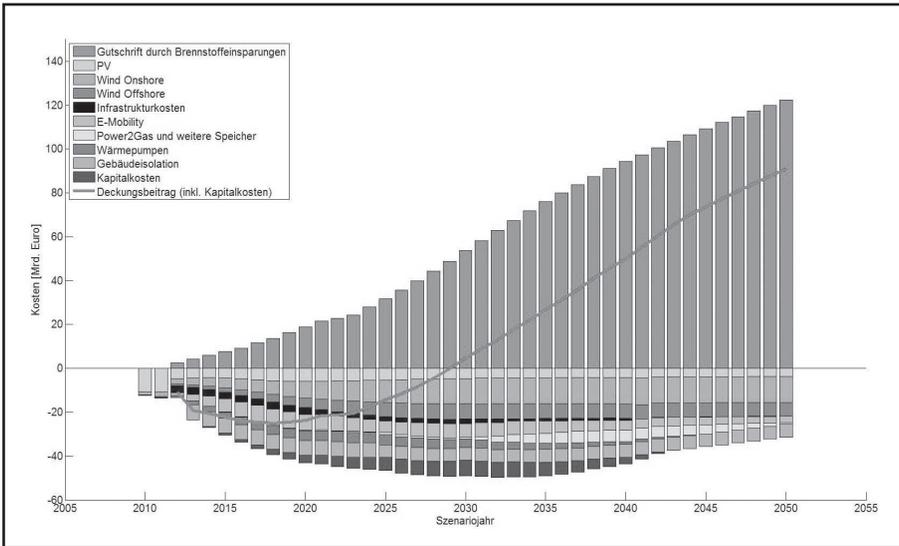


Abbildung 2: Verlauf der Energiewende-Investitionen entsprechend den genannten Szenario-Annahmen

Das Modell in seiner vorgestellten einfachen Form betrachtet die Energiewende als Ganzes. Es gibt aber in einem liberalisierten Energieversorgungssystem keinen wirtschaftlichen Akteur, der die Energiewende als Ganzes durchführen könnte. Es gibt keinen Akteur, der alle Ausgaben und Einsparungen im Energiesektor miteinander verrechnen könnte. Wir sind jedoch der Meinung, dass die Querverrechnung über die Sektorengrenzen hinweg gerade sehr wichtig ist für die Finanzierung der Energiewende. Wir argumentieren ja nicht, dass die Umstellung eines jeden einzelnen Sektors isoliert betrachtet wirtschaftlich ist. Es erscheint uns ganz wichtig, dass insbesondere der Ölverbrauch, der hauptsächlich in den Sektoren Mobilität und Wärmeversorgung anfällt, zugunsten vermehrter elektrischer Versorgung reduziert wird. Die großen Einspareffekte im Wärme- und Mobilitätssektor können dann für die verstärkten Investitionen im Stromsektor genutzt werden.

Wir argumentieren, dass das Gesamtpaket der Energiewende wirtschaftlich ist. Letztlich muss jedoch die Finanzierung auf die tatsächliche Arbeitsebene des Energiesystems heruntergebrochen werden. In der Tat werden Finanzierungsmodelle der beschriebenen Art heute schon von lokalen Akteuren ansatzweise durchgespielt. Es liegen uns Berechnungen von kleineren kommunalen Versorgern vor, die eine Energiepreisgarantie für eine 100%ige Versorgung aus erneuerbaren Quellen bereits heute aussprechen könnten. Eine Möglichkeit ist dabei das Angebot von Koppelprodukten Strom-Wärme, Strom-Mobilität oder Strom-Wärme-Mobilität, bei denen den Kunden stabile Energiepreise garantiert werden und bei denen der Anbieter gleichzeitig die nötigen Investitionen zu tätigen.

6. Mobilisierung von Kapital

Zur Mobilisierung von Kapital zur Finanzierung der Energiewende können verschiedene Wege besprochen werden. Reserven von Rentenfonds können ebenso Verwendung finden wie eigens zur langfristigen Finanzierung von Infrastrukturinvestitionen eingerichtete Bürgerfonds. Bei dem gegenwärtig äußerst niedrigen Zinsniveau und der ebenso geringen Verzinsung von Staatsanleihen können Anlegergelder auch schon bei einer sehr begrenzten Verzinsung gewonnen werden. Für Versicherungen kann die Anlage in wenn auch nicht sehr hoch verzinsten, so aber doch sehr sichere Instrumente interessant sein. Insofern die Energiewende im allgemeinen Interesse liegt, könnten die Anlagen auch durch staatliche Garantien abgesichert werden.

Unabhängig von unserem Finanzierungsmodell können aber auch öffentliche Gelder mobilisiert werden, wenn die Energiewende weiterhin im öffentlichen Interesse liegt. Neben dem allgemeinen Anliegen, den Klimawandel zu begrenzen, kann dabei auch der volkswirtschaftliche Wert einer Umstellung des Energiesystems eine große Rolle spielen. Zunächst ist die langfristige Stabilisierung der Energiepreise ein allgemeiner volkswirtschaftlicher Wert. Energie ist ja nicht ein Wirtschaftsgut wie jedes beliebige andere, sondern es ist sozusagen ein Schmiermittel der Volkswirtschaft als ganzer. Das Energieversorgungssystem ist ein grundlegendes volkswirtschaftliches Betriebsmittel. Stabile Energiepreise sind daher nicht nur ein Wert für einzelne wirtschaftliche Akteure, sondern für die Volkswirtschaft insgesamt. Weitere volkswirtschaftliche Effekte der Energiewende – die Energiewende als breit angelegtes allgemeines Konjunkturprogramm oder die Reduktion der Primärenergieimporte – können die Energiewende zusätzlich volkswirtschaftlich interessant machen und somit eine öffentliche Förderung begründen.

7. Fazit

Für die Akzeptanz der Energiewende ist es wesentlich, sie auch als wirtschaftliche Chance zu verstehen. Kann gezeigt werden, dass sie auch in einem dicht besiedelten Industrieland wie Deutschland nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich realisierbar ist, dann besteht eine gute Möglichkeit, dass andere Länder dies als Vorbild nehmen. Wir sollten in diesem Sinne die häufig zu einseitige Rede von den „Kosten der Energiewende“ überdenken. Es ist ein gigantisches Investitionsprojekt, das große Chancen birgt und das finanzierbar ist. Das müssen wir klarmachen. Die Motive der Energiewende bedingen schließlich, dass ein nationaler Alleingang kaum sinnvoll ist. Der Klimawandel könnte so nicht begrenzt werden. Und auch eine regenerative Vollversorgung wäre ohne den Austausch mit anderen Ländern, die ebenfalls ihr Energieversorgungssystem auf regenerative Energien umstellen, weit schwieriger. Zumindest innerhalb Europas sollte es gelingen, die entsprechenden Synergiepotenziale zu heben.



Jochen Homann
Präsident, Bundesnetzagentur

Jochen Homann ist seit 1. März 2012 Präsident der Bundesnetzagentur in Bonn. Davor war er als beamteter Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie für die Energie,- Außenwirtschafts- und Technologiepolitik zuständig. 2006 bis 2008 war er Leiter der Abteilung Wirtschaftspolitik. Zuvor hat er das außenwirtschaftspolitische Grundsatzreferat sowie das Referat „Wirtschafts- und strukturpolitische Forschung“ geleitet. Von 1991 bis 2001 leitete er im Bundeskanzleramt das Grundsatzreferat in der Abteilung Wirtschafts- und Finanzpolitik und war zuvor „Redenschreiber“ von Bundesminister Dr. Haussmann und Bundesminister Dr. Bangemann im Bundesministerium für Wirtschaft.

Wie kann die Energiewende in Deutschland gelingen?

Jochen Homann

Die Energiewende in Deutschland ist eine gewaltige technische und ökonomische Herausforderung und ist zudem ein Projekt, das weltweit einmalig ist. Im Moment geht kein anderes Land in der Welt diesen Weg und die Energiewende wird Deutschlands Bild in der Welt stark prägen. Schon diese Vorreiterrolle verpflichtet uns, das Projekt zum Erfolg zu führen. Die Tragweite der Entscheidung, aus der Kernenergie auszusteigen und die Erneuerbaren Energien auszubauen, darf nicht unterschätzt werden: Grundlegender Umbau einer über Jahrzehnte gewachsenen Energielandschaft. Hauptaugenmerk der Energiepolitik in dieser Legislaturperiode ist daher die Gestaltung der Energiewende unter der Voraussetzung, dass Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet bleiben.

Energiepolitik ist gleichzeitig in wohl keinem Land der Erde so sehr Projektionsfläche eines weit verbreiteten Lebensgefühls und emotional so aufgeladen wie in Deutschland. In dieser Debatte haben sich viele Positionen über Jahrzehnte verfestigt. Das wirkt nach, auch wenn heute breiter Konsens über die energiepolitischen Ziele besteht und sich die Ausgangssituation erheblich geändert hat. Die abstrakten Ziele der Energiewende sind gesellschaftspolitisch mittlerweile unumstritten und werden nicht mehr grundsätzlich in Frage gestellt. Die Energiewende ist aber jetzt nicht mehr nur energiepolitische Vision, sondern eine konkrete Umsetzungsaufgabe und über die konkrete Umsetzung, die konkreten Erfordernisse wird heftig diskutiert. Die Energiepolitik eignet sich allerdings nicht mehr für realitätsferne Bekenntnisse für oder gegen Netzausbau, für oder gegen Erneuerbare Energie oder für oder gegen konventionelle Kraftwerke. Dafür ist das Projekt Energiewende zu komplex und hat erhebliche Auswirkungen auf die gesamte deutsche Volkswirtschaft.

Gelingen wird die Energiewende nur, wenn die Stromversorgung auch während des Umbauprozesses sicher bleibt. Eine zuverlässige Stromversorgung ist wesentliche Basis für Wirtschaft, Haushalte und öffentliche Ordnung. Zum Erhalt der Versorgungssicherheit wird auf absehbare Zeit konventionelle Erzeugung benötigt, die einspringen kann, wenn die Erneuerbaren nicht einspeisen. Wichtig ist aber, dass zurzeit weder deutschlandweit noch regional ein Erzeugungsdefizit besteht; Kraftwerke, die unabhängig vom Wetter Strom produzieren können, sind in ausreichendem Maße vorhanden. Aktuell besteht das Problem vielmehr darin, dass das Stromnetz in seinem heutigen Ausbaustand die Transportanforderungen nicht zu jeder Stunde des Jahres engpassfrei erfüllen kann und die Netzbetreiber komplexe Steuerungsaufgaben übernehmen müssen, um das Stromnetz stabil zu halten. Ein typischer Fall ist, wenn zeitgleich die Last sehr hoch ist, keine Photovoltaikeinspeisung stattfindet, in Norddeutschland aber besonders starker Wind weht und entsprechend hohe Einspeisungen aus Wind-

kraftanlagen gegeben sind, hoher Export vor allem nach Österreich, in die Schweiz und nach Frankreich auftritt und sich ungeplante Kraftwerksausfälle südlich der bestehenden Netzengpässe einstellen. In solchen Situationen müssen nördlich der beanspruchten Netzelemente Kraftwerke heruntergefahren werden, um den Stromfluss in Richtung Süden zu drosseln. Südlich der Engpässe müssen im selben Maße Kraftwerke hochgefahren werden, um den bestehenden Energieverbrauch zu decken. Dafür müssen in Süddeutschland genügend Kraftwerke an den geeigneten Stellen zur Verfügung stehen.

Um kurzfristig sicherzustellen, dass keine systemrelevanten Kraftwerke abgeschaltet werden, hat der Gesetzgeber der Bundesnetzagentur daher weitreichende Befugnisse zum Eingriff in den Erzeugungsmarkt übertragen. Diese Maßnahmen sind sicherlich nicht das, was sich ein Marktwirtschaftler wünscht, sie schaffen aber einen verlässlichen Rahmen für den kurzen Horizont weniger Jahre. Ein zentrales Instrument zur kurzfristigen Sicherung der Stromversorgung ist hierbei die Kontrahierung von Reservekraftwerken durch die Übertragungsnetzbetreiber, die in kritischen Netzsituationen einspringen können. In den vergangenen Wintern 2011/2012 und 2012/2013 sind tatsächlich Situationen eingetreten, in denen der Einsatz der Reservekraftwerke erforderlich wurde. Die Ermittlung des Reservebedarfs und seiner Absicherung unterliegt einer permanenten, im Jahresrhythmus stattfindenden Überprüfung durch die Übertragungsnetzbetreiber und Kontrolle durch die Bundesnetzagentur. Das nächste kritische Ereignis, das bei der Bestimmung des Reservebedarfs besonders berücksichtigt werden muss, ist die Abschaltung des KKW Grafenrheinfeld zum 31.12.2015. Hier ist aus Vorsichtsgründen auch zu prüfen, welcher Reservebedarf bei gleichzeitiger Nichtfertigstellung der Südwestkuppelleitung besteht, der sog. „Thüringer Strombrücke“. Die Übertragungsnetzbetreiber haben für diesen Fall im September 2013 einen Reservebedarf in Höhe von 4.800 MW ausgewiesen, von dem noch 1.215 MW ungedeckt waren. Der Neubau eines Reservekraftwerks wurde von den Übertragungsnetzbetreibern als nicht notwendig erachtet. Nach dem Interessenbekundungsverfahren ist auch klar, dass der ermittelte Reservebedarf durch bestehende Kraftwerke mehrfach gedeckt werden könnte, so dass Vertragsverhandlungen mit geeigneten Anbietern aufgenommen wurden und bis Ende März 2014 die Verträge abgeschlossen sein sollten. Die Systemstabilität im Übertragungsnetz für den „Grafenrheinfeld-Winter“ 2015/2016 ist damit abgesichert.

Darüber hinaus wird bereits jetzt Reservebedarf für 2017/2018 bestimmt, um sich für die Abschaltung des KKW Gundremmingen B zu wappnen. Die Bundesnetzagentur ist sich selbstverständlich bewusst, dass auf Grundlage der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber für 2017/2018 ein Kraftwerksneubaubedarf identifiziert werden kann. Vor diesem Hintergrund finden bereits Vorarbeiten hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung eines möglichen Ausschreibungsverfahrens für Neuanlagen statt, wie es in der Reservekraftwerksverordnung vorgesehen ist.

Um kurzfristig sicherzustellen, dass keine systemrelevanten Kraftwerke abgeschaltet werden, hat der Gesetzgeber der Bundesnetzagentur weitreichende Befugnisse zum Eingriff in den Erzeugungsmarkt übertragen. Zur Sicherung der Stromversorgung besteht für die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, auf Antrag eines Übertragungsnetzbetreibers Erzeugungsanlagen für systemrelevant zu erklären und endgültige Stilllegungen von Kraftwerken zu untersagen. Wenn die Bundesnetzagentur einen solchen Antrag genehmigt, muss das Kraftwerk vom Eigentümer gegen Erstattung der Kosten, die ihm durch Weiterbetrieb entstehen, weiterbetrieben werden. Ein gesetzliches Stilllegungsverbot für systemrelevante Kraftwerksblöcke ist zwar ein Eingriff in die Rechte der Betreiber. Zur Absicherung der Versorgungssicherheit sind diese bis Ende 2017 befristeten Regelungen aber unabdingbar und der Eingriff erscheint gerechtfertigt, da solche Verbote dem Schutz der Versorgungssicherheit und damit einem überragend wichtigen Gemeinwohlinteresse dienen. Die Regelungen zur Verhinderung endgültiger Kraftwerksstilllegungen sind sicherlich keine langfristige Lösung, aber im Moment zwingend erforderlich. Der Bundesnetzagentur liegen derzeit rund 40 Anzeigen zur Stilllegung einzelner Kraftwerksblöcke vor. Bisher wurden fünf Blöcke davon von den Übertragungsnetzbetreibern als systemrelevant eingestuft und durch die Bundesnetzagentur bestätigt.

All diese Maßnahmen lösen die Herausforderungen letztlich nur behelfsmäßig, denn der stetig weiter wachsende Anteil an erneuerbarem Strom erfordert einen tiefgreifenden Umbau der Energielandschaft. Die Notwendigkeit von Reservekraftwerken wird aber erst dann nicht mehr gegeben sein, wenn das Übertragungsnetz auf seinen Nord-Süd-Verbindungen entsprechend ausgebaut ist. Erst dann droht keine Überlastung des Netzes mehr durch zu hohe Stromflüsse.

Die Energiewende wird ohne passende Infrastruktur nicht gelingen. Während der Strom in der Vergangenheit meist recht nah bei den Verbrauchern erzeugt wurde, führt der Ausbau der Erneuerbaren Energien zu einer steigenden Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch. Daher muss das Stromnetz ausgebaut werden. Netzausbau trägt auch deshalb zur Stabilität des Stromversorgungssystems bei, da die regionale Verteilung der Erzeugung derzeit das Hauptproblem der Stromversorgung ist, nicht so sehr die gesamte installierte Erzeugungskapazität. Von den 2009 im EnLAG priorisierten Ausbauprojekten im Höchstspannungsnetz sind bisher allerdings lediglich knapp 15% der erforderlichen Kilometer in Betrieb genommen. Auch im Jahr 2013 ist dieser Ausbau zwar nur wenig voran gekommen, die Genehmigungsbehörden in den Ländern unternehmen aber große Anstrengungen, die Verfahren zügig voran zu bringen und es hat wichtige Fortschritte in den laufenden Genehmigungsverfahren gegeben. Dies gilt ausdrücklich auch für die „Thüringer Strombrücke“; Thüringen und Bayern sind hier auf einem guten Weg.

Zur Beschleunigung des weiteren im Zuge der Energiewende erforderlichen Netzausbaus hat der Gesetzgeber im Sommer 2013 ein Bundesbedarfsplangesetz beschlossen, das die Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen umfasst, die bis 2022 für ein sicheres und zuverlässiges Übertragungsnetz erforder-

derlich sind. Der Gesetzentwurf übernimmt die Vorhaben, die von der Bundesnetzagentur im ersten nationalen Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber bestätigt worden sind. Die vier Übertragungsnetzbetreiber hatten hier ein schlüssiges Konzept für eine stabile Stromversorgung im Jahr 2022 vorgelegt, das die Bundesnetzagentur unter Beteiligung einer breiten Öffentlichkeit sorgfältig überprüft hat. Sie hat allerdings nicht alle vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen übernommen, sondern nur solche Projekte bestätigt, die nach strengen Kriterien auch unter veränderten energiewirtschaftlichen Bedingungen unverzichtbar sind. Zur Umsetzung dieser Maßnahmen können die Übertragungsnetzbetreiber für die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend markierten Vorhaben bei der Bundesnetzagentur Bundesfachplanungsverfahren beantragen. Das Bundesfachplanungsverfahren ist ein an die Stelle der Raumordnungsverfahren der Länder tretendes Planungsinstrument, mit dem die Trassenkorridore verbindlich festgelegt werden. Die Aufgabe der Bundesfachplanung wurde mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz der Bundesnetzagentur übertragen. Nach dieser Festlegung der geeigneten Korridore sind die konkreten Trassen zu planen. Damit diese Verfahren durchgehend einheitlich und schnell realisiert werden können, ist die Bundesnetzagentur auch für die entsprechenden Planfeststellungsverfahren zuständig. Selbstverständlich wird die Bundesnetzagentur bei allen Genehmigungsverfahren eng mit den Ländern und deren Planungs- und Genehmigungsbehörden zusammenarbeiten.

Der Netzausbaubedarf orientiert sich an Prognosen der zukünftigen Stromerzeugung und des Verbrauchs. Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln gemäß § 12a EnWG jährlich, welche Netzausbaumaßnahmen in den folgenden zehn bzw. zwanzig Jahren notwendig sein werden. Sie berücksichtigen dabei die voraussichtliche Entwicklung des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung. Durch den jährlichen Turnus ist es möglich, schnell auf Veränderungen der energiepolitischen und technischen Rahmenbedingungen zu reagieren. Auf diese Weise entstehen mindestens drei verschiedene Szenarien, die jeweils einen möglichen Entwicklungspfad aufzeigen. Eines der Szenarien wird zusätzlich für weitere zehn Jahre fortgeschrieben. Die Übertragungsnetzbetreiber übermitteln ihre Ergebnisse – den sogenannten Szenariorahmen – der Bundesnetzagentur. Diese ist dafür zuständig, den Szenariorahmen zu prüfen und zu bestätigen. Der nächste Schritt ist die sogenannte Regionalisierung, bei der konkrete Lasten einzelnen Netzverknüpfungspunkten (Umspannwerken) zugeordnet werden. So wird ersichtlich, welchen Ausbaubedarf es für jede einzelne Leitung gibt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben auf dieser Grundlage die (ebenfalls jährliche) Aufgabe, einen Netzentwicklungsplan zu erarbeiten. Dieser enthält alle Maßnahmen, die zur Erhaltung der Systemstabilität erforderlich sind. Dabei gilt das sog. NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau). Dieses stellt sicher, dass zunächst alle Optimierungsmaßnahmen ausgeschöpft werden, bevor Maßnahmen zur Netzverstärkung oder zum Netzausbau verwirklicht werden. Der Plan benennt lediglich Anfangs- und Endpunkte, die konkreten Trassenverläufe werden dagegen erst in den nachfolgenden Verfahren ermittelt. Nachdem die Netzbetreiber ihren Entwurf eines Netzentwicklungsplans eingereicht haben, prüft die Bundesnetzagentur. Sie definiert anhand der Anfangs- und End-

punkte einen Untersuchungsraum, innerhalb dessen sie die möglichen Auswirkungen des Netzausbaus auf Mensch und Umwelt beschreibt, bewertet und beurteilt. Diese erste Strategische Umweltprüfung ist eine Art Frühwarnsystem, um schon zu Beginn des Prozesses potenzielle Konflikte zu identifizieren und in der Folge möglichst zu vermeiden. Die Ergebnisse fasst die Behörde in einem Umweltbericht zusammen, den sie zusammen mit dem überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans veröffentlicht. Die Öffentlichkeit kann zu beiden Dokumenten noch einmal Stellung nehmen, bevor diese finalisiert werden.

Ausbaubedarf besteht jedoch nicht nur im Übertragungsnetz. Derzeit werden nahezu 100 Prozent der Erneuerbaren Energien auf Verteilernetzebene eingespeist. Diese Leistung muss in das Netz aufgenommen werden, ohne dass die Versorgungssicherheit beeinträchtigt wird. Ein Aus- und Umbau des Mittel- und Niederspannungsnetzes ist damit ebenso unabdingbar. Mittlerweile sind in vielen Teilen des deutschen Netzgebiets sämtliche Kapazitätsreserven bereits durch den Anschluss von Einspeiseanlagen ausgelastet. Daneben spielt – besonders auf Verteilernetzebene – auch die Ertüchtigung des Netzes durch intelligente Steuerungs- und Kommunikationskomponenten eine wichtige Rolle.

Der Infrastrukturausbau, den wir heute voran bringen müssen, wird Bestand über die nächsten Jahrzehnte haben und wird auch über Jahrzehnte viel Geld kosten. Dabei müssen die Unternehmen sich darauf verlassen können, dass sich der Rahmen, in dem sie agieren, nicht ständig ändert. Nur so können sie die langfristigen Investitionsentscheidungen treffen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Die Anreizregulierung stellt sicher, dass sich die notwendigen Investitionen rentieren. Das geschieht für die Verteilnetze über die Abschreibungen auf bestehende Anlagen und den im System der Anreizregulierung angelegten Erweiterungsfaktor. So gibt es für Verteilnetzbetreiber zum Beispiel einen Aufschlag auf die Erlösobergrenze, wenn zusätzliche erneuerbare Stromproduktion an das Netz angeschlossen wird. Die der Bundesnetzagentur vorliegenden Zahlen zeigen, dass die Verteilnetzbetreiber derzeit durch den Erweiterungsfaktor und Abschreibungen in der Summe deutlich mehr Geld zur Verfügung haben, als sie investieren. Sie haben also durchaus finanziellen Spielraum. Das ist allerdings eine Durchschnittsbetrachtung und es mag einzelne Verteilnetze geben, an die in den kommenden Jahren besonders hohe Anforderungen gestellt werden und bei denen in einzelnen Jahren oder bezogen auf konkrete Einzelprojekte der Erweiterungsfaktor nicht ausreicht. Das muss dann auch bei der Regulierung berücksichtigt werden. Daher wird die Bundesnetzagentur einen Bericht zur Evaluierung und Vorschläge zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung vorlegen. Der Bericht wird Angaben zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen enthalten und wird unter Beteiligung der Länder, der Wissenschaft und der betroffenen Wirtschaftskreise sowie unter Berücksichtigung internationaler Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen erstellt.

Neben dem Netzausbau an Land spielt auch die Offshore-Windenergie eine wichtige Rolle bei der Energiewende. Sie kann aufgrund der hohen und gleichmäßig über das Jahr verteilten Windstärken auf See einen wesentlichen Beitrag dazu leisten, den Anteil der Erneuerbaren im Energiemix zu erhöhen. Der erste deutsche Windpark „alpha ventus“ wurde 2010 in der Nordsee in Betrieb genommen und mittlerweile sind weitere Windparks in der Nord- und Ostsee in Betrieb genommen worden, werden geplant und gebaut. Dabei sind Verzögerungen aufgrund technischer oder finanzieller Herausforderungen aufgetreten. Wichtig ist in dem Zusammenhang die notwendige Koordination zwischen dem jeweiligen Windparkbetreiber und dem Übertragungsnetzbetreiber, der für die Anbindung des Windparks an das Festland zuständig ist. Um hier bessere Investitionsbedingungen zu schaffen, hat der Gesetzgeber im Jahr 2012 das EnWG novelliert und den sogenannten Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) eingeführt. Dieser legt den Bedarf an Anbindungsleitungen im Sinne einer Gesamtplanung sowie die zeitliche Reihenfolge, in der diese errichtet werden sollen, fest. Anschließend werden die hierdurch geschaffenen Anbindungskapazitäten durch die Bundesnetzagentur an die jeweiligen Windparkbetreiber vergeben. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen jedes Jahr im März einen O-NEP vorlegen, erstmals ist dies im März 2013 geschehen. Im weiteren Verfahren haben Behörden, Umweltverbände und Bürger die Möglichkeit, zu dem Plan Stellung zu nehmen. Abschließend wird der O-NEP von der Bundesnetzagentur geprüft und genehmigt. Dazu gehört auch, die voraussichtlichen Umweltauswirkungen der Anbindungsleitungen zu untersuchen. Die Ergebnisse fließen gemeinsam mit den bestätigten Vorhaben aus dem Netzentwicklungsplan (Onshore) in den Bundesbedarfsplan ein.

Neben der Beschleunigung des Netzausbaus besteht mittelfristiger Handlungsbedarf bei der Sicherung ausreichender konventioneller Kraftwerksreserve, die einspringen kann, wenn die Erneuerbaren nicht einspeisen. Der stark steigende Anteil Erneuerbarer Energien, die vorrangig eingespeist und vermarktet werden und hohe Anforderungen an die Flexibilität stellen, drücken im Bereich der konventionellen Energieerzeugung auf die Rentabilität. Diese Rentabilitätslücke dürfte sich mit weiter steigendem Anteil Erneuerbarer Energien tendenziell verschärfen. Um die energiepolitischen Ziele zu erreichen, brauchen wird daher ein umfassendes Set neuer Marktregeln, bei deren Ausgestaltung Sorgfalt vor Tempo gilt. Werden die Weichen falsch gestellt, droht fortgesetzter Marsch in den energiepolitischen Staatsinterventionismus und der politische Handlungsspielraum reduziert sich zunehmend auf eine Aneinanderreihung ordnungspolitisch fragwürdiger Eingriffe in den Markt. Die Ergebnisse der Koalitionsverhandlungen und die dort vorgesehene Prüfung einer Einführung von Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit sind insofern zu begrüßen. Wichtig ist bei der Ausgestaltung eines möglichen Kapazitätsmechanismus, dass nicht gedankenlos zusätzliches Geld in den Markt geworfen wird, das findet im Kontext des EEG bereits in stattlichem Umfang statt und eine weitere Subventionspirale würde auf wenig Akzeptanz stoßen.

Speichertechnologien, die das schwankende Angebot der Erneuerbaren Energien auszugleichen in der Lage sind, werden bei der Umsetzung der Energiewende höchstens langfristig eine Rolle spielen. Derzeit vorhandene Technologien haben nicht ansatzweise das Potential, die Versorgung Deutschlands über einen längeren Zeitraum sicherzustellen, alles andere sind Visionen, ohne die ein langfristig angelegtes Projekt wie die Energiewende nicht auskommt. Hier steht Forschung und Erprobung an; für das Energiesystem von heute spielen sie keine nennenswerte Rolle.

Zusammenfassend ist die Gestaltung der Energiewende im Strombereich aus Sicht der Bundesnetzagentur in drei Phasen zu unterteilen. Kurzfristig ist nach der Abschaltung von acht Kernkraftwerken und angesichts des starken Zubaus erneuerbarer Energien die Versorgungssicherheit über Reservekraftwerke zu sichern und sind die dringend erforderlichen Netzausbauprojekte aus dem EnLAG fertig zu stellen. Mittelfristig müssen im Zuge der Abschaltung der verbleibenden Kernkraftwerke weitere Leitungsprojekte gebaut werden und in Betrieb gehen und es ist zu gewährleisten, dass auch bei weiter steigendem Anteil Erneuerbarer Energien ausreichend konventionelle Erzeugung zur Verfügung steht, die in sonnen- und windarmen Zeiten einspringen kann. Technologische Entwicklungen und Innovationen sind in der energiewirtschaftlichen Realität nur langfristig relevant und bleiben bis zur Marktreife schwer planbar.



***Dr. Markus Kerber
Hauptgeschäftsführer und Mitglied des Präsidiums, Bundesverband der
Deutschen Industrie e.V.***

Dr. Markus Kerber wurde 1963 in Ulm geboren. Er ist verheiratet und hat vier Kinder.

Von 1983 bis 1988 absolvierte er ein Studium der Wirtschaftswissenschaften an der Universität Hohenheim sowie an der University of California in Los Angeles. Im Anschluss begann er seine Promotion in Sozialwissenschaften, die er 1992 an der Universität Hohenheim abschloss.

Ab 1992 war Dr. Markus Kerber als Associate Director im Bereich Equity Capital Markets bei der S.G. Warburg Ltd in London tätig, bis er 1995 als Director Equity Capital Markets zur Deutsche Bank AG in London wechselte.

Im Jahr 1998 wurde Kerber Gesellschafter der GFT Technologies AG in Stuttgart. Dort war er bis 2003 als Finanzvorstand und bis 2009 als Aufsichtsratsmitglied tätig.

Im Bundesministerium des Innern leitete er von 2006 bis 2009 die Abteilung Grundsatzfragen und internationale Analysen. 2009 wurde er Abteilungsleiter für finanzpolitische und volkswirtschaftliche Grundsatzfragen im Bundesministerium der Finanzen in Berlin.

Dr. Markus Kerber ist seit Juli 2011 Hauptgeschäftsführer und Mitglied des Präsidiums des Bundesverbandes der Deutschen Industrie e.V. (BDI).

Die Herausforderungen der europäischen Energie- und Klimapolitik für die Industrie

Dr. Markus Kerber

2014 ist ein historisches Jahr für den europäischen Kontinent mit unserem Land in seiner Mitte. Die Schaufenster der Berliner Buchhandlungen werden dominiert von Büchern über den Beginn des Großen Krieges 1914 oder den Mauerfall 1989. Wir gedenken dem schrecklichen Anfang und dem glücklichen Ende einer für Europa turbulenten, zunächst selbstzerstörerischen und zuletzt hoffnungsvollen 75-jährigen Zeitspanne. 1914 – 1989 sahen tiefste Gräben, Misstrauen und bisher nicht für möglich gehaltene Aggression zwischen den europäischen Nationen auf der einen und mutige Schritte zu einem besseren, konstruktiveren Miteinander, ja zu einem auf die Zukunft ausgerichteten Neuanfang auf der anderen Seite. Das Gebilde der Europäischen Union und Ihrer Vorgänger – der verbriefte institutionelle Machtverlust der Nationalstaaten durch Gewaltenteilung auf multilateraler Ebene und der gemeinsame Markt – bilden für mich den Inbegriff für die europäische Aussöhnung und den wirtschaftlichen Wiederaufstieg Europas nach dem Zweiten Weltkriegs. Vollkommen zu Recht haben daher EU-Ratschef Herman van Rompuy, Kommissions-Präsident José Manuel Barroso und Parlamentspräsident Martin Schulz in Oslo am 10. Dezember 2012 den Friedensnobelpreis für die Europäische Union stellvertretend für alle Träger dieses Projektes entgegengenommen.

Leider ist diese Auszeichnung in Zeiten der Eurokrise vielerorts nur mit Hohn und Spott betrachtet worden. Die Preisverleihung sollte jedoch Anlass bieten, das Projekt Europa weiterzudenken und mit neuem Leben zu füllen, gerade heute kein leichtes Unterfangen. Weite Teile des Kontinents stecken gegenwärtig in einer tiefen strukturellen Rezession. Wenige Monate vor der Europawahl 2014 mehren sich die antieuropäischen Stimmen und Reflexe vielerorts. Besonders besorgniserregend sind diese Phänomene im europäischen Kernland Frankreich und im wegen seiner grundsätzlich liberalen und marktwirtschaftlich ausgeprägten Wirtschaftsphilosophie so wichtigen Vereinigten Königreich. Die Europäer fürchten sich vor dem kollektiven Abstieg, nationale Isolationsbestrebungen, wie zuletzt in der Schweiz mit der Forderung nach einem drastischen Zurückfahren der Immigration, greifen um sich. Erstmals in der europäischen Geschichte ist die Mehrheit der Europäer nicht mehr davon überzeugt, dass es der nächsten Generation einmal besser gehen wird. Die Frage nach der zukünftigen Rolle Europas in einer durch die Globalisierung auf den Kopf gestellten Weltwirtschaft mit neuen, aufsteigenden Mächten außerhalb der Gruppe der OECD-Staaten verunsichert die Bürger des Alten Kontinents. Die Frage nach einem tragfähigen Zukunftsmodell für den alternden, schrumpfenden Kontinent ist nicht beantwortet.

Wirtschaftliche Fragen bleiben bei aller gelungenen zivilgesellschaftlichen Aussöhnung zentral für die weitere Entwicklung des europäischen Projektes. Wir

sind auch hier nicht am Ende der Geschichte angekommen. Es ist an der Zeit, sich weiterführende Gedanken zu machen. Einer der europäischen Gründerväter, Jean Monnet, hätte es nicht besser ausdrücken können als er sagte „*Völker, die nicht die Gabe der Voraussicht haben, sind dem Untergang geweiht.*“ Der Status Quo der besonders in Deutschland heute wahrgenommenen ökonomischen und gesellschaftlichen Stabilität ist dabei nicht unerschütterlich. Aufzuhören dem Projekt Europa täglich neuen Geist einzuhauchen, werden wir uns auch in Zukunft nicht erlauben können. Wir müssen Europa weiter im Sinne von Frieden und Wohlstand formen. Wie brüchig letzterer und infolgedessen auch gesellschaftliche Strukturen sein können, wird uns Deutschen bereits in den südlichen Mitgliedsländern der EU mit ihrer untragbar hohen Jugendarbeitslosigkeit veranschaulicht. In diesem Klima schlägt ökonomischer Frust und gefühlte Ohnmacht zunehmend in politische Radikalität um. Der Blick auf die Situation jenseits der gemeinsamen EU-Außengrenzen im Süden und Osten verdeutlicht, dass wir es uns auf unserer Insel der Glückseligen in der Mitte Europas nicht zu gemütlich machen sollten. Aber was können wir tun, wie sollen die Europäer reagieren?

Eine Antwort – wenn auch sicherlich nicht die einzige – auf die Krise kann eine durchdachte und kohärente gesamteuropäische Industriestrategie sein, die den zukünftigen Generationen eine Perspektive auf Wohlstand und gesellschaftlicher Teilhabe gibt. Die Industrie bildet heute das Rückgrat für Wachstum, Innovation und Fortschritt. Was Europa jetzt braucht, ist ein neuer industrieller Grundlagenvertrag, der die industriellen Wertschöpfungsketten in Europa stärkt. In dieser Frage vollzieht die deutsche Industrie den Schulterschluss mit den Industrieverbänden der europäischen Nachbarstaaten. Zuletzt haben Pierre Gattaz, Präsident des französischen Industrie- und Arbeitgeberverbandes MEDEF und BDI-Präsident Grillo am 5. Februar 2014 in Paris einen solchen Aufruf gestartet. Ein Kernelement dieser Industriepolitik muss dabei eine nachhaltige, aber bessere Energiepolitik sein. Unter anderem haben sich die Energiekosten innerhalb von vier Jahren um 21 Prozent erhöht. Vor allem eine enge Verzahnung zwischen Klima-, Energie- und Industriepolitik wird zentral für die Zukunft des europäischen Projekts sein.

Die Energiewende teutonischen Zungenschlags ist kein universell akzeptiertes Modell, noch nicht einmal in Europa

Nun bildet das Forum für Zukunftsenergien üblicherweise nicht die europäische Plattform für „pathoschwangere“ Grundsatzdebatten zu Europa. Dennoch – gerade im Jahr 2014 – muss man die Grundprinzipien des europäischen Projektes im Blickfeld behalten, um im Brüsseler „Kleinklein“ nicht die Orientierung zu verlieren. In diesem Dickicht muss die Frage nach dem „Warum“ immer wieder gestellt werden. Zu groß ist das Risiko, dass einmal eingeschlagene Pfade weiter ausgetreten werden, auch wenn sie ins Nirgendwo führen, gerade auch im Bewusstsein der im Jahr 2014 noch recht unterentwickelten europäischen Öffentlichkeit, die als starkes Korrektiv ausfällt.

Dies gilt insbesondere für den Bereich der Energiepolitik; ein Politikfeld, wo die Zuständigkeiten von nationalen und europäischen Institutionen ineinandergreifen

und nationale Subsidiarität schnell an seine Grenze stößt. Die diesjährige Schriftreihe trägt den Titel „Wie kann die Energiewende im europäischen Kontext gelingen?“. Dieser greift mir deutlich zu kurz. Zum einen teilt man in Europa nicht überall die gleiche Auffassung, wenn es um den Inhalt einer wie auch immer gearteten Energiewende geht. Für Deutschland bedeutet Energiewende vor allem den Ausbau der erneuerbaren Energien unter explizitem Verzicht auf die Kernkraft. Laut Koalitionsvertrag sollen für ersteres nun verbindliche Ziele in Gesetzesform gegossen werden. Bis 2025 wollen wir bis zu 45 Prozent des Stroms erneuerbar erzeugt wissen. 2035 sollen es schon 60 Prozent sein. Möglich ist auch, dass der Zubau von erneuerbaren Anlagen diese politischen Ziele noch weit übertrifft, nämlich dann wenn weiteres Innovationspotenzial gehoben wird und die Gestehungskosten – besonders bei der PV – wie bisher weiter fallen. Die Politik wird die Menschen kaum von diesem Trend abhalten können. Für unsere direkten Nachbarn Frankreich oder auch in Tschechien beispielsweise bedeutet Energiewende heute politisch jedoch primär Dekarbonisierung unter anderem durch Ausbau der erneuerbaren Energien aber unter maßgeblichem Einsatz der Kernenergie. So will unser westlicher Nachbar seine CO₂-Emissionen bis 2050 um 75 Prozent reduzieren. Frankreich diskutiert zwar den „Sortie nucléaire“, bisher hat aber keiner der Experten in Paris erklärt, wie man die von Präsident Hollande im Wahlkampf eingebrachte Reduktion des Anteils der Kernkraft am Stromverbrauch von heute rund 70 Prozent auf „nur“ noch 50 Prozent bis zum Jahr 2025 bewältigen will. Schließlich gestaltet sich die Finanzierung von neuen Kernkraftwerken in einem zunehmend liberalisierten Strommarkt schwierig. Auch der Ersatz durch erneuerbare Energien wird als zu kostenträchtig erachtet, implizierte er doch eine Ausbaudynamik, die die in Deutschland gesehene noch in den Schatten stellen dürfte. Kohle und Gas scheiden wohl ebenfalls aus.

Trotz der geographischen Nähe, sehen wir uns also mit unterschiedlichen Wertvorstellungen, gesellschaftlichen Präferenzordnungen und Politikmaßnahmen schon zwischen unmittelbaren Nachbarländern konfrontiert, von Unterschieden zu Ländern wie Estland oder Rumänien ganz zu schweigen. Zwar wird die deutsche Auffassung von Energiewende von vielen Akteuren in den europäischen Nachbarländern mit Wohlwollen begleitet, doch ist auch die offizielle Energiepolitik jenseits der deutschen Grenze – z. B. die in Deutschland äußerst unpopuläre Betonung der Atomkraft in Frankreich oder die Stellung der polnischen Kohle – keineswegs das Resultat eines irrationalen oder gar unaufgeklärten Diskurses zur Energieversorgung. Sie entstammt vielmehr einer eigenen nationalen Pfadabhängigkeit und Narrative, die ihre Berechtigung hat. Wenn es um den Umbau der Energieinfrastruktur in Europa hin zu einem weniger CO₂-intensiven Konstrukt geht, was wohl letztlich der gemeinsame Nenner für alle EU-Staaten – zumindest post 2020 – sein könnte, müssen wir uns dieser Unterschiede bewusst sein. „Energiewende“ ist trotz mittlerweile teutonischen Zungenschlags kein deutsches Allheilmittel. Für andere Staaten selbst in Europa wäre unser Weg schlechthin viel zu teuer und zu riskant. Wir tun gut daran, unterschiedliche Interpretationen zu respektieren und wir sollten es tunlichst vermeiden, Europa mit missionarischem Eifer zu bekehren. Eine Umfrage des Weltenergieerates Deutschland hat ergeben, dass 76 Prozent der Befragten in einer internationa-

len Studie der Meinung waren, dass die Energiewende deutschen Zuschnitts für sie nicht als Vorbild taugt. Auch ist die Bestimmung des Energiemix bis auf Weiteres ein Objekt der nationalen Souveränität. Es ist Polen und Niederländern (noch) nicht egal, dass der Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung in Deutschland durch immer enger vernetzte Märkte dort zum Abschalten von fossil-befeuerten Kraftwerken führt. Sie sehen es als ein Eingriff in ihre nationalen Hoheitsrechte.

Eine ganz andere Angelegenheit ist es jedoch, wenn in Deutschland und auch in anderen Ländern wie Dänemark zur Marktreife gebrachte Technologien die Energiemärkte auch in den Nachbarländern auf den Kopf stellen und revolutionieren, weil sie billiger, nachhaltiger und besser sind als das bestehende System. Das wäre eine Europäisierung der deutschen Energiewende, wie sie in unserem Interesse sein muss. In einer solchen Welt wäre es letztlich nahezu egal, was staatliche Planer in Strategiepapier schreiben. Besser Technologien würden sich durchsetzen.

Jedes Mitgliedsland der EU ist auch Teil eines gemeinsamen Marktes. Es gibt daher wohl zurzeit kein rechtes Mittel, um sich gegen unliebsame Importe – sei es Atomstrom aus Tschechien nach Deutschland oder Windstrom aus Deutschland in die Niederlande – zu wappnen. Jedenfalls dann nicht, wenn man den gemeinsamen Markt in seiner Gänze auch jenseits des Energiemarktes nicht riskieren möchte. Wie das Dilemma zwischen Wahrung der nationalen Souveränität auf der einen Seite und der Vollendung des gemeinsamen Marktes auf der anderen Seite gelöst werden kann, wird die Zukunftsaufgabe der europäischen Energiepolitik sein. Die momentan geführte Debatte über die Ausgestaltung der Leitlinien bildet da nur den Anfang.

Energiewende ja, aber nicht als l'art pour l'art!

Zum anderen erklärt der Titel der diesjährigen Kuratoriumsschriftreihe die Energiewende zum Selbstzweck. Auch dies greift zu kurz. Wir betreiben die Energiewende aber nicht als l'art pour l'art. Nein, Gesellschaft und Industrie unterstützen die Energiewende, weil wir uns etwas davon versprechen; einen mit der Ökologie zunehmend in Einklang gebrachten Wohlstandsgewinn. Die Energiepolitik ist kein Ziel an sich. Die Energiepolitik dient Wirtschaft und Gesellschaft zur Erreichung höherer Ziele. Dies muss in den Vordergrund gerückt werden. Der BDI hat dies 2012 getan, indem er die Kompetenzinitiative Energie ins Leben rief. Zwei Trendstudien sollten den Blick auf die Jahre 2022 und 2030+ werfen und dabei auch langfristige volkswirtschaftliche Zusammenhänge jenseits des Strommarktes in Betracht nehmen. Das Fazit: Ob am Ende der Energiewende Wohlfahrtsgewinne stehen, lässt sich schlicht nicht ohne sehr waghalsige Annahmen feststellen. Auf der einen Seite werden sich die Umsätze deutscher Technologieanbieter im Weltmarkt laut BCG pro Jahr von rund 40 Milliarden Euro 2011 auf ca. 80 Milliarden Euro im Jahr 2030 verdoppeln. Deutsche Firmen haben die Chance zum Leitanbieter bei Energietechnologien von morgen zu werden. Der Weltmarktanteil deutscher Technologieanbieter in diesem Segment bleibt

hoch. Auch gehen die Brennstoffimporte zurück, Wertschöpfung verbleibt stärker im Inland. Auf der anderen Seite wird das Stromsystem abhängig von der Entwicklung internationaler Brennstoffpreise bis 2030 um bis zu 35 Prozent ansteigen, eine enorme Belastung für die Volkswirtschaft. Es ist letzten Endes nicht solide prognostizierbar, ob das erwartete Plus bei Arbeitsplätzen in den Technologiebranchen potenzielle Verluste in anderen Branchen aufgrund gestiegener Kosten und somit verschlechterter internationaler Wettbewerbsfähigkeit kompensiert. Auch lokale Wertschöpfung in Mittelstand und Handwerk vor Ort ist für die Bundesrepublik als Ganzes nicht zwangsläufig ein Wohlfahrtsgewinn; nämlich dann nicht, wenn Arbeit und Kapital anderer, produktiverer Verwendung zugeführt werden könnten. Möglicherweise stellt die regenerative Energieerzeugung in Deutschland nicht per se einen komparativen Vorteil gegenüber anderen Standorten dar.

Die Energiewende in ihrer derzeitigen Verfassung basiert jedoch auf breiter politischer Unterstützung und ist politisch nicht ohne großen Gesichtsverlust umkehrbar. Es gibt jedoch jenseits des „ob“ eine Menge „wie“ zu beantworten. Bei der festgestellten Unsicherheit bleibt ein auf Kosteneffizienz ausgelegtes Management der Energiewende oberstes Gebot. Viele in sehr naher Zukunft zu stellende Weichen können wir gerade im europäischen Verbund besser gemeinsam stellen, damit am Ende die Vorteile für die europäischen Industriegesellschaften – überwiegen. Wenn wir den Standort Deutschland überfordern oder auch in unseren Nachbarländern unnötige Fehler bei ihrer Energiewende passieren, verliert der Kontinent insgesamt. Wir müssen dabei an den Baustellen kooperieren, wo wir ein gemeinsames Interesse mit unseren Nachbarn ausmachen. Denn, auch wenn die Vorstellungen zur Energiewende in Europa divergieren, wird die Zukunft mehr erneuerbare Energien mit den damit einhergehenden Herausforderungen in jedem Land sehen. Die Vermeidung von Treibhausgasen bleibt ein erklärtes Ziel der europäischen Energie- und Klimapolitik. Kooperation bei gemeinsamen Interessen bildet schließlich das Schlüsselement der europäischen Einigung.

Die europäische Energiedebatte wird zunehmend als Selbstzweck geführt. Ihr droht die Bodenhaftung zu entgleiten.

Gerade das europäische Projekt bietet reichlich Anschauungsmaterial für die fundamentale Bedeutung der Energieversorgung für übergeordnete Ziele wie Wohlstand und Stabilität in Europa. Am Anfang der EU standen die Pariser Verträge 1952 und die Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl – damals von einem Großteil der europäischen Industriellen kritisch betrachtet. Für die politischen Gestalter jener Zeit war klar, dass die Kooperation bei Kohle und Stahl den Kern des europäischen Projektes für Frieden und Wohlstand bilden musste. Mit der Vergemeinschaftung der Kontrolle über diese Wirtschaftszweige durch eine hohe Behörde – den Vorgänger der heutigen EU-Kommission – waren neue Kriege ausgeschlossen. In den folgenden Jahren folgten weitere Initiativen, wie z. B. in Form von EURATOM (1958). Sie alle mündeten in der Europäischen Union.

Heute im Jahr 2014 stehen Fragen der Energieversorgung wieder – jedoch in einem anderen Kontext – im Fokus. Es geht dabei glücklicherweise nicht mehr um Krieg und Frieden, sondern um die Zukunftsfähigkeit der europäischen Industriegesellschaften. Die Art und Weise, wie wir Fragen der Energie-, Klima- und auch Umweltpolitik jedoch in den letzten Jahren angegangen sind, lässt die Rückkoppelung zu den höheren Zielen Wohlstand und Stabilität vermissen. Teilweise habe ich den Eindruck, dass vor allem die energie- und klimapolitische Debatte zunehmend ein Eigenleben entwickelt hat. Es hat sich ein reiches Biotop samt sich teilweise selbst referenzierender Akteure gebildet, die die Energiepolitik entweder zum Selbstzweck erheben oder isolationistischen Bestrebungen für eine auf Umweltfragen reduzierte Form der Nachhaltigkeit den Weg bereiten wollen. Leider bestimmten diese Debatten zunehmend auch den medialen und politischen Diskurs.

Strategische Fragestellungen über diese Grundpfeiler unseres Wohlstands sind in den Hintergrund getreten, was angesichts der größten Wirtschaftskrise seit den dreißiger Jahren verblüfft. Initiativen der EU zur Stärkung der europäischen Industrie, wie die auf Wettbewerbsfähigkeit zielende Lissabon-Strategie sind verpufft. Der BDI hat in Zusammenarbeit mit seinen europäischen Partnerverbänden im Rahmen von BusinessEurope den Blick auf diese Fragestellungen geworfen und für sich eine Antwort gefunden. Für die energie- und klimapolitische Strategie der EU post 2020 ist es unerlässlich, dass neben dem quantifizierten Umweltziel bei der CO₂-Reduktion auch ambitionierte Ziele für Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit verfolgt werden.

Es ist in diesem Kontext selbstverständlich der Fall, dass der Schutz von Umwelt und Klima langfristig eine Grundvoraussetzung für generationengerechten Wohlstand sind. Nachhaltigkeit muss jedoch breiter gedacht werden und auch die sozialen und wirtschaftlichen Dimensionen beinhalten. Hier ist eine Kurskorrektur notwendig. Zu lange war es der Fall, dass konkrete, Industrie und Wohlstand gefährdende Politikmaßnahmen heute mit langfristig modellierten Wohlfahrtsgewinnen in ferner Zukunft erklärt wurden. Auch wenn Keynes bekannter Ausspruch „In the long term, we are all dead!“ nicht den Freifahrtschein für klima- und umweltpolitisches Nichtstun geben darf, müssen wir uns überlegen, inwieweit Politikmaßnahmen die Basis unseres Wohlstandes untergraben. Es wäre dabei grober Unfug, die in vielen europäischen Ländern in den letzten Jahren stattgefundene Deindustrialisierung alleine mit umwelt- und klimapolitischen Auflagen zu erklären, wir müssen uns aber der Wechselwirkungen bewusst sein. Wenn Europa ein industriepolitischer Akteur von Weltformat bleiben möchte, bedarf es mutiger Schritte zur Stärkung der europäischen Industrie. Andernfalls werden die aktuellen Einschätzungen der Internationalen Energieagentur, nachdem vor allem der Weltmarktanteil energieintensiver Branchen bis 2035 um rund 30 Prozent zurückgehen könnte, Realität werden.

Die Zeit drängt!

Europa verliert dabei bereits seit Jahren wertvolle Anteile an der weltweiten Industrie. Europaweit liegt der Industrieanteil nur noch bei 15 Prozent. Der Anteil

der europäischen Industrie an der weltweiten Wertschöpfung ging zwischen 2000 und 2012 von 26 auf nur noch 21 Prozent zurück. Rund

90 Prozent des weltweiten Wirtschaftswachstums werden 2015 außerhalb Europas generiert werden. Nur mit einer starken industriellen Basis wird unser Kontinent es schaffen, seinen Platz in der Ordnung des

21. Jahrhunderts zu behaupten. Deutschland ist mit rund 1 500 Weltmarktführern und seinem 23-Prozent-Industrieanteil an der Wertschöpfung ein Vorbild, wobei auch in Deutschland laut IW Köln eine schleichende Deindustrialisierung über die letzten zehn Jahre hinweg in einigen Branchen bereits eingesetzt hat.

Die europäische Industrie blickt daher mit Optimismus auf aktuelle Vorschläge aus Brüssel, die die Auswirkungen der europäischen Regelungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie stärker in den Vordergrund heben wollen. Es bleibt jedoch abzuwarten, wie z. B. das angekündigte Programm „Refit“ zur Vermeidung von unnützer Regulierung eine Marktlücke schließen wird. Letztlich ist es nur eine Maßnahme. Sie muss in den Kontext weitergehender, strategischer Reformen eingesetzt werden. Es gibt eine lange Historie von ambitioniert gestarteten Vorhaben, die in den folgenden Jahren ohne nennenswertes Ergebnis versandet sind. Weiß jemand, was aus der „Anti-Redtape-Initiative“ der EU unter Führung des ehemaligen bayerischen Ministerpräsidenten Edmund Stoiber und des Beratungsgründers Roland Berger geworden ist? Was Europa braucht, ist angesichts der großen Transformationsherausforderung im Energiebereich – alleine in Deutschland sollen bis 2050 rund 700 Milliarden Euro allein in den Stromsektor investiert werden – vor allem eine bessere und effizientere Energie- und Klimapolitik. Hier besitzt Europa mit dem gemeinsamen Markt einen starken Hebel. Energiepolitik muss letztlich mit Industriepolitik gemeinsam gedacht und entwickelt werden.

Was bleibt zu tun – insbesondere in der Energie- und Klimapolitik?

Auch wenn – wie zu Beginn geschildert – der Energiemix in Europa national bestimmt und somit für längere Zeit unterschiedlich bleiben wird, ist eine verstärkte europäische Zusammenarbeit überall dort geboten, wo es ein gemeinsames Interesse gibt. Gerade mit Blick auf die Transformation des Stromsystems, mit einem fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien, mit zunehmendem Bedarf an Netzen und Speichermöglichkeiten und auch mit nach wie vor hohen Anforderungen an den fossilen Kraftwerkspark, bieten sich natürliche Kooperationsfelder an, die zurzeit (noch) nicht ausreichend genutzt werden. So haben einige Länder, wie z. B. die Niederlanden, deutliche Probleme mit der Erfüllung ihrer nationalen Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien, wohingegen Deutschland seine Ziele übererfüllt. Die Vollendung des Energiebinnenmarktes mit der Umsetzung des Dritten Energiebinnenmarktpakets und der Entwicklung entsprechender Infrastrukturen sollte eine absolute Priorität darstellen. Bei einem völlig integrierten Strommarkt können so laut EU-Kommission jährlich 35 Milliarden Euro eingespart werden. Kostenvorteile, die dann in Form von günstigeren Endverbraucherpreisen an die Stromkunden weitergegeben werden kön-

nen und die die Industrie entlasten. Die Mitgliedstaaten sollten darüber hinaus für eine verbesserte zwischenstaatliche Koordinierung ihrer nationalen Energiestrategien sorgen. Auch im Bereich der staatlichen Lasten, die derzeit als rein nationale Sonderlasten für den Umbau des Energiesystems erhoben werden, sind Effizienzgewinne vorstellbar. Die Förderung der erneuerbaren Energien oder die Zurverfügungstellung von Kapazitätsmechanismen lassen sich im europäischen Verbund deutlich kosteneffizienter erfüllen. Bestehende Stromkapazitäten sollten zunächst genutzt werden, um zur Versorgungssicherheit beizutragen, anstatt neue subventionierte Kapazitäten aufzubauen. Grundsätzlich sollten Energiekosten dabei nicht durch Steuern belastet werden, die dazu bestimmt sind, andere politische Maßnahmen zu finanzieren. Die hohen Kosten für nicht ausgereifte Technologien können letztlich nicht von der europäischen Wirtschaft getragen werden. Dies muss sich in den EU-Leitlinien für Energie- und Umweltbeihilfen widerspiegeln, die den Schutz energieintensiver Industrien ermöglichen müssen. Auch gemeinsame Projekte im Bereich Forschung und Entwicklung als technologische Säule der Energiepolitik müssen auf europäischer Ebene weiter vorangetrieben werden.

Schließlich sollte die EU sich auf ein zentrales Ziel zur Reduktion von CO₂-Emissionen fokussieren. In diesem spezifischen Punkt geht das von der Europäischen Kommission am 22. Januar 2014 verabschiedete Klimapaket 2030 in die richtige Richtung, sollte aber auf dem Gebiet der Wettbewerbsfähigkeit von einem entsprechenden Wachstumsziel begleitet werden. Darüber hinaus muss das sehr ehrgeizige Ziel (40 Prozent Reduktion) vom Ausgang der internationalen Klimaverhandlungen abhängig gemacht werden. Das europäische Emissionshandelssystem ist das zentrale langfristige Instrument. Deshalb muss eine kohärente langfristige energie- und klimapolitische Strategie der EU (bis 2030 und darüber hinaus) eine gut durchdachte Strukturreform des EU-ETS einschließen. Energieeffizienz und Energieeinsparungen sollten unterstützt werden. Der 2015 in Paris geplante Klimagipfel sollte als Chance begriffen werden, um gleiche Wettbewerbsbedingungen für europäische Unternehmen zu schaffen. Wird eine internationale Vereinbarung nicht erreicht, sollten auf EU-Ebene zusätzliche Maßnahmen getroffen werden, um die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie zu sichern und die Verlagerung von CO₂-Emissionen in Drittstaaten („Carbon Leakage“), einhergehend mit einer Abwanderung von Arbeitsplätzen in Weltregionen mit weniger strikten Umweltauflagen, zu verhindern.

Letztlich werden die nächsten zwei Jahre entscheiden, wie es um die zukünftige Entwicklung der europäischen Industrie bestellt ist. Das sich nun durch die Europawahl und den Wechsel in der EU-Kommission öffnende Fenster sollten wir nicht ungenutzt verstreichen lassen. Europa bietet großes Potenzial, um beim Weg in eine nachhaltigere und umweltverträglichere Zukunft voranzugehen. Eine solche Führungsposition basiert jedoch auf einer starken Industrie, deren Stellung ineffiziente Politikmaßnahmen nicht untergraben sollten.



Wilfried Köplin

Leiter des Bereichs Corporate Energy Policy innerhalb der Bayer MaterialScience AG, Leiter des Verbindungsbüros NRW der Unternehmenspolitik der Bayer AG, Vorsitzender des Fachausschusses für Energiepolitik im Verband der chemischen Industrie (VCI), Mitglied des Vorstandes des Ausschusses für Energie- und Klimapolitik im BDI, Mitglied des Kuratoriums im Forum für Zukunftsenergien seit 2010

Wilfried Köplin, am 3. November 1952 in Detmold geboren, studierte Energietechnik an der Technischen Universität Hannover und begann 1979 seine Berufslaufbahn beim Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk AG (RWE). Bis 1999 war Köplin in der Regionalversorgung Bergisch-Land der RWE Energie AG in verschiedenen betrieblichen und energiewirtschaftlichen Funktionen, zuletzt als Leiter des Vertriebs, tätig.

1999 wechselte Köplin zur Bayer AG in Leverkusen und übernahm dort die Leitung des Bereichs Energiewirtschaft, um die Energiebeschaffung des Konzerns auf die neuen Möglichkeiten in liberalisierten Märkten umzustellen. Im Zuge der organisatorischen Neuausrichtung des Konzerns wechselte Köplin mit der Funktion 2002 zur Bayer Technology Services und 2004 zum Chemieparkbetreiber Bayer Industry Services, die spätere Currenta.

Seit 2007 leitet Köplin die Konzernenergiepolitik der Bayer AG, die organisatorisch der Bayer MaterialScience AG zugeordnet ist. Seit 2009 vertritt er zusätzlich als Repräsentant des Unternehmens die Unternehmenspolitik in NRW – heute als Leiter des Verbindungsbüros NRW.

Die Energiewende kann nur mit der Industrie gelingen! Welche Rahmenbedingungen brauchen wir dafür?

Wilfried Köplin

Die internationalen Klimaverhandlungen kommen nicht voran! Die Konferenz in Warschau im November 2013 hat das wieder einmal sehr deutlich gemacht: mehr, als eine vage Absichtserklärung der 194 Vertragsstaaten, im Jahre 2015 (unverbindliche) CO₂-Reduktionsbeiträge auf den Tisch zu legen, war nicht möglich. Die Meinungsverschiedenheiten sind zu groß: Die vom Klimawandel besonders bedrohten Inselstaaten fordern Anrechnung bzw. Schadenersatz für durch Extremwetter verursachte Schäden, Industrieregionen wie Europa und die USA verweigern Zahlungen für zurückliegende Treibhausgasemissionen, Japan kündigt Rückschritte im Klimaschutz nach dem Kernenergie-Desaster von Fukushima an und aufstrebende Schwellenländer stehen vor der Riesenaufgabe, den stark zunehmenden Energiebedarf ihrer Bevölkerung und Industrien zu befriedigen; sie können sich einen Klimaschutz „made in Europe“ schlichtweg nicht leisten.

Die Interessenkonflikte innerhalb der 28 EU-Mitgliedsstaaten sind durchaus vergleichbar mit denen in den UN-Klimaverhandlungen: unterschiedliche Energieversorgungsstrukturen und unterschiedliche industriepolitische Ziele versperren den Blick auf eine konsistente europäische Energie- und Klimapolitik. Doch wir müssen dringend nationale Interessen zusammen führen, um sowohl den Klimaschutz voranzubringen und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie auf globalen Märkten zu sichern. Wenn uns das gelingt, werden sicher auch positive Signale für die internationalen Verhandlungen gesetzt.

WOHIN STEUERT EUROPA IN DER ENERGIE- UND KLIMAPOLITIK

Europa versucht den Spagat zwischen Vorreiterrolle im Klimaschutz und Industrieorientierung: Die letzte Wirtschaftskrise ist noch nicht ganz überwunden. Die Investitionen der von Wirtschafts- und Finanzkrise belasteten Industriebranchen ziehen erst langsam wieder an. Die Preise für Energien bleiben im von Energieimporten abhängigen Europa auf Höchstniveau. Die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie ist akut bedroht. Niedrige Energiepreise in den USA begünstigen eine schleichende Abwanderung der energieintensiven Grundstoffindustrie.

Deutschland hat entschieden, aus der Kernenergienutzung mittelfristig auszuweichen und die Stromerzeugung überwiegend auf Erneuerbare Energien umzustellen. Das führt zu stark steigenden Stromkosten mit Auswirkungen auch auf die Energiewirtschaft in anderen EU-Staaten. Die Energiewirtschaft Europas steht am Anfang eines umfassenden Umstrukturierungsprozesses.

Auf der anderen Seite hat insbesondere die Wirtschaftskrise zu einem Überangebot im Markt für Emissionsrechte und damit zu niedrigsten Preisen geführt. Die Folge ist, dass die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken wieder stark zugenommen hat – die Treibhausgasemissionen steigen wieder an.

Zusammengefasst:

Europa ist mit hohen Energiekosten und demzufolge mit Wettbewerbsproblemen der energieintensiven Grundstoffindustrie und gleichzeitig mit wieder zunehmenden Treibhausgasemissionen konfrontiert.

Das ist die Ausgangslage für ein Grünbuch zur Energie- und Klimapolitik 2030, das die EU-Kommission im März 2013 vorgelegt und im Januar 2014 mit Vorschlägen konkretisiert hat.

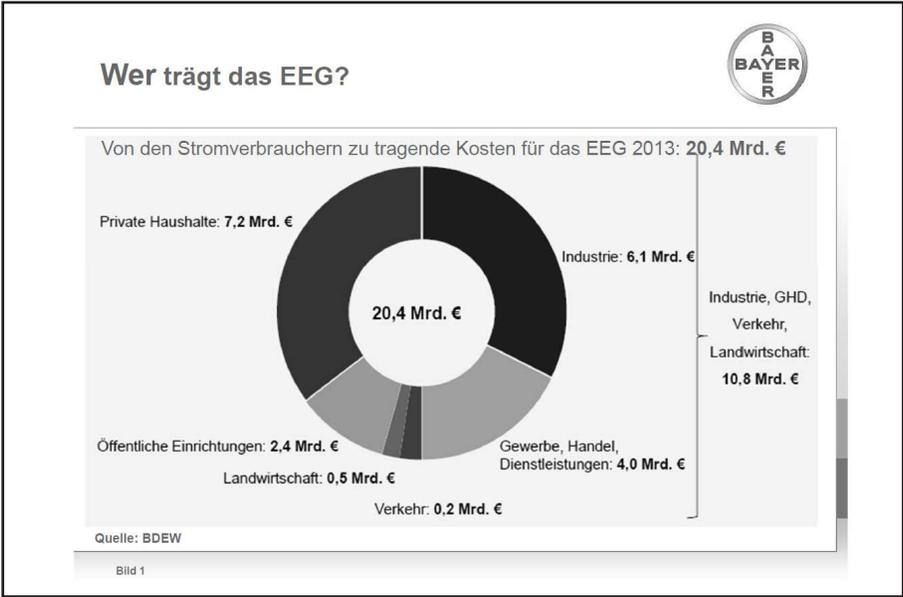
Die EU-Kommission beabsichtigt, eine drastische Erhöhung des Gemeinschaftsziels zur Reduktion von Treibhausgasen bedingungslos in die internationalen Klimaschutzverhandlungen einzubringen. Noch ist nicht verlässlich abzusehen, ob wir die Reduktion auf der Basis der 1990er Werte bis 2020 um 20% erreichen werden (Stand 2012: 18%). Unabhängig davon will die EU-Kommission das Ziel für 2030 unilateral – also ohne Bedingungen für Zusagen anderer Länder – auf 40% anheben. Andere Staaten folgen dieser ambitionierten Zielsetzung offensichtlich nicht: auf der internationalen Klimakonferenz in Warschau wurden von ihnen nicht einmal konkrete Minderungszusagen für 2020 gegeben.

Ohne ein globales Klimaschutzabkommen gefährden wir mit den äußerst ambitionierten Klimazielen in Europa unsere Wettbewerbsposition auf globalen Märkten. Klimaschutz muss eine globale Aufgabe bleiben. Wenn Marktanteile und Arbeitsplätze an Länder mit niedrigeren Klimaschutzstandards verloren gehen, wäre das ein unnötiges Opfer ohne Wirkung für den Klimaschutz. Deshalb muss die Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie auf der Prioritätenliste der EU-Kommission ganz weit oben stehen, wenn die Koffer für die nächste internationale Klimakonferenz gepackt werden.

Nachfolgend werden die Energie- und Klimaschutzinstrumente der EU auf Relevanz für die Wettbewerbsfähigkeit besonders der energieintensiven Industrien durchleuchtet und konkrete Gestaltungsvorschläge gemacht.

ERNEUERBARE ENERGIEN

Neben dem 40% - Ziel für die Reduktion der Treibhausgasemissionen hat die EU-Kommission ein weiteres ambitioniertes Ziel für den Ausbau Erneuerbarer Energien gesetzt: bis 2030 soll der Anteil am Endenergieverbrauch auf 27 % (2011: 12,7%) erhöht werden. Auch wenn dieses Ziel nicht auf differenzierte Ziele für die Mitgliedsstaaten übertragen werden soll, wird von der Zielerreichung eine erhebliche Kostenbelastung für alle Energieverbraucher ausgehen. Aus Deutschland wissen wir, dass Erneuerbare Energien vor allem in Anlagen zur Stromerzeugung genutzt werden. Im Wärme- und Kraftstoffmarkt nahmen Erneuerbare



Energien bis 2012 eine eher untergeordnete Rolle ein (Wärme: 10%, Kraftstoffe: 6%). Der Ausbau Erneuerbarer Energien zur Bruttostromerzeugung von 6,2% im Jahre 2000 bis 23,6% im Jahre 2012 verlangt den Stromverbrauchern in Deutschland zunehmend hohe Kostenbeiträge ab: von rund 20 Mrd. Euro EEG-Umlage haben in 2013 private Haushalte 7,2 Mrd. Euro, die Industrie 6,1 Mrd. Euro und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen weitere 4 Mrd. Euro aufbringen müssen (Abb. 1). Damit sind Grenzen der Belastungsfähigkeit aller Verbraucher bereits überschritten worden. Das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland hat nicht zu einem effizienten Ausbau erneuerbarer Energien geführt. Vorbild für Europa darf dieses Gesetz nicht werden!

Wenn wir wirklich den Anteil Erneuerbarer Energien in Europa bis 2030 mehr als verdoppeln wollen, brauchen wir ein harmonisiertes, hocheffizientes Förder-system: Jeder Euro Fördergeld muss den höchstmöglichen Ertrag an Erneuerbarer Energie anreizen. Das wird nur erreicht werden können, wenn Photovoltaikanlagen vor allem an Standorten mit den meisten jährlichen Sonnenscheinstunden in Südeuropa und Windkonverter an den windreichsten Küstenstandorten in Nordeuropa errichtet werden. Ergänzt werden kann das durch Anlagen zur dezentralen Stromerzeugung.

„Marktpreis plus Bonus“ - Prinzip

Ein EU-weit harmonisierter Fördermechanismus sollte dem Prinzip „Marktpreis plus Bonus“ folgen: Danach erfolgt die Auswahl des Standortes für eine Stromerzeugungsanlage europaweit allein nach energie- und betriebswirtschaftlichen Entscheidungskriterien des Investors. Der Investor oder besser: der Vermarkter

des erzeugten Stroms erhält zusätzlich zum Strom-Marktpreis in dem Investitionsland einen degressiv gestalteten Bonus. Die Bonushöhe kann standortabhängig sein, wodurch der EU-Kommission eine wichtige Steuerungsfunktion für den Ausbau an die Hand gegeben werden würde. Sie könnte den Bonus jährlich differenziert nach Regionen in Abstimmung mit den Mitgliedsstaaten an die gewünschte Ausbaugeschwindigkeit anpassen. Die Kostenwälzung könnte grundsätzlich nach dem im deutschen EEG gewählten Prinzip erfolgen, wobei vor Kostenbelastung der Stromverbraucher ein zu vereinbarendes Belastungsausgleich zwischen den EU-Mitgliedsstaaten erfolgen müsste.

Andere Finanzierungsformen (z.B. über Steuern) wären optional möglich.

Obligatorische Direktvermarktung

Die Stromerzeuger müssen ggfs. mit Hilfe von Dienstleistern den Strom selbst vermarkten und die Absicherung der Stromlieferungen regeln. Nur wenn den Stromerzeugern diese Verantwortung übertragen wird, werden Sie zur Steigerung des Marktwerts ihrer Produkte selbst dafür Sorge tragen, dass die volatilen Wind- und Solarstromangebote mit geeigneten Back-up-Kapazitäten (konventionelle Kraftwerke, Stromspeicher, Lastflexibilitäten) ausgeglichen werden. Im Strommarkt werden sich sehr schnell neue Strukturen bilden, die es auch der Vielzahl von Stromeinspeisern mit kleinen Anlagen (z. B. PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern) leicht machen, „ihren Strom“ über Stromhändler „zu veredeln“ und im Markt anzubieten.

Die Bonuszahlungen sollten als Markteinführungsprämie Anreize für die Gestaltung von Stromprodukten setzen, die von den Verbrauchern nachgefragt werden. Dazu ist folgende Differenzierung der Prämie geeignet:

- Technologie (Photovoltaik, Wind...)
- „Veredelungsgüte“ (geringste Prämien für Day-ahead-Fahrpläne; höchste Prämien für Jahresbänder)
- Keine Prämienzahlung bei negativen Börsenpreisen
- Keine Entschädigungszahlungen für die Abregelung aus netztechnischen Gründen

Bereitstellung von flexiblen Erzeugungs- und Lastkapazitäten

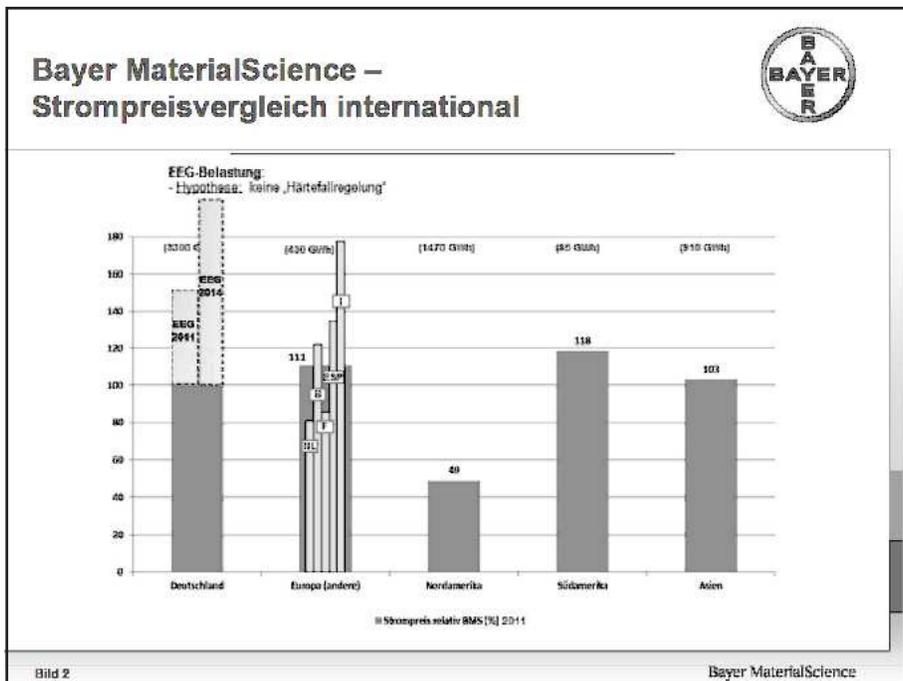
Der Ausgleich des volatilen Wind- und Solarenergieangebots muss durch flexible Erzeugungs- oder Lastkapazität erfolgen. Die Stromeinspeiser können diese bei Betreibern konventioneller Kraftwerke, flexibler Verbraucher und/oder den Betreibern von Stromspeichern kontrahieren. Optionsverträge würden die Option sichern, dann aus konventionellen Kraftwerken Strom zu beziehen, wenn die erneuerbaren Energien nicht zur Verfügung stehen. Ebenso würde die Bereitstellung von flexiblen Stromverbrauchslasten (Elektrolysen, Metallschmelzen u.dgl.) vertraglich geregelt werden. Speicherverträge würden das Ein- und Ausspeisen von Strom aus Speichern definieren. Die Nachfrage nach diesen Verträgen wird

durch die differenziert gestaltete Markteinführungsprämie (s.o.) angereizt. Aus der Nachfrage würden markt- und wettbewerbsorientiert auch Anreize für Neuinvestitionen in notwendige Kraftwerkskapazitäten entstehen. Regulatorische Maßnahmen wie im Fall von „Kapazitätsprämien“ wären nicht erforderlich.

Der Ansatz „Marktpreis plus Bonus“ in europäischen Grenzen, kombiniert mit verpflichtender Direktvermarktung und Absicherungsverpflichtung für volatile Stromeinspeisungen wird marktwirtschaftlich getrieben die Kosten für die Förderung Erneuerbarer Energien minimieren.

Kostenentlastung energieintensiver Industrien

Auch eine auf Europa erweiterte, kosteneffiziente Förderung Erneuerbarer Energien wird die Stromverbraucher mit zusätzlichen Kosten belasten, wenn – wie in Deutschland – die Kostenwälzung über Strompreisaufschläge erfolgt. Die stromintensiven Industrien müssen von diesen Zusatzkosten weitgehend entlastet werden, um deren Wettbewerbsfähigkeit auf globalen Märkten nicht zu gefährden. Das Beispiel Deutschland dürfte jedem geläufig sein: hier beträgt die EEG-Umlage bereits 6,24 Cent pro kWh und damit etwa genauso viel wie die Stromkosten eines industriellen Großverbrauchers, der am Großhandelsmarkt aus konventionellen Kraftwerken einkauft und über das Hochspannungsnetz versorgt wird. Eine Verdopplung der Stromkosten würde für einen solchen Verbraucher sofort bedeuten, dass er seine Produkte im Wettbewerb mit außereuropäischen Wettbewerbern nicht mehr verkaufen kann. In den USA zum Beispiel liegen die



Strompreise verglichen mit Deutschland bei nur 50% - und zwar vor Belastung des deutschen Verbrauchers mit der EEG-Umlage (Abb.2). Durch differenzierte Strompreisaufschläge muss eine solche Fehlentwicklung ausgeschlossen werden. Ein Klimaschutz zu Lasten von Arbeitsplätzen kann nicht die Lösung sein.

Die EU-Kommission hat aktuell einen Leitlinienentwurf für Umwelt- und Energiebeihilfen vorgelegt (Environmental and Energy Aid Guidelines – EEAG). Diese Regelung soll u.a. Grundlage für differenzierte Strompreise sein. Erfreulich ist zunächst, dass nach diesem Papier nun erstmals auch Energiesteuer- und Energiepreisermäßigungen für energieintensive Unternehmen ausdrücklich gebilligt werden, wenn die Gewährung der Kostenermäßigungen (gleich Beihilfen nach Rechtsauffassung der Kommission) bestimmten Bedingungen genügt. Leider sind diese Bedingungen aber so restriktiv gehalten, dass ein nachhaltiger Schutz vor Wettbewerbsverzerrungen damit nicht erreicht werden kann. Der Entwurf sieht vor, dass als Voraussetzung für die Kostenermäßigung ein Unternehmen eine Handelsintensität mit außereuropäischen Staaten von mindestens 10% aufweisen und einer Erhöhung der Produktionskosten um 5% der Bruttowertschöpfung ausgesetzt sein muss.

Zusätzlich soll ein Mindestbetrag von 15% (bis 2017) bzw. 20% (ab 2018) des regulären Kostensatzes getragen werden (Selbstbehalt). Vorausgesetzt, ein deutsches Unternehmen würde die strengen Abgrenzungskriterien erfüllen, würde der letzte Punkt dazu führen, dass es zukünftig mit 1 Cent bzw. 1,25 Cent pro kWh belastet werden würde. Das wäre das 20 bzw. 25fache der heutigen Belastung eines begünstigten Unternehmens nach der besonderen Ausgleichsregelung im EEG 2012. Diese Regelung würde das Unternehmen nicht vor Wettbewerbsverlusten schützen können.

Eine wirkungsvolle Regelung muss viel besser auf reale Wettbewerbsverhältnisse abgestimmt werden. In Konsultationsbeiträgen zu dem Leitlinienentwurf, zu dem die EU-Kommission aufgerufen hatte, hat der Verband der Chemischen Industrie und auch Bayer dazu folgende konkrete Vorschläge unterbreitet:

- Keine zwingende Zuordnung der zu entlastenden Unternehmen zu Industrie-sektoren (Wirtschaftszweigen), die europaweit eine bestimmte Handelsintensität mit Drittstaaten außerhalb Europas aufweisen. Diese Voraussetzung würde den realen Wettbewerbsverhältnissen nicht gerecht. Insbesondere würden die Wertschöpfungsketten in der Industrie unzureichend berücksichtigt werden.
- Das maßgebliche Kriterium für eine Kostenentlastung muss die Stromkostenintensität sein.
- Sofern die Handelsintensität als ergänzendes Kriterium berücksichtigt werden soll, muss der innereuropäische Handel solange mitberücksichtigt werden, bis die Förderung erneuerbarer Energien europaweit harmonisiert ist.

- Keine Festlegung von Mindestbelastungen. Die im Leitlinienentwurf vorgesehene Mindestbelastung würde zu erheblichen Wettbewerbsnachteilen für europäische Unternehmen und damit mittelbar zu Standortverlagerungen führen.
- Keine Belastung von industrieller Eigenstromerzeugung in Anlagen zur Nutzung von bei der Produktion anfallenden Restgasen, flüssigen Reststoffen oder Restenergien oder aus wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, bei denen die erzeugte Wärme fast ausschließlich zum Betrieb industrieller Prozesse genutzt wird.

EMISSIONSHANDEL

Das europäische Emissionshandelssystem ist ein Klimaschutzinstrument, das das Potential für **das** Leitinstrument im globalen Klimaschutz hat. In Diskussionsrunden wird häufig behauptet, der Europäische Emissionshandel sei gescheitert, weil der Marktpreis nicht die ursprünglich erwarteten 30 Euro pro Tonne CO₂ erreicht hat sondern seit längerem auf dem Niveau von 5 bis 6 Euro pro Tonne CO₂ verharrt und deshalb keine Steuerungsfunktion für Investitionen in Klimaschutzmaßnahmen entfalten könne. Diese Sichtweise blendet aus, dass wir (1.) in 2008 eine Wirtschaftskrise bekamen, die bis heute nicht ganz überwunden ist und infolge dessen der Energieverbrauch der europäischen Industrie und damit die Treibhausgasemissionen zurück- gegangen sind. Außerdem hat (2.) die Industrie bereits erfolgreich ihre Emissionen reduziert. Eine geringere Nachfrage nach Emissionszertifikaten war die Folge. Und drittens sieht das Emissionshandelsregime aus guten Gründen vor, dass Zertifikate aus Emissionsminderungen in Entwicklungsländern (Clean Development Mechanism) in Europa angerechnet werden können. Schließlich ist das Klimaproblem ein globales Problem! Diese drei Entwicklungen haben nicht überraschend zu einem Überangebot im Markt und damit zu relativ niedrigen Preisen geführt. Genauso funktionieren Märkte! Von einem Scheitern des Emissionshandels kann überhaupt nicht die Rede sein.

Nun hat das europäische Parlament nach langen kontroversen Debatten einen temporären Markteingriff beschlossen, um den Marktpreis zu stützen. Durch das sogenannte Backloading werden dem Markt 900 Millionen Zertifikate entzogen, die dann zum Ende der dritten Handelsperiode in den Jahren 2019 und 2020 dem Markt wieder zugeführt werden. Weitere Eingriffe müssen und werden auch nach Beschlusslage des Parlaments bis 2020 unterbleiben, weil sie zu einer Destabilisierung des Marktes und Verunsicherung der Marktteilnehmer führen würden. Die Einsicht hat sich durchgesetzt, dass Anlagenbetreiber maximale Planungs- und Investitionssicherheit benötigen, damit der Emissionshandel seine langfristige Lenkungswirkung für Investitionen in klimaschonende Technologien entfalten kann.

Vorschläge für die Ausgestaltung eines Emissionshandelssystems nach 2020:

Beschränkung auf energiebedingte Emissionen

Emissionen der chemischen Industrie, die aufgrund von chemischen Reaktionen entstehen, sind nicht durch den Emissionshandel kurzfristig beeinflussbar. Es müssten die chemischen Reaktionen verändert werden, was technologische Weiterentwicklungen und damit in der Regel völlig neue Anlagenkonstellationen erfordert – ein langfristiger Prozess! Physikalisch-chemische Grenzen setzen auch Grenzen für die Emissionsminderungen. Zudem sind Verfahren zur Reduktion des Treibhausgases Lachgas (N_2O) bereits flächendeckend vor Einbeziehung in den Emissionshandel eingesetzt worden. Das Potential der Vermeidung anderer Treibhausgase als Kohlendioxid und Lachgas ist äußerst gering. Eine Beschränkung des Emissionshandels auf Anlagen, in denen fossile Energien zur Wärme- (auch Abwärme von Prozessen) und Stromerzeugung eingesetzt werden und Kohlendioxid (CO_2) emittieren, wäre deshalb sinnvoll.

Minderungsziele

Das Minderungsziel des Emissionshandels (CAP) für die nächste Periode nach 2020 wird sich an einem EU-Klimaschutzziel für 2030 orientieren. Die EU-Kommission hat in ihrem Energie- und Klimapaket 2030 eine Treibhausgas-Minderung von 40% im Vergleich zum Jahr 1990 vorgeschlagen. Daraus hat die Kommission eine Erhöhung des jährlichen linearen Minderungsfaktors im Emissionshandel von 1,74 % auf 2,2 % ab 2020 abgeleitet. Die dem Emissionshandel (ETS) unterworfenen Unternehmen müssten bis 2030 43% ihrer Emissionen im Vergleich zum Jahr 2005 mindern, der Nicht-ETS-Sektor nur 30%. Diese unausgewogene Lastenteilung ist ökonomisch nicht sinnvoll. Gerade in Sektoren wie Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft existieren erhebliche Minderungspotentiale, die mit vergleichsweise geringen CO_2 -Vermeidungskosten realisiert werden sollten.

Nicht akzeptabel ist, dass die Vorleistungen (early actions) der Industrie unberücksichtigt bleiben sollen. Die deutsche chemische Industrie hatte ihre absoluten Treibhausgasemissionen von 1990 bis 2005 bereits um 45 % gemindert (bei einer Produktionssteigerung von rund 60%!). Die Auflage, nun weitere 43 % bis 2030 zu reduzieren, führt zu einer Emissionsminderung von knapp 69% im Zeitfenster 1990 bis 2030. Das ist gegenüber den Minderungsverpflichtungen für andere Verbrauchssektoren unverhältnismäßig.

Verhinderung von Carbon Leakage

Solange kein global anzuwendendes Emissionshandelsregime eingeführt ist und damit für alle im Wettbewerb stehenden Unternehmen gleiche Bedingungen gelten (level playing field) müssen zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen (Carbon Leakage) geeignete Ausgleichsmechanismen angewendet werden. Die Chemieindustrie steht mit ihren Produkten im weltweiten Wettbewerb unter anderem mit Anbietern in außereuropäischen Ländern, die geringere oder keine

Klimaschutzkosten zu tragen haben. Aus diesem Grund dürfen kostenlose Zuteilungen von Emissionsberechtigungen, wie in der Emissionshandelsrichtlinie vorgesehen, nicht 2027 beenden werden. Die Beendigung der Carbon-Leakage-Regelungen in Europa muss von einer internationalen Klimaschutzvereinbarung abhängig gemacht werden, die gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle gewährleistet. Nur eine starke Chemie kann mit ihren Innovationen Klimaschutzlösungen entwickeln und anbieten. Wir müssen sicherstellen, dass das auch weiterhin in Europa möglich ist.

Anwendungsbereich des Emissionshandels

Weitere Sektoren sollten in den Emissionshandel einbezogen werden. In den Sektoren Mobilität und Gebäude gibt es Emissionsminderungspotentiale, die mit vergleichsweise geringen Kosten erschlossen werden können.

Zertifikatemarkt

Die Menge an Zertifikaten im europäischen Emissionshandel aus Projekten in anderen Industrieländern (Joint Implementation) und Entwicklungsländern (Clean Development Mechanism) sollte bis zur Höhe eines Caps, welches dem Klimaziel entspricht, nicht begrenzt werden. Klimaschutz ist eine globale Aufgabe. Es muss möglich sein, Klimaschutzinvestitionen dort zu tätigen, wo mit geringstem Mitteleinsatz eine größtmögliche Minderung von Treibhausgasemissionen erreicht werden kann. Teurer Klimaschutz ist kein besserer Klimaschutz!

Außerdem spielen internationale Gutschriften eine wichtige Rolle für Förderung und Transfer von Klimaschutz-Know-how und Technologien in weniger entwickelte Länder. Sie dienen zudem der Verknüpfung und damit einem Aufbau hinreichender Liquidität von Kohlenstoffmärkten. Damit bilden internationale Gutschriften eine zentrale Säule für ein zukünftiges weltweites Klimaschutzabkommen.

ENERGIEEFFIZIENZ

Art. 3 der EU Energieeffizienz-Richtlinie sieht vor, dass sich jeder Mitgliedstaat ein absolutes Einsparziel für den Primär- und Endenergieverbrauch im Jahr 2020 setzt. Das hat wenig mit Energieeffizienz zu tun, denn unter Energieeffizienz wird die Minimierung des spezifischen- und nicht des absoluten Energieverbrauchs verstanden. Absolute Energieeinsparziele stehen zudem in Widerspruch zu dem in der industriepolitischen Mitteilung vom Oktober 2012 festgelegten EU-Ziel, den Anteil der Industrie am EU-BIP auf 20% zu steigern. Wenn wir das erreichen wollen, dürfen wir mit Vorgaben zur Energieeffizienz die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie nicht unnötig belasten. Die Industrie muss im Rahmen ihrer unternehmerischen Verantwortung selbst entscheiden können, in welchen Prozessen mit welchen Maßnahmen zu welchem Zeitpunkt die sinnvollsten Investitionen getätigt werden. Das dieser Weg zum Erfolg führt, zeigt die chemische Industrie in Deutschland äußerst eindrucksvoll: sie erhöhte seit 1990 die Produkt-



Eveline Lemke
Ministerin für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung des Landes Rheinland-Pfalz

Eveline Lemke ist die erste grüne Wirtschaftsministerin in einem Flächenland. Die gelernte Kauffrau, die in der Recyclingbranche groß geworden ist, erweiterte in der Familienpause ihr Wissen durch das Studium von Betriebs- und Volkswirtschaftslehre sowie durch Studien des Umweltsystemmanagements. 2011 führte sie Bündnis 90/DIE GRÜNEN als Landesvorstandssprecherin wieder zurück in den Landtag. In ihren Arbeitsbereich gehört auch die Umsetzung des ambitionierten Ziels der Koalition, die Energiewende in Rheinland-Pfalz bis 2030 auf den Weg zu bringen.

Die Energiewende als Triebkraft für die europäische Integration

Eveline Lemke

Die Energiewende in Deutschland

Mit der Energiewende in Deutschland verfolgen wir nicht weniger als das Ziel, in einem historisch gesehen extrem kurzfristigen Prozess die Basis unseres Energieversorgungssystems grundlegend von fossilen Energieträgern auf dezentrale, regenerative Energiequellen umzustellen. Aus dem Wechsel dieser Basis ergibt sich zwangsläufig die Notwendigkeit, das gesamte Energieversorgungssystem beginnend von der Erzeugung, dem Handel, über den Transport und die Verteilung bis hin zum Endverbrauch neu zu denken und den neuen Rahmenbedingungen anzupassen. Die Energiewende besteht also nicht nur darin, in zunehmendem Maße Strom und Wärme aus Erneuerbaren Energiequellen zu erzeugen, sondern das gesamte Energieversorgungssystem so zu gestalten, dass nachhaltig erzeugte Nutzenergie (z.B. Strom, Wärme, Kraftstoffe für Mobilität) zu jedem Zeitpunkt in der benötigten Menge und zu bezahlbaren und im internationalen Vergleich wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung gestellt werden kann. Um diesem Anspruch auf der Basis einer Energieerzeugung aus einer Vielzahl dezentraler regenerativer Energiequellen gerecht zu werden, ist bei der Gestaltung unseres zukünftigen Energieversorgungssystems ein neues, systemübergreifendes Denken notwendig, das Strom-, Wärme-, Gas- aber auch Kraftstoffversorgung miteinander verbindet, Energiespeicherung und Lastmanagement sowohl zur Sicherung der Energieversorgung als auch der Netzstabilität in zunehmendem Maße in die Energieversorgungsinfrastruktur integriert und geeignete marktwirtschaftliche Rahmenbedingungen dazu findet.

Unterstützung der europäischen Energie- und Klimaschutzziele

Deutschland ist keine energiewirtschaftliche Insel sondern eingebettet in ein europäisches Energieversorgungssystem mit länderübergreifenden Strom- und Gasnetzen und zunehmend liberalisierten europäischen Energiemärkten.

Der Umbau unseres Energieversorgungssystems kann nur unter Einbeziehung unserer europäischen Nachbarländer sowie vor dem Hintergrund der von der EU für alle Mitgliedsstaaten vorgegebenen energie- und klimaschutzpolitischen Ziele und Rahmenbedingungen erfolgreich umgesetzt werden.

Die Europäische Union hat sich im Jahr 2009 mit dem Energie- und Klimapaket die Ziele gesetzt, gegenüber dem Basisjahr 1990 bis Jahr 2020 die CO₂-Emissionen um 20% zu verringern, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch auf 20% zu erhöhen und die Energieeffizienz um 20% zu verbessern. Diesen Pfad gilt es zu verstätigen. Darüber hinaus hat sich der Europä-

ische Rat im Oktober 2009 darauf verständigt, bis 2050 die Treibhausgasemissionen innerhalb der EU im Rahmen der notwendigen Reduktionen der Industrieländer als Gruppe um 80-95% unter den Stand von 1990 zu senken.

Mit der Umsetzung der Energiewende unterstützt Deutschland das Erreichen dieser europäischen Zielsetzungen und ist gleichzeitig Motor für den Aufbau einer nachhaltigen, klimaverträglichen, Ressourcen schonenden und vom Import fossiler und nuklearer Brennstoffe zunehmend unabhängigen europäischen Energiewirtschaft. Damit wird die Grundlage für Versorgungssicherheit, Prosperität und eine nachhaltige Wirtschaftsentwicklung in Deutschland wie auch Europa geschaffen. Rheinland-Pfalz leistet seinen Beitrag zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele durch eine eigene ambitionierte Energiestrategie. Die Landesregierung hat es sich u.a. zum Ziel gesetzt, bis 2030 den in Rheinland-Pfalz verbrauchten Strom bilanziell zu 100 % aus Erneuerbaren Energien zu gewinnen.

Effizienz durch Binnenmarkt

Durch eine zunehmende Integration der nationalen Energiemärkte der EU-Mitgliedsländer in einen gemeinschaftlichen Binnenmarkt können in nicht unerheblichem Umfang Kosteneinsparpotenziale in der Energieversorgung genutzt werden.

Die Europäische Kommission weist in ihrer Mitteilung „Vollendung des Strombinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen“ aus dem Jahr 2013 darauf hin, dass sich der Nettonutzen einer besser abgestimmten Stromerzeugung im Binnenmarkt im Zeitraum 2015 bis 2030 auf 7,5 Mrd. Euro pro Jahr belaufen würde. Außerdem wird von der Kommission erwartet, dass die gemeinsame EU-weite Nutzung von Ausgleichsreserven einem jährlichen Nettonutzen von bis zu 0,5 Mrd. Euro entsprechen würde. Weitere beträchtliche Einsparungen in einer Größenordnung von 4 Mrd. Euro könnten durch den Einsatz intelligenter Netze, die die Laststeuerung bei den Verbrauchern erleichtern, erzielt werden. Darüber hinaus könnte nach Angaben der Kommission durch die Flexibilisierung der Nachfrageseite, die EU-weit neben den Industrie-, Handels- und Dienstleistungssektoren insbesondere aus 500 Millionen Haushaltskunden besteht, die Spitzenlastnachfrage in der EU durch Laststeuerung um insgesamt 60 GW bzw. um etwa 10% gesenkt werden.

Ein integrierter europäischer Strombinnenmarkt ist somit eine wichtige Voraussetzung für langfristige Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und die Vermeidung unnötiger Investitionen in überflüssige Kapazitätsreserven. Durch einen europäischen Strombinnenmarkt werden die Potentiale an Ausgleichseffekten bei den Erneuerbaren Energien vergrößert und damit letztlich auch die Versorgungssicherheit erhöht.

Ein integrierter europäischer Strombinnenmarkt muss aber auch eine ehrliche Energiepreisbildung ermöglichen, die die durch erneuerbare Energien vermiede-

nen Umwelt- und Klimakosten im Vergleich zur Energiegewinnung aus fossilen und nuklearen Energieträgern angemessen berücksichtigt.

Durch einen beschleunigten Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze können zeitlich und räumlich auftretende Erzeugungs- und Verbrauchsunterschieden auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene effizient und kostengünstig ausgeglichen werden. Hierzu ist der auf Bundesebene bereits begonnene Prozess eines beschleunigten Netzausbaus weiter zu forcieren. Neben dem wichtigen Ausbau der transeuropäischen Netze ist der Ausbau von intelligenten Netzen, „Smart Grids“, und Zählern, „Smart Meters“, zur Unterstützung einer zunehmend dezentralisierten Stromversorgung notwendig.

Klare Rahmenbedingungen notwendig

Die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union brauchen auch auf europäischer Ebene klare Rahmenbedingungen, verbindliche Ziele, Rechtssicherheit und eine Förderpolitik, die Anreize für Investitionen in ein zukunftsfähiges Energiesystem schafft, um ihrer wichtigen Rolle für eine erfolgreiche Klima- und Energiepolitik auf nationaler, aber auch gemeinschaftlicher Ebene gerecht werden zu können.

Die aktuellen Verhandlungen zur Festlegung verbindlicher energie- und klimaschutzpolitischer Zielstellungen für 2030 auf europäischer Ebene müssen hierzu aktiv genutzt werden.

Eine hohe Bedeutung für die weitere Umsetzung der europäischen wie auch deutschen Energiewende kommt auch der Neugestaltung der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien durch die Europäische Kommission zu. Die damit verbundenen Rahmensetzungen im europäischen Wettbewerbs- und Beihilferecht werden erhebliche Auswirkungen auf die weitere Gestaltung der europäischen und nationalen Energie- und Klimaschutzpolitik, aber auch für die weitere Entwicklung des Wirtschaftsstandorts Deutschland haben, die eine intensive Begleitung durch die Bundesregierung sowie durch die Bundesländer notwendig werden lässt. Die rheinland-pfälzische Landesregierung hat sich daher mit einer Stellungnahme zum Leitlinienentwurf zu Umwelt- und Energiebeihilfen am Konsultationsverfahren beteiligt und ihre energie- und klimaschutzpolitischen Positionen gegenüber der Europäischen Kommission vertreten.

Aus Sicht der rheinland-pfälzischen Landesregierung ist für Europa ein einheitlicher europäischer Beihilfe-Rahmen notwendig, der Klarheit hinsichtlich der Bedingungen zur Förderung der Erneuerbaren Energien schafft und die Zukunft der nationalen Förder- und Finanzierungssysteme sicherstellt. Dabei müssen die im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz verankerten Prinzipien des Einspeisetarifs, des Einspeisevorrangs Erneuerbarer Energien und einer technologie-spezifischen Vergütungsstruktur gewährleistet bleiben. Das in der Praxis seit Jahren erprobte Instrument der Stromeinspeisevergütung darf nicht zugunsten von Ausschreibungsmodellen und Quotenregelungen in Frage gestellt werden. Auch muss in der Ausgestaltung der europäischen beihilfe- und wettbewerbs-

rechtlichen Rahmenbedingungen für eine Mindestbeteiligung energie- und handelsintensiver Unternehmen an den mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor verbundenen Lasten sichergestellt werden, dass die EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb keine Gefahren für den Industriestandort Europa, Deutschland und Rheinland-Pfalz hervorruft. Die jeweilige nationale Ausgestaltung der Privilegierungen muss dabei in dem Umfang erfolgen, wie sie zur Erhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen notwendig ist. Dabei muss auch die innereuropäische Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen berücksichtigt werden, da die Fördermechanismen der Erneuerbaren Energien nach nationalem Recht zwischen den Mitgliedstaaten differieren und weiterhin differieren können.

Insbesondere bei einer etwaigen Festlegung einer Mindestbeteiligung von energie- und handelsintensiven Unternehmen an den mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor verbundenen Kosten muss aus Sicht der rheinland-pfälzischen Landesregierung daher den einzelnen Mitgliedstaaten eine ausreichende Regelungskompetenz vorbehalten bleiben.

Die europäische Energiewende in interregionaler Zusammenarbeit umsetzen

Die Nutzung erneuerbarer heimischer Ressourcen sorgt mittel- und langfristig für eine zunehmend kostengünstige und von Importen unabhängige Energieversorgung. Dabei schafft eine dezentrale regenerative Energieversorgung Wertschöpfung und Arbeitsplätze vor Ort in den Regionen. Eine stärkere Rolle der Regionen und Kommunen bei der Planung und Gestaltung bietet die Möglichkeit, die Bürgerinnen und Bürger zu beteiligen und Akzeptanz für die notwendigen Änderungen zu schaffen.

Einen wichtigen Beitrag zur europäischen Integration misst das Land Rheinland-Pfalz auch der europäischen territorialen Zusammenarbeit im Rahmen der grenzüberschreitenden, transnationalen und interregionalen Kooperationsprogramme (INTERREG) zu. Die Programme tragen zur Verwirklichung der Ziele der europäischen Kohäsions- und Strukturpolitik bei und sind wichtige Umsetzungsinstrumente der Strategie Europa 2020 vor Ort. Sie machen Europa in den Regionen sichtbar und fördern durch ihren beteiligungsorientierten Ansatz das Zusammenwachsen der europäischen Gemeinschaft.

Als Bundesland im Herzen Europas unterstützt Rheinland-Pfalz aktiv die grenzüberschreitende Zusammenarbeit europäischer Regionen bei Energie- und Klimaschutzprojekten. Beispielhaft hierzu können Maßnahmen und Aktionen der Großregion „Saar – Lor – Lux - Rheinland-Pfalz“ sowie der Oberrheinkonferenz als wichtige Beiträge zur „europäischen Integration an der Basis“ genannt werden.

Großregion „Saar - Lor - Lux - Rheinland-Pfalz“

Das Land engagiert sich in der Großregion Saarland, Lothringen, Luxemburg, Rheinland-Pfalz, Wallonien, Französische und Deutschsprachige Gemeinschaft Belgiens. In diesem Kooperationsraum mit einer Fläche von 65.400 km² leben ca. 11,2 Millionen Menschen. Mit 200.000 Pendlern stellt die Großregion den größten grenzüberschreitenden Arbeitsmarkt innerhalb der Europäischen Union dar. Das Zusammenwachsen Europas (Schengener Abkommen, Wirtschafts- und Währungsunion) ist hier bereits gelebte Realität.

Die grenzüberschreitende und transnationale Zusammenarbeit in der Großregion schafft Voraussetzungen für eine verstärkte Zusammenarbeit der regionalen Verwaltungen, Forschungseinrichtungen, Verbände und Unternehmen.

Schwerpunkte der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit in den Bereichen Energie- und Klimaschutz bilden unter anderem eine verstärkte grenzüberschreitend koordinierte Nutzung des Energiepotentials der Großregion, gemeinsame Maßnahmen und Projekte zur Energieeinsparung und Steigerung der Energieeffizienz, die Stärkung der dezentralen und CO₂-neutrale Energieerzeugung, der Ausbau der Energiespeicherung sowie die Öffentlichkeitsarbeit zu besonders beispielhafte grenzüberschreitende Projekte.

Die Kommunen und kommunalen Gebietskörperschaften der Großregion werden in die grenzüberschreitende Zusammenarbeit besonders einbezogen.

Als energie- und klimaschutzpolitisch bedeutsame Projekte der Großregion können beispielhaft das ILETE /EU- Projekt der Handwerkskammern, das die Erhöhung des energetischen Baustandards in den einzelnen Partnerländern sowie die Entwicklung von Qualifizierungsmaßnahmen zur Passivbauweise für Handwerker, Architekten und Ingenieure zum Ziel hat, das deutsch-französische Netzwerk Energieeffizienz/ Erneuerbare Energien (ENEFF), aber auch das EU-Projekt „Universität der Großregion“ die u. a. auch als Vernetzungsstelle für die Themen Energiewende und Erneuerbare Energien agiert, genannt werden.

Oberrheinkonferenz

Am Oberrhein bringt sich die Landesregierung in den Gremien der Deutsch-Französisch-Schweizerischen Oberrheinkonferenz und der Trinationalen Metropolregion Oberrhein ein. Mit seiner großen Wirtschaftskraft verfügt der Oberrhein über ein Potenzial, das es ihm ermöglicht, zu einem der regionalen Wirtschaftszentren Europas zu werden.

Um die grenzüberschreitende Zusammenarbeit am Oberrhein in den Bereichen Energie und Klimaschutz weiter voranzutreiben, wurde auf Initiative der Kommission Klima und Energie der Oberrheinkonferenz im Frühjahr 2010 das „Energie-Netzwerk der Trinationalen Metropolregion Oberrhein“ (TRION) gegründet (www.trion-climate.net). Das Projekt wird von Rheinland-Pfalz zusammen mit

Baden-Württemberg, der Région Alsace, dem Conseil Général du Haut-Rhin, dem Conseil Général du Bas-Rhin, den Kantonen Basel-Stadt und Basel-Landschaft, der Schweizerischen Eidgenossenschaft sowie von der Europäischen Union im Rahmen von INTERREG mit dem Ziel unterstützt, ein trinationales Energienetzwerk aufzubauen.

Dazu wurde eine Koordinierungsstelle geschaffen, die in Zusammenarbeit mit der Kommission Klima und Energie damit betraut wurde, die grenzüberschreitende Erschließung des Marktpotenzials für Unternehmen im Bereich energetische Gebäudesanierung zu verbessern, die grenzüberschreitende Markteinführung für neue Technologien im Bereich Energieeffizienz und erneuerbare Energien zu unterstützen, die Aus- und Fortbildung im Bereich Energie und Klimaschutz von Handwerkern, Architekten, Planern und Bauunternehmern grenzüberschreitend zu optimieren, den grenzüberschreitenden Erfahrungsaustausch im Bereich Energie und Klimaschutz zwischen Wirtschaft, Wissenschaft, Verwaltung und weiteren Akteuren zu optimieren und zu institutionalisieren und die Information und Beratung der Bürgerinnen und Bürger für Maßnahmen im Bereich Energie und Klimaschutz (z. B. Gebäudesanierung, finanzielle Förderung, Technologien) zu verbessern.

Fazit

Eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende in Deutschland braucht eine enge Abstimmung und Kooperation mit den anderen europäischen Mitgliedsländern. Die mit einem zunehmenden Anteil der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung einhergehenden Anforderungen an eine stärkere Flexibilisierung des Energieversorgungssystems können auf europäischer Ebene im Vergleich zu nationalen Lösungen besonders kosteneffizient erfüllt werden.

Dazu ist es notwendig, günstige und EU-weit einheitliche Rahmenbedingungen zu schaffen für den Ausbau der Erneuerbaren, die Steigerung der Energieeffizienz, den transeuropäischen Netzausbau, die Einführung intelligenter Netzstrukturen sowie für eine Weiterentwicklung des europäischen Energiemarktdesigns, das den Anforderungen einer zunehmend fluktuierenden Stromeinspeisung und der notwendigen Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit besser gerecht wird.

Neben der Koordination und rechtlichen Rahmensetzung auf der Ebene der EU und der Mitgliedsländer stärkt die Umsetzung der Energiewende durch grenzüberschreitende Projekte und Maßnahmen für eine nachhaltige und klimaschonende Energieerzeugung die Zusammenarbeit der europäischen Regionen und leistet damit einen bedeutenden Beitrag zur europäischen Integration.

Die Energiewende als europäisches Generationen- und Gemeinschaftsprojekt wird für die Bürgerinnen und Bürger der Europäischen Union dadurch wahrnehmbar und gemeinsam gestaltbar.



Dr. Rolf Linkohr
Abgeordneter des Europäischen Parlaments (1979 - 2004)

Herr Linkohr begann 1961 mit seinem Studium der Physik und der Physikalischen Chemie an den Universitäten Stuttgart, München und Aberdeen/Schottland und promovierte über die Kinetik von Ionenaustauschern. Danach war er als Forschungsarbeiter bei der Deutschen Automobil GmbH (DAUG) in Esslingen-Mettingen tätig und beschäftigte sich dort insbesondere mit dem Thema Wasserstoffspeicherung und der Entwicklung neuer Batteriesysteme.

Von 1979 – 2004 war er Abgeordneter des Europäischen Parlaments, wo er sich insbesondere für Energie- und Forschungsthemen eingesetzt hat.

Von 2005 – 2007 war er Sonderberater des EU-Kommissars für Energie.

Von 2005 – 2009 leitete er den von ihm gegründeten Think-Tank „Centre for European Energy Strategy – C.E.R.E.S sprl in Brüssel.

Herr Linkohr ist in verschiedenen nationalen und internationalen Gremien tätig und hat zahlreiche Artikel zur Europa-, Energie- und Forschungspolitik veröffentlicht. Er ist Offizier der Französischen Ehrenlegion und Träger des chilenischen Ordens „Al Merito de Chile: Gran Cruz“.

Ohne Europa wird die Energiewende nur schwer möglich sein

Dr. Rolf Linkohr

Wenn man unter der Überschrift versteht, wie man alle europäischen Nachbarn davon überzeugen kann, die deutsche Energiewende zu übernehmen, dann wäre der Beitrag recht kurz. Die Antwort hieße nämlich schlicht nein. Viele EU-Staaten – und deren Bevölkerung – halten an der Kernenergie fest, nutzen neue wie alte Kohlekraftwerke, bleiben bei den bestehenden Netzstrukturen und sehen in der deutschen Energiepolitik ein Vorhaben, das schlicht zu teuer ist. Es macht aus heutiger Sicht deshalb wenig Sinn, sich dieser Frage zu widmen. In der EU gibt es nun mal festgefahrene unterschiedliche Meinungen zur Energiepolitik.

Auf absehbare Zeit werden wir wohl zwei widersprüchliche Energiestrategien in Europa haben. Für die einen ist – vereinfacht gesagt – die Technologie das Kriterium, für die anderen der Strompreis. Deutschland gehört zur ersten Gruppe, denn der Ausstieg aus der Kernenergie, die zunehmende Ablehnung der Kohle und der Vorrang für die Erneuerbaren machen das Land zum Vorreiter einer Strategie, die auf den technischen Durchbruch der Erneuerbaren, also auf Innovation und eine neue Technik setzt. Nicht die Kosten, sondern eine bestimmte Technik bestimmen diese Strategie. Der Energiepreis ist nicht das entscheidende Kriterium. Denn, so argumentieren viele, die Energiepreise der Erneuerbaren werden langfristig ohnehin fallen, denn weder die Photovoltaik noch die Windenergie brauchen zur Stromerzeugung fossile – also importierte – Rohstoffe. Auch verringern sich ihrer Meinung nach die Risiken eines katastrophalen und damit teuren Unfalls. Allerdings verfügt Deutschland auch über mehr Geld als die EU-Krisenländer und kann sich diese Strategie eher erlauben, als – sagen wir – Bulgarien, das vor kurzem die Zuschüsse zum Bau von Wind- und Solaranlagen aus Kostengründen eingestellt hat. Angesichts hoher und steigender Stromkosten in Deutschland überzeugt die Energiewende deshalb viele unserer Nachbarn nicht.

Für diese zweite Gruppe sind die Kosten entscheidend. Vor allem finanziell angeschlagene Länder sind der Meinung, dass sie sich eine Energiewende nach deutschem Vorbild nicht leisten können. Sie werden sich deshalb eher an einer Strategie orientieren, die kurzfristig auf niedrige Kosten setzt, auch wenn ihnen in zeitlicher Ferne ein geringerer Rohstoffverbrauch winkt.

Eigentlich könnten die Deutschen damit leben, denn niemand kann sie hindern, die Erneuerbaren und die Energieeffizienz schneller voran zu bringen als viele Nachbarländer. Schließlich entscheiden nach dem Lissabon-Vertrag die Mitgliedsländer, nicht die EU über den Energiemix. Doch dieser Idealfall trifft in Wirklichkeit nicht zu, da alle EU-Staaten über das Netz voneinander abhängen. Auch werden die – verbindlichen oder unverbindlichen – Energieziele der EU von allen Mitgliedstaaten beschlossen. So könnten diese Länder die deutsche Energiewende zu verlangsamen versuchen, etwa durch den Widerstand gegen zu ehr-

geizige Ziele der EU. Und nicht zuletzt gilt in der EU ein Wettbewerbsrecht, das Beihilfen von der Entscheidung der Kommission abhängig macht. So arbeitet derzeit die Kommission an einer Beihilferichtlinie für Erneuerbare Energien, die auf eine wettbewerbsfähige und europakompatible Lösung hinauslaufen, ein Vorhaben, das nebenbei auf den Widerstand Berlins stößt.

Deshalb muss sich die deutsche Regierung zwischen drei Vorgehensweisen entscheiden. Sie kann versuchen, die EU von ihrer eigenen Energiepolitik zu überzeugen. Das dürfte – wie oben erwähnt - schwer fallen. Sie kann aber auch versuchen, einer Verlangsamung der deutschen und europäischen Energiepolitik entgegen zu steuern, indem sie mit ihrem politischen Gewicht andere zwingt, es ihr nachzutun. Und sie kann zum dritten versuchen, die deutsche Energiewende europapolitisch abzusichern.

Die dritte Vorgehensweise, nämlich die Energiewende europapolitisch abzusichern, läge dem deutschen Interesse am nächsten. Sie verspricht auch den meisten Erfolg. Die Frage ist nur, ob die Bundesregierung auch dieser Meinung ist und ob die anderen mitmachen.

Dabei drängen sich sofort ein paar unangenehme Fragen auf. Wird in Deutschland zum Beispiel respektiert, dass es einen europäischen Binnenmarkt gibt? Oder wird beachtet, dass sich die Mitgliedstaaten gegenseitig konsultieren, bevor sie wegweisende Energiebeschlüsse fassen? Warum hat Energieminister Gabriel seine Vorschläge zur Energiepolitik wohl an alle möglichen nationalen Instanzen geschickt, nicht aber nach Brüssel? EU-Ratspräsident van Rompuy hat wohl deshalb am 20. Januar 2014 einen Brief an alle EU-Regierungschefs geschickt, in dem er eindringlich auf die Bedeutung der Klimapolitik hinwies, in dem er aber auch an frühere einstimmige Beschlüsse der EU-Regierungschefs erinnerte, die verlangen, dass die Mitgliedstaaten sich über Änderungen der Energiepolitik gegenseitig unterrichten.

Unsere Nachbarn haben nämlich nicht vergessen, dass sie von der deutschen Energiewende überrascht wurden. Sie wurden weder informiert noch konsultiert. Im Klartext, sie haben es aus der Zeitung erfahren. Doch sie sind von der Energiewende betroffen, denn sie müssen mit ihren Folgen fertig werden, etwa die Tschechen und die Polen, über deren Netz nun Strom aus Norddeutschland nach Süddeutschland fließt.

Nachdem Deutschland den Anteil der Erneuerbaren in 10 Jahren fast verdoppeln will, ist es auch erlaubt, fragend in die nächste Zukunft zu blicken. Denn die deutsche Politik wirft Fragen auf, die auf eine Beantwortung drängen. Nennen wir dazu einige Beispiele. Wie geht es mit der nationalen Förderung der Erneuerbaren weiter? Kann sie, wie von vielen in Brüssel gewünscht, schrittweise auf ein europäisches Konzept umgestellt werden? Schließlich haben die Erneuerbaren bereits heute eine grenzüberschreitende Bedeutung. Auch verlangt der Vertrag in seinem Artikel 194 bei den Erneuerbaren ein Tätigwerden der Kommission. Jedenfalls kann man den Vertrag so verstehen. Im Übrigen will auch die Bundes-

regierung, dass die EU sich am deutschen Vorbild ein Beispiel nimmt. Ein weiterer Fall wären die Reservekraftwerke, bzw. die Kapazitätsmärkte. Würde man die in Grenznähe gelegenen Kraftwerke gemeinsam nutzen, ließen sich hohe Kosten sparen. Der Bundesregierung wäre deshalb zu raten, bei den Kapazitätsmärkten ein Einvernehmen mit der Kommission und den anderen Mitgliedstaaten zu suchen. Und zum Dritten sollte sich die Bundesregierung dafür einsetzen, die Emissionszertifikate langfristig zu verknappen und zu verteuern. Im Dezember 2013 hat sie bereits einem entsprechenden Vorschlag der Kommission zugestimmt, ganz im Gegensatz zur Vorgängerregierung, bei der sich Umweltministerium (CDU) und Wirtschaftsministerium (FDP) nie einigen konnten. Diese Zustimmung kann man als Ermutigung betrachten.

Gewiss, manchmal haben die Nachbarn einen Vorteil, wenn sie aus Deutschland etwa billigen Windstrom beziehen, der aber nur deshalb so billig ist, weil die Deutschen die Kosten des EEG bezahlen. Doch ob die deutschen Stromkunden mit diesem Zustand auf Dauer einverstanden sind, bleibt zu bezweifeln.

Nur eine enge Zusammenarbeit der Bundesregierung mit der Kommission und dem Europäischen Parlament, das ja neben dem Rat wie eine Art zweiter Kammer wirkt, verspricht, die deutsche Energiewende politisch abzusichern. Der Geist des Koalitionsvertrags ist glücklicherweise dazu angetan, die europäische Rückendeckung zu erreichen.

Deutschland ist nicht isoliert. Es steht schließlich nicht allein mit seiner Energiestrategie. Ohnehin haben bereits acht Minister, darunter die Frankreichs, Italiens, des Vereinigten Königreichs und Deutschlands in einem gemeinsamen Beschluss vereinbart, die Erneuerbaren stärker auszubauen. Auch sind die Staaten, die die Energiewende ablehnen, vor Kritik nicht sicher. Warum darf zum Beispiel Großbritannien seine neuen Atomkraftwerke in der vorgesehenen Weise finanziell unterstützen? Gelten die Beihilferichtlinien nicht auch für Kernkraftwerke? Und darf Ungarn tatsächlich seinen gesamten Brennstoffkreislauf für die noch zu bauenden beiden Kernkraftwerke in russische Hände legen?

Am 20. Januar 2014 hat Kommissar Oettinger ein Forum zur Förderung der Meerestechnologien angekündigt. Warum haben wir eigentlich kein europäisches Energieforum, in dem Vertreter aller Gruppen eingebunden sind, die sich mit Energiepolitik befassen? Wäre es nicht einen Versuch wert? Und warum können die Deutschen nicht einen solchen Dialog verlangen?

Ob der Bundesregierung auf Dauer eine europapolitische Einbindung gelingt, ob sie ausreichend Verbündete findet, ob sie zu Kompromissen bereit ist, wissen wir heute noch nicht. Der Erfolg ist möglich, aber nicht sicher. Auch ist nicht klar, ob die übrigen Mitgliedstaaten an einer vernünftigen Einbindung Deutschlands Interesse haben. Unübersehbar ist jedenfalls leider, dass es überall Tendenzen gibt, einen eigenen Weg zu verfolgen, der möglichst wenig Rücksicht auf die Nachbarn nimmt. Hinweise gibt es genug, dass Energiepolitik zunehmend national, nicht aber europäisch sein wird. Am Ende wird vielleicht die Idee des

Binnenmarkts irreversiblen Schaden nehmen. Den Deutschen wird es aber nichts nützen.

Die Vermutung der Renationalisierung der Energiepolitik ist ernst zu nehmen. Denn schließlich sind nationale Alleingänge bereits heute sichtbar, nationales Denken wird durch eine xenophobe Haltung bestärkt, rechtsnationale Parteien sind auf dem Vormarsch, auch hat es Rückschläge bei der grenzüberschreitenden Firmenkooperation gegeben, es gibt damit kein Energieunternehmen im Stil von Airbus und eine europäische öffentliche Meinung gibt es ebenfalls nicht. Auch hat die Wirtschafts- und Finanzkrise im Bewusstsein der Menschen tiefe Spuren hinterlassen.

Umso wichtiger ist deshalb der Vorschlag des französischen Staatspräsidenten Hollande zu nehmen, der kürzlich ein gemeinsames deutsch-französisches Solarunternehmen nach dem Vorbild von Airbus vorschlug. Was immer am Ende dabei heraus kommt, der Gedanke verdient ernst genommen zu werden. Auch der gemeinsame Vorschlag von Medef und BDI zu einer gemeinsamen Initiative für Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung macht Mut. Möglicherweise fasst das deutsch-französische Tandem wieder Tritt, was einer europäischen Energiepolitik entgegenkommt.

In der Vergangenheit hat sich Europa damit beholfen, dass es nicht den politischen Willen der Völker, sondern den Wettbewerb als Motor der Einigung betrachtet hat. Denn der politische Wille war schwach und nur die Wirtschaft versprach die gewünschte Dynamik. So kam es zum Vertrag von Maastricht, der den Wettbewerb in den Mittelpunkt stellte. Doch vom Wettbewerb geht keine Begeisterung aus. Er entfaltet keinen Charme und in den Augen vieler Menschen bietet er keinen Schutz in Zeiten der Krise. Und politisch wie kulturell lebten und leben die Europäer in ihren Nationalstaaten. Von ihnen, nicht von der EU erhoffen sie sich Schutz.

Den meisten blieben die Nachbarländer fremd. Sie reisen ins Ausland und kehren anschließend nach Hause zurück. Anderswo spricht man eine andere Sprache, die Menschen lesen andere Zeitungen, sie pflegen andere Ängste und haben eine andere Geschichte. Und viele blicken in der Geschichte zurück, anstatt nach vorne zu schauen.

Doch das Verhalten, die Vorstellungen, die Hoffnungen und Ängste der Menschen verändern sich. Und mit ihnen verändern sich auch die politischen Ideen. Europa von heute ist nicht mehr mit dem Europa der Nachkriegszeit zu vergleichen. Von Krieg ist glücklicherweise nichts mehr zu spüren. Doch die Erfahrungen des Krieges waren die Begründung für die Einigungsbemühungen. Heute aber muss Europa neu begründet werden. Wir brauchen neue Ziele, eine neue Motivation. Aber was folgt aus dieser Überlegung? Werden wir mehr oder weniger Europa bekommen? Oder bezogen auf die den Deutschen so wichtige Nachhaltigkeit: wird die Klimapolitik, werden die Erneuerbaren zum neuen Kitt Europas? Gehört also dem deutschen energiepolitischen Weg die Zukunft? Wird

die EU früher oder später das deutsche Modell übernehmen? Werden wir mehr und mehr über erneuerbare Technik reden und dem technologieutralen Markt das Leben schwer machen? Wird es zu einem europäischen Paradigmenwechsel in der Energiepolitik kommen? Wir wissen es nicht, ja, es ist vermutlich sogar unwahrscheinlich. Eher wird jeder seinen eigenen Weg gehen.

Im Augenblick muss sich die EU zur Klimapolitik und zur künftigen Energiepolitik äußern. Kurz zusammengefasst geht es darum, ob und wie die EU die 20/20/20 Ziele für die nächsten Jahrzehnte fortschreibt. Die Kommission schlägt vor, die Treibhausgase bis 2030 um 40% gegenüber 1990 verpflichtend abzusenken. Die Erneuerbaren sollen einer Empfehlung nach auf 27% ausgebaut werden, ohne dass dieses Ziel verpflichtend sein soll. Vorschläge zur Energieeffizienz will die Kommission erst später machen. Natürlich können die Mitgliedstaaten auch weitergehendere Ziele ins Auge fassen, doch verpflichtend soll nur die Klimapolitik sein. Wie sie durchgesetzt wird, wie das 40%-Ziel erreicht wird, bleibt den Mitgliedstaaten überlassen. Im Deutschen nennt man diese Lösung technologieutral, ein Weg, den gerade sie ablehnen, da für sie Erneuerbare und Klimapolitik zusammen gehören.

Der Vorschlag der Kommission muss aber erst noch vom Rat, also den Mitgliedstaaten und dem Europäischen Parlament beraten und beschlossen werden. In aller Regel weicht das Ergebnis erheblich vom Kommissionsvorschlag ab. Eine geschickte Verhandlungstechnik vorausgesetzt, kann also die deutsche Regierung ihre Vorstellungen einbringen. Ob sie sie aber durchsetzen kann, steht auf einem anderen Blatt.

Denn nicht jeder der 28 Staaten hat das Geld, ehrgeizige Ziele zu verwirklichen. Schwierigkeiten machen erwartungsgemäß vor allem Polen und Großbritannien. In Polen nimmt die Regierung Rücksicht auf die heimische Kohle, die Grundlage der Stromerzeugung ist. Polen spricht aber auch für die Staaten der Visegrad-Gruppe, also Tschechien, die Slowakei und Ungarn. Alle diese Staaten wollen an der Kernenergie festhalten, bzw. neue Kraftwerke bauen. In Großbritannien hat man zudem noch grundsätzliche Bedenken. Man will sich nicht von Brüssel in die Energiepolitik drein reden lassen. Andere Länder formulieren vielleicht diplomatischer, denken aber dasselbe. Die deutsche Regierung hat nun die Aufgabe, mit an einem Kompromiss zu arbeiten, der alle Seiten befriedigt.

Der Erfahrung nach gelingt es nur, einen gängigen Kompromiss auszuarbeiten, wenn der stärkste Staat, also Deutschland, seine eigenen Interessen hintan stellt. Danach sieht es aber nicht aus, da jeder, auch Deutschland, an seinen Zielen festhält. Das Ergebnis wäre eine Rückkehr zu nationalstaatlichen Lösungen.

Mit anderen Worten, es steht nicht gut um europäische Lösungen in der Klima- und Energiepolitik. Der Vorschlag der Kommission spiegelt diese Schwierigkeit wider. Jetzt ist ein politischer Künstler gefragt. Vielleicht kommt er trotz der herben Kritik an den Plänen der Kommission aus Deutschland?



Dr. Ingo Luge
Vorsitzender der Geschäftsführung, E.ON Deutschland

Der Jurist startete nach Studium, Masterdiplom an der London School of Economics und Promotion in München bei der Frankona Rückversicherung. Er wechselte zur Energieversorgung Müritz-Oderhaff AG nach Neubrandenburg, danach zur Avacon AG nach Helmstedt. 2001 wurde er Finanzvorstand der E.ON Avacon AG und 2006 Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Kraftwerke GmbH in Hannover. Von 2010 bis 2012 war Dr. Luge Vorstandsvorsitzender der E.ON Energie AG in München. In seiner jetzigen Funktion ist er seit Juli 2012 tätig.

Wie viel Europa braucht die Energiewende – wie viel Energiewende braucht Europa?

Dr. Ingo Luge

Unbestritten nimmt Deutschland innerhalb Europas eine zentrale Bedeutung ein. Im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten bewundert man große Teile der deutschen Wirtschaftsordnung, fragt sich, wie Deutschland es geschafft hat, ohne hohe Arbeitslosigkeit durch die Finanzkrise zu kommen. Und auch die berühmte Mischung aus großen Konzernen und kleineren, starken Mittelständlern hätten andere Staaten gerne. Gerade in der Krise hat sich Deutschland als feste Säule eines vereinigten Europas bewiesen.

Deutschlands wirtschaftliche Dominanz manifestiert sich aber auch in politischer Durchsetzungskraft bzw. Eigenständigkeit. Während Brüssel energiepolitisch daran interessiert ist, den vor gut 15 Jahren eingeschlagenen Weg der Liberalisierung des Energiebinnenmarktes weiter voranzutreiben, geht Deutschland eigene Wege: infolge der Katastrophe von Fukushima wurde kurzerhand beschlossen, endgültig aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie auszusteigen. Die damit einhergehenden Folgen hat man weitgehend außer Acht gelassen, so groß war der Wunsch nach einer die Gesellschaft befriedenden Lösung. Damit waren die Weichen für einen schnellen und gründlichen Umbau des deutschen Energiesystems gestellt, der Grundstein für die Energiewende „Made in Germany“ gelegt.

Allerdings: ohne ein klares Ziel vor Augen zu haben. Vielmehr existieren viele Ziele, die nicht immer in Einklang zu bringen sind, sowohl auf nationaler, insbesondere aber auch auf europäischer Ebene. Das System völlig widerspruchsfrei zu halten, ist kaum möglich: Jedes Ziel und jedes Instrument zu seiner Erreichung hat Nebenwirkungen, die auf andere Instrumente und Ziele ausstrahlen. Gerade das Energiesystem zeichnet sich durch eine hohe Komplexität aus, bei dem das Justieren an einer Stellschraube unweigerlich Auswirkungen an einer anderen Stelle nach sich zieht. Möglichst geringe Widerspruchsfreiheit kann nur dann erreicht werden, wenn über längere Zeiträume ein Ziel oder eine ausgewogene Balance der Ziele angestrebt wird. Kurzfristige Themenkonjunkturen verstellen den klaren Blick auf Zielkonflikte und sich widersprechende Maßnahmen.

Man kann ohne Plan ein großes Projekt starten, auch wenn das regelmäßig unnötig teuer ist und man es eigentlich lieber lassen sollte. Man kann aber bei großen Vorhaben nicht dauerhaft ohne Plan weitermachen. Und ohne jeden Zweifel ist jetzt langsam der Punkt erreicht, wo das fast allen klar ist. Es muss etwas getan werden, nicht nur, aber vor allem in Deutschland! Die Erfahrungen der jüngsten Zeit machen anschaulich deutlich, dass dringender Handlungsdruck besteht: Wir produzieren zunehmend Strom, den das System nicht gebrauchen

kann; für den wir sogar bezahlen, um ihn loszuwerden. Trotzdem ist die Versorgungssicherheit nicht mehr selbstverständlich gegeben. Durch die Subventionierung der Erneuerbaren können die erforderlichen zumeist konventionellen Reservekapazitäten zu häufig nicht wirtschaftlich betrieben werden, vorzeitige Stilllegungen sind die Folge. Und dies, obwohl konventionelle Kraftwerke dringend gebraucht werden als Begleiter der Erneuerbaren Energien, die nur dann zur Verfügung stehen, wenn die Natur es erlaubt. Verbraucher klagen über immer höhere Strompreise und klimapolitisch befinden wir uns ebenfalls im Rückwärtsgang.

Dies ist für Deutschland und seinen Industrie- und Wirtschaftsstandort schon sehr nachteilig. Zumeist aber völlig außer Acht gelassen wird die Tatsache, dass auch unsere europäischen Nachbarn unmittelbar von den Entwicklungen in Deutschland betroffen sind.

Hier seien exemplarisch einige Folgen aufgeführt:

- Die Preiskonvergenz zwischen Deutschland-Frankreich verschlechtert sich zunehmend: lag das Jahresmittel annähernd gleicher Preise 2011 bei fast 70%, lag es 2013 unter 50%.
- Der massive Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten in Deutschland hat massive Auswirkungen auf unsere Nachbarländer: Der aus Deutschland z.B. infolge eines hohen Windaufkommens in Norddeutschland exportierte Erneuerbaren-Überschuss, der regelmäßig zu sehr niedrigen Preisen erfolgt, bringt konventionelle Kraftwerke – auch im Ausland – unter Druck. Kein Kraftwerksbetreiber akzeptiert aber die wirtschaftliche Verschlechterung seiner Erzeugungssituation, nur weil Deutschland im Alleingang eine politische Entscheidung getroffen hat.
- Die Kuppelkapazitäten an den Grenzen sind ausgelegt für „normale“ Import/Exportströme, aber nicht für den „schwallweise“ auftretenden Erneuerbaren-Überschuss, der stark zugenommen hat. D.h. der Erneuerbaren-Ausbau zwingt zunehmend zum Aufbau von Infrastruktur, die aber nicht laufend genutzt wird, sondern nur bei Extrem-Bedarf; volkswirtschaftlich unsinnig und teuer.
- Das Preisniveau im europäischen Binnenmarkt hat sich durch die Rezession, aber auch durch die Energiewende in Deutschland abgesenkt. Es existieren keine wirtschaftlichen Anreize mehr, z.B. Pumpspeicher auszubauen. Damit wird sich die deutsche Hoffnung, Speicherkapazitäten im Ausland nutzen zu können, im gegenwärtigen Rahmen nicht erfüllen lassen.

Dies sind nur ein paar Beispiele. Aber sie machen deutlich, was dieser nicht europakonforme Alleingang Deutschlands für die anderen Mitgliedstaaten bedeutet: Ob sie wollen oder nicht, werden unsere deutschen Entscheidungen zwangsläufig und teilweise ungewollt zu ihren. Und unsere Probleme werden ebenfalls zu ihren. Um die jeweils nationale Energieversorgung sicherzustellen,

führen jetzt z.B. einzelne Länder bereits eigene Kapazitätsmärkte ein. Und diese setzen dann wiederum die deutsche konventionelle Erzeugung unter Druck. Ein Teufelskreis. Abschottungstendenzen einzelner Länder sind auf dem Vormarsch mit dem Ergebnis, dass der europäische Markt zunehmend auseinanderfällt. Ein fatales Signal für die Bestrebungen nach einem europäischen Energiebinnenmarkt und in letzter Konsequenz auch für Europa insgesamt. Abhilfe kann hier nur durch verstärkte internationale Abstimmung geschaffen werden. Und dies möglichst bald.

Bei allen guten Absichten, die die deutsche Politik verfolgt, darf nicht übersehen werden, welche Errungenschaften auf dem Weg zur Vollendung des europäischen Binnenmarkts für Energie auf dem Spiel stehen:

Bis weit in die 90er Jahre war die „alte Welt“ der Energiewirtschaft noch stabil und berechenbar. In Deutschland gab es Regionalmonopole mit Demarkationsverträgen, Preise und Investitionen wurden mit dem Staat verhandelt und mussten von ihm genehmigt werden. Die Kunden waren Abnehmer, sie wurden nicht umworben, sie wurden mit aller Fürsorge versorgt.

Was dann 1998 geschah, war geradezu revolutionär: Die Energieversorgung für nationalen und europäischen Wettbewerb zu öffnen, war eindeutig eine der schwierigsten Aufgaben im Gesamtpaket der europäischen Liberalisierungsprojekte. Es bedurfte Mut und Visionskraft in der Politik, die Entscheidung zur Liberalisierung zu treffen. Aber: Liberalisierung und Deregulierung waren damals – anders als heute – en vogue. Außerdem waren die internationalen Energiemärkte in einer entspannten Verfassung, der Ölpreis lag 1998 im Schnitt unter 13 Dollar je Barrel. Und die Energiepolitik war noch nicht von der Klimapolitik dominiert – das Kyoto-Protokoll war gerade erst Ende 1997 beschlossen worden. So konnte man sich ganz auf das Ziel möglichst niedriger Energiepreise konzentrieren.

Ein wichtiger Fortschritt waren die Energiebörsen, die bald überall entstanden. An diesen freien Handelsplätzen, inzwischen ein gutes Dutzend, werden Strom und Gas aus allen Mitgliedsländern effizient, transparent und unter vielfacher Kontrolle gehandelt. Die Handelsvolumina stiegen kontinuierlich, die Märkte wurden immer liquider und die Großhandels-Preise benachbarter Länder glichen sich immer weiter an. Das beste Zeichen für funktionierenden Wettbewerb!

Und auch der Ausbau der grenzüberschreitenden Kuppelstellen wurde in Angriff genommen und hat eine europäische Energieversorgung in Teilen sicherstellen und Versorgungsengpässe im europäischen Verbund verhindern können. Ohne diese Maßnahmen hätte Deutschland z.B. nicht Frankreich und Südeuropa in mehreren Sommern unterstützen können, als infolge durch große Hitze fehlendes Kühlwasser zahlreiche Kernkraftwerke heruntergefahren werden mussten.

Heute hätte es ein solches Liberalisierungs-Vorhaben ungleich schwerer. Umso richtiger war es, dass 1998 die Chance genutzt und die Liberalisierung und der Binnenmarkt im Energiesektor auf den Weg gebracht wurden. Denn heute müs-

sen wir mehr denn je das ganze Gewicht Europas im globalen Wettbewerb um die sicherste und kosteneffizienteste Energie in die Waagschale werfen.

Wenn man aber sieht, wie nationale Energiestrategien immer mehr das Geschehen bestimmen, wie der Wettbewerbssektor täglich mehr zurückgedrängt wird, könnte man meinen, der Binnenmarkt für Energie sei Geschichte. Wenn wir uns die letzten 15 Jahre aber genauer anschauen, dann sehen wir auch: Der Binnenmarkt war immer so stark und erfolgreich, wie die Kommission mutig und durchsetzungsfähig war. Es kann also wieder aufwärts gehen.

Wichtig ist nur, dass wir heute sehr viel grundsätzlicher nachdenken müssen. Die Binnenmarkt-Idee lebt von den Vernetzungs- und Größenvorteilen, wie sie durch europäische Strukturen erreicht werden können. Bevor wir sinnvoll eine Vollendung des Binnenmarkts in Angriff nehmen können, müssen wir deshalb darüber nachdenken, wie seine Konstruktion an das Heute angepasst werden muss. Dazu gehört vor allem ein europäisches Marktdesign, das konventionelle und erneuerbare Energieerzeugung vom derzeitigen Gegeneinander in ein Miteinander bringt. Denn sie sind aufeinander angewiesen.

Dabei kann und muss der Emissionshandel eine zentrale Rolle übernehmen. Ein Instrument, das Liberalisierung, Binnenmarkt und Klimaschutz ideal verbindet. Ein Instrument, das gleichermaßen für Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz bei der Transformation der Energiestrukturen sorgt. Ein Instrument, das den Abbau einer Vielzahl nationaler Markteingriffe zur Förderung der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz ermöglicht. Und ein Instrument, das den Europäern zeigt, dass Europa nicht nur Krisenmanagement betreibt, sondern zur Zukunftsgestaltung fähig ist. Erste stabilisierende Schritte wurden mit dem Backloading eingeleitet, und damit kann der Niedergang zunächst aufgehalten werden. Um wieder die gewünschte Lenkungswirkung zu entfalten, muss der Emissionshandel allerdings ganz neu ausgerichtet werden. Und zwar auf ein ambitioniertes Zwischenziel für 2030, wie es die Europäische Kommission mit minus 40% CO₂-Emissionen aktuell vorgeschlagen hat.

Aber so einfach sich das anhört: Es wird darauf ankommen, es auch richtig zu machen!

Die Energiewende in Deutschland hat Auswirkungen auf Europa. Und diese werden gegenwärtig eher negativ wahrgenommen. Fakt ist aber auch, dass in unterschiedlicher Ausprägung fast überall in Europa „Energiewenden“ stattfinden. Politisch und technologisch geht der Trend in Richtung erneuerbarer Energien und dezentraler Lösungen. Immer mehr Kunden und Kommunen wollen Energie-Autarkie. Dies hat eine enorme Dynamik gewonnen. Eine Flucht aus der gemeinsamen Infrastruktur hat eingesetzt, Effizienzvorteile durch Größe spielen kaum mehr eine Rolle. Dieser Trend scheint auch weltweit auf dem Vormarsch zu sein. So gesehen ist Deutschland vielleicht Trendsetter. Denn es gibt kein vergleichbares Land auf der Welt, das eine solch radikale Veränderung seiner Energieversorgung anpackt. Die Welt schaut zwar mit einer Mischung aus Neu-

gier und Skepsis auf die deutsche Energiewende, es ist aber auch nicht zu verhehlen, dass die erfolgreiche Gestaltung und Umsetzung der Energiewende von zentraler Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Deutschland und unseren Wohlstand ist. Ein Scheitern hätte schlimme Folgen. Aber wenn sie uns gelingt – und das glaube ich –, dann wird sie zu einem weiteren deutschen Export-
schlager „Made in Germany“.



(Quelle: TMWAT)

Matthias Machnig

Matthias Machnig; Minister a.D., Staatssekretär a.D., ist jetzt Leiter des Europawahlkampfes der SPD.

Energiewende braucht europäische Koordination

Matthias Machnig

Die politische Debatte wurde in den vergangenen Jahren maßgeblich von zwei Themen bestimmt: von Europa und der Energiewende. Bemerkenswert ist dabei, dass diese großen politischen Leitthemen meist getrennt voneinander behandelt wurden. Zudem wurde und wird bei dem einen Thema, nämlich Europa, immer häufiger das eingefordert, was man beim anderen eher vernachlässigt hat: die Notwendigkeit einer verbesserten Integration, d.h. einer stärkeren Koordinierung und Verzahnung der politischen Maßnahmen zwischen den europäischen Ländern.

Den allermeisten in Europa ist klar, dass der Währungsunion endlich auch die politische Union folgen muss, um die EU handlungs- und zukunftsfest zu machen. In der öffentlichen Wahrnehmung gilt das für die Bereiche Wirtschaft, Steuern, Arbeitsmarkt, Außen und andere Politikfelder. Weitaus seltener jedoch ist das der Fall beim Thema Energiepolitik, speziell der Energiewende. Sie wird innerhalb und außerhalb Deutschlands eher als nationale Angelegenheit angesehen, nicht als Teil einer europäischen Energiezukunft. Das ist ein Fehler.

Der Euro-Währungsunion muss die europäische Energieunion folgen. Wenn wir in Deutschland die Energiewende zum Erfolg führen, kann sie ein Modell für ganz Europa werden. Im Koalitionsvertrag ist die stärkere Einbettung der Energiewende in den europäischen Kontext angelegt. Ganz eindeutig bekennt man sich dort zur europäischen Dimension der Energiewende und hat die „Integration der europäischen Stromversorgung“ zum Ziel. Diesen Vorsatz gilt es in den nächsten Jahren umzusetzen.

Damit die Energiewende im europäischen Kontext gelingen kann, gilt es, die europäischen Rahmenbedingungen und Ziele zu beachten. Sie sind eine gesamt-europäische Übereinkunft und bilden die Richtschnur oder - wenn man so will - den Überbau, an dem sich jede praktische Energiepolitik in jedem Land orientieren muss. Wenn man das verinnerlicht, erkennt man schnell, dass unsere Energiewende vor allem auch eine Antwort auf europäische Zielvereinbarungen ist, und nicht nationaler Alleingang. Die Abweichung vom Konsens wäre eher das Gegenteil von dem, was wir tun, nämlich die Vernachlässigung energiepolitischer Nachhaltigkeit. Daran müssen wir uns und unsere europäischen Nachbarn gelegentlich erinnern.

Gemeinsam Politik machen

Im politischen Spannungsfeld Energiewende und Europa sind vor allem drei Dinge von Interesse: ambitionierte Zielsetzungen, eine europarechtskonforme Ausgestaltung unserer EEG-Ausnahmeregelungen und eine Reaktivierung des europäischen Emissionshandels.

Erstens: Jede Form der Energiepolitik in Europa muss auf die Erfüllung der Europa 2020-Ziele ausgelegt sein. Die Priorität liegt auf Strategien für intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum. Zu den fünf Kernzielen der Europa 2020-Strategie gehört als zentraler und eigenständiger Punkt „Klimawandel und nachhaltige Energiewirtschaft“. In diesem Rahmen sollen die Treibhausgasemissionen um 20 Prozent¹ gegenüber 1990 sinken, der Anteil Erneuerbarer Energien am Energieverbrauch auf 20 Prozent erhöht und die Energieeffizienz um 20 Prozent gesteigert werden. Diese Ziele gelten und sollten auf einem ähnlichen Niveau bis zum Jahr 2030 fortgeschrieben werden. Konsens herrscht momentan lediglich darüber, dass die EU ihre Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 40 Prozent im Vergleich zu 1990 senken soll. Anders sieht es beim Anteil der Erneuerbaren Energien oder der Steigerung der Energieeffizienz aus. Es bleibt zu hoffen, dass die Ziele am Ende ambitioniert und bindend genug sein werden, damit sich der deutsche Ausbaupfad konfliktfrei in den europäischen Verbund integrieren lässt.

Europa muss seine Potenziale wieder stärker nutzen. In seinem Wochenbericht 06/2014 weist das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) darauf hin, dass Europa „längst nicht mehr alleiniger Vorreiter in der weltweiten Energie- und Klimapolitik“ ist. Andere Regionen der Welt würden rasant aufholen, nicht zuletzt auch die USA und China, also gerade jene Länder, denen meist eine Blockadehaltung im Bereich Klimapolitik vorgeworfen wird. Europa müsse deshalb zu seiner Vorreiterrolle zurückfinden, um Innovationen in Wachstumsbranchen zu fördern, neue Arbeitsplätze zu schaffen und bei Energieimporten zu sparen. Im Jahr 2030 könne dadurch ein zusätzlicher finanzieller Spielraum in Höhe von 160 Mrd. Euro geschaffen werden, im Jahr 2050 sogar im Wert von 550 Milliarden. Eine starke gemeinsame europäische Position in der Energiepolitik würde auch die Chancen auf ein globales Klimaabkommen erhöhen. Dieses wiederum hat Einfluss auf den zukünftigen Preis von Treibhausgasemission und somit auch direkt auf unsere Energiewende.

Zweitens: Deutschland muss in diesem Jahr die Industrieprivilegien beim EEG europarechtskonform neu regeln. Das wird von der EU-Kommission gefordert und kann auch ohne den Verlust unserer Wettbewerbsfähigkeit organisiert werden. Niemand kann ein Interesse daher haben, unserer Industrie zu schaden. Im Gegenteil: Gerade dadurch, dass wir eine europarechtskonforme Neuregelung der Ausnahmetatbestände auf den Weg bringen, werden jene Unternehmen, die es dringend nötig haben, weiterhin entlastet. Verhindert werden muss fortan der Missbrauch der Industrieprivilegien auf Kosten der privaten Verbraucher und der kleineren Betriebe. Nicht alle, die derzeit Vorteile genießen, stehen im internationalen Wettbewerb, sind energieintensiv und brauchen eine Entlastung. Diejenigen, bei denen es der Fall ist, werden sie aber auf jeden Fall bekommen. Wir sind ein erfolgreiches Industrieland und wollen es auch bleiben.

Drittens: Zentral ist auch die Reaktivierung des europäischen Emissionshandels, der am Boden liegt und seine Steuerungsfunktion verloren hat. Es sind deutlich zu viele CO₂-Verschmutzungszertifikate auf dem Markt, wodurch der Preis mas-

siv eingebrochen ist. Dies führt dazu, dass derzeit der Anteil der Braunkohle an der Stromproduktion sehr hoch ist, die Erneuerbaren Energien nur einen niedrigen Marktwert erhalten, die EEG-Umlage steigt und Investitionen in flexible und effiziente Kraftwerke ausbleiben. Deswegen muss es hier dringend zu einer Reform kommen. In der EU wird derzeit ein selbstregulierender Mechanismus diskutiert, der an die Wirtschaftsentwicklung gekoppelt wird und dafür sorgt, dass ein zielführender Mindestpreis nicht unterschritten wird. Keine schlechte Idee. Sie wird den Bedürfnissen der Wirtschaft gerecht und ist gleichzeitig im Sinne des Klimas und der Energiewende. In Großbritannien gibt es bereits einen solchen Mindestpreis, der um ein vielfaches über dem liegt, was derzeit pro Zertifikat im EU-ETS gezahlt werden muss.

Unterm Strich gilt also: Die wichtigste Voraussetzung dafür, dass die Energiewende im europäischen Kontext gelingt, ist ihre europapolitische Flankierung. Hier war Deutschland seit dem Jahr 2011 deutlich zu zurückhaltend. Begrüßenswert ist deshalb, dass Bundeswirtschafts- und Bundesumweltministerium gleich zu Beginn dieses Jahres den Dialog mit den europäischen Nachbarn intensiviert haben, um Konsens über die energiepolitischen Ziele und Pfade herzustellen. Parallel dazu müssen ganz praktisch Koordination und Kooperation in Europa erhöht werden.

Die operative Ebene stärken

Sind die Leitplanken erst einmal eingeschlagen und wird klar, wohin die Reise gehen soll, können die notwendigen operativen Schritte auf europäischer Ebene unternommen werden. Dazu gehören der Ausbau der grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen und der Grenzkuppelstellen auf der Grundlage der EU-Verordnung über die transeuropäische Energieinfrastruktur (TEN-E)² oder ein Strommarktdesign, das Flexibilitätsoptionen schafft und sie belohnt, die Kosteneffizienz erhöht und Einklang mit europäischen Regelungen herstellt.

Vor allem die Versorgungssicherheit muss in Zukunft europäisch definiert werden. In einem ersten Schritt müssen wir mit den Ländern, mit denen wir schon heute einen gemeinsamen Strommarkt haben, also mit Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg und Österreich, Maßnahmen zur Sicherung der Stromversorgungskapazitäten abstimmen. Wir müssen die Kooperationsmöglichkeiten nutzen, die die EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien (Art. 6 bis 11 der Richtlinie 2009/28/EG) bietet, um gemeinsame Projekte mit unseren anderen Nachbarn, insbesondere Polen zu realisieren.

Zentral ist der Ausbau der Energieleitungsinfrastruktur von europäischer Bedeutung. Laut Schätzung der EU-Kommission liegt der Gesamtinvestitionsbedarf hier bis 2020 bei 210 Mrd. Euro, davon ca. 140 Mrd. Euro für Stromnetze und ca. 70 Mrd. Euro u. a. für Gasleitungen in die EU und zwischen den Mitgliedsstaaten oder Terminals für Flüssigerdgas bzw. komprimiertes Erdgas. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem 10-Jahres-Netzentwicklungsplan 2012 mehr als 100 Übertragungsprojekte von gesamteuropäischer Bedeu-

tung identifiziert. Diese neu zu bauenden oder zu sanierenden Höchstspannungsnetze haben eine Länge von 52.300 km, das notwendige Investitionsvolumen beläuft sich auf 104 Mrd. Euro.

Um die Energieinfrastruktur zu finanzieren, muss in einem erheblichen Umfang öffentliches und privates Kapital mobilisiert werden. Das ist eine große Aufgabe. Eine Möglichkeit wäre, auf europäischer Ebene die notwendige neue Finanzmarktregulierung so auszugestalten, dass langfristig orientierte Akteure mehr Kapital für den Netzausbau bereitstellen können. Mittel der Europäischen Investitionsbank (EIB) und die Einführung europäischer Projektbonds könnten ebenfalls zur Finanzierung von grenzüberschreitenden Netzprojekten beitragen. Es gilt, für gemeinsame europäische Projekte gemeinsame europäische Finanzierungs- und Realisierungskonzepte zu entwickeln. Um die Bedarfe festzustellen, muss es auch zu einer stärkeren Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden untereinander und mit der EU kommen.

In der Diskussion über ein neues Strommarktdesign in Deutschland wird zu berücksichtigen sein, wie es später Bestandteil eines europäischen Strommarktdesigns sein kann. In einem integrativen Design können die individuellen Kosten der einzelnen Mitgliedsstaaten gesenkt, Versorgungssicherheit erhöht und Ressourcen effizient genutzt, also der Klima- und Umweltschutz verbessert werden. Voraussetzung hierfür ist, das gilt es noch einmal zu betonen, dass sich die europäischen Staaten auf ambitionierte und verbindliche Energie- und Klimaschutzziele einigen, da diese die Grundlage für die Gestalt des Strommarktdesigns, ihm gewissermaßen die Marschroute vorgibt und ein innovatives Anpassungsverhalten auslöst.

Notwendig wäre auch die Schaffung einer gemeinsamen europäischen Strombörse. Bisher wird Strom an mehreren regionalen Börsen gehandelt, die nicht miteinander vernetzt sind. Die EEX in Leipzig beispielsweise deckt nur einige zentraleuropäische Länder inklusive Deutschlands ab. Auf Überkapazitäten in Europa kann ein deutscher Stromkunde nicht zugreifen, weil er sie gar nicht kennt. Im Sinne der Gesamtoptimierung muss sich das ändern, um den Stromhandel effizienter zu gestalten und Preise zu senken. Gerade auch für die Situation in Deutschland hätte eine stärkere Vernetzung einige Vorteile: Erzeugungsschwankungen bei Wind und PV könnten durch den weitreichenden Handel mit anderen EU-Ländern noch besser ausgeglichen werden, dadurch müssten in Deutschland seltener Kraftwerke abgeregelt und finanziell kompensiert werden, und der Bedarf an Must-run- und Ersatzkraftwerken könnte reduziert werden.

Diskutiert werden müssen auch ein europaweites Fördersystem für Erneuerbare Energien bzw. Vereinbarungen über gemeinsame Förderregelungen oder -prinzipien. Die Frage ist, bis zu welchem Maß die Instrumente und Mechanismen angeglichen, synchronisiert oder gar vereinheitlicht werden können und müssen. Ob der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Europa fortan nach den jeweiligen Länderpotenzialen mit einer Konzentration auf die besten Standorte für die verschiedene Erzeugungsarten erfolgen soll, ist eine Frage, die gestellt

werden sollte. Möglicherweise verhält es sich aber auch in gesamteuropäischer Perspektive, wie der Think-Tank Agora-Energiewende für Deutschland festgestellt hat: Beim Vergleich zwischen verbrauchsnahe Erzeugung und der Erzeugung an den besten Standorten, kommt es bei keiner der beiden Varianten zu signifikanten Kostenvorteilen. Möglicherweise sollten den einzelnen Mitgliedstaaten die Möglichkeit eingeräumt werden, ergänzende nationale Förderungen einzuführen. Dies sollte aber nur für Technologien gelten, die sich noch am Beginn der Lernkurve befinden.

Ein Denkverbot darf ein gemeinsames europäisches Fördersystem deshalb nicht sein. Aber genauso wenig ein Diktum, wenn wir dadurch unsere Ziele in Deutschland aus dem Blick verlieren würden.

Eine weitere offene Frage ist die nach europäischen Kapazitätsmechanismen. Die Antwort muss wohlüberlegt sein. Für Deutschland sieht der Koalitionsvertrag vor, „mittelfristig einen Kapazitätsmechanismus“ zu entwickeln. Und es ist gut, dass hier nichts überstürzt wurde. Zwar liegen die Chancen von Kapazitätsmärkten auf der Hand, vor allem dann, wenn die europäischen Kapazitäten miteinbezogen werden: Nationale konventionelle Überkapazitäten können verhindert werden, und es ergeben sich für jedes Land Einspareffekte, da nicht überall gleichzeitig die Höchstlast gedeckt werden muss und auch die Verfügbarkeit von Kraftwerken variiert.

Ein wichtiger Punkt bedarf aber unserer besonderen Aufmerksamkeit: Kapazitätsmechanismen adressieren zuvorderst Investitionen in gesicherte Erzeugungsleistung. Flexibilitäten, wie z.B. Lastmanagement, gepoolte virtuelle Kraftwerke oder Speicher, würden eher ausgeschlossen. Dabei erlauben gerade diese Flexibilitätsoptionen ein verbessertes Marktagieren der Erneuerbaren Energien. Und da sie also für Energiewende dringend benötigt werden, müssten sie durch zusätzliche Instrumente angereizt werden, was zu weiteren Kosten führt.

Versorgungssicherheit kann nicht nur durch Kapazitätsmärkte oder -mechanismen hergestellt werden. Es geht vor auch darum, alle nachfrageseitigen Flexibilitäten wie bspw. Last-Management und Speichermöglichkeiten zu erschließen, natürlich auch dies nicht nur in Deutschland, sondern in europäischer Perspektive. Gerade der europäische Netzverbund bietet Potenziale zur Kapazitätssicherung, z.B. durch die indirekte Speicherung in Norwegen. Zunächst einmal sollte man sich im europäischen Verbund gemeinsam über das notwendige und gewünschte Niveau der Versorgungssicherheit einigen. Danach müssen Projektionen für das bereits gesicherte Versorgungsniveau der kommenden Jahre folgen. Ergibt sich eine Differenz, muss politisch gesteuert werden. Die Einführung von Kapazitätsmechanismen, die idealerweise reversibel ausfällt, muss eine Option bleiben. Es muss aber kosteneffizient sein und darf nicht die Erneuerung des Kraftwerksparks verhindern.

Für Stabilität sorgen

Natürlich liegt es vor allem an uns selbst, die Energiewende zum Erfolg zu führen. Wir müssen unsere Hausaufgaben machen. Erstens damit andere unserem Beispiel folgen. Und zweitens, um schnellstmöglich Belastungen unserer Nachbarn zu vermeiden. Zwar profitieren die Nachbarländer von den niedrigen Preisen auf dem deutschen Stromhandelsmarkt durch die Einspeisung der Erneuerbaren Energien. Jedoch führen Netz- und Frequenzschwankungen in Deutschland oder Verzögerungen beim Ausbau unserer Netzinfrastrukturen, insbesondere der Nord-Süd-Trassen, zu neuen Herausforderungen auf dem europäischen Strommarkt.

Es geht darum, die Kosten in den Griff zu bekommen und alle Teilbereiche des Stromsystems – Erneuerbare Energien, fossile Kraftwerke, Stromnetze, Nachfrage und in Zukunft verstärkt auch Stromspeicher – intelligent zusammenzuführen und so das Stromsystem smart und zukunftsfähig zu machen. Die fluktuierenden Erneuerbaren Energien müssen ihren Strom so bedarfsgerecht wie möglich produzieren und regelbare Erneuerbare Energien wie z.B. Biomasse bedarfsorientiert eingesetzt werden, während auf der anderen Seite die fossilen Kraftwerke, die Stromnachfrage und die Speicher ihr Verhalten an die Wind- und Sonnensituation anpassen. Intelligente Stromnetze dienen als Mittler zwischen den verschiedenen Akteuren. Ziel ist die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien.

Einer der Schlüssel für den Erfolg der Energiewende ist ein langfristig verlässlicher regulatorischer Rahmen. Vor allem durch Planungssicherheit können die benötigten Investitionen und Innovationen angereizt werden. Ziele müssen formuliert und mit entsprechenden Instrumenten unteretzt werden. Dies ist kurzfristig nötig und wurde mit der zügigen Vorlage der EEG-Reformvorschläge durch das Bundeswirtschaftsministerium, über die jetzt im Dialog mit allen Akteuren, allen voran den Bundesländern, den Verbänden und den Bürgerinnen und Bürgern ein Konsens hergestellt werden wird, erwirkt.

Gleichzeitig, gezwungenermaßen mit einer eher mittelfristigen Perspektive, muss an verschiedenen Übergangsszenarien hin zu einem europäischen Energiebinnenmarkt gearbeitet werden. Auch deshalb müssen jetzt sukzessive die Voraussetzungen für eine verbesserte Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien geschaffen werden. Auch hier ist zu begrüßen, dass dieser Übergang derzeit eingeleitet wird, gleichzeitig jedoch auf eine überstürzte Abkehr vom alten Fördersystem verzichtet wird. Dadurch, dass den Anbietern, Investoren und Projektierern Vorbereitungszeit gegeben wird, können die Planungssicherheit und der Erfolg erhöht und die Kosten gesenkt werden.

Kurzum: Nur im europäischen Verbund kann die Energiewende gelingen. Sie ist vor allem eine riesige Koordinationsaufgabe. Deshalb müssen nicht nur Bund und Länder sich fortan besser abstimmen, sondern auch Bund und EU-Nachbarn. Es muss zu einer Abstimmung der Ausbauziele der Erneuerbaren Energi-

en auf Bundes- und Länderebene kommen und eine gemeinsame nationale Ausbaustrategie entwickelt werden. Diese muss sich in den europäischen Verbund einfügen lassen, damit die Energiewende zu einem nachhaltigen Erfolg in und mit Europa wird. Auch hier gilt: Wir brauchen mehr und nicht weniger Europa.

Fußnoten

¹ Bzw. sogar um 30 %, sofern bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind und andere Regionen der Welt mit ähnlich ambitionierten Zielen mitziehen

² Siehe auch Koalitionsvertrag



Sven Morlok

Sächsischer Staatsminister für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr

Sven Morlok (FDP) wurde am 5. Mai 1962 in Stuttgart geboren. Nach dem Abitur studierte Sven Morlok Betriebswirtschaftslehre in Mannheim und schloss sein Studium 1992 mit der Diplomarbeit an der TU Dresden ab.

Von 1992 bis 1996 war er bei der Treuhandanstalt Dresden tätig. Von 1996 an arbeitete er als Geschäftsführungsassistent bei der Nacap GmbH, 1999 wurde er als Geschäftsführer der Nacap GmbH bestellt. Von 2007 bis 2009 war er geschäftsführender Gesellschafter der Pommer Spezialbetonbau GmbH.

Sven Morlok war von 2004 bis 2009 Stadtrat in Leipzig und ist seit Oktober 2004 Mitglied des Sächsischen Landtags. Am 30. September 2009 wurde Sven Morlok zum Sächsischen Staatsminister für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr berufen.

Europäische Energiewende nach marktwirtschaftlichen Prinzipien

Sven Morlok

Wer von Energiewende spricht, meint in aller Regel den deutschen Ausstieg aus der Kernenergie nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima vor drei Jahren und den damit verbundenen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien. Tatsächlich ist das Bestreben nach einer Umstellung der deutschen Energieversorgung deutlich älter. Bereits seit 1991 wird in Deutschland der Strom aus erneuerbaren Energien über einen Einspeisevorrang gefördert, und seit dem Jahr 2000 ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) das zentrale Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien. Es legte erstmals den Rahmen für die systematische Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor fest, indem es eine Abnahmepflicht sowie die Vergütung für regenerativ erzeugten Strom garantierte.

Gleichermaßen wurden mit dem Beschluss der Klimakonferenz von Kyoto im Jahr 1997 internationale Absprachen getroffen, die auf eine weltweite Reduzierung der Emissionen von Treibhausgasen zielen. Das im Februar 2005 in Kraft getretene Abkommen legte erstmals völkerrechtlich Zielwerte für den Ausstoß von Treibhausgasen in den Industrieländern fest. Die Europäische Union als Vorreiter der weltweiten Klimapolitik verpflichtete sich auf der Klimakonferenz vom 9. März 2007, den Ausstoß von Treibhausgasemissionen bis 2020 um ein Fünftel im Vergleich zu 1990 zu verringern und den Anteil erneuerbarer Energien im Durchschnitt auf 20 Prozent bis 2020 zu erhöhen. Im Januar 2008 beschloss die Europäische Kommission verbindliche Vorgaben für die einzelnen Mitgliedsstaaten. Die Richtlinie 2009/28/EG verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Festlegung nationaler Richtziele für den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch. Nationaler Zielwert für Deutschland ist es, bis zum Jahr 2020 18 Prozent des Endenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien abzudecken.

Die Bundesregierung hat daraufhin im Herbst 2010 ein Energiekonzept beschlossen und ihre klimapolitischen Ziele bis zum Jahr 2050 formuliert. Danach soll mindestens 80 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. Zusätzlich ist der Gesamtenergieverbrauch (Strom, Wärme, Treibstoffe) zu halbieren und die Treibhausgasemissionen um mindestens 80 Prozent zu reduzieren.

Nach der Reaktorkatastrophe in Japan hat der Deutsche Bundestag am 30. Juni 2011 unter Beibehaltung der klimapolitischen Zielsetzung entschieden, acht Kernkraftwerke zum August 2011 dauerhaft und die übrigen neun spätestens bis 2022 dauerhaft abzuschalten. Es galt daher, kurzfristig den Wegfall vom 5000 MW Strom zu kompensieren. Trotz eines rasanten Zubaus der erneuerbaren Energien in den vergangenen zwei Jahren, konnten die erneuerbaren Energien

diese weggefallenen Erzeugungskapazitäten auf Grund ihrer Volatilität nicht abfangen. Zwangsläufig mussten die konventionellen Kraftwerke, allen voran die Braunkohlekraftwerke, über eine Anhebung ihrer Stromerzeugung die Versorgungssicherheit in Deutschland gewährleisten. Diese Entwicklung führte dazu, dass die Verstromung fossiler Energieträger trotz starken Zubaus erneuerbarer Energien nicht abnahm. Die gleichzeitige Effizienzsteigerung des Braunkohle-Kraftwerkparkes hatte allerdings zur Folge, dass die Steigerung der Stromproduktion aus Braunkohle mit einem Rückgang des Rohstoffeinsatzes von knapp zwei Prozent einherging. Rechnerisch entspricht dies einer Senkung des CO₂-Ausstoßes von ... D. H., die Braunkohleverstromung hat nicht zum Anstieg des energiebedingten CO₂-Ausstoßes beigetragen. Der energiebedingte CO₂-Ausstoß (einschl. Wärme und Mobilität) 2013 hat in Deutschland das zweite Jahr in Folge wieder zugenommen. Dessen ungeachtet hat Deutschland seine Verpflichtung zur Kappung des Treibhausgas-Ausstoßes aus dem Vertrag von Kyoto mehr als erfüllt. Die Emissionen gingen bis Ende 2012, dem Auslaufen des Vertrages, um mehr als ein Viertel (25,5 Prozent) im Vergleich zu 1990 zurück. Zugesagt hatte Deutschland ein Minus von 21 Prozent. Davon unbeeindruckt fordern Klimaschützer neben einem Ausstiegsszenario für die deutsche Braunkohle einen noch schnelleren Ausbau der regenerativen Energiequellen.

Inzwischen decken die erneuerbaren Energien fast ein Viertel des Stromverbrauchs in Deutschland. Mit diesem Ausbautempo nicht schritthalten konnte jedoch der Ausbau der Netze. Auch zeigen die vielfältigen Anstrengungen in der Erforschung und Entwicklung von Speichertechnologien, mit deren Hilfe man zukünftig die Nachteile der Volatilität der erneuerbaren Energien ausgleichen könnte, bisher nicht die erhofften Ergebnisse. Zudem sind die Strompreise in Deutschland in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen. War dafür bis zum Jahr 2009 eine Kostensteigerung im Bereich Erzeugung, Transport und Vertrieb verantwortlich, sind es seit 2010 fast ausschließlich die staatlich verursachten Steuern, Abgaben und Umlagen.

Eine der zentralen Ursachen für diese Entwicklung ist das EEG. So berechtigt seine ursprüngliche Rolle als Initiator einer Entwicklung gewesen sein mag, verhindert das EEG in der bestehenden Form verantwortungsbewusste Lösungen für eine zukunftsfähige Energiewirtschaft in allen Bereichen.

Mit dem Fördermodell des EEG wird ein stetig wachsender Anteil der Stromerzeugung dem Markt entzogen und über Jahrzehnte mit einer Abnahme- und Vergütungsgarantie bedacht. Regenerativ erzeugter Strom wird derzeit nicht effizient produziert. Unnötige Kosten für private Haushalte und Unternehmen entstehen. Die Umlagen für die erneuerbaren Energien über das EEG werden 2014 mit über 22 Milliarden Euro einen neuen Höchststand erreichen. Hohe Strompreise gefährden die Akzeptanz der erneuerbaren Energien in der Bevölkerung und die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland.

Während deutsche Energiepolitik in der Vergangenheit eher darauf bedacht war, seine klimastrategischen Vorgaben zu erfüllen, muss heute das besondere Au-

genmerk der Versorgungssicherheit und bezahlbaren Strompreisen gelten. Auch unter den neuen Rahmenbedingungen soll und muss die Ausgewogenheit des energiepolitischen Zieldreiecks in seiner Einheit von Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit die Grundlage aller Entscheidungen sein. Das ist die Herausforderung vor der die Energiepolitik heute steht.

Die deutsche Wirtschaft kann sich momentan auf eine starke Industrie stützen – auf das verarbeitende Gewerbe entfallen rund 22 Prozent der Bruttowertschöpfung. Das ist Spitze im internationalen Vergleich. Nicht zuletzt dank dieser starken industriellen Basis haben wir die jüngsten Wirtschafts- und Finanzkrisen besser gemeistert als viele andere Länder. Darauf darf man sich aber nicht ausruhen. Gerade die Energiepreise sind ein wichtiger Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit einer Volkswirtschaft. Allein in Deutschland hängen nicht nur die rund 800.000 Arbeitsplätze bei energieintensiven Unternehmen davon ab, sondern ganze Wertschöpfungsketten unseres industriellen Mittelstands. Wenn die Energiepreise bei uns seit Jahren deutlich ansteigen, an wichtigen Investitionsstandorten in der Welt dagegen sogar sinken, hat das selbstverständlich Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit und damit auch auf Investitionsentscheidungen der Unternehmen. Das ist ein schleichender Vorgang. Jeder vierte Industriebetrieb denkt laut einer DIHK-Umfrage auch wegen steigender Strompreise an die Verlagerung von Produktionen ins Ausland nach. Fehler bei der Energiewende gefährden Arbeitsplätze und damit den sozialen Frieden in Deutschland.

Stromerzeugung auf Grundlage erneuerbarer Energien stellt vollkommen andere Ansprüche an Lastmanagement, Speichertechnologien und Netzinfrastruktur als konventionelle Stromerzeugung. Dieser Umbau ist aufwendig. Er erfordert hohe materielle und finanzielle Investitionen und Zeit. Ein langsames Tempo ist unter anderem nötig, um Zeit für den technologischen Fortschritt zu gewinnen. Die Forschung bei den Speichertechnologien muss forciert und der Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Stromnetz synchronisiert werden. Ein hoher Deckungsgrad des Energiebedarfs durch erneuerbare Energien kann demnach nur erreicht werden, wenn das Gesamtsystem den neuen Anforderungen genügt.

Die Problematik liegt darin, dass die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien oftmals nicht dort erfolgt, wo die Abnehmer sind, und nicht dann Strom liefert, wenn er gebraucht wird. Warum ist das so? Das wesentliche Motiv für die Erzeugung von erneuerbarem Strom ist eine durch Einspeisevorrang des EEG gesicherte und durch Einspeisevergütung garantierte Einnahmesicherheit des Investors. Wenig Gedanken muss sich der Erzeuger des EE-Stroms um Absatz, Transport und Marketing machen, die Grundaufgaben eines jeden Unternehmers. Die Folge sind beispielsweise Onshore-Windparks in Mecklenburg-Vorpommern, wo es aufgrund der geringen Industriedichte nur wenige Stromabnehmer gibt. Deshalb kommt es jetzt darauf an, den Zubau der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau besser zu synchronisieren. Es stellt sich daher die Frage, ob man in Regionen, in denen der Netzausbau mit dem rasanten Ausbau der erneuerbaren Energien nicht Schritt halten kann, weiter ungehemmt regenerati-

ve Anlagen zubauen kann. Man sollte in Regionen, die zeitweise schon heute über ihren eigenen Bedarf hinaus Strom erzeugen, die Ampeln auf gelb oder rot schalten, bis entsprechende Leitungen zum Stromtransport fertig gestellt sind.

Die Herausforderungen beim Netzausbau sind groß. Wir brauchen in den kommenden Jahren mehrere tausend Kilometer neuer Übertragungsnetze, um den stärker dezentral erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien in die Industriezentren im Süden und Westen Deutschlands zu transportieren. Hinzu kommt ein erheblicher Investitionsbedarf bei den lokalen und regionalen Verteilnetzen, da Strom aus erneuerbaren Energien häufig gerade über diese Netze eingespeist wird.

Wir benötigen ein System, welches den Zubau der erneuerbaren Energien entsprechend der politischen Zielsetzung besser steuern kann und durch die Kräfte des Marktes zu einer kostengünstigeren Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien führt. Die Energiewirtschaft in Deutschland wird nur dann zukunftsfähig sein, wenn sie effizient ist. Effizientes Wirtschaften setzt wettbewerbliche und marktorientierte Strukturen und Mechanismen voraus. Die Rolle des Staates hat sich dabei auf das Definieren von Zielen und auf das Gestalten stabiler Rahmenbedingungen zu beschränken. Die Rahmenbedingungen müssen das Wirken eines effektiven Marktes im Sinne der Zielstellung ermöglichen. Dies wird ohne eine Neugestaltung des derzeitigen Fördersystems für die erneuerbaren Energien kaum zu erreichen sein. Erforderlich ist die Ablösung des EEG durch ein neues System, das stärker marktorientiert ist.

Es wird zudem nicht genügen, die Energiewende im nationalen Alleingang zu betreiben, sondern es wird erforderlich sein, künftig die europäische Dimension der auf der Ebene der Europäischen Union ausgehandelten nationalen Ausbauziele stärker in den Blick zu nehmen. Insbesondere könnten die europäischen Ausbauziele durch eine auf europäischer Ebene harmonisierte Förderung kostenminimal erreicht werden, beispielsweise durch die Einrichtung eines Mengen- oder Quotensystems in Form von Grünstromzertifikaten. Der Freistaat Sachsen hat ein solches Quotenmodell kürzlich in die Diskussion gebracht. Die Vorteile eines Quotensystems liegen zum einen in der Möglichkeit, die Ausbaugeschwindigkeit zu steuern und damit auch den Netzausbaubedarf besser planen zu können. Zum anderen führt der Wettbewerb innerhalb des Segments des Stroms aus erneuerbaren Energien dazu, dass tendenziell effiziente Technologien, Standorte und Anlagegrößen gewählt werden. Darüber hinaus ist ein solches System perspektivisch auch auf andere EU-Mitgliedstaaten ausdehnbar. Ein gutes Beispiel gibt es aus Skandinavien. Seit einigen Jahren ist das schwedische System mit dem System in Norwegen, das auf ähnlichen Prinzipien beruht, verbunden. Die Quotenpflicht in beiden Ländern kann gegenseitig durch die jeweils anderen Zertifikate erfüllt werden. Beide Länder haben damit eine Vorreiterrolle für den gemeinsamen Markt mit einer europaweit wirkenden Förderung erneuerbarer Energien übernommen.

Im Moment strebt Europa energiepolitisch auseinander. Wir müssen die umgekehrte Richtung einschlagen und die Energiewende europäisch vernetzen. Im wörtlichen Sinne durch Leitungen, die die Zentren der Stromerzeugung mit den Zentren des Stromverbrauchs verbinden. Und im übertragenen Sinne – durch enge politische Absprachen mit unseren Nachbarn.

Die Vorteile des Binnenmarktes in der EU müssen auch im Bereich Energie und insbesondere im Bereich erneuerbarer Energien genutzt werden. Dann würde sich vielleicht auch die Diskussion über die Schaffung eines „deutschen Kapazitätsmarktes“ erledigen.

Ehe ein weiterer kostenintensiver Subventionstatbestand im Energiebereich geschaffen wird, sollten wir die Potentiale des europäischen Strommarktes nutzen. Der heutige Ausbau erneuerbarer Energien ist auch deshalb unnötig teuer, da er vorrangig dort erfolgt, wo die Mitgliedstaaten ihn besonders stark subventionieren, und nicht dort, wo die Energieausbeute optimal ist und auch genutzt werden kann. In Spanien z. B. ist die Lichtausbeute dauerhaft höher als in Sachsen. In Norddeutschland ist die Windausbeute dauerhaft höher als im Breisgau. Diese Fehlspezialisierung steht einer Marktöffnung innerhalb des EU-Energiebinnenmarktes entgegen: Da die standortbedingten Unterschiede nicht vorübergehender, sondern dauerhafter Natur sind, können die an den ungünstigen Standorten angesiedelten Erzeugeranlagen nur durch eine dauerhafte Förderung wettbewerbsfähig bleiben. Es ist aber eine Verschwendung von öffentlichen Mitteln, wenn nicht wettbewerbsfähige Anlagen durch den Einsatz von Steuergeldern oder anderen Zwangsabgaben - das EEG ist dafür ein treffendes Beispiel - künstlich am Leben gehalten werden. Diesen Weg hat man bei der Steinkohle inzwischen verlassen.

Der Kern der Kostensteigerung der deutschen Energiewende ist der zu schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien und die Umlage der hohen Investitionen über die Strompreise an die Verbraucher. Ich schlage daher vor, den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur soweit voranzutreiben, wie es gelingt, den Netz- und Speicherausbau zu synchronisieren und in das Gesamtsystem des europäischen Binnenmarkts zu integrieren. Für Deutschland gibt es letztlich auch keinen Grund, an diesem Umbautempo festzuhalten: einerseits stagnieren zwar die deutschen CO₂-Ausstoßwerte, die europaweiten Treibhausgas-minderungsziele werden jedoch problemlos erreicht. Andererseits stehen für die Kompensation des wegfallenden Atomstroms noch über einen längeren Zeitraum einheimische konventionelle Energieträger zur Verfügung, die als Partner der erneuerbaren Energien Versorgungssicherheit und preiswerten Strom garantieren.

Im Übrigen halte ich die Diskussion über die richtige Ausgestaltung der Energiewende für zu stromlastig. Die EU-Kommission hat deutlich gemacht, dass die Erreichung der Klimaziele hohe Priorität genießt. So schlägt sie vor, dass für 2030 der Ausstoß der Treibhausgase innerhalb der EU um 40 Prozent gegenüber 1990 gemindert werden soll. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, deren

Anteil am Bruttostromverbrauch die EU auf 27 Prozent steigern will, ist ein Instrument um dieses Ziel zu erreichen, jedoch nicht das einzige. Maßnahmen zur Energieeinsparung sowie zur Verbesserung der Energieeffizienz gerade im Wärmemarkt, aber auch im Mobilitätsbereich, können erheblich dazu beitragen. Klimaschutz kann bei verlässlichen Rahmenbedingungen Wirtschaftswachstum und Beschäftigung schaffen. Insbesondere die Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden, in Unternehmen und im Verkehr schafft Arbeitsplätze, fördert Innovationen und stärkt deutsche Unternehmen im internationalen Wettbewerb auf den Exportmärkten.

Die weltweite Klimaerwärmung macht laut Untersuchungen der NASA seit 15 Jahren eine Pause. Dadurch relativiert sich auch der Handlungsdruck. Wir sollten die gewonnene Zeit nutzen, die Energiewende mit mehr Augenmaß und Wirtschaftlichkeit zum Erfolg zu führen. Das ist nur zu erreichen, wenn der Klimaschutz und die Förderung erneuerbarer Energien nicht zu teuer werden. Ansonsten droht, neben den sozialen Folgen hoher Energiepreise, eine immer weiter fortschreitende Verlagerung insbesondere der treibhausgas- und energieintensiven Industrien, die in globalem Wettbewerb stehen, in Regionen, in denen eine solch anspruchsvolle Klimaschutzpolitik nicht auf der Agenda steht. Wenn alle sächsischen Braunkohlekraftwerke auf einmal abgeschaltet werden würden, ginge der weltweite CO₂-Ausstoß um 0,08 Prozent zurück. Dies schadet der heimischen Wirtschaft und nützt dem Weltklima nichts, da für den Klimaschutz allein die weltweite Senkung von Treibhausgasemissionen relevant ist, nicht aber deren regionale Verteilung. Insofern müssen wir beim Klimaschutz, wie bei der Ausgestaltung einer nachhaltigen Energieversorgung mehr Weitsicht an den Tag legen und vor allem, über den Tellerrand schauen. Nur so kann die deutsche Energiewende, eingebettet im europäischen Kontext, erfolgreich sein.



Harald Noske
Vorstandsmitglied, Stadtwerke Hannover AG (enercity)

Harald Noske wurde am 15. April 1955 in Bielefeld geboren. In den Jahren 1976 bis 1982 studierte er Maschinenbau an der Universität Hannover mit der Fachrichtung Verfahrenstechnik und Anlagenplanung, Abschluss Diplom-Ingenieur. Gleich im Anschluss fing Herr Noske bei der Stadtwerke Hannover AG an. Bis 1988 war er als Planungsingenieur in der Hauptabteilung Kraftwerke und Fernheizung als Assistent des Hauptabteilungsleiters und der Projektleitung des Gemeinschaftskraftwerks Hannover tätig. In den kommenden drei Jahren leitete er die Abteilung Kraftwerksplanung. Von 1991 bis 2000 war er Leiter der Hauptabteilung Kraftwerke und von 2001 bis 2005 Leiter der Hauptabteilung Produktion (Strom, Fernwärme, Trinkwasser).

Im Zeitraum 1994 bis 2005 war Herr Noske Technischer Prokurist für die Gemeinschaftskraftwerk Hannover GmbH. Darüber hinaus war er ab 1998 für sieben Jahre Technischer Geschäftsführer der Gemeinschaftskraftwerk Linden GmbH.

Seit dem 1. Juli 2005 ist Herr Noske Vorstandsmitglied (Technischer Direktor) der Stadtwerke Hannover AG.

Herr Noske ist in zahlreichen energiewirtschaftlichen Gremien im Vorstand und als Mitglied vertreten, so u.a. auch als Kurator des Forum für Zukunftsentnergien e.V.

Wie kann die Energiewende gelingen? Wiederentdeckung des Marktes contra ewige Regulierungsspirale

Harald Noske

Der neuzeitliche Begriff der Energiewende beschreibt einen in der Tat aufwendigen und komplexen Umsteuerungsprozess, der sich über vier Jahrzehnte erstrecken soll und auch muss.

Über 100 Jahre lang gewachsene Infrastruktur-Systeme aus Stromerzeugungs- und Verteilungsanlagen sind technologisch umzubauen, zu erweitern und zu ergänzen. Neben Umwälzung und Renovierung der technischen Substanz sind alle betrieblichen und marktlichen Steuerungssysteme anzupassen. Betriebs- und volkswirtschaftlich sind Investitionen von vielen hundert Milliarden Euro zu finanzieren und vom Stromverbraucher wirtschaftlich zu verkraften. Trotzdem soll die Wettbewerbsfähigkeit nationaler Industrien im globalen Markt nicht leiden und die gewohnte Versorgungssicherheit erhalten bleiben.

Am Ende muss auch der Bürger und Stromkunde in seiner Vielfalt mitgenommen werden.

Damit liegt auf der Hand:

Energiewende per Deklaration und Fingerschnipp ist ausgeschlossen!

Wo stehen wir heute?

Die erste Dekade des Prozesses ist nun vorbei. Schaut man zurück, so sieht man zunächst sehr positive Effekte:

- Mit dem EEG wurde beim Aufbau eines Portfolios erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien (EE-Anlagen) Bemerkenswertes erreicht:
- Mit inzwischen 80 GWel neuer Erzeugungskapazität wurde die ursprüngliche Kapazität der konventionellen Stromerzeugungsanlagen nahezu verdoppelt; beinahe 24 % der jährlichen Stromerzeugung erfolgt in Deutschland inzwischen erneuerbar!
- Da die EE-Anlagen kaum variable Kosten haben, also „Sonne und Wind keine Rechnung schreiben“, ist der Strommarktpreis an der Börse, trotz erheblicher Anstiege der Energierohstoffkosten, in diesem Zeitraum beträchtlich gesunken. Dies kommt maßgeblich der Industrie zu Gute.

Allerdings gibt es auch eine Kehrseite der Medaille:

- 90 % der neuen Kapazitäten produziert sehr volatil, weil witterungsabhängig.

- Die volkswirtschaftlich zu tragenden Mehrkosten von jährlich rund 30 Mrd. Euro aus EEG-Umlage und Netzentgeltsteigerungen werden zur Last.
- In den zahlreichen dunklen und lichtarmen Stunden des Jahres werden die konventionellen Kraftwerke nach wie vor in vollem Umfang benötigt.
- Speicher und moderne Gas-GuD-Kraftwerke als die Wunschbegleiter der EE-Anlagen sind kaum entstanden; ihnen fehlt die Wirtschaftlichkeit.
- Die veränderten Lastflüsse im Netz gefährden zunehmend die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit. Hoheitliche Eingriffe in den Netz- und Kraftwerksbetrieb sind täglich vielfach nötig, um Black Outs zu verhindern.
- Einige europäische Nachbarländer sind durch Netzbelastungen ungewollt betroffen: Profite entstehen hier, Belastungen dort. Der Unmut wächst.
- Die Akzeptanz der Bevölkerung für neue EE-Anlagen schwindet mit Zunahme der örtlichen Betroffenheit.
- Die Überförderung einiger EE-Anlagen führt zu enormen Mitnahmeeffekten z. B. von Landverpächtern zu Lasten der Stromkunden.
- Die durch aufgesattelte Steuern und Abgaben per Saldo doch steigenden Stromkosten der mittelständischen Industrie haben Konsequenzen. Schleichende De-Industrialisierung hat bereits eingesetzt.
- Die allseits erwünschten Effizienzfortschritte durch Einspar- und Innovationsoffensiven blieben weitgehend aus. Insbesondere im Wärmemarkt und der Mobilität tut sich viel zu wenig.
- Die CO₂-Emissionen in Deutschland wachsen wieder; die Klimaschutz-Entwicklung stockt.
- Die konventionelle Stromerzeugung wird wirtschaftlich immer unattraktiver; die Fülle an Gratis-kWh aus den EE-Anlagen verbiegt die Merit Order des börslichen Strommarktes so stark, dass die konventionellen Kraftwerke nicht mehr ihre fixen Kosten decken können.
- Der Ausbau der Strom-Transport- und Verteilnetze kann nicht Schritt halten mit dem Anlagenzubau im EE-Bereich, wodurch sich in der Folge Ineffizienzen beim Kraftwerkseinsatz ergeben.

In der Zusammenschau all dieser Entwicklungen zeigt sich deutlich, dass die langfristigen Folgen dieses einen massiven regulatorischen Eingriffs in den Strommarkt – wie er mit dem EEG vorgenommen wurde – weder vorhersehbar waren noch durch die zahlreichen Nachsteuerungen des Gesetzes beherrscht werden konnten.

Dazu ist das Gesamtsystem „Stromversorgung“ in seinen technischen und wirtschaftlichen Ausprägungen offensichtlich zu komplex und auch zu stark mit anderen Wirtschaftsbereichen, wie dem Finanzmarkt, verknüpft.

These

Der Blick auf den Status quo mündet zwangsläufig in der These, dass eine „**umfassende Reform des EEG**“ gemäß den Absichten der neuen Bundesregierung **nicht ausreicht**, um den Prozess der Energiewende gesamtwirtschaftlich wieder beherrschbar zu machen und zum Erfolg zu führen.

Es bedarf auf dem Feld der Energiepolitik einer grundlegend anderen Vorgehensweise, sonst verstricken wir uns in einer am Ende ewigen *aber doch erfolglosen* Regulierungspirale.

Dafür gibt es bereits eine Reihe von negativen Beispielen. Zu nennen wäre hier die europäische Landwirtschafts- oder die nationale Gesundheitspolitik; beide unterliegen seit Jahrzehnten einer Flut andauernder Regulierungseingriffe, ohne dass man sagen könnte, sie wären in einem gesunden und stabilen Zustand.

Den Ausweg aus dieser verfahrenen Situation können nur die bewährten Prinzipien der Marktwirtschaft eröffnen.

Die Grundfunktion freier Märkte

- Angebot und Nachfrage

Freie Märkte zeichnen sich dadurch aus, dass die Vielfalt und die Kreativität der zahlreichen Akteure Garant dafür ist, dass ideologiefreie, praktikable und wirtschaftlich effiziente Lösungen entstehen sowie Rückkoppelungen verzögerungsfrei und automatisch ausgeregelt werden.

Dieser „Selbstregelmechanismus“ sollte auch im besonderen Fall der Stromversorgung funktionieren.

Märkte sind geprägt von Nachfragern und Anbietern von Produkten, die ihren Marktplatz aus eigenem Interesse effektiv und effizient organisieren.

Nachfrager und Anbieter verfügen heute über einen profunden Wissensstand sowie die erforderlichen Technologien (samt ihren Kosten- und Nutzenstrukturen), um eine den modernen gesellschaftlichen Zielen angepasste Marktsituation verantwortlich gestalten zu können.

Die Wirkungskette eines unverzerrten Marktes beginnt immer bei den Kundenbedürfnissen und den Anbietern, die bestrebt sind, diese – möglichst schon antizipativ – zu erfüllen.

Der **Stromkunde als Nachfrager** auf dem Markt muss natürlich zunächst seine Wünsche und Bedürfnisse klar artikulieren.

Er sollte nicht nur wie bisher den diffusen Wunsch nach völlig freier Verfügbarkeit beliebiger Strommengen „frei Steckdose“ äußern, sondern präzise beschreiben, welche Menge und Qualität an Strom er erwerben möchte.

Dass er dazu in der Lage ist, beweist er täglich bei der Auswahl und dem Erwerb anderer Produkte wie Lebensmitteln oder Elektronikartikeln.

Zur Mengenangabe gehört dann – anders als heute – neben der Arbeit (kWh), die er beziehen möchte, auch die Leistung (kW), die er maximal beanspruchen will.

Die Angabe zu Arbeit und Leistung ist um Angaben zur Qualität zu ergänzen. Dazu gehört das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit genauso wie die bevorzugte Stromherkunft (z. B. Kohle-, Gas-, Windstrom o. ä.).

- Preisbildung

Die **Stromvertriebe als Anbieter** auf dem Markt prüfen dann, wo, wie und zu welchen Konditionen sie die Produktmengen und -qualitäten einkaufen können und „schneidern“ daraus ein marktfähiges Produkt. Sofern der Vertrieb auf Knappheiten oder unterschiedliche Preisniveaus bestimmter Qualitäten im Markt trifft, signalisiert er dies dem nachfragenden Kunden. Dieser kann dann seine Ansprüche überdenken und eventuell dem Angebot des Marktes anpassen. Auf diese Weise bestimmen die Kundenwünsche, kombiniert mit ihrer Zahlungsbereitschaft für gegebenenfalls gewünschte höhere Qualitäten, das angebotsseitig bereitzustellende Portfolio an Strommengen und -qualitäten.

Für den normalen Privat- oder Gewerbekunden auf der Niederspannungsebene können natürlich auch vom Vertrieb vorkonfektionierte und standardisierte Produkte kreiert werden, deren Markterfolg statistisch auswertbare Rückschlüsse auf die Wünsche des Kunden liefert.

Sofern die Politik mit dem Ergebnis dieses Marktprozesses nicht zufrieden ist, muss sie Anreize oder Hilfestellungen auf der Produzentenseite gewähren, um ein Mengen- und Qualitätsangebot zu bewirken, welches die Kundenbedürfnisse beeinflussen kann, aber auch die Zahlungsbereitschaft der Kunden nicht überfordert.

- Effektivität und Effizienz

Ein solcher Mechanismus von „Nachfrage steuert Angebot“, kombiniert mit gezielten Investitionshilfen für bestimmte Erzeugungsanlagen, wäre prinzipiell geeignet, wie die nachfolgenden Ausführungen zeigen, die derzeitige EEG-Konstruktion mittelfristig abzulösen und dürfte zu wesentlich effizienteren Ergebnissen führen.

Die ins Stromprodukt zu integrierende explizite Nachfrage nach Leistung und Versorgungssicherheit, auch in den Zeiten ohne Sonne und Wind, führt automatisch zu einem Markt für gesicherte Leistung, also zur wettbewerblichen Finanzierung der vorhandenen „Schatten“-Kraftwerke.

Die Produkt-Bepreisung differenziert sich unvermeidlich in vier Teile, quasi Produktausprägungen. Diese sind „gesicherte Leistung“ und „Arbeit“ mit dem jeweiligem „Qualitätszuschlag“.

Bei umfangreichem Angebot sind die einzelnen Produktausprägungen eher niedrig im Preis. Bei knappem Angebot eher teurer. Der Energy Only Markt (EOM) für elektrische Arbeit und der Markt für CO₂-Zertifikate liefern den Beleg dafür, dass dies auch für gesicherte Leistung und bestimmte Stromqualitäten funktionieren wird. Die Existenz einer Preisuntergrenze durch unvermeidbare Kostengrößen (wie Brennstoffkosten bei der Arbeit oder Personalkosten bei der gesicherten Leistung) ändert daran nichts.

So kann sich für gesicherte Leistung aus reichlich vorhandenen Kohleblöcken ein anderer Preis als aus Gasturbinen ergeben. Und ein „Leistung-plus-Arbeit-Paket“ aus Braunkohle wird einen deutlich anderen Preis haben als ein von Wind und PV dominiertes Portfolio, das residual mit Leistung und Arbeit aus Gas-KWK gefüllt wird.

Die Addition aller explizit und verantwortlich artikulierten Kundenwünsche liefert voraussichtlich ausgeprägte Nachfrage-Impulse nicht nur nach genügend gesicherter Leistung für die Zeiten der „dunklen Flaute“, sondern auch nach den höherwertigen und damit höherpreisigen Qualitäten wie EE-Strom und Gas-GuD-Strom. Zumindest ist es nach 15 Jahren intensiver gesellschaftlicher Diskussion über Klimaschutz und Zukunftsverantwortung an der Zeit, die diesbezügliche „Reife“ der Stromkunden zu testen.

Sollte diese dennoch nicht ausreichen, um die Energiewende in gleichmäßigen Schritten mit angemessener Geschwindigkeit voranzubringen, so kann der Gesetzgeber durch dosierte Platzierung von Anreizen Entwicklungsimpulse geben. Er muss aber nicht mehr einen ganzen Systemwechsel mit überzogenen Markteingriffen und extrem hohem Finanzaufwand erzwingen; das geht eben auf Dauer nicht gut.

Lässt man die Marktkräfte walten, so werden die Systemanpassungen automatisch und effizienter als heute folgen. Zum Beispiel werden Investoren weiter EE-Anlagen bauen, wenn zusätzliche Nachfrage nach dieser Stromqualität besteht und gleichzeitig hinreichend günstige Investitionsbedingungen für Anlagen, Netzanschluss (inklusive eines sinnvollen Baukostenzuschusses für Netzerweiterungen) und Standortpacht erzielbar sind.

Überförderungen oder überzogene Grundstückspachten kämen nicht mehr zustande, da keine garantierte Einspeisevergütung zu Verteilung bereit steht.

„Das Pferd wird von vorn und nicht von hinten aufgezügelt“: Die zweifellos vorhandene, aber auch nach oben begrenzte Zahlungsbereitschaft der Stromkunden bewirkt günstigere Konditionen in der gesamten Prozess- und Wertschöpfungskette für Entstehung und Betrieb von neuen EE-Anlagen. Ineffizienzen bei der Allokation neuer Anlagen hätten ein Ende, und die Synchronisation mit dem Netzausbau würde besser. Insgesamt sollten die Kosten sinken, auch zum Wohle der deutschen Industrie und der europäischen Nachbarn.

In gleicher Weise kann und wird der Kundenwunsch voraussichtlich dafür sorgen, dass in die so oft herbeigesehnten, hocheffizienten Speicher und in Gas-GuD-Anlagen investiert werden kann, weil deren Bereitstellung über den Markt für gesicherte Leistung finanziert wird.

Dazu müssten die Stromkunden lediglich beweisen, wie ernst sie den Klimaschutz und die Energiewende nehmen. Denn er wird etwas mehr kosten. Aber der Kunde kann durch seine Entscheidung bewusst mitsteuern, er ist nicht mehr einem undurchschaubaren und unbeeinflussbaren System ausgeliefert.

Diskussionen um unkontrolliert steigende Strompreise als Ärgernis für alle Kunden haben insofern perspektivisch auch ein Ende. In einem transparenten Prozess entstehen nur die (Zusatz-)Kosten, die Kunden explizit bestellen und damit akzeptieren.

Allerdings wäre auch Schluss mit dem beinahe kostenlos kaufbaren guten Gewissen durch fadenscheiniges Greenwashing von Strom, in dem man beispielsweise österreichischen oder norwegischen Wasserstrom virtuell einkauft. Und das wäre auch gut so, denn solche rein virtuell-bilanziellen Aktionen ohne eine substantielle Entsprechung in der Stromerzeugung bringen die Energiewende keinen Schritt voran.

Im Gegensatz dazu käme aber wohl die Ausnutzung von nachfrageseitigen Flexibilitätspotentialen besser voran. Der seine Bedürfnisse bestellende und bezahlende Kunde hat einen expliziten Anreiz, Laststeuerungspotentiale innerhalb seiner Verbrauchsstrukturen konkret zu nutzen, kann er doch seine persönliche Stromrechnung dadurch senken. Lastabschaltpotentiale werden dadurch automatisch und im dezentralen Kunden-Lieferanten-Prozess erschlossen und realisiert. Dies ist effizient und dient der Versorgungssicherheit.

Auswirkungen von konsequent marktlichen Prozessen

Die hier beschriebenen Prozessmechanismen in einem marktgetriebenen System gesellschaftlich verantwortlicher Marktakteure hätte zahlreiche Vorteile:

- Die Stromkunden sind nicht mehr Betroffene, sondern aktiv Beteiligte am Energiewendeprozess.

- Die Bevormundung des Stromverbrauchers durch Entscheidungen der Politik geht stark zurück.
- Die Entwicklungsgeschwindigkeit der Energiewende wird sich reduzieren, aber in akzeptierter Höhe verstetigen.
- Im Fokus der Kunden-Interessen steht die gestaltende Mitsteuerung des Energiewendeprozesses.

Damit könnte und sollte die Kundenzufriedenheit steigen. In der Folge könnten Lieferantenwechsel-Aktivitäten an Reiz verlieren, weil die reine Preisorientierung einer Produktqualitäts- und Wert-Orientierung weicht. Dieser Effekt ließe die administrativen Kosten dieser Wechselprozesse sinken.

- Die heute zu beobachtenden Synergieverluste durch die Entflechtung der Wertschöpfungsstufen Vertrieb, Erzeugung, Netze sowie die Marktverzerrung durch das EEG werden durch die im Markt notwendige Kommunikation zwischen Vertrieben und Erzeugern sowie zwischen Erzeugern und Netzbetreibern weitgehend beseitigt.
- Regulierung kann sich weitestgehend zurückziehen und auf die Definition von Rahmenbedingungen für den Aufbau und Betrieb der Marktplätze beschränken.
- Die Regulierungsspirale mit ihrer inflationären Vorschriftenflut (Wettbewerb '! Entflechtung '! EEG '! Reserve-Kraftwerks-Verordnung '! Kapazitätsmechanismen '! ...) könnte gestoppt werden.

Das integrierte Zusammenwirken der Marktakteure aller Wertschöpfungsstufen ermöglicht eine effizientere, evolutionär ablaufende und den Kunden- bzw. Verbraucher-Bedürfnissen folgende Entwicklung der Energiewende.



Prof. Dr. Stephan Reimelt
CEO, GE Energy Germany

Seit September 2011 ist Prof. Dr.-Ing. Stephan Reimelt CEO von GE Energy Germany. Die Energiesparte von GE gliedert sich in Deutschland in die Geschäftsbereiche Power & Water, Oil & Gas sowie Energy Management. Dabei ist er auch maßgeblich für die Positionierung der Marke GE in Deutschland verantwortlich. Er leitet die Geschäfte aus der neuen Firmenzentrale in Frankfurt. Die Stadt am Main ist zugleich auch die Heimatstadt des gebürtigen Hessen.

Für sein Studium des Wirtschaftsingenieurwesens zog es Stephan Reimelt 1978 erstmals nach Berlin, wo er an der Technischen Universität Berlin promovierte und seit 2001 auch als Dozent tätig ist. 2010 wurde er zudem zum Professor berufen.

Im Anschluss an seine Promotion ging Stephan Reimelt von 1984 bis 1988 nach Tampa in die USA, wo er sein eigenes Ingenieurunternehmen Reimelt Corporation aufbaute. Nach seiner Rückkehr nach Deutschland war er bis 2001 Geschäftsführer des Familienunternehmens Reimelt GmbH. Im Jahr 2001 stieg er als Geschäftsführer bei der Lurgi Life Science GmbH ein und wurde drei Jahre später in den Vorstand der Lurgi AG berufen. Für dieses große deutsche Industrieunternehmen war er ab 2005 zwei Jahre lang für Vertrieb, Projektentwicklung, Marketing und Service zuständig. Im Jahr 2007 wechselte er in den Vorstand der Ferrostaal AG in Essen. In seinen Zuständigkeitsbereich fiel die Sparte Großanlagenbau mit Schwerpunkt Biokraftstoffe.

Nur eine europäische Energiewende ist eine erfolgreiche Energiewende

Prof. Dr. Stephan Reimelt

Als eines ihrer ersten großen Projekte hat die Große Koalition die Reform des Gesetzes über die Erneuerbaren Energien (EEG) angepackt. Dem Vorstoß des zuständigen Bundesministers folgt eine leidenschaftliche Debatte über Kosten und Nutzen von Ökoenergien. Dann setzt ein zähes Ringen aller Beteiligten um die konkrete Ausgestaltung ein.

So weit, so gut bekannt: ob Norbert Röttgen, Peter Altmaier oder Sigmar Gabriel - seit Jahren bewegt der Umbau unserer Energieversorgung die Deutschen wie kaum ein Wirtschaftsthema. Doch etwas ist neu im Jahre 2014. Mehr denn je beeinflusst „Europa“ die innerdeutsche Diskussion um die Energiepolitik. Die Planungen für die Zukunft des Emissionshandels und die langfristige europäische Klima- und Energiepolitik, die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien und vor allem das EEG-Vertragsverletzungsverfahren der EU-Kommission sind wichtige Schrittmacher der energiepolitischen Entscheidungen in Deutschland geworden.

Unterm Strich ist das eine gute Entwicklung. Denn Deutschland ist keine Energieinsel, sondern vielfach mit seinen Nachbarländern verbunden. Um die Ziele der deutschen „Energiewende“ zu erreichen – vollständiger Atomausstieg, weitestgehende Treibhausgasminderung und Dominanz der Erneuerbaren – brauchen wir einen europäischen politischen Ordnungsrahmen. Dazu gehören z.B. der Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Energiebinnenmarkt, die europaweit optimierte Erzeugung von Wind- und Sonnenenergie und der EU-Emissionshandel als Anreizsystem für den Klimaschutz. Ohne Europa wird es umständlich, teuer und wahrscheinlich sogar unmöglich, all dies zu erreichen.

Zugleich verbindet sich mit der Energiewende aber auch die Erwartung an die deutsche Wirtschaft, mit innovativen Technologien und Verfahren neue Werte zu schaffen und Vorbild für andere Länder zu sein. Auch deshalb hat General Electric (GE), mit rund 90.000 Mitarbeitern einer der größten Industriekonzerne in Europa, zuletzt signifikant in Deutschland investiert. Wir verdoppeln die Kapazitäten unseres Forschungszentrums in Garching, um an Lösungen im Bereich intelligenter Netze, Energiespeicher und erneuerbarer Energien zu forschen. Und im niedersächsischen Salzbergen produzieren wir eine Schwachwindturbine, die in ihrer Effizienz und Wirtschaftlichkeit zur Weltspitze gehört. All dies entwickeln und fertigen wir im europäischen und letztlich globalen Zusammenhang.

Erfolgreich kann die Energiewende in Deutschland mit ihrem umfassenden Zielkatalog nur sein, wenn sie europäisch wird. Für die nächste Zeit sind es drei energiepolitische Handlungsfelder, die auf europäischer Ebene wie auch in Deutschland in den Mittelpunkt rücken müssen: die Reform der Fördersysteme

für erneuerbare Energien, die Rolle von Erdgas als idealem Partner der Erneuerbaren, und ein neues (Strom-)Marktdesign, das den vollständigen Umbau der Energieversorgung unterstützt.

Vor diesem Hintergrund übt die Europäische Kommission Druck auf einzelne Staaten aus, um die Reform der Strommärkte in den Mitgliedstaaten zu forcieren. Die deutsche Energiewende mit ihrem starken Ausbau der Erneuerbaren ist dabei ebenso ein Thema wie die Elektrizitätsmarktreform in Großbritannien, bei der alte Kraftwerkseinheiten durch neue, effizientere ersetzt werden, und der Rückbau überschüssiger Erzeugungskapazitäten in Spanien.

Durch diese zunehmend komplexen Marktbedingungen müssen unsere Kunden mit einer hohen Investitionsunsicherheit leben, die auf Dauer den Erfolg der Energiepolitik der EU und der Mitgliedsstaaten gefährdet. Der CO₂-Emissionshandel verfehlt in der aktuellen Gestaltung seinen Sinn, die Benutzungsstunden für konventionelle Stromerzeugung sinken, zugleich sollen Effizienz und Zuverlässigkeit bei sinkenden Kosten steigen. Diese Herausforderungen werden zusätzlich durch eine allgemein labile Weltwirtschaft verschärft.

Was bedeutet das für die zukünftige europäische Energiepolitik? Die politische Zuständigkeit liegt weiterhin überwiegend in der Verantwortung der Mitgliedstaaten, was im Ergebnis 28 verschiedene Ansprüche und Umsetzungen mit sich bringt: Frankreich wird zentral mit Atomenergie versorgt, wohingegen die Bundesrepublik bis 2022 aussteigt und Erneuerbaren Energien den Vorzug gibt. Der Großteil Osteuropas setzt weiterhin auf Kohle als wichtigsten Brennstoff der Energieversorgung. Der Stromhandel ist europaweit möglich und gewollt, die meisten Staaten handeln aber national.

Angesichts dieser Herausforderungen plädieren wir für eine stärkere Integration der Energiepolitik in Europa, die die nationalen Ansätze immer stärker harmonisiert und mittelfristig zusammenführt. Mit der Schaffung des Energiebinnenmarktes und dem EU-Emissionshandel, zukünftig auch im Bereich Erneuerbare Energien und Netze, letztlich auch bei der Gestaltung eines einheitlichen Strommarktdesigns entsteht so eine einheitliche europäische Energiepolitik, die auch den Erfolg der Energiewende in Deutschland möglich machen wird.

Erneuerbare Energien

Die Entwicklung von erneuerbaren Energietechnologien macht große Fortschritte. Dies zeigt z.B. die Onshore-Windenergie, in der GE mit langjähriger Erfahrung als globaler Marktführer tätig ist. Während in zehn Jahren die Stromgestehungskosten um ein Drittel gesunken sind und die Anlageneffizienz (Kapazitätsfaktor) verdoppelt wurde, steht das Preisgefüge unter dem wachsenden Druck des globalen Wettbewerbs. Die kommende Generation von Windkraftanlagen bietet Verbesserungen in Technik und Design, die einen rentablen Betrieb auch an Schwachwindstandorten ermöglichen. Mit modernsten Onshore-Anlagen können heute an guten Standorten Kapazitätsfaktoren um 40% (ca.

3.500 Volllaststunden am EEG-Referenz-standort) erreicht werden, die der von Offshore-Windenergie nahe kommen. An windstarken Standorten rücken die Stromgestehungskosten bereits in die Nähe des jährlichen Durchschnittspreises an der Strombörse.

Ein Grundstein ist mit dem deutschen EEG gelegt, worauf jetzt die Feinabstimmung und Erweiterung über die Landesgrenzen hinaus folgen muss. Das EEG hat mit Einspeisevorrang und garantierter Vergütung den erfolgreichen Einstieg in die erneuerbaren Energien ermöglicht. Heute begünstigen diese Absicherungen zunehmend ein „Produce and Forget“, in dem sich die Akteure fernab des Marktes einrichten, keine Systemverantwortung übernehmen und technologische Fortschritte nicht an die Kunden weitergeben. Die Schere zwischen den Kosten der Förderung und den sinkenden Börsenstrompreisen öffnet sich weiter und belastet durch die Umlage sowohl Haushalte als auch Industrieunternehmen. Zugleich verdrängen erneuerbare Energien ohne Brennstoffkosten zunehmend flexible konventionelle Kapazitäten, die aber künftig zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigt werden. Das Fördersystem muss reformiert und mit dem Ausbau des konventionellen Kraftwerksparks verzahnt werden, um den weiteren Zubau kosteneffizient, netzverträglich und nachfrageorientiert zu gestalten.

Die Regelbarkeit von erneuerbaren Energien ist von Natur aus sehr eingeschränkt, da auf Ressourcen zurückgegriffen werden muss, die starker saisonaler bis hin zu stündlicher Volatilität unterliegen. Doch durch intelligenten Informationsaustausch können Windanlagen schon heute besser aufeinander abgestimmt und geregelt werden. Die Vorhersagbarkeit und damit Planbarkeit von erneuerbaren Energien muss durch moderne Technologie wie meteorologische Vorhersagen verbessert werden. Mit dem Sky Imager können wir beispielsweise heute die Prognosefehler von Onshore-Windanlagen auf unter 3% bringen. Schwankungen der erneuerbaren Energien müssen ausgeglichen werden können, um so die Effizienz der regenerativen Erzeugung zu optimieren, jedoch lässt sich Energiespeicherung in dem Umfang noch nicht wirtschaftlich betreiben. Wir erwarten allerdings eine Entwicklung der Speichertechnologien hin zu ökonomisch sinnvollen Lösungen und zusätzlich den Einsatz von Power to Gas.

Als wichtigstes Element einer energiepolitischen Neuordnung soll nun die bestehende Direktvermarktung im EEG weiter entwickelt und eine verpflichtende Direktvermarktung für alle erneuerbaren Erzeugungsanlagen eingeführt werden. Dies würde bedeuten, dass die Betreiber von neuen Biogas-, Solar- und Windkraftanlagen ihren Strom an der Strombörse verkaufen oder direkt an andere Käufer abgeben. Über den dabei erzielten Strompreis hinaus erhalten sie eine gesetzlich festgelegte Marktprämie, die die noch fehlende Wettbewerbsfähigkeit ausgleicht und die externen Kosten der Treibhausgas-Minderung abbildet. Diese Marktprämie könnte künftig als fester, degressiv gestalteter und technologie-spezifischer Betrag über die Stromkosten der Verbraucher gewälzt und wäre damit für die Kostenträger berechenbarer als das derzeitige EEG-Umlagensystem mit seiner Abhängigkeit vom jeweiligen Strompreis. Um einerseits Mitnahme-

effekte einzudämmen, andererseits Investitionssicherheit zu gewähren, wird eine Ober- und Untergrenze für den Gesamterlös (Strompreis plus Marktprämie) festgelegt.

Wie schon in der geltenden Direktvermarktung werden die Erzeuger von erneuerbarem Strom zur Abgabe von Einspeisungsprognosen und zur eigenständigen Vermarktung des Stroms verpflichtet. Sie können von steigenden Strompreisen ebenso profitieren, wie sie geringere Verkaufserlöse erzielen, wenn die Nachfrage gering ist. Sowohl die etablierten Energieversorger mit ihren umfassenden Handelskompetenzen als auch neue, unabhängige Marktaggregate können die neuartigen Dienstleistungen in der Direktvermarktung anbieten. Sie unterstützen damit einerseits die Betreiber dezentraler erneuerbarer Erzeugungsanlagen und bündeln andererseits Kapazitäten zu virtuellen Kraftwerken. Es entstehen neue Geschäftsmodelle mit zusätzlichen Einnahmen, die im klassischen zentralen Erzeugungsgeschäft durch die zunehmende Dezentralität der Energieversorgung wegfallen.

Für neue Anlagen könnte die bisher im EEG vorgesehene „Managementprämie“ zur Deckung der zusätzlichen Kosten der Direktvermarktung abgeschafft werden. Der herkömmliche Einspeisevorrang und die auf einen Zeitraum von zwanzig Jahren festgeschriebenen Einspeisevergütungen würden auslaufen. Viele Maßnahmen zur Verbesserung der etablierten Systemdienstleistungen wie z.B. die Bereitstellung von Blindleistung sind heute Stand der Technik und erfordern weder finanzielle Anreize (Boni) noch gesetzlichen Vorschriften, sondern eine faire Kostenteilung zwischen den Akteuren im Energiemarkt. Würde die feste Marktprämie zudem nicht für einen definierten Zeitraum, sondern für eine bestimmte Strommenge gewährt, entstünden zusätzliche Anreize zur Einspeisung in Zeiten größerer Nachfrage und damit zur Systemintegration.

Bei der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung müssen ausreichende Übergangsfristen und Investitionsschutz für bestehende Anlagen vorgesehen werden. Für Anlagen mit finaler Investitionsentscheidung ist Bestandsschutz zu gewähren. Im Umfeld von steigender Preisvolatilität, wachsenden Marktrisiken für Betreiber und weiterhin angespannten Kapitalmärkten muss jegliche Regulierung das Grundbedürfnis von Eigen- und Fremdkapitalgebern nach Finanzierbarkeit der geplanten Investitionen berücksichtigen. Die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für alle erneuerbaren Energien soll zügig gesetzgeberisch umgesetzt und eingeführt werden, um allen Marktteilnehmern Zeit zur Anpassung zu lassen.

Fortschritte in der Anlagentechnologie ermöglichen heute Windkraftnutzung auch an bisher unergiebigem Schwachwindstandorten. Diesen Potenzialen muss durch eine Anpassung des EEG-Referenzertragsmodells Rechnung getragen werden. Es definiert den Zeitraum, in dem Windparkbetreiber den erhöhten Vergütungssatz erhalten; im Vergleich erhalten windstärkere Standorte diesen Satz für einen kürzeren Zeitraum als windschwächere Standorte. Da die technischen Annahmen des Modells auf dem Wissensstand des Jahres 2000 beruhen, werden

im Ergebnis windreiche Standorte vor allem im Norden und Osten des Landes gegenüber windarmen Standorten im Westen und Süden begünstigt. Es besteht daher Anpassungsbedarf, um die Ergebnisse von Wissenschaft und Industrie im Vergütungssystem abzubilden. Eine solche Reform des Referenzertragsmodells würde auch den systemischen Vorteil lastnaher Schwachwindstandorte für die Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung besser berücksichtigen.

Erdgas

Die zweite tragende Säule der europaweiten energiepolitischen Ziele ist die Stromerzeugung aus Erdgas und dessen Förderung. Europa ist der zweitgrößte Erdgas-Markt der Welt und die Nachfrage steigt kontinuierlich weiterhin an – insbesondere als Brennstoff zur Strom- und Wärmeerzeugung und Transport. Der Anstieg von Importen und eine gleichzeitig steigende Binnenförderung wird in Zukunft zu sinkenden Gaspreisen und einer wettbewerbsfähigen Industrielandschaft. Weiter entstünden durch einen ansteigenden Verbrauch im Energiesektor und eine erhöhte Eigenförderung enorme positive Begleiteffekte. Massive Investitionsprojekte in die Gasinfrastruktur würden auf den Weg gebracht und eine zunehmende Priorisierung gegenüber Kohle als Brennstoff zur Energieerzeugung würde Klimaschutz voranbringen und Kosten reduzieren. Aus diesem Grund sollte Gas als Rohstoff der Zukunft und idealer Partner zum Ausbau der Erneuerbaren Energien gesehen werden.

Für den Umbau unseres Energiesystems brauchen wir neue Verfahren und Technologien, aber auch das Engagement und die Akzeptanz der Bürgerinnen und Bürger. Nur indem alle gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Kräfte mobilisiert werden, kann die „Energiewende in Stadt und Land“ gelingen. Die dezentrale und lastnahe Erzeugung von Strom (z.B. durch Blockheizkraftwerke oder Windkraftanlagen) ist volkswirtschaftlich kostenneutral, steigert die Versorgungssicherheit und erhöht die Akzeptanz. Weder wird der Ausbau der Übertragungsnetze so schnell vorankommen, dass er regionale Ungleichgewichte der Stromversorgung völlig kompensieren kann, noch sind ein massiver Zuwachs bei der Offshore-Windenergie und nennenswerte Beiträge von Energiespeichern derzeit zu akzeptablen Kosten darstellbar. Dezentralen Organisationsprinzipien und Verfahren gebührt in der Energieversorgung künftig der Vorrang.

Strom aus erneuerbaren Energien – wozu auch Offshore-Windkraft gehört – ist aufgrund seiner Volatilität niemals grundlastfähig. Um die Versorgungssicherheit des Standorts Deutschland nicht zu gefährden, muss ein gewisser Anteil regelbarer Leistung immer gewährleistet bleiben. Diese regelbare Leistung muss sich an die volatile Einspeisung erneuerbarer Energien anpassen können und somit aus flexiblen fossilen Kraftwerken bestehen. Moderne Gaskraftwerke weisen eine Kaltstartzeit von 30 Minuten auf und können die Volatilität der erneuerbaren Energien optimal ausgleichen. Mit einem Spielraum von 50 MW in 60 Sekunden bieten sie eine passende Ergänzung zum Strommix mit erneuerbaren Energien. Diese schnell regelbaren Gaskraftwerke können sich extrem flexibel an die Gegebenheiten der neuen Situation anpassen und zusätzlich zu den erneuerbaren

Energien als effiziente Ausgleichskapazität dienen. Dezentral eingesetzt leisten sie durch ihre flexible Verfügbarkeit einen erheblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Die gleichzeitige Erzeugung von Elektrizität und Wärme/Kälte mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) steigert mit Wirkungsgraden von 80-90% die Energieeffizienz in der Stromversorgung. In Deutschland soll der Anteil der Stromversorgung aus KWK von derzeit 15% auf 25% in 2020 erhöht werden. KWK-Technologien werden seit vielen Jahren besonders dort eingesetzt, wo hoher Wärmebedarf besteht, z.B. in der Chemie-, Zement- und Papierindustrie sowie in dicht bebauten städtischen Bereichen. Besonders hohe Effizienzgrade lassen sich in Verbindung von KWK mit Abwärmenutzung erreichen, wo zusätzliche Elektrizität aus der entstehenden Abwärme von Erzeugungs- und Produktionsanlagen gewonnen wird. Das Organic Rankine Cycle (ORC) Verfahren erlaubt es beispielsweise, bis zu 10% zusätzliche, emissionsfreie Elektrizität zu erzeugen, und kann auch nachträglich installiert werden. Das KWK-Gesetz mit seinen in der Gesamthöhe gedeckelten Zuschlägen sollte daher weiter entwickelt werden, um weiteren Zubau zu ermöglichen.

Von KWK abgesehen, kann sich Erdgas derzeit in der Stromerzeugung nicht gegen Kohle durchsetzen. Im Transportbereich hingegen ist eine andere Entwicklung zu beobachten. Der Gaspreis ist relativ gesehen niedriger als der Ölpreis, so dass Erdgas im Vergleich zu Dieselmotoren wettbewerbsfähig wird. Die Umstellung des Güterverkehrs auf Erdgas könnte also erheblich zum Gelingen der Energiewende beitragen. Aus diesem Grund hat die EU-Kommission ein ehrgeiziges Maßnahmenpaket zum Aufbau alternativer Tankstellen angekündigt. Sowohl auf der Straße wie auch auf der Schiene sind die Technologien vorhanden, um Verkehrsträger auf günstigeres und klimaschonendes Erdgas umzurüsten. Es kommt hinzu, dass die Gasnetze und wichtige Magistralen für den Straßen- und Schienenverkehr nah beieinander verlaufen, so dass Erdgas – als verflüssigter oder komprimierter Brennstoff – vergleichsweise leicht verfügbar wäre.

Ein weiterer wichtiger Bestandteil der Gasnutzung ist die Förderung und Verfügbarkeit des Rohstoffs. Dazu hat die EU Rahmenbedingungen geschaffen, die neue Entwicklungen der Gasgewinnung fördern sollen. Im Ergebnis wird Schiefergas in Europa keine überragende Rolle spielen können, doch erhalten einzelne Staaten die Möglichkeit, auf nationaler Ebene selbst zu entscheiden, wie sie mit diesem umstrittenen Thema umgehen. Durch die Nutzung von Schiefergas können die EU-Staaten ihre Abhängigkeit von Importen reduzieren und somit Versorgungssicherheit und Stabilität erhöhen. Hinzu kommen positive Auswirkungen auf Technologieentwicklung und Wertschöpfung, Steuereinnahmen und Energiekosten. Statt direkter Subventionen bietet Schiefergas den Staaten die Möglichkeit, als eine Art Kofinanzierung Forschung und Entwicklung gezielt zu unterstützen, um Energie schlussendlich sauberer und billiger zu machen, ohne den Markt zu stark zu regulieren.

Strommarktdesign

Der dritte Baustein einer erfolgreichen Umsetzung dieser Energiewende sollte eine Neuausrichtung des Energiemarktes sein. Dort besteht Handlungsbedarf, um die Energiewende zum Erfolg zu führen. Unser Energiesystem soll umweltfreundlich, versorgungssicher und wirtschaftlich sein: wir wollen eine Dekarbonisierung unserer Energieversorgung erreichen, dabei alle gesellschaftlichen Akteure mobilisieren und marktwirtschaftliche Kräfte aktivieren, um die Kosten gering zu halten. Dazu bedarf es eines Zusammenspiels immer besserer Technologien und Verfahren zur optimalen Harmonisierung von Erzeugung und Verbrauch zum einen und eines klaren Bekenntnisses der Politik zu gezielten Anreizen auf Basis eines neuen Strommarktmodells zum anderen.

Durch den langfristigen Umbau des Energiesystems wird sich dieses in den kommenden Jahrzehnten in einer Übergangsphase befinden. Regierung, Bevölkerung sowie Forschung und Industrie sollten sich bewusst machen, dass wir kurz- und mittelfristig zusätzlich zu den erneuerbaren Energien auf konventionelle Energieträger angewiesen sind. Eine Integration von konventionellen und regenerativen Energieträgern sowie zentraler und dezentraler Versorgung ist die Voraussetzung für eine gelungene Energiewende.

Dazu muss ein neuer Markt geschaffen werden, der gezielt Reize zur Finanzierung von Bau und Betrieb dieser Kraftwerke schafft – Strom muss einen neuen Wert erhalten. Mit dem Zubau von Windenergie und Photovoltaik verschiebt sich die Preisbildung auf Basis der Merit Order so, dass flexible, effiziente und saubere Kraftwerke, die nicht ohne fossile Brennstoffe auskommen, nicht mehr oft genug nachgefragt werden, um finanzierbar zu sein. Um diesem Trend entgegenzuwirken, muss politisch initiiert ein neuer Ordnungsrahmen gestaltet werden, der nicht nur die reine Stromerzeugung, sondern Leistungsfähigkeitsmerkmale entlohnt. Neben Merkmalen wie gesicherter und dezentraler Erzeugung sind dabei vor allem Effizienz und Flexibilität entscheidend. Durch Schaffung dieses zweiten Marktsegments neben dem Energy-Only-Markt, der weiterhin Bestand hat, erhalten Leistungsfähigkeitsmerkmale wie gesicherte, emissionsarme und flexible Erzeugung so einen Preis, der Investitionssignale für den Neubau effizienter und flexibler Kraftwerke, aber auch für die Integration von Lastmanagement und Stromspeichern setzen wird.

Die herkömmliche Finanzierung von Bau und Betrieb von thermischen Kraftwerken erfolgt nach dem Prinzip der Merit Order: Das letzte Kraftwerk in der Kostenreihenfolge, dessen Strom gerade noch zur Deckung der Last benötigt wird, bestimmt den Preis. Mit dem Zubau von Windenergie und Photovoltaik, die ohne Brennstoffe auskommen, „verschiebt“ sich diese Preisfindung, so dass flexible, effiziente und saubere Kraftwerke nicht mehr oft genug nachgefragt werden, um finanzierbar zu sein. Da Atommeiler und alte Kraftwerke vom Netz gehen, neue Kohlekraftwerke aber vergleichsweise hohe Investitionskosten und CO₂-Emissionen aufweisen, sind flexible Gaskraftwerke und –motoren auf absehbare Zeit der beste Garant für Versorgungssicherheit und Netzstabilität. Das herkömmli-

che Marktdesign liefert jedoch keine ausreichenden Signale für Investitionen in solche Erzeugungsanlagen.

Zur Lösung dieses Dilemmas ist ein neuer Ordnungsrahmen erforderlich, der die Erneuerbaren einbezieht und nicht die bloße installierte Leistung („capacity“), sondern Leistungsfähigkeiten („capabilities“) entlohnt. Dabei sollte nicht die Volllasteffizienz als theoretischer Maximalwert, sondern die „Flexibilitätseffizienz“ entscheidungsrelevant sein, also die Fähigkeit zu schnellen Lastwechseln, die Kaltstartzeiten und die Effizienz bei Mindestlast. Ein Spitzenwert im Wirkungsgrad allein reicht nicht aus, um die Fähigkeitsmerkmale eines Kraftwerks zu beschreiben. Erzeugungsanlagen müssen vielmehr so flexibel werden, wie das Wetter volatil ist.

Von der ersten Idee bis zur Inbetriebnahme dauert der Bau eines Gas- und Dampfkraftwerks heute in Deutschland fünf bis sieben Jahre, für Gasmotoren und offene Gasturbinen ist die Errichtungszeit kürzer. Aufgrund der aktuellen Versorgungssituation, in der neue thermische Kraftwerke kaum noch geplant und bestehende Kraftwerke vom Netz genommen werden, müssen zügig politische Weichenstellungen vorgenommen werden. Die Bundesregierung hat mit der „Reservekraftwerksverordnung“ Vorkehrungen getroffen, um bestimmte Erzeugungsanlagen im Bestand oder Neubauten durch direkte Zahlungen befristet bereitzuhalten. Dieser Ansatz könnte zu einem wettbewerblichen, allen Anbietern offen stehenden Ausschreibungsverfahren für Reservekapazitäten weiter entwickelt werden, um für einen begrenzten Übergangszeitraum die Versorgung in kritischen Situationen zu gewährleisten.

Spätestens mit der Stilllegung der letzten deutschen Kernkraftwerke 2020/22 müssen Regeln für den Strommarkt gelten, die der unterschiedlichen Wertigkeit des Stroms Geltung verschaffen. Über korrigierende staatliche Eingriffe mittels dedizierter Reservekapazitäten hinaus muss ein neues Regelwerk für Investitionen in effiziente und flexible Anlagen sorgen. Die Gesetzgebung für ein solches neues Strommarktdesign sollte jetzt beginnen, um rechtzeitig über entsprechende Kapazitäten zu verfügen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass staatlich gedeckte Kapazitätzahlungen schnell zu Mitnahmeeffekten und weiteren Ineffizienzen führen. Marktmechanismen mit den Knappheitssignalen hoher Preise sollten also zugelassen werden, weil damit Anreize zu Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten gegeben werden, dürfen aber nicht zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen.

Im künftigen Marktdesign bleibt der herkömmliche Energy-Only-Markt (EOM) als effizientester Mechanismus für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach Strom erhalten. Daneben sollte ein zweites Marktsegment geschaffen werden, in dem Leistungsfähigkeitsmerkmale wie gesicherte, emissionsarme und flexible Erzeugung handelbar werden und einen Preis erhalten. In diesem „Leistungsfähigkeitsmarkt“ bieten steuerbare Kraftwerke sowie Anbieter von Lastmanagement und Stromspeichern ihre Kapazität für den Bedarfsfall an und erhalten im Gegenzug vertragliche Erlöszusagen, die den Knappheitssignalen des EOM folgen und damit den Bau und Betrieb solcher Anlagen ermöglichen.

Die Nachfrage nach Leistungsfähigkeit und die Bewirtschaftung eines Portfolios von Leistungsfähigkeitskontrakten erfolgt durch die Bilanzkreisverantwortlichen. Sie sorgen in ihrem Regelkreis für Versorgungssicherheit, indem sie bei wachsenden Anteilen volatiler erneuerbarer Stromerzeugung ausreichend gesicherte, emissionsarme und flexible Kapazitäten beschaffen. In Verbindung mit einer verpflichtenden Obergrenze für den CO₂-Ausstoß (die allerdings ein robustes europäisches Emissionshandelssystem nicht ersetzen kann) ließe sich erreichen, dass Leistungsfähigkeitskontrakte nicht vorrangig auf alte Erzeugungsanlagen zurückgreifen. Für die Vertriebe entsteht die Aufgabe, neue Dienstleistungen für Endkunden zu entwickeln und zu verkaufen. Erleichtert wird der Aufgabenzuwachs der Bilanzkreisverantwortlichen und Vertriebe durch die verpflichtende Direktvermarktung für erneuerbare Energien, deren Erzeuger nun bindende Prognosen ihrer Einspeisung abgeben müssen.

Die Beschaffung von „Leistungsfähigkeiten“ dient der Versorgungssicherheit und damit der Ermöglichung der Energiewende. Aus diesem Grunde müssen die Kosten von der Gesamtheit der Stromverbraucher getragen werden. Durch die marktliche Ausgestaltung dieses Verfahrens wird dabei größtmögliche Kosteneffizienz erreicht. Eine zentrale Stelle sollte zudem über die Aufgabenerfüllung aller Marktteilnehmer wachen und für ordnungsgemäße Abläufe auf dem Leistungsfähigkeitsmarkt sorgen. Durch vorgängige Nachweispflichten und ausreichend hohe Vertragsstrafen kann sichergestellt werden, dass die Anbieter von Leistungsfähigkeitskontrakten im Bedarfsfall auch zur Lieferung imstande sind, und dass die Vertriebe und Bilanzkreisverantwortlichen im Bedarfsfall genügend Kontrakte beschafft haben.

Der so entstehende dezentrale „Leistungsfähigkeitsmarkt“ handelt emissionsarme, flexible Kapazitäten zur Deckung der Residuallast, ohne ein eigenständiges, möglicherweise ineffizientes Fördersystem für gesicherte Kapazitäten zu schaffen. Effizienz, Flexibilität und sichere Verfügbarkeit erhalten einen Preis, so dass vom Leistungsfähigkeitsmarkt die erforderlichen Investitionssignale für den Neubau effizienter und flexibler Kraftwerke, für Investitionen in Lastmanagement und in Stromspeicher ausgehen. Ausländische Erzeugungskapazitäten können grundsätzlich diskriminierungsfrei am Leistungsfähigkeitsmarkt teilnehmen. Insgesamt würde auf diese Weise der erneuerbare mit dem konventionellen Kraftwerkmarkt verzahnt, eine verursachungsgerechte Finanzierung der Lasten der Energieversorgung gewährleistet und letztlich ein höheres Maß an Versorgungssicherheit erreicht.

Ausblick

Das Beispiel Deutschland zeigt: die Energiewende ist im Kern der richtige Schritt in eine klimaverträgliche, bezahlbare und sichere Energieversorgung. Wir stehen vor großen Herausforderungen, aber wissen auch um die entsprechenden Mittel für eine erfolgreiche Umsetzung. In diesem langfristig angelegten Projekt lassen sich in Deutschland zudem bereits Erfolge, wie eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von 3,9% auf 12,6% in den vergangenen 12 Jahren, erkennen. Auch der gesellschaftliche Konsens ist

weiterhin eine große Stütze für die Umsetzung der Ziele der Energiewende. Wir sehen in dieser Entwicklung die Chance, jetzt den Grundstein im „Energielabor Deutschland“ zu legen, um auf diesem Weg in Europa voranzugehen und die zukünftige Energielandschaft mitzuprägen. Wenn Deutschland sich nun auf diese Ziele rückbesinnt und innovative Technologien zum Treiber für die Energiewende macht, kann jetzt die Basis für eine erfolgreiche Umsetzung auch über die Grenzen Deutschlands hinaus gelegt werden.



Dr. Rolf Martin Schmitz
Stellvertretender Vorsitzender des Vorstands, RWE AG

Dr. Rolf Martin Schmitz, Jahrgang 1957, ist Stellvertretender Vorsitzender des Vorstands der RWE AG. Der Maschinenbauingenieur, der in Aachen studierte und promovierte, war von 1988 bis 1998 bei der Veba AG u. a. für Konzernentwicklung und Wirtschaftspolitik zuständig. 1998 wechselte er in den Vorstand des Energieversorgers rhenag Rheinische Energie AG in Köln. Von 2000 bis 2004 war er Vorstandsmitglied der Thüga AG in München, von 2004 bis 2005 Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Kraftwerke AG in Hannover, und 2006 übernahm er den Vorstandsvorsitz der RheinEnergie AG in Köln und war Geschäftsführer der Stadtwerke Köln. In den Vorstand der RWE AG wechselte er 2009 und verantwortet dort die Steuerung des operativen Geschäfts.

Europas Weg zu einem nachhaltigen System der Stromversorgung

Dr. Rolf Martin Schmitz

Eine rundum sichere und bezahlbare Versorgung mit Energie ist eine der wesentlichen Errungenschaften Europas. Sie war und ist Grundlage für wirtschaftliches Wachstum und einen vergleichsweise hohen Lebensstandard in der Europäischen Union. Das alles ist für uns so selbstverständlich, dass wir darüber eines oft vergessen: Große Teile der Weltbevölkerung – rund 1,3 Milliarden Menschen – haben keinen Zugang zu modernen Energieformen, insbesondere zu Strom.

Allein diesen Zustand zu beenden, ist eine gewaltige Aufgabe auf globaler Ebene. Ungleich schwieriger ist es, diese Herausforderung mit einer zweiten Aufgabe zu verbinden: Die Versorgung mit Energie nachhaltig zu gestalten. Das ist die energiepolitisch und energiewirtschaftlich vorrangige Aufgabe der europäischen Staaten. Die EU und ihre Mitgliedstaaten sollten hier eine Vorbildfunktion wahrnehmen und möglichst viele außereuropäische Länder auf diesem Weg mitnehmen. Darüber besteht weitgehend Konsens. Aber wie kann das gehen? Wie kann die EU diese Vorreiterrolle in punkto Nachhaltigkeit übernehmen?

Zunächst ist festzustellen: Die Energieversorgung in den einzelnen EU-Staaten weist signifikante Unterschiede auf. Der Energiemix der Mitgliedstaaten differiert zum Teil ganz erheblich. Das liegt an der unterschiedlichen Ausstattung mit natürlichen Ressourcen und an der unterschiedlichen Energiepolitik der Mitgliedstaaten.

In der Stromerzeugung wird das besonders deutlich. So basiert in Griechenland und Tschechien die Stromversorgung vor allem auf heimischer Braunkohle. In Polen ist Steinkohle der wichtigste Energieträger. Aber auch die Braunkohle stellt dort eine wichtige Säule der Stromversorgung dar. In den Niederlanden ist Erdgas der Hauptenergieträger. In Österreich ist dies die Wasserkraft, ebenso wie in Schweden.

Zusätzlich wird in Schweden die Kernenergie zur Stromerzeugung genutzt. In Frankreich basieren mehr als zwei Drittel der Stromerzeugung auf Kernenergie. Im Unterschied dazu haben Länder wie Italien und Österreich politisch entschieden, auf die Kernenergie zu verzichten. In Spanien dagegen wird über eine Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken nachgedacht.

Deutschland hat nach dem Reaktorunfall im japanischen Fukushima 2011 beschlossen, bis Ende 2022 vollständig aus der Kernenergie auszusteigen. Stattdessen setzt Deutschland auf die erneuerbaren Energien. Dies spiegelt sich auch im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung wider. Darin werden der

Ausbaupfad und die Ausbauziele für die erneuerbaren Energien in Bandbreiten konkretisiert: 40 – 45 Prozent des Stromverbrauchs bis 2025 und 55 – 60 Prozent bis 2035.

Andere Länder, wie z.B. Frankreich, Großbritannien, Finnland und Polen, favorisieren zugleich den Ausbau der Kernenergie. Die wirtschaftliche, politische und gesellschaftliche Bewertung der einzelnen Energieträger unterscheidet sich in Europa also fundamental.

Mit dem Vertrag von Lissabon 2007 erhielt die europäische Energiepolitik erstmals ein eigenständiges Kapitel (Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, Art. 194). Doch die energiepolitischen Kompetenzen sind zwischen Europäischer Union und Mitgliedstaaten geteilt. Demnach gehören zu den Aufgaben der EU die Sicherstellung des Binnenmarktes für Energie, die Gewährleistung von Versorgungssicherheit, die Förderung der Energieeffizienz, der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die länderübergreifende Verknüpfung der Energienetze.

Auf der anderen Seite bleiben die Nutzung der Energieressourcen, die Wahl verschiedener Energiequellen und die Bestimmung der allgemeinen Struktur der Energieversorgung in der Verantwortung der Mitgliedstaaten.

Die Verantwortlichkeiten zwischen den Mitgliedstaaten und der EU bergen also jede Menge Zündstoff. Ein Beispiel ist die deutsche Energiewende mit dem beschleunigten Kernenergieausstieg. Die Entscheidung liegt zwar grundsätzlich im Ermessen Deutschlands, gleichwohl hat dieser – mit den europäischen Partnern nicht abgestimmte – Schritt enorme Auswirkungen auf die Nachbarländer.

Windstrom aus Deutschland, der sich über Landesgrenzen hinweg seinen Weg bahnt, ist für die Niederlande, Belgien, Polen oder Tschechien inzwischen zum physikalischen und wirtschaftlichen Problem geworden. Geplant ist, sogenannte Phasenschieber an den Grenzen zu Polen und Tschechien als Grenzbarrieren für den Stromfluss zu errichten. Der Export von Windstrom aus Deutschland in diese Länder soll dadurch unterbunden bzw. gesteuert werden. Nationale Alleingänge lösen also oft unterschätzte Kollateralschäden aus.

Die deutsche Energiewende ist offenbar auf dem Weg, die europäische Marktordnung zu unterlaufen. Ist die weitere Integration des europäischen Strommarkts gefährdet? Deutschland ist schließlich der größte Teilmarkt im europäischen Verbund.

Dabei ist die Harmonisierung der Strommärkte bisher durchaus eine Erfolgsgeschichte. Grenzüberschreitende Stromflüsse gibt es bereits seit Jahrzehnten in Europa. Sie sind das Ergebnis einer Optimierung. Die dabei entstehenden Wohlfahrtsgewinne resultieren insbesondere aus einem einheitlichen Marktpreis.

Im Land mit relativ hohen Stromerzeugungskosten profitieren die Konsumenten von sinkenden Preisen – wenn importiert wird. Im Land mit niedrigeren Produktions-

kosten die Produzenten, wenn sie exportieren. Als Netto-Ergebnis schlägt in beiden Ländern ein positiver volkswirtschaftlicher Effekt zu Buche. Dieser Effekt könnte noch größer sein, wenn es die Engpässe in den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen nicht gäbe.

Im Jahr 2005 wurde von den Energieministern aus Frankreich, Deutschland und den Benelux-Ländern das Pentalaterale Forum angeregt mit dem Ziel, die Zusammenarbeit beim grenzüberschreitenden Stromaustausch zu verbessern. Hauptaufgabe des Pentalateralen Forums war eine Reform des Engpassmanagements in den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen. Auf dieser Basis wurde das sogenannte Market Coupling eingeführt. Hierbei werden die länderübergreifenden Kuppelleitungen in einer gemeinsamen Auktion für den folgenden Tag bewirtschaftet.

Das System ist seit November 2010 im zentral-westeuropäischen Stromverbund (CWE) etabliert. Dazu gehören Deutschland, Frankreich, die Niederlande, Belgien und Luxemburg. Die Strompreise in diesen Ländern haben sich daraufhin deutlich angeglichen. Insofern führt eine bessere Auslastung der Kuppelleitungskapazitäten immer zu Wohlfahrtsgewinnen. Seit dem Jahr 2011 wird eine weiterentwickelte Form des Market Coupling – das sogenannte „Flow based Market Coupling“ – erprobt. Dabei werden zusätzlich die Lastflüsse und Netzauslastungen der Kuppelleitungen berücksichtigt. Auch weitere Nachbarländer, wie z.B. Österreich und die Schweiz, wurden einbezogen.

Betrachtet man den Stromaustausch zwischen den Ländern Deutschland, Frankreich, den Niederlanden, Schweiz und Dänemark (West), so zeigt ein Vergleich der Großhandelspreise im Zeitraum 2008 bis 2010, dass es zu Beginn dieser Periode Preisunterschiede von über 20 Euro pro Megawattstunde gab. Aufgrund der zunehmenden Marktintegration haben sich die Preise bis Mitte 2011 aber sichtbar angenähert. Das ist gut so. Die Harmonisierung der europäischen Strommärkte zeigte also Wirkung. Welchen Effekt hat nun die Energiewende?

Durch den starken Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland entwickeln sich die Preise wieder auseinander. Die Grenzkuppelstellen werden trotz optimierter Betriebsweise wieder öfter zum Engpassfaktor. Dieser Effekt ist so stark, dass er die bisher positive Preiskonvergenz überlagert. So haben sich die Preisdifferenzen von Mitte 2011 bis Mitte 2013 wieder deutlich erhöht. Teilweise beträgt der Unterschied wieder mehr als 20 Euro pro Megawattstunde.

Je mehr sich die Preise in verschiedenen Ländern annähern, desto effizienter werden die Kraftwerke in diesen Ländern eingesetzt. Divergierende Strompreise sind also ein Zeichen für Ineffizienzen. Weitere Harmonisierungsmaßnahmen, wie zum Beispiel der Ausbau der grenzüberschreitenden Netze und die engere Kooperation der Strombörsen, sind daher dringend notwendig. So ist es zu begrüßen, dass Anfang Februar dieses Jahres die EU-Kommission ein Pilotprojekt zur weiteren Marktintegration startete, bei dem die Strombörsen und Netzbetreiber aus 14 EU-Staaten in Nordwesteuropa nach einheitlichen Vermarktungsregeln noch intensiver zusammenarbeiten.

Durch den gemeinsamen Strommarkt stehen die Erzeugungskapazitäten in Zentralwesteuropa jederzeit in unmittelbarem Wettbewerb. Der Einsatz der Kraftwerke entscheidet sich auf Basis von Angebot und Nachfrage nach dem Merit-Order-Prinzip. Dieses Prinzip hat bisher gut funktioniert. Es ist aber in der Krise.

Denn der rasante Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu wachsenden Erzeugungsmengen mit sehr geringen variablen Kosten. Folge: Die Preise sinken. Dadurch werden thermische Kraftwerke und auch Speicher unwirtschaftlich. Viele können ihre Kosten nicht mehr decken. Vor fünf Jahren gab es Preise von 70 bis 80 Euro pro Megawattstunde. Derzeit liegen sie bei 35 Euro pro Megawattstunde und weniger.

Zu diesem Preis lassen sich keine Kraftwerke betreiben. In ganz Europa stehen Kraftwerksstilllegungen auf der Tagesordnung. Daher stellt sich die Frage: Welche Maßnahmen sollten ergriffen werden, damit der europäische Strommarkt wieder gestärkt und auf einen nachhaltigen Weg gebracht wird? Dazu schlage ich folgendes Vier-Punkte-Programm vor:

1. Stärkung des Emissionshandels,
2. Europäische Harmonisierung der Erneuerbaren-Förderung,
3. Integration der Erneuerbaren in den Markt und
4. Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

1. Stärkung des Emissionshandels

Der Emissionshandel erfüllt alle Kriterien eines modernen Klimaschutzinstruments: Er ist marktbasiert, kosteneffizient und europaweit harmonisiert. Er ist nicht diskriminierend. Der Emissionshandel hat insofern Vorbildfunktion für andere Instrumente. Er gilt weltweit als Musterbeispiel für kosteneffizienten Klimaschutz.

Der große Vorteil ist, dass durch den Handel in ganz Europa und über alle beteiligten Industrien hinweg identische CO₂-Grenzvermeidungskosten erreicht werden. Trotzdem wird der CO₂-Emissionshandel von verschiedenen Seiten kritisiert. Der CO₂-Preis sei zu niedrig, wird beklagt. So niedrig, dass er die Energieintensive konterkariere und Kohlekraftwerke gegenüber Gaskraftwerken bevorteile. Bei der Frage, welche Kraftwerke zum Einsatz kommen, spielen aber die unterschiedlichen Brennstoffpreise die entscheidende Rolle.

Die Gründe für den niedrigen CO₂-Preis liegen einerseits in der europäischen Wirtschaftskrise und andererseits in der Finanzierung des Klimaschutzes an anderer Stelle, z.B. über das EEG. So ging man beispielsweise bei der Festsetzung der Mengenziele für CO₂-Zertifikate noch von einem anhaltenden Wirtschaftswachstum und damit einem höheren Bedarf an Zertifikaten aus.

Die Kritiker eines niedrigen CO₂-Preises verkennen aber, dass das ETS antizyklisch wirkt – und wirken soll. In der Hochkonjunktur stellt sich ein hoher CO₂-

Preis ein. Dieser kann in der Boomphase auch leichter verkraftet werden. In der Wirtschaftskrise helfen hingegen niedrige CO₂-Preise bei der wirtschaftlichen Erholung.

Rufen wir uns in Erinnerung: Das ETS ist ein Instrument zur CO₂-Mengensteuerung. Durch die Ausgabe einer exakt vorgegebenen Menge an Emissionsberechtigungen wird das Minderungsziel effektiv erreicht. Es ist nicht die Aufgabe des ETS, bestimmte Kraftwerkstypen, z. B. Gaskraftwerke, zu fördern. Vielmehr soll durch ein festgelegtes Cap und den freien Handel der Zertifikate ein Markt geschaffen werden. Die Marktakteure sorgen dann für eine effiziente Allokation der Technologien. Welcher Technologiemit sich letztlich herausbildet, bleibt der freien Wahl der Investoren überlassen. Was folgt daraus?

Der Emissionshandel muss das zentrale europäische Klimaschutzinstrument bleiben. Es muss aber gestärkt werden. Dazu sollten möglichst bald CO₂-Minderungsziele für 2030 festgelegt werden – ambitioniert, aber realistisch. Für das Jahr 2050 hat die Europäische Kommission ja bereits in der Carbon Roadmap Ziele skizziert und mit dem Energie- und Klimapaket 2030 aktuell einen sinnvollen Vorschlag für ambitionierten Klimaschutz vorgelegt. Die EU-Kommission bekennt sich damit zu einem starken europäischen Emissionshandelssystem.

Nur langfristige Minderungsziele schaffen die für Investoren notwendige Planungssicherheit. Kurzfristige Maßnahmen schaden eher. Daher sollte das Backloading nur eine einmalige Aktion sein, die in die langfristige ETS-Reform einzubetten ist. Nationale Alleingänge, wie z.B. die Einführung von CO₂-Steuern, Preisuntergrenzen oder Emission Performance Standards – aber auch europaweit eingeführte Eingriffe dieser Art – schaden dem System der kosteneffizienten CO₂-Vermeidung.

2. Europäische Zusammenarbeit bei der Erneuerbaren-Förderung

Die Bedingungen zur Nutzung der erneuerbaren Energien sind von Land zu Land unterschiedlich. Legen die Länder unabhängig voneinander individuelle Ausbauziele für erneuerbare Energien fest, so resultieren daraus unterschiedliche Grenzzubaukosten. Die Folge sind volkswirtschaftliche Ineffizienzen.

Nur bei einem harmonisierten Zubau wären die Grenzzubaukosten in allen Ländern identisch, vergleichbar mit den CO₂-Grenzvermeidungskosten beim ETS. Dies würde zu einer optimalen Allokation der Erzeugungskapazitäten und somit minimalen Gesamtkosten führen.

Der Zubau würde vor allem in Ländern stattfinden, wo er relativ günstig ist. Diese Effekte sind bereits mehrfach in der Literatur untersucht und quantifiziert worden. Beispielsweise schätzt das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln die möglichen Einsparungen bis zum Jahr 2020 auf mehr als 100 Milliarden Euro. Für den Zeitraum von 2021 bis 2030 werden die möglichen Einsparungen auf rund 70 Milliarden Euro geschätzt.

Angesichts solcher Einsparmöglichkeiten stellt sich die Frage, warum die entsprechenden Potenziale nicht gehoben werden. Hier spielen sicherlich die Verteilung von Erträgen und Kosten zwischen den Mitgliedstaaten sowie Partikularinteressen eine Rolle. Ein positives Beispiel für eine gelungene Zusammenarbeit liefern Norwegen und Schweden.

Im Jahr 2009 haben beide Länder eine Vereinbarung über die Gründung eines gemeinsamen Marktes für Grünstromzertifikate unterzeichnet. Im Rahmen einer nationalen Quote werden Grünstromzertifikate ausgegeben. Diese werden seit Januar 2012 zwischen beiden Ländern frei gehandelt. Dabei stellt sich ein einheitlicher Grenzpreis ein. Der Ausbau der Erneuerbaren erfolgt dadurch effizienter, und es werden – zumindest im bilateralen Rahmen – volkswirtschaftliche Kosten verringert.

Eine europaweite Harmonisierung des Erneuerbaren-Ausbaus wäre sicherlich wünschenswert, erscheint aber kurzfristig eher unwahrscheinlich. Denkbar und wünschbar wäre aber die Schaffung regionaler Märkte für erneuerbare Energien nach dem Beispiel des Pentalateralen Forums. Dadurch ist einer der größten zusammenhängenden Strommärkte der Welt entstanden. Warum sollte es keine analoge Zusammenarbeit bei Zielen und Fördermechanismen für erneuerbare Energien geben? Zunächst gilt es allerdings, die Marktordnung für die erneuerbaren Energien in Deutschland zu stärken. Darauf wird im folgenden Punkt näher eingegangen.

3. Integration der Erneuerbaren in den Markt

Bei der Energiewende geht es doch darum, Elektrizität nachhaltig, sicher und effizient zu liefern. Der Markt kann das am besten. Weicht man von der Marktlogik ab, wird es kompliziert und teuer. Deshalb muss auch die Stromproduktion aus regenerativen Quellen in Zukunft den Preissignalen des europäischen Strommarkts folgen.

Erneuerbare Energien decken in Deutschland inzwischen rund 25 Prozent des Strombedarfs. Diesen Erfolg haben wir dem EEG zu verdanken. Es ist ein wirksames Instrument gewesen, um die Erneuerbaren anzuschieben. RWE hat diese Möglichkeiten natürlich auch genutzt.

Die Nachteile dieses Fördersystems werden aber inzwischen immer deutlicher. Das EEG befreit den grünen Stromerzeuger von der Notwendigkeit, sich marktwirtschaftlich rational zu verhalten. Er produziert häufig zum falschen Zeitpunkt, in der falschen Menge oder zu teuer, nach der Devise „produce and forget it“. Das kann so nicht weitergehen.

Der BDEW hat daher einen guten Reformvorschlag erarbeitet. Demnach sollte die Politik auf Basis des EEG die Direktvermarktung konsequent weiter entwickeln und so schnell wie möglich für alle Neuanlagen verbindlich machen. Die Ansätze der neuen Bundesregierung zur EEG-Reform gehen hierzu in die richti-

ge Richtung. Des Weiteren sollte eine fixe Marktprämie anstelle der festen Einspeisevergütungen bzw. der vorgeschlagenen gleitenden Marktprämie eingeführt werden. Die Marktprämie sollte unter wettbewerblichen Bedingungen in Auktionen ermittelt werden. Erst dadurch übernehmen die Erneuerbaren Marktrisiken sowie technisch-betriebliche Systemverantwortung zur Gewährleistung von Netzstabilität – so, wie es für Kraftwerksbetreiber selbstverständlich ist.

4. Gewährleistung von Versorgungssicherheit

Der stark geförderte Ausbau der erneuerbaren Energien hat zu einem künstlichen und anhaltenden Verfall der Großhandelspreise für Strom geführt. Viele Gas- und Kohlekraftwerke rechnen sich nicht mehr – obwohl sie maßgeblich zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit gebraucht werden. Stilllegungen sind die Folge. Weil die Ursache der Kraftwerkskrise politischer und nicht marktwirtschaftlicher Natur ist, könnte der Abbau von Kapazitäten stärker ausfallen, als es sich mit der Versorgungssicherheit vereinbaren lässt.

Der Bedarf an gesicherter Erzeugungskapazität von rund 300 Gigawatt in Nordwesteuropa wird in den nächsten 20 Jahren kaum abnehmen. Wir brauchen auch in Zukunft Back-up-Kapazitäten für die Erneuerbaren in Europa und Deutschland. RWE hat im Hinblick auf Effizienz und Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks seine Hausaufgaben gemacht: Wir haben in Europa nicht nur drei neue Kohlekraftwerke gebaut, sondern auch sechs große Gaskraftwerke. Doch gerade diese sind betriebswirtschaftlich unter Wasser. Anderen Kraftwerksbetreibern geht es genauso. Deshalb sind viele gezwungen, über Stilllegungen nachzudenken.

Aus diesem Grund zerbrechen sich viele Experten den Kopf über so genannte Kapazitätsmärkte. Die aus RWE-Sicht wichtigste Konsequenz: Komplizierte neue „Marktdesigns“ mit Detailregulierungen sind der falsche Weg. Damit lässt sich Versorgungssicherheit nicht zuverlässig und kostengünstig erreichen. Häufig werden auch unterschiedliche Kapazitätsvergütungen für unterschiedliche Kraftwerke vorgeschlagen. Das würde in energiewirtschaftlich sinnlose Gegensätze führen, die viel Geld kosten: neu gegen alt, Gas gegen Kohle, Süd gegen Nord. So lässt sich Versorgungssicherheit nicht effizient gewährleisten – schon gar nicht in einem Europäischen Binnenmarkt für Energie.

Was ist der Sinn eines Kapazitätsmechanismus? Er soll ausschließlich dafür sorgen, dass genug gesicherte Kraftwerksleistung vorhanden ist. Nicht mehr und nicht weniger. BDEW und VKU haben auch hierzu ein sehr brauchbares Modell entwickelt. Wie viel gesicherte Leistung tatsächlich notwendig ist, wissen nicht Behörden oder „Marktdesigner“ am besten – sondern die Stromvertriebe.

Als Bilanzkreisverantwortlicher sorgt der Vertrieb dafür, dass der Verbraucher immer genug Strom hat. Er weiß, wie viel gesicherte Leistung dazu erforderlich ist. Wichtig ist, dass jeder Bilanzkreisverantwortliche zuverlässig den Strombedarf seiner Kunden decken muss. Dazu sollen die Vertriebe zukünftig nach-

weisen, dass sie genügend gesicherte Leistung kontrahiert haben. Mit einem sogenannten „Versorgungssicherheitsnachweis“.

Die Bilanzkreisverantwortlichen müssten solche Nachweise in ausreichender Menge vorhalten. Wo dieser Nachweis erworben wird, soll der Markt entscheiden. Hier werden vielfältige Angebote und Geschäftsmodelle entstehen – für Kraftwerksbetreiber, für Speicherbetreiber aber ebenso für intelligentes Demand Side Management. Keine dieser Optionen sollte ausgeschlossen werden, um Versorgungssicherheit möglichst effizient und kostengünstig zu gewährleisten.

So entsteht ein neuer Markt für gesicherte Leistung, ein dezentraler Leistungsmarkt. Das hohe Niveau der Versorgungssicherheit bleibt erhalten – und zwar ohne die bestehende Ordnung des europäischen Energiebinnenmarktes in Frage zu stellen.

In England, Italien und ab 2016 auch in Frankreich wird es Kapazitätsmärkte geben. Darauf muss die Politik in Deutschland reagieren, um gleiche Wettbewerbsbedingungen zu erhalten. Der dezentrale Leistungsmarkt von BDEW und VKU passt zum französischen Kapazitätsmarktdesign.

Ein Wildwuchs an unterschiedlichen nationalen Kapazitätsmärkten in Europa aber würde den europäischen Strommarkt weiter in Schieflage bringen. Massive Wettbewerbsverzerrungen wären die Folge. Denn in gekoppelten Märkten haben die Kraftwerksbetreiber im Land mit Kapazitätzahlungen einen Kostenvorteil gegenüber Betreibern in Ländern ohne solche Zahlungen. Es würde eine Verschiebung von Erzeugungsanlagen in das Land mit Kapazitätzahlungen stattfinden. Dadurch würde der bereits erreichte Stand der Harmonisierung in Europa teilweise wieder rückgängig gemacht. Die gesamte Kraftwerksallokation würde dadurch weniger effizient und es entstünden unnötige Kosten. Erste Schätzungen des Wohlfahrtsverlusts bei nationalen Alleingängen in der Kapazitätsvorkhaltung belaufen sich – einer Studie von r2b zufolge – bis 2030 auf einen mittleren einstelligen Milliarden Euro Betrag.

Weiterhin besteht bei unterschiedlichen nationalen Regelungen die Gefahr, dass alle Länder ihren Bedarf an gesicherter Leistung nach der jeweiligen nationalen Jahreshöchstlast auslegen. Dadurch entsteht eine Überausstattung an Kapazität, da die jeweilige Höchstlast nicht in allen Ländern gleichzeitig auftritt. Dies gilt insbesondere bei einer Betrachtung der residualen Lasten unter Berücksichtigung der Erneuerbaren-Einspeisungen.

Fazit

Eine europaweite Umsetzung dieser vier Punkte sollte an die Stelle nationaler Alleingänge treten. Auf diese Weise ließen sich die energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit am effizientesten erreichen.

Die Erwartungen an die Politik sind also sehr hoch: Mehr Markt und mehr europäische Abstimmung. Nur dann wird Europas Weg zu einem nachhaltigen System der Stromversorgung führen.



Jan Peter Schwartz
Leiter Unternehmenskommunikation, Siemens Energy Sector

Jan Peter Schwartz leitet seit Januar 2011 die Unternehmenskommunikation des Siemens Energy Sectors, einem weltweit führenden Anbieter für Produkte und Lösungen der Energietechnik mit einem Jahresumsatz von 26,6 Mrd. Euro (2013). Im Fokus steht für ihn das Prinzip der integrierten Kommunikation. Seine berufliche Laufbahn startete der Journalist und studierte Ökonom bei der Bayer AG, bevor er 1990 als persönlicher Referent des damaligen Intendanten Friedrich Nowotny zum Westdeutschen Rundfunk wechselte. Nach verschiedenen Stationen, unter anderem als Parlamentskorrespondent übernahm Jan-Peter Schwartz 1996 die Leitung der Wirtschafts- und Umweltredaktion des WDR. Als Mitinhaber einer Kommunikationsagentur rückte ab dem Jahr 2000 das energie-wirtschaftliche Umfeld in den Mittelpunkt seiner Tätigkeit. Im Januar 2007 folgte schließlich die Berufung als Kommunikationsleiter der RWE Energy AG, zwei Jahre später als Leiter der externen Kommunikation der RWE AG. Ausgleich und Erholung findet der bekennende Familienmensch im Sport.

Gemeinsam statt einsam - Die Energiewende wird nur europäisch erfolgreich

Jan Peter Schwartz

Kann die Energiewende noch zum Erfolg werden? Die deutsche Politik versucht momentan, die Energiewende wieder auf Kurs zu bringen, Fehlentwicklungen abzustellen und wettbewerbliche Rahmenbedingungen zu schaffen. Das Ziel ist ein EEG 2.0, das die wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Ziele der Energiewende besser verbindet. Damit der Umbau des deutschen Energiesystems ein Erfolgsmodell wird, ist allerdings nicht nur eine Reform des EEG und anderer regulatorischer Grundlagen notwendig, sondern vor allem die Einsicht, dass die Energiewende nur europäisch gelingen kann.

Als die deutsche Bundesregierung im Jahr 2011 den sofortigen Ausstieg aus der Kernenergie und ambitionierte Ziele für Klimaschutz, erneuerbare Energien und Energieeffizienz verkündete, geschah dies in einem nationalen Alleingang. Die Europäische Union (EU) und die europäischen Nachbarstaaten wurden vor vollendete Tatsachen gestellt. Mittlerweile zeigt sich deutlich, dass dieser Alleingang erhebliche negative Konsequenzen nach sich gezogen hat. Deutschland ist Teil eines Netzverbundes von Staaten, in dem sich Änderungen am deutschen Energiesystem automatisch auf die Energiesysteme unserer Nachbarstaaten auswirken. Durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien exportiert Deutschland mittlerweile über 50.000 Millionen Kilowattstunden (kWh), dem ein Stromimport von nur 17.000 Millionen kWh gegenübersteht. Der höchste Anteil des Stroms geht dabei in die Niederlande, was dazu führt, dass dort zum Beispiel neu gebaute, effiziente und CO₂-arme Gaskraftwerke unrentabel werden. Gleichzeitig ist festzustellen, dass auch die Energiepolitik der EU direkte Auswirkungen auf die deutsche Energiewende hat. Beispielsweise liefert der derzeit sehr niedrige Zertifikatspreis des europäischen Emissionshandelssystems für CO₂ keine verlässlichen Signale für Investitionen für neue, effiziente Technologien. Die Folge ist, dass in Deutschland kein Anreiz besteht in CO₂-arme Technologien zu investieren und das zentrale Ziel, die Reduzierung von Treibhausgasen, unter den aktuellen Rahmenbedingungen klar verfehlt werden wird.

Nationale Alleingänge sind also teuer, verfehlen ihre Ziele und setzen die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands und Europas aufs Spiel. Ein einheitlicher europäischer Ansatz hingegen kann einen erfolgreichen Umbau des deutschen Energiesystems – ebenso wie des französischen, italienischen oder polnischen – zum Wohle der Wirtschaft und aller Bürger ermöglichen.

Die Grundlagen für einen einheitlichen europäischen Ansatz sind gelegt. Denn die europäischen Regierungen haben sich mit den so genannten „20-20-20“ Zielen bereits ambitionierte, gemeinsame Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energi-



en und die Reduzierung von CO₂ gesetzt. So sollen bis zum Jahr 2020 die CO₂-Emissionen um 20 Prozent verglichen mit 1990 sinken, der Energieverbrauch soll um 20 Prozent sinken und Erneuerbare sollen 20 Prozent des gesamten Stromverbrauchs decken. Damit diese Ziele auch erreicht werden, wurde 2005 das europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) ins Leben gerufen, das bis heute eines der effektivsten europäischen Instrumente in der Klima- und Energiepolitik ist. Ein weiteres Instrument, dem sich die Europäische Union verpflichtet hat, ist der gemeinsame Energiebinnenmarkt, der die schrittweise Liberalisierung und Konvergenz von nationalen Energiemärkten fördert.

Neben diesen Instrumenten hat sich die EU, gemäß dem Motto der freiwilligen Selbstverpflichtung, außerdem auf weitere langfristige Ziele verständigt, die auf den 20-20-20 Zielen aufbauen. Mit der „Energy Roadmap 2050“ sind fünf Schwerpunkte gesetzt, die über die Vollendung des Energiebinnenmarktes, Energieeffizienz, Verbraucherschutz, Forschung und Entwicklung bis hin zu den Energieaußenbeziehungen reichen.

Damit europäische Ziele und nationale Ambitionen sich gegenseitig verstärken und positive Auswirkungen auf ganz Europa haben können, müssen allerdings zwei Voraussetzungen gegeben sein:

1. Ein einheitlicher europäischer Energiebinnenmarkt (unter der Prämisse des entsprechenden Netzausbaus) und
2. ein funktionierendes und effizientes Emissionshandelssystem (EU-ETS).

Voraussetzungen für einen einheitlichen europäischen Energiebinnenmarkt

Ein funktionierender europäischer Binnenmarkt für Energie hätte einen erheblichen volkswirtschaftlichen Nutzen, denn die EU ist eine Wirtschaftsregion mit geringen eigenen Primärenergieressourcen. Über die Hälfte der hier verbrauchten Energie stammt aus Einfuhren aus Drittländern. Daher besteht der politische Wunsch, die Importabhängigkeit zu reduzieren und einen Wandel hin zu weniger CO₂-intensiven Energiequellen einzuleiten.

Bereits seit Mitte der 1990er Jahre hat die EU mit verschiedenen Richtlinien und Verordnungen die Weichen für einen gemeinsamen europäischen Energiebinnenmarkt gestellt, um die Liberalisierung und Harmonisierung der europäischen Märkte für Strom und Gas voranzutreiben. Im Mittelpunkt der Diskussion standen dabei vor allem die Entflechtung von Produktion bzw. Energieimport und die Verfügung über die Energienetze. Zwar ist es theoretisch bereits heute möglich Strom und Gas in Europa dort zu kaufen und zu verkaufen, wo man möchte. Allerdings existieren immer noch nationale Regelungen, die diesem Ansatz entgegen wirken, beispielsweise staatlich festgelegte Strompreise für Unternehmen oder der bevorzugte Netzzugang für bestimmte Akteure. Eine Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen und ein unregulierter Zugang zu Netzen sind daher weiterhin wichtige Fragestellungen, die gelöst werden müssen.

Das zentrale Dokument, um diesen Herausforderungen des europäischen Energiebinnenmarkts zu begegnen, ist das „Dritte Binnenmarktpaket“. Dieses Paket soll die wettbewerbsverzerrenden Marktbedingungen verbessern und das Zusammenwachsen der Energiemärkte unterstützen. Die Ziele sind dabei vorrangig einheitliche Regelungen für die Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Versorgung und das Festlegen von gemeinsamen Universalverpflichtungen, Verbraucherrechten und Wettbewerbsbedingungen. Zudem legt das Paket die Grundlagen für eine verstärkte Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden durch die Einrichtung einer europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER).

Die Bemühungen der EU, spezifische Regelungen für den Binnenmarkt aufzustellen und dadurch nationale Instrumente hin zu einer einheitlicheren Energie- und Klimapolitik zu harmonisieren, gehen allerdings zu langsam voran. Die Implementierung des dritten Binnenmarktpakets muss weitaus stärker vorangetrieben werden, um dem Ziel eines gemeinsamen Energiebinnenmarkts näher zu kommen. Dabei sollten drei Bereiche im Mittelpunkt stehen: Erstens die Liberalisierung der Strommärkte, welches insbesondere das Unbundling der Netze, einen diskriminierungsfreien Netzzugang und eine Deregulierung der Preise betrifft. Zweitens der Ausbau der Übertragungsnetze und der Verbindungskapazitäten zwischen den Mitgliedsstaaten. Und drittens die Harmonisierung der Fördermechanismen um langfristig die gesamte Energieerzeugung koordinieren zu können.

Netzausbau

Die EU verfügt über eines der verlässlichsten und effizientesten Energienetze der Welt. Damit dies auch in Zukunft so bleibt, werden in den kommenden Jahren Investitionen von rund 1.000 Milliarden Euro notwendig. Aufgrund der komplexen Planungs- und Genehmigungsverfahren ist bisher nicht gesichert, ob diese Investitionen überhaupt möglich sein werden. Denn während der physikalische Austausch von Strom zwischen den Mitgliedsstaaten stetig zunimmt, hinkt der Ausbau der Netzinfrastruktur hinterher.

Allein in Deutschland beziffert die Bundesnetzagentur den Ausbaubedarf des Höchstspannungsnetzes auf über 5.000 Kilometer (km), davon 2.650 km Neubau und 2.800 km Optimierung der bestehenden Leitungen. Dabei belastet insbesondere der ungebremste Ausbau schwankender erneuerbarer Energien die Netze in Deutschland, aber auch in den Nachbarstaaten. Ein Beispiel ist der forcierte Ausbau der Offshore-Windenergie, dessen nicht steuerbare Überschussmengen über die Netze der Nachbarstaaten abtransportiert werden müssen. Dies führt zu so genannten Ringflüssen („loop-flows“) in Polen und Tschechien, die den kommerziellen Stromaustausch erheblich beeinträchtigen und die Netzstabilität in diesen Ländern gefährden.

Während dieses Problem vor allem durch einen Ausbau der Transport- und Verteilnetze in Deutschland gelöst werden muss, bleibt auch der Ausbau von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten als eine zentrale Voraussetzung für einen funktionierenden europäischen Energiebinnenmarkt vordringlich. Denn momentan beschränken vor allem fehlende Grenzkuppelstellen den grenzüberschreitenden Handel zwischen den Mitgliedsstaaten. Zudem existieren bislang noch keine einheitlichen Marktregeln und Vorschriften über den Betrieb von Gas- und Stromnetzen sowie Erleichterungen für grenzüberschreitende Investitionen in die Energieinfrastruktur.

Daher ist eine deutliche Beschleunigung der wichtigen transeuropäischen Leitungsvorhaben unerlässlich. Zur besseren Identifizierung des Bedarfs erstellt der Europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität (ENTSO-E) alle zwei Jahre einen Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan auf. Dieser soll einen zukunftsorientierten Vorschlag für Investitionen in die Infrastruktur für Strom- und Gasübertragung in der EU und angrenzenden Nachbarstaaten bieten und Transparenz im Hinblick auf die Planung und den Entscheidungsfindungsprozess auf regionaler und europäischer Ebene ermöglichen. Da dieser Plan allerdings nicht verbindlich ist, wurde 2013 als Ergänzung das „Energieinfrastrukturpaket“ (EIB) beschlossen. Dieses Paket dient der Identifikation und Förderung vorrangiger Infrastrukturprojekte, insbesondere in den Bereichen Strom, Gas, Erdöl, intelligente Netze, Stromautobahnen und CO₂-Transportinfrastruktur. In diesem Rahmen wurden europaweit 248 so genannte „Projekte von gemeinsamem Interesse“ (Projects of Common Interests, PCI) identifiziert, die von beschleunigten und effizienteren Genehmigungsverfahren, besseren regulatorischen Bedingungen und unter Umständen auch einer finanziellen Unterstützung durch die EU profitieren.

Fördermechanismen

Neben dem Netzausbau ist eine Harmonisierung der Fördersysteme zur Vervollständigung des europäischen Energiebinnenmarkts und zum Erreichen der 20-20-20 Ziele notwendig. Dies betrifft insbesondere die Marktintegration der erneuerbaren Energien. Auch die EU sieht in diesem Bereich Handlungsbedarf. Dies wurde jüngst offensichtlich, als die europäische Kommission ein beihilferechtliches Prüfverfahren gegen Deutschland eröffnete. Dabei vertritt die Kommission die Auffassung, dass die Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG und die Ausnahmen für stromintensive Unternehmen nicht mit dem EU-Recht vereinbar sind. Zudem wurde ein Guidance Package entwickelt, welches eine bessere Koordination und konkrete Ausgestaltungsmaßnahmen zu Fördersystemen für erneuerbare Energien enthält. In der ersten Jahreshälfte 2014 sollen mit den „Leitlinien für staatlichen Umweltschutz- und Energiebeihilfen für 2014-2020“ bindende Vorschriften für diese staatlichen Beihilfen folgen.

Das Interesse der EU, auch in diesem Bereich Richtlinien und Maßnahmen zu implementieren, resultiert aus der Problematik der Einbindung der erneuerbaren Energien in alle wichtigen Kernbereiche des Binnenmarkts: von einem offenen Markt, über eine Reform der Fördersysteme bis hin zu einem optimierten Netz- und Infrastrukturausbau. In der „Erneuerbare-Energien-Richtlinie“ der europäischen Kommission werden daher verbindliche Ziele für die Mitgliedsstaaten, unter Berücksichtigung des Ausbaustands und dem jeweiligen wirtschaftlichen Potential, festgelegt um die 20-20-20 Ziele zu erreichen. Die Richtlinie enthält zudem einen flexiblen Kooperationsmechanismus, das heißt die Möglichkeit bilaterale Verträge zu schließen um die Erzeugung an kostengünstigen Standorten zu fördern und Erzeugungsmengen zu übertragen. Denn ein standortoptimierter Ausbau erneuerbarer Energien birgt ein erhebliches Kostensenkungspotential, das die Wettbewerbsfähigkeit der EU positiv beeinflussen könnte.

Trotz der Notwendigkeit, erneuerbare Energien rasch in den Markt einzubinden, darf allerdings nicht außer Acht gelassen werden, dass neue und erfolgversprechende Technologien weiterhin durch eine starke Forschungspolitik und ausreichende Finanzmittel unterstützt werden sollten. Um diese Herausforderung zu meistern, und langfristig die volkswirtschaftliche Effizienz durch einheitliche Markt-, Förder- und Investitionsbedingungen in ganz Europa zu erhöhen, ist der europäische Emissionshandel das einzige Instrument, das dazu in der Lage ist.

Das europäische Emissionshandelssystem als marktwirtschaftliches Instrument mit Mängeln

Das europäische Handelssystem für CO₂-Zertifikate (EU-ETS oder kurz ETS) ist das einzig harmonisierte Instrument in der europäischen Klima- und Energiepolitik. Und innerhalb des bindenden Rahmens ist der ETS das effektivste Instrument, die nationalen Energiepolitiken, wenn auch nicht zu bestimmen, so doch zumindest in Richtung eines „gemeinsam statt einsam“ zu beeinflussen.

Seit der Implementierung im Jahr 2005 fallen rund 48% (~ 2 Milliarden Tonnen CO₂ Äquivalent) der gesamten europäischen CO₂ Emissionen (~ 4 Milliarden Tonnen CO₂ Äquivalent) unter das Handelssystem. Jährlich verringert sich diese Gesamtmenge an allokierten und auktionierten CO₂-Zertifikaten entlang des sogenannten Reduktionsfaktors um 1,74%. Den rund 11.000 Industrieanlagen, die vom ETS in ganz Europa betroffen sind, steht es dabei frei, sich an der Handelsbörse zusätzliche Zertifikate zu kaufen oder bereits allokierte/auktionierte Zertifikate wieder zu verkaufen. Damit kommt dem ETS neben seiner (umwelt-)politischen Rolle eine maßgebliche Bedeutung als ökonomischer Parameter in der Energiewirtschaft zu. Denn das Handelssystem bepreist die negativen Externalitäten von Primär-Energieträgern und spielt damit eine essentielle Rolle in der Zusammensetzung von wirtschaftlichen Kosten der Energieerzeugung. So steigt oder fällt die ökonomische Attraktivität von fossilen Energieträgern mit der Entwicklung des CO₂-Preises. Grundsätzlich gilt: Je geringer der CO₂-Preis, desto höher der Anteil an CO₂-Emissionen. Umgekehrt gilt: Je höher der CO₂-Preis, desto geringer die Gesamtmenge an CO₂-Emissionen, weil der Betrieb von effizienteren und/oder emissionsfreien Technologien rentabel wird.

Schwächen des derzeitigen ETS-Designs / Kurz- und langfristige Herausforderungen

Gemessen am primären umweltpolitischen Ziel des ETS, nämlich der bis zum Jahr 2020 angestrebten Reduzierung der CO₂-Emission von 20% gegenüber dem Jahr 1990, funktioniert das Handelssystem entsprechend seiner Zielsetzung. Dennoch ist der europäische Zertifikatehandel in den letzten Jahren verstärkt in die Kritik geraten. Nun sind es nicht mehr die ehemaligen Gegner, sondern vor allem die Unterstützer des Systems, die wahlweise Reformen oder die Abschaffung des Zertifikatehandels fordern. Warum ist das so?

Seit dem Jahr 2008 ist der Preis für ein gehandeltes CO₂-Zertifikat von 25 Euro/tCO₂ auf etwa 5 Euro/tCO₂ gefallen. Begleitet wurde dieser Preisverfall von einer extrem volatilen Preisentwicklung. Beides, Volatilität und Verfall der Preise, haben unmittelbare Konsequenzen für das sekundäre Ziel des ETS. Denn neben dem primären umweltpolitischen Ziel der Emissionsreduktion wurde der ETS auch als Marktkorrektiv hin zu Investitionen in CO₂-arme Technologien konstruiert. Während das primäre Zielaufgrund der Mengensteuerung praktisch unabhängig vom Preisniveau erreicht werden kann, ist für das sekundäre Ziel als effektives Marktkorrektiv ein entsprechendes Niveau und Stabilität vom Preis essentiell.

Die Gründe für die aktuellen Entwicklungen sind vielfältig und umstritten. Sie reichen von der Wirtschaftskrise, über zu generöse Befreiungstatbestände bis hin zu strukturellen Defiziten des Systems. Als strukturelle Defizite gelten die negativen Korrelationen des EU-ETS mit dem hohen Anteil subventionierter erneuerbarer Energie sowie eine mangelnde Flexibilität des Zertifikatshandels auf der Angebotsseite. Als Konsequenz beobachten wir ein strukturelles Überangebot an Zertifikaten (~ 2,6 Milliarden Zertifikate im Jahr 2020 laut EU Kommission), das nicht nur ein verschlechtertes Investitionsklima in CO₂-arme

Technologien nach sich zieht, sondern auch CO₂-intensive Technologien auf Dauer im System hält. Wenn sich diese Effekte zeitversetzt ab dem Jahr 2020 materialisieren, wird nicht nur die ohnehin schlechte makro-ökonomische, sondern auch die umweltpolitische Performance des ETS scheitern.

Strukturelle Reformen beispielsweise durch die Einführung von Preiskorridoren

Die Europäische Kommission hat die Probleme des Handelssystems erkannt und sowohl kurzfristige als auch langfristige Reformvorschläge vorgelegt. Im Hinblick auf kurzfristige Reformen haben sich die EU-Institutionen im Dezember 2013 auf die temporäre Herausnahme (2014-2015) von 900 Millionen Zertifikaten aus dem Markt und eine zeitversetzte Rückführung (2019-2020) der Zertifikate verständigt. Damit geht die Hoffnung einher, dass diese künstliche Verknappung zu einem Anstieg der Preise führt. Ein nachhaltiger Erfolg dieser kosmetischen Maßnahme darf allerdings bezweifelt werden.

Umso mehr sollte der Blick auf die langfristigen strukturellen Reformen des EU-ETS gerichtet werden. Das vordergründige Ziel einer strukturellen Reform sollte die Wiederherstellung von Transparenz und Planbarkeit bezüglich der CO₂-Preisentwicklung sein. Weiterhin sollten die Reformbemühungen in das holistische Gesamtkonzept der zukünftigen europäischen Energie- und Umweltpolitik mit dem Blick auf 2030 passen. Unter dieser Prämisse veröffentlichte die Kommission Ende Januar 2014 ihre Vorschläge zum „Rahmen für Energie- und Klimapolitik bis 2030“. Mit den Vorschlägen für eine verpflichtende 40%-ige CO₂-Einsparung bis 2030 (gegenüber 1990) und eines abgeleiteten, für Mitgliedsstaaten nicht bindenden Ziels von erneuerbaren Energien in Höhe von 27% im Jahr 2030, schreibt die Kommission dem EU-ETS eine fundamentale Rolle für die Energie- und Klimapolitik zu.

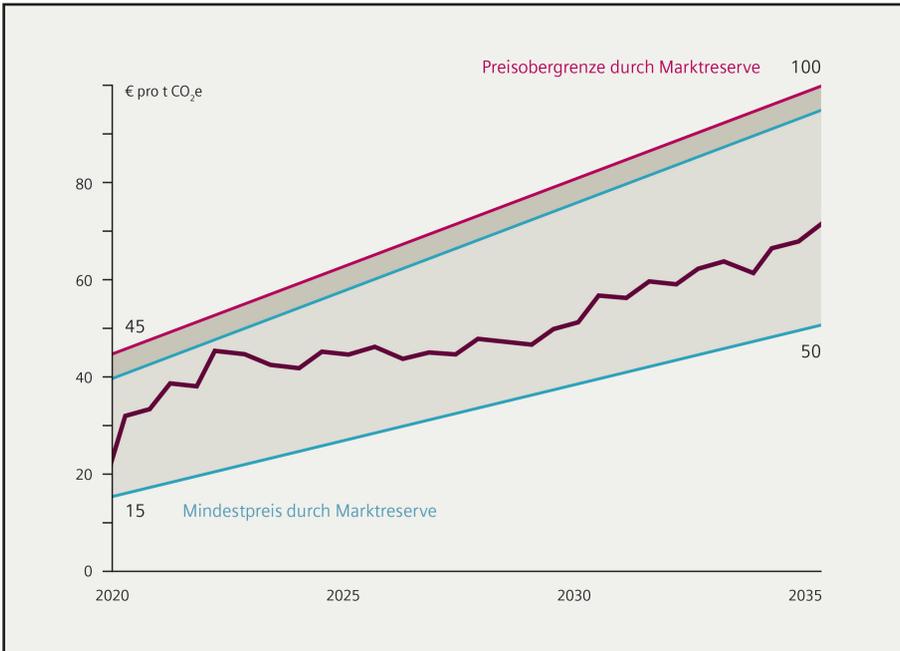
Diese politische Stärkung des EU-ETS über ein bindendes europaweites 40% Ziel ist ausdrücklich zu begrüßen. Die mit dem 40% Ziel verbundene Revision des Verknappungsfaktors von heute 1,74 % auf künftig 2,2% jährliche Reduktion, ist notwendig, um das ambitionierte langfristige Dekarbonisierungsziel von 80% im Jahr 2050 zu erfüllen. Dieses Ziel darf allerdings nicht im Widerspruch zu einem starken Industriestandort Europa stehen, weswegen das Niveau der momentan gewährten Ausnahmetatbestände für energie-intensive Industrien im internationalen Wettbewerb beibehalten werden sollte.

Um der oben erwähnten energiewirtschaftlichen Führungsrolle gerecht werden zu können, schlägt die Kommission weiterhin die Implementierung einer „Marktreserve“ zur Stabilisierung des Handelssystems vor. Diese „Marktreserve“ soll ab 2021 das (Über-)Angebot an Handelszertifikaten der Nachfrage anpassen und somit das Gesamtsystem flexibilisieren. Diese automatische Korrektur folgt dabei dem Paradigma der Mengensteuerung, das heißt, dass ausschließlich das konjunkturelle Umfeld (Differenz aus allokierten Zertifikaten und tatsächlich verbrauchten Zertifikaten) über Umfang und Richtung (Erhöhung/Verknappung) der Anzahl der Zertifikate entscheidet.

Grundsätzlich ist eine strukturelle Reform, zusätzlich zur bloßen Revision des Verknappungsfaktors, dringend geboten. Denn die Anhebung des Reduktionsfaktors von 1,74% auf 2,2% würde jährlich absolut nur etwa 10 Millionen Zertifikate zusätzlich aus dem Markt nehmen, was bei einer jährlichen Allokation von über 2 Milliarden Zertifikaten und einem vermuteten Überangebot von 2,6 Milliarden Zertifikaten lediglich marginale Effekte hätte.

Insofern ist die Implementierung einer marktnahen Reserve sinnvoll, um den EU-ETS in die Lage zu versetzen, flexibel auf externe Einflüsse reagieren zu können. Allerdings sollte entgegen dem Ansatz der Kommission nicht die Menge im Mittelpunkt eines solchen Systems stehen. Um den EU-ETS gegen weitere exogene Einflüsse neben der konjunkturellen Entwicklung zu rüsten, sollte der Zertifikats-Preis in den Mittelpunkt des Systems rücken, beispielsweise durch die Implementation eines Preisbands. Dies hätte den Vorteil, dass Marktteilnehmer die Preisentwicklung besser antizipieren könnten und somit Volatilität und Unsicherheit im Vergleich zum Mengen-basierten System abnehmen. Bei der Umsetzung eines solchen Systems könnte man sich am kalifornischen Modell für den Handel mit Emissionszertifikaten („Price Containment Reserve“) orientieren.

Ein Preis-System, bestehend aus einem Preisband zusammen mit einer „Containment Reserve“, würde volatilen Preisschwankungen vorbeugen indem vierteljährlich zusätzliche Zertifikate zu festgelegten Preisniveaus veräußert würden. Damit könnten sich Marktteilnehmer gegen abrupte Preisanstiege versichern („Hedging“). Die zusätzliche Implementation eines Reserve-Preises („Auction Reserve Price“) würde gleichzeitig vor abrupten Preisverfällen schützen. Nicht auktionierte Zertifikate, beispielsweise aufgrund nicht abgegebener Gebote zum Minimalpreis, würden dann automatisch in eine marktnahe Reserve („Containment Reserve“) hinzugefügt. Damit würde die Angebots-seitige Inflexibilität des Handelssystems überwunden und beide denkbaren Extreme könnte das System mit selbstheilenden Kräften überwinden: Sowohl einem hohen Angebot bei niedriger Nachfrage (Reserve-Preis), als auch ein hohe Nachfrage bei niedrigem Angebot (Reserve) würde das System in einem transparenten und berechenbaren Prozess automatisch begegnen. Ein solches System könnte aus drei Gründen zu einer erfolgreichen europäischen Klima- und Energiepolitik beitragen: Zum einen würden die ambitionierten Ziele zur effektiven Treibhausgasverminderung auf europäischer Ebene ökonomisch effizienter erreicht werden. Zum zweiten, würde eine für Marktteilnehmer antizipierbare Entwicklung des Zertifikatspreises die Volatilität senken und die Investitionssicherheit in CO₂-arme Technologien erhöhen. Und drittens, könnte der EU-ETS mittelfristig für einheitliche europäische Marktsignale und einen homogenen europäischen Investitionsrahmen sorgen, der die heterogenen Fördermechanismen in Europa langfristig ersetzt.



Schlüsselfaktoren für eine erfolgreiche Energiewende

Die europäische Klima- und Energiepolitik ist bereits mit wichtigen und richtigen Instrumenten ausgestattet, sodass es sich nicht um einen zahlosen Tiger handelt. Allerdings kommt es jetzt entscheidend darauf an, dass Europa und die jeweiligen Mitgliedsländer daran arbeiten, die bestehenden, wirkungsvollen Instrumente effektiv zu nutzen und die angestrebten Maßnahmen sinnvoll und effizient zu implementieren. Denn nur dann wird die Europäische Union ihre „20-20-20“ Ziele erreichen und gleichzeitig global wettbewerbsfähig bleiben können.

Dafür sollte sich Europa zunächst auf die Vollendung des Energiebinnenmarkts konzentrieren, wozu vorrangig die Forcierung des notwendigen Netzausbaus durch fokussierte Maßnahmen gehört. Des Weiteren ist eine strukturelle Reform des europäischen Emissionshandelssystems unerlässlich, um die Herausforderungen von Ineffizienzen und Unsicherheiten in den jeweiligen Fördersystemen zu meistern und langfristig die volkswirtschaftliche Effizienz durch einheitliche Markt-, Förder- und Investitionsbedingungen in ganz Europa zu erhöhen.

Der kürzlich veröffentlichte Kommissionsvorschlag macht diesbezüglich einen guten Anfang. Allerdings sollte, wie bereits ausführlich beschrieben, kein Mengen-basiertes System im Fokus stehen, sondern ein preisbasiertes. Dafür sprechen vor allem drei Gründe:

1. Zum einen würden die ambitionierten Ziele zur effektiven Treibhausgasverminderung auf europäischer Ebene ökonomisch effizient erreicht.
2. Zweitens würde eine für Marktteilnehmer antizipierbare Entwicklung des Zertifikatspreises die Volatilität senken und die Investitionssicherheit in low-carbon Technologien erhöhen.
3. Und zum dritten könnte der EU-ETS mittelfristig für einheitliche europäische Marktsignale und einen homogenen europäischen Investitionsrahmen sorgen, der die heterogenen Fördermechanismen langfristig ersetzt.

Das übergreifende Ziel muss ein langfristig verlässlicher Strommarkt sein, der die richtigen Investitionssignale in nachhaltige, wirtschaftliche und sicherere Stromerzeugung setzt. Dafür braucht es mehr Markt und Wettbewerb sowie Harmonisierung und Integration auf dem europäischen und wie dem deutschen Energiesektor. Denn nur wenn Deutschland und alle andere Mitgliedsstaaten der Europäischen Union bereit sind europäisch statt national zu denken, können die Energiewende und auch der Umbau der Energiesysteme der anderen Mitgliedsstaaten weltweit zum Exportschlager werden. Gelingt diese Integration profitiert ganz Europa von einem nachhaltigen Energiesystem sowie von einem Exportschub für seine erfolgreich angewandten Technologien.



Dr. René Umlauf
Sprecher des Vorstands, MAN Diesel & Turbo SE

Dr. René Umlauf (47) studierte Maschinenbau und Fabrikplanung an der Technischen Universität Dresden. Seine berufliche Karriere begann im Jahr 1991 mit dem Eintritt als Sachbearbeiter in die Siemens AG, Bereich Energieerzeugung. Ab 1996 war Dr. Umlauf dann zunächst als stellvertretender Leiter, später als Leiter des Servicezentrums für Gasturbinen tätig.

Im Jahr 2000 wurde ihm die Führung des globalen Ordermanagements übertragen. Zwei Jahre darauf übernahm Dr. Umlauf die Leitung des Geschäftszweiges Turbosets und des Geschäftsgebiets Products im Bereich Power Generation.

2008 stieg er zum CEO der Siemens-Division Renewable Energy auf, die er bis zu seinem Wechsel zu MAN führte.

Dr. René Umlauf ist seit dem 1. September 2011 Sprecher des Vorstands der MAN Diesel & Turbo SE und Stellvertretendes Mitglied des Vorstands der MAN SE.

Kraft-Wärme Kopplung muss rentabel bleiben

Zum Beitrag der industriellen Eigenstromerzeugung an einer europäischen Energiewende

Dr. René Umlauf

Auf deutscher wie auf europäischer Ebene werden derzeit entscheidende Weichen für das Gelingen und die weitere Umsetzung der Energiewende gestellt:

Auf europäischer Ebene hat die Kommission einen Vorschlag für die Klimaschutzziele der Gemeinschaft bis zum Jahr 2030 vorgelegt, der kontrovers diskutiert wird. Angestrebt wird die Aufhebung des bisherigen Dreiklangs aus Emissionsreduktion, Ausbau erneuerbarer Erzeugung und Energieeffizienz zugunsten einer Fokussierung auf die Eindämmung von CO₂-Emissionen. Gleichzeitig formuliert die EU-Kommission derzeit die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien, die entscheidenden Einfluss auf die nationalen Energiepolitiken der Mitgliedstaaten haben werden.

In Deutschland dreht sich alles um das sogenannte ‚EEG 2.0‘ – die von Wirtschaft und Bürgern gleichermaßen geforderte Anpassung des Gesetzes zur Förderung erneuerbarer Energien. Das bisherige Förderregime lässt sich auf die Formel „*produce & forget*“ bringen: Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien produzieren bedarfsunabhängig und werden auch so entlohnt. Die Kosten trägt die Allgemeinheit – rund 23 Milliarden Euro im Jahr 2014. Ein weiterer Anstieg dieser Kosten gilt als ausgemacht.

Industrielle Stromerzeugung steht zu Unrecht in der Kritik

Die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien werden bisher nicht von der ganzen Allgemeinheit getragen: Neben den Unternehmen der energieintensiven Industrien beteiligen sich die privaten ‚Prosumer‘ und industrielle Eigenstromerzeuger nur eingeschränkt, denn Strom zum eigenen Gebrauch ist unter bestimmten Voraussetzungen von der EEG-Umlage ausgenommen. Bis zu 25 Prozent des gesamten Industrieverbrauchs werden per Eigenversorgung gedeckt.

Vor diesem Hintergrund ist der Ansatz, den Bundesregierung und Wirtschaftsminister Gabriel verfolgen, nachvollziehbar – nämlich die Kosten der Energiewende auf mehr Schultern zu verteilen, um so die dringend benötigte Akzeptanz des Projekts in der Bevölkerung zu erhöhen. Im Hinblick auf die industrielle Eigenstromerzeugung müssen in der weiteren Debatte jedoch folgende Punkte berücksichtigt werden:

- *Die industrielle Energieerzeugung leistet einen wichtigen Beitrag zur technischen Umsetzung der Energiewende:* Der Ausbau fluktuierender Erzeugung als Rückgrat der deutschen Energieversorgung macht auf absehbare Zeit Er-

zeugungskapazitäten nötig, die hohe Effizienz auch im intermittierenden und Teillastbetrieb gewährleisten. In der industriellen Erzeugung kommen in der Regel kleine Gasturbinen und Gasmotoren zum Einsatz, die dafür technisch besonders geeignet sind. Sie sind emissionsarm und können wichtige Systemdienstleistungen erbringen.

- *Deutschlands Industrie braucht Kraftwerke:* Viele Industriekraftwerke existieren bereits so lange wie die Unternehmen selbst und dienen der Absicherung der eigenen Stromversorgung gegen Ausfälle im öffentlichen Netz oder stellen punktgenau große Mengen an Energie zur Verfügung, die anders nicht beziehbar wären.
- *Ein Anstieg der industriellen Eigenversorgung im Kontext der Energiewende lässt sich nicht belegen.* Die immer wieder geäußerte Befürchtung einer industriellen ‚Entsolidarisierung‘ ist unbegründet. Eine aktuelle, im Auftrag der vier Übertragungsnetzbetreiber erstellte Studie zeigt für die Jahre ab 2010 sogar sinkende Strommengen in diesem Segment. Für das Jahr 2014 wird ein Niveau von rund 42 GWh prognostiziert – das entspricht ungefähr dem Wert des Jahres 2007.
- *Industriekraftwerke steigern die Energieeffizienz:* Bei Industriekraftwerken handelt es sich häufig um Anlagen, die neben Strom auch Prozesswärme bereitstellen und also Kraft-Wärme gekoppelt arbeiten. Solche KWK-Anlagen sind besonders effizient und Gesamtwirkungsgrade um die 90 Prozent sind für moderne Anlagen bereits ein etablierter Marktstandard.
- *Der KWK-Ausbau braucht den Beitrag der Industrie:* Das Energiekonzept der Regierung sieht einen Ausbau des KWK-Anteils an der Erzeugungsbasis auf 25 Prozent vor. Erreicht sind bislang aber erst 17 Prozent. Ohne den Beitrag der industriellen Eigenstromerzeugung ist das Ausbauziel schwerlich zu verwirklichen.

Deutsche Unternehmen investieren auch in Zukunft in das Projekt Energiewende

Alle großen Industrie- und Wirtschaftsverbände haben ein klares Bekenntnis zum Projekt Energiewende abgelegt. Neben gesellschaftlicher Verantwortung spielen dabei auch wirtschaftliche Aspekte eine Rolle. Das ist auch gut so, denn die Energiewende muss langfristig immer auch als Business Case für den Industriestandort Deutschland begriffen werden. Gerade der Maschinen- und Anlagenbau hat ein Interesse, hier gesammelte Erfahrungen und entwickelte Technologien in bezahlbare Produkte für den weltweiten Absatzmarkt zu verwandeln.

Die Bereitschaft zu weiteren Investitionen in das Zukunftsprojekt Energiewende ist daher vorhanden. Und wenn ein Einbeziehen künftiger industrieller Stromerzeugung in die EEG Umlage nachweislich dazu beiträgt, den weiteren Anstieg

der Umlage und damit der Strompreise einzudämmen, wird sich mit beiderseitigem Augenmaß auch für diese Herausforderung eine Lösung finden lassen. Handel und Industrie sind auf die sichere Versorgung mit Strom zu international konkurrenzfähigen Preisen angewiesen.

Aus meiner Sicht sind drei Punkte auf dem Weg zu einer gemeinsamen Lösung von besonderer Bedeutung:

1. *Bereits geleistete Investitionen genießen Vertrauensschutz.* Für die Reputation des Standortes Deutschland ist es von zentraler Bedeutung, dass die Rahmenbedingungen getroffener Investitionsentscheidungen Bestand haben. Eine rückwirkende Einbindung bereits existenter Anlagen muss unterbleiben.
2. *Die KWK muss rentabel bleiben und ihr weiterer Ausbau ist unter Effizienz- und Klimaschutzgesichtspunkten unerlässlich.* Dies gilt umso mehr, als 2013 in Deutschland sowohl der Stromverbrauch insgesamt als auch der besonders klimaschädliche Einsatz von Steinkohle zugenommen haben. Und das trotz des ungebrochenen Ausbaus von Wind, Photovoltaik und Co. Gerade Maßnahmen zur Steigerung von Energieeffizienz und zur Emissionsreduktion müssen daher weiter in das Zentrum der Energiewende gerückt werden.
3. *Auch die europäischen Klimaschutzziele sind zu berücksichtigen.* Durch niedrige Emissionen und hohe Brennstoffeffizienz trägt die KWK gleich doppelt zum Erreichen dieser Ziele bei. Die Energiewende ist in der Vergangenheit zu oft als ein *deutsches Projekt* begriffen und betrieben worden. Langfristig kann sie aber nur im europäischen Konzert erfolgreich sein.



Michael Vassiliadis
Vorsitzender, IG Bergbau, Chemie, Energie

Michael Vassiliadis (geb. 1964) absolvierte nach dem Realschulabschluss eine Ausbildung zum Chemielaboranten bei der Bayer AG in Dormagen. 1986 begann er seine hauptamtliche Gewerkschaftstätigkeit als Sekretär der IG Chemie-Papier-Keramik (seit 1997 IG Bergbau, Chemie, Energie) in unterschiedlichen Funktionen. Im März 2004 wurde er als Mitglied in den geschäftsführenden Hauptvorstand gewählt. Im Oktober 2009 wurde er auf dem 4. Ordentlichen Gewerkschaftskongress der IG BCE zum Vorsitzenden gewählt und im Oktober 2013 im Amt bestätigt. Seit Mai 2012 ist Michael Vassiliadis darüber hinaus Präsident des Dachverbands europäischer Industriegewerkschaften „IndustriALL Europe“.

Energie- und industriepolitische Baustellen in Europa

Michael Vassiliadis

20 Jahre nach Schaffung des EU-Binnenmarktes kommen Autoren der Deutschen Bank in einer Bilanz zu dem Ergebnis, dass sich die optimistischen Erwartungen an das europäische Großprojekt „nicht alle erfüllt“ haben. Zwar lassen sich positive Wachstumseffekte konstatieren. Die im Cecchini-Report 1988 prognostizierten Größenordnungen wurden indes deutlich verfehlt. Mit anderen Worten: „Einige Erwartungen waren wohl unrealistisch hoch“ (Deutsche Bank Sept. 2013, S. 1). Angesichts der strukturellen Herausforderungen in der Eurozone sowie der langfristig schwindenden politischen und wirtschaftlichen Bedeutung Europas für die globale Wirtschaft treten die Autoren dennoch für eine Weiterentwicklung des Binnenmarktes ein.

Aus ihrer Analyse wird indes nicht deutlich, ob die durch die Finanzkrise der Öffentlichkeit aufgebürdeten (zukünftigen) Belastungen in die Berechnung einbezogen sind. Die Autoren verschweigen darüber hinaus, dass sich die Europäische Union aktuell in einer fundamentalen Krise befindet. Europa hat in den letzten Jahren deutlich an Glanz verloren. Die Wut über eine verfehlte Liberalisierungspolitik im Finanzsektor vor der Wirtschaftskrise sowie eine überwiegend auf Bezieher niedriger und mittlerer Einkommen abgestellte Sanierungsstrategie danach, hat dazu geführt, dass immer mehr Menschen nicht nur die aktuelle europäische Politik kritisieren. Bürger und Arbeitnehmer wenden sich nach Ansicht des Präsidenten des Europäischen Parlaments vielmehr verstärkt gegen die EU als Institution. Einerseits geschieht dieses, weil die Menschen für sich selbst überwiegend Einkommens- und Wohlstands Nachteile in der bisher von der EU praktizierten konservativ-neoliberalen Deregulierungs- und Sparpolitik sehen. Der Faktor Arbeit bzw. Mensch kommt in dem Integrationsprozess deutlich zu kurz. Andererseits scheinen Europas Politiker derzeit auch wenig zu bieten zu haben; außer der Parole, dass „die Märkte es schon richten werden“ (Schulz 2013).

Dabei war die Motivation für die europäische Integration zunächst politischer, insbesondere friedenspolitischer Natur nach dem Zweiten Weltkrieg. Ein nochmaliger Krieg sollte speziell durch verstärkte wirtschaftliche Zusammenarbeit ausgeschlossen werden. Die Schaffung eines grenzüberschreitenden Marktes sollte den innereuropäischen Handel fördern, um die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen international zu stärken, Europa attraktiver für ausländische Investitionen zu machen und somit Arbeitsplätze zu schaffen.

Geringe Investitionen, hohe Arbeitslosenraten und vor allem fehlende politische europäische Perspektiven haben dazu geführt, dass derzeit „zum ersten Mal in der Nachkriegsgeschichte das Scheitern der Europäischen Union ein realistisches Szenario“ ist (Ebd.). Ein Auseinanderbrechen der Europäischen Union

hätte gravierende Auswirkungen auf die Energie-, Klima-, Umwelt- sowie Industriepolitik der europäischen Staaten. Der einheitliche Binnenmarkt und die europäische Energiepolitik gehören zu den Grundlagen der Europäischen Union. Sie dürfen aber nicht isoliert stehen, sondern müssen zu einer nachhaltigen, wettbewerbs- und beschäftigungsfähigen Wirtschaft mit Guter Arbeit beitragen.

In Abwandlung der Frage „Is (financial) globalisation great?“ (Cecchetti 2012; bis November 2013 Leiter des Monetary and Economic Department der Bank for International Settlements) stellt sich vor diesem Hintergrund zunehmend die Frage „Ist die weitere Vertiefung des EU-Binnenmarkts großartig?“ Cecchetti beantwortete seine Frage mit einem Ja, aber nur bis zu einem gewissen Niveau. Gilt diese Einschätzung auch für die europäische Industrie-, Energie- und Klimapolitik? Gerade bei der Koordination dieser Politikfelder sind wesentliche Baustellen auf europäischer Ebene zu identifizieren.

Industrie als Basis für ökologische Erneuerung und Wohlstand

Lange Zeit wurde in vielen EU-Staaten politisch der Weg in die Dienstleistungsgesellschaft propagiert. Spätestens seit der Finanz- und Wirtschaftskrise ist vielen Menschen bewusster geworden, dass Europa mehr denn je seine Realwirtschaft für wirtschaftliches Wachstum und Beschäftigung braucht. Industrielle Unternehmen leisten einen bedeutenden Beitrag zu Produktion, Innovation, Export und Beschäftigung. In vielen Schlüsselbranchen wie dem Fahrzeug- und Maschinenbau, der Chemie- und Pharmaindustrie sowie der Luftfahrt und deren Zuliefersektoren sind europäische Unternehmen weltweit führend. 80 % aller privaten Investitionen innerhalb der EU werden im Verarbeitenden Gewerbe getätigt; auf industrielle Produkte entfallen immer noch rund 75 % der EU-Exporte. Da die industriellen Wirtschaftszweige direkt und indirekt mit Dienstleistungs- und Forschungsbereichen verflochten sind, schaffen und sichern sie auch in angrenzenden Segmenten Beschäftigung und somit Löhne und Gehälter. Kurzum: Eine solide industrielle Basis ist wesentlich für Wohlstand, Beschäftigung und Einkommen. Die EU-Unternehmen sind international wesentliche Treiber in Schlüsseltechnologien (European Commission 2013a).

Um produzieren zu können, sind viele industrielle Unternehmen – insbesondere am Anfang von Wertschöpfungsketten - auf große Energiemengen angewiesen. Energiekosten sind wesentliche Entscheidungsgrundlage für unternehmerisches Handeln. Wegen der internationalen Abhängigkeit von Rohstoffen zeichnen sich europäische Industrieanlagen und Produktionsprozesse im globalen Vergleich vielfach durch eine sehr hohe Energieeffizienz entlang der Wertschöpfungsketten aus.

Gewisse Rückstände sind im Vergleich zu den USA aber in Fragen der privat finanzierten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten auszumachen. US-Unternehmen geben rund 1,5 Mal so viel für diesbezügliche Anstrengungen aus wie ihre europäischen Pendanten (2,7 % in den USA, 1,85 in EU). Die EU-USA Produktivitätslücke ist in den letzten Jahren wieder angestiegen, nachdem sie sich zuvor annäherte (European Commission 2013a).

Die Bedeutung des Verarbeitenden Gewerbes ist in fast allen Staaten der Europäischen Union in den letzten Jahren gesunken. Betrug der industrielle Anteil am Bruttoinlandsprodukt (BIP) der EU im Jahre 2000 durchschnittlich 18,5 %, so ist diese Quote im Jahre 2009 auf rund 14,5 % abgefallen (EU Kommission 2011). Bemerkenswert ist jedoch, dass dieser Industrieanteil dennoch deutlich über dem Niveau der USA lag. Dort belief sich die industrielle Quote im Jahre 2009 auf etwa 11 %. Diese Struktur ist auch Resultat der Stärke der US-Wirtschaft insbesondere im (IT-)Dienstleistungsbereich.

Das industrielle Gefüge in den jeweiligen EU-Staaten ist recht unterschiedlich ausgeprägt. Sechs Länder innerhalb der EU wiesen 2009 industrielle Quoten am BIP von über 20 % auf. Es handelte sich um Irland, Österreich, Tschechien, Deutschland, Ungarn und Rumänien. Demgegenüber lagen zehn Staaten unterhalb des EU-Durchschnitts, darunter die südeuropäischen Krisenländer Griechenland, Portugal und Spanien. Italien verzeichnete einen Anteil des Verarbeitenden Gewerbes am BIP in Höhe von 16,1 % (EU Kommission 2011, S. 37). In den südeuropäischen Ländern sank die Zahl der Industriearbeitsplätze insbesondere seit 2008 stark.

2012 betrug Deutschlands Anteil an der EU-weiten industriellen Wertschöpfung 30,5 %; es war somit mit großem Abstand die wichtigste europäische Industrienation. Auf den Plätzen folgten Italien (12,5 %), Frankreich (10,4 %), das Vereinigte Königreich (9,8 %) sowie Spanien (7,2 %). Die fünf großen Volkswirtschaften vereinten also rund 70 % der industriellen Wertschöpfung der EU auf sich (Deutsche Bank Nov. 2013).

Seit einigen Jahren befinden sich sowohl die internationalen Produktions- und Handelsplätze als auch die Energiemärkte in starkem Wandel. Die Wachstumsprozesse der sog. BRIC-Staaten sind in aller Munde. Zudem hat der Trend, verstärkt unkonventionelles Erdgas und Erdöl zu fördern, in den USA zu stark sinkenden Energiepreisen bis Mitte 2013 geführt. Dieser Prozess entlastete sowohl private als auch industrielle Verbraucher. Nach Jahren der Zurückhaltung tätigen internationale Unternehmen – insbesondere aus der chemischen Industrie - wieder verstärkt Großinvestitionen in den USA. Die Verarbeitende Industrie der USA haben sich bis Anfang 2013 deutlich besser von der Finanzkrise erholt als diejenige Deutschlands und Japans (European Commission 2013a, Schaubild S. 19).

Die Re-Industrialisierung hat sich in einem Bedeutungszuwachs der Industrie am US-BIP niedergeschlagen; auch wenn die europäische Industriequote noch nicht erreicht ist. Angesichts der besseren Dynamik könnte sich dieser Zustand in naher Zukunft jedoch ändern.

Die Internationale Energieagentur erwartet in ihrem aktuellen World Energy Outlook, dass der energetisch bedingte Kostenvorteil der USA gegenüber Europa sowie gegenüber anderen Weltregionen bis 2035 anhalten wird (IEA 2013). Aus dieser Kostenüberlegenheit könnten Investitionsströme weiterhin eher in den USA als in Europa erfolgen.

Andererseits verzeichnen viele EU-Staaten seit Jahren einen abwärts gerichteten industriellen Trend. An dieser Entwicklung konnte auch die im Herbst 2012 gestartete industriepolitische Initiative der EU Kommission, bis zum Jahre 2020 den Industrieanteil am Bruttoinlandsprodukt auf 20 Prozent zu erhöhen, bislang nichts ändern. Der abwärts gerichtete Trend ging weiter. 13 Länder – also rund die Hälfte der jetzigen EU-Staaten – verzeichnete im vergangenen Jahrzehnt einen Rückgang des Verarbeitenden Gewerbes am Bruttoinlandsprodukt um über 5 Prozentpunkte (EU Kommission 2011, S, 37).

Deutschland konnte seine industrielle Quote trotz Energiewende seit 2000 in etwa halten. Dazu trugen u.a. besondere Entlastungsregelungen stromintensiver Unternehmen durch Teilbefreiung von der EEG-Umlage bei. In den letzten Jahren ist dennoch eine gewisse Zurückhaltung bei Anlageninvestitionen zu beobachten. Insbesondere Unternehmen energieintensiver Branchen fahren „Anlagen auf Verschleiß“ (Deutsche Bank Dez. 2013). Dieses ist als Indiz dafür zu werten, dass Unternehmen in Deutschland trotz der begrenzten Umlage im internationalen Vergleich stärker belastet sind als Unternehmen in anderen, auch europäischen Ländern.

Die Entwicklungen spiegeln zum einen veränderte internationale Wettbewerbsbedingungen wider. Zum anderen weisen sie aber auch auf Inkonsistenzen in den europäischen Industrie-, Energie- und Klimapolitiken hin. Innerhalb der letzten Wochen haben beispielsweise die verschiedenen Generaldirektionen der EU Kommission fast zeitgleich Leitlinien, Mitteilungen und andere Vorschläge für die jeweiligen Politikfelder veröffentlicht, ohne dass aufeinander Bezug genommen wird. Dem Beobachter wird nicht deutlich, ob die Ziele miteinander in Gleichklang gebracht werden. Wie die Analyse der vermeintlichen Beihilferegulierung des EEG die industrielle Basis dem Standort Europa stärken soll, erschließt sich dem Betrachter aus den Dokumenten nicht. Insgesamt fehlt ein Indikatoren-bündel, um die EU-Initiativen konkret zu messen.

Die IG BCE setzt sich für eine weitere nachhaltige Energie- und Klimapolitik bis zum Jahre 2030 ein. Ausbau und Förderung der Erneuerbaren Energien müssen in Europa weitergehen, ohne dass industrielle Beschäftigung bedroht wird. Die Beihilfavorschriften für Energie- und Umweltschutz müssen daher mit dem Ziel einer Revitalisierung der europäischen Industrie, den Klimazielen und den Ausbauzielen Erneuerbarer Energien vereinbar sein. Mit dem am 18. Dezember 2013 vorgelegten Entwurf der Umwelt- und Energie-Beihilferichtlinien nähert sich die EU-Kommission der Absicht jedoch nicht, Europa zu reindustrialisieren.

Elektrizitätsbinnenmarkt sowie umwelt- und klimapolitische Regulierung

Ein Kernstück des EU-Binnenmarktes ist die Schaffung eines europäischen Elektrizitätsmarktes, um eine sichere Versorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen sowie die Erreichung klimapolitischer Ziele inklusive des Ausbaus erneuerbarer Energien zu ermöglichen. Nachweislich konnte mittels des europäischen Strom-

netzes im Winter 2012/2013 die Versorgungssicherheit besser gewährleistet werden als es ohne diesen Rückgriff möglich gewesen wäre. Auch auf dem Weg hin zu einer CO₂-armen Energieversorgung erscheint der europäische Strombinnenmarkt unverzichtbar.

Um die energie- und klimapolitischen Herausforderungen zu bewältigen, vereinbarten die EU-Mitgliedstaaten 2007 die 20-20-20-Ziele. Bis 2020 streben die EU-Staaten die 20-prozentige Reduzierung der Treibhausgase gegenüber 1990 an. Zudem soll der Anteil erneuerbarer Energieträger am Endenergieverbrauch auf 20 % erhöht werden sowie der Energieverbrauch um 20 % gegenüber einem Baseline-Pfad verringert werden.

Artikel 194 des Vertrages über die Arbeitsweise der EU geht von der Souveränität der Mitgliedstaaten hinsichtlich des Energiemix aus. Am Prinzip der nationalen Verantwortung der Energiestruktur sollte auch künftig festgehalten werden.

Die dezentrale Verantwortlichkeit hat zu unterschiedlichen Entwicklungen in den jeweiligen Mitgliedstaaten geführt. Der Anteil fossiler, nuklearer sowie regenerativer Kraftwerksanlagen am nationalen Energieerzeugungsmix streut breit. Infolgedessen ergeben sich differenzierte nationale Interessenlagen.

Nach Fukushima haben mehrere EU-Staaten beschlossen, aus der Nutzung der Kernenergie auszusteigen. Größte internationale Aufmerksamkeit kam der deutschen Energiewende zuteil, auch wegen des hohen Anteils der Industrie. Nach wie vor wird die Transformation von einem breiten gesellschaftlichen Konsens getragen (DEK 2013).

Inzwischen sind viele der mit dem EU-Strombinnenmarkt angestrebten Vorhaben wie liquidere und transparentere Großhandelsmärkte, Koordinierung und Transparenz bei den Beziehungen zu Drittstaaten sowie Wahlmöglichkeiten für die Verbraucher in den meisten EU-Mitgliedstaaten verwirklicht. Liberalisierte Energiemärkte mit niedrigen Preisen wirken positiv auf Wachstum und Beschäftigung. Im Hinblick auf die Vervollständigung und Modernisierung der Netze sowie der Errichtung von Erzeugungsanlagen ist die EU indes nicht im selbst gesteckten Zielkorridor. Folglich schlägt die Europäische Kommission weitere Maßnahmenbündel im Rahmen eines dritten Energiepakets und ergänzenden Rechtsvorschriften vor (Europäische Kommission 15.11.2012).

Der Nettonutzen der weiteren Verwirklichung einer angemessenen Stromerzeugung im Elektrizitätsbinnenmarkt würde sich nach Schätzungen der EU-Kommission im Zeitraum 2015 – 2030 auf rund 7,5 Mrd. EUR pro Jahr belaufen (Europäische Kommission 06.11.2013). EU-weite Ausgleichsreserven würden eine zusätzliche Ersparnis von 0,5 Mrd. EUR generieren. Durch den Einsatz intelligenter, Lastmanagement ermöglichender Netze wären weitere Effekte in Höhe von 4 Mrd. EUR zu erreichen.

Kurzum: Bei etwas mehr als einer halben Milliarde Einwohner in den EU-28-

Mitgliedsstaaten wäre der rechnerische monatliche Nutzen unter 2 EUR pro Kopf. Ob dieser Effekt sich letztendlich realisiert, bleibt vor dem Hintergrund der oben beschriebenen Erfahrungen mit der Schaffung des EU-Binnenmarkts insgesamt mehr als fraglich.

Fazit: Europa braucht Zielkongruenz

Wichtiger als eine singuläre Binnenmarktoptimierung wäre eine Kongruenz der Ziele europäischer Wirtschafts-, Industrie-, Energie-, Klima- und Beschäftigungspolitik. 20 % Industrieanteil am BIP lassen sich jedenfalls nicht erreichen, wenn staatlich induzierte Strompreissteigerungen an die eine Industrie weitergegeben werden, die im Wettbewerb mit Weltregionen steht, in denen Energiekosten eher gesenkt werden.

Ende Januar 2014 hat die Europäische Kommission zudem ihre klima- und energiepolitischen Ziele für das Jahr 2030 vorgelegt. Vorgeschlagen wird ein CO₂-Reduktionsziel um 40 Prozent bis 2030. Der Anteil der erneuerbaren Energien soll EU-weit auf mindestens 27 Prozent erhöht werden; allerdings will die Kommission dieses Ziel anscheinend nicht - wie in der Vorperiode - auf nationale Ziele aufteilen. Anhand nationaler Pläne sollen die Mitgliedstaaten vielmehr selbst festlegen, wie viel sie zur Erreichung des Ziels auf freiwilliger Basis beitragen möchten.

Den klima- und energiepolitischen Zielen für 2030 muss zum einen das Europäische Parlament zustimmen. Dieses hat mehrheitlich für feste Ausbauziele für Erneuerbare Energien auf 30 % plädiert. Zum anderen muss der Europäische Rat das Paket einstimmig beschließen. Es ist indes eher unwahrscheinlich, dass im Klimaschutz zurückhaltende oder wirtschaftsschwache Mitgliedstaaten sich zu ambitionierteren Klimaschutzzielen verpflichten, wenn keine europäische Unterstützung organisiert wird.

Ich halte es für sinnvoll und zielführend, dass für einen effizienten Ausbau erneuerbarer Energien nationale Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien europäischer werden. Wünschenswert sind konkrete Maßnahmen wie regionale Kooperationen von EU-Mitgliedstaaten hinsichtlich des Ausbaus sowohl erneuerbarer Energien als auch konventioneller Residual-Kapazitäten.

Für Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit müssten jetzt weitere Zielkategorien und quantifizierbare Indikatoren ihrer Erreichung formuliert werden. Dazu gehört jedenfalls die Untersuchung der Netto-Effekte der Klima- und Energiepolitik auf die Beschäftigung in der EU.

Das zentrale Klimaziel bleibt die Minderung der CO₂-Emissionen, um die Erderwärmung zu begrenzen. Sie muss mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und der weiteren Steigerung der Energieeffizienz verbunden werden.

Wir brauchen ein weltweit verbindliches Klimaabkommen als wichtigste Voraussetzung für einen wirksamen Klimaschutz, keine weiteren einseitigen Vorleistungen der EU, die zu einer Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit führen würden.

Das wesentliche Instrument zur Minderung der CO₂-Emissionen ist heute der Treibhausgas-Emissionshandel. Er ist grundsätzlich geeignet, als Innovations-treiber das zentrale, kosteneffiziente Instrument zur Erreichung von CO₂-Minderungszielen für Industrie und andere Sektoren zu sein. Ob und in welcher Form er über 2020 hinaus fortgesetzt werden soll, muss rechtzeitig bis 2020 überprüft werden.

Entscheidend dafür sind aus meiner Sicht Fortschritte auf dem Weg zu einem globalen Emissionshandelssystem. Die Klimakonferenz 2015 und insbesondere auch die Beziehungen der Europäischen Union zu wichtigen Wettbewerbsregionen der europäischen Industrie wie Nordamerika und die BRIC-Staaten müssen genutzt werden, um dort einen CO₂-Markt mit einheitlichen Wettbewerbsbedingungen einzuführen. Dabei geht es um mehr als die administrative Verknüpfung und gegenseitige Öffnung verschiedener Handelssysteme. Die europäische Industrieproduktion hat bis heute ihren Stand zur Einführung des Europäischen Handelssystems mit der EU-Richtlinie von April 2009 noch nicht wieder erreicht. Europa kann und sollte von den im globalen Wettbewerb schneller wachsenden Industrieregionen, die ihrerseits Emissionshandelssystem einführen, lernen, wie Emissionshandel und industrielles Wachstum besser verknüpft werden können.

Die Überprüfung des Emissionshandelssystems soll synchron mit Überprüfungen der Förderinstrumentarien für erneuerbare Energien, der Umsetzung der CCS-Richtlinie und der Entwicklung der Energieeffizienz erfolgen.

Ein aktuelle Beispiel für europäische Ziel-Widersprüchlichkeit sind die Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen, die die Generaldirektion Wettbewerb im Dezember 2013 präsentierte. Sie drohen unter anderem dazu zu führen, dass hoch-effiziente industrielle Eigenstromproduktion in Kraft-Wärme-Kopplung von der einen Hand des Staates eine Förderung für Kraft-Wärme-Kopplung erhält, von der anderen Hand aber das Doppelte an Umlage zu Förderung erneuerbarer Energien eingefordert wird. Das würde Neuinvestitionen in KWK dort zum Erliegen bringen, wo sie eigentlich wegen der industriellen Wärmesenken am effektivsten wären. Stattdessen würden Unternehmen, um der EEG-Belastung zu entgehen, Wärme separat erzeugen und Strom zukaufen. Das deutsche Ziel, bis 2020 25 % Strom aus KWK zu erzeugen, wäre dann nicht mehr zu erreichen.

Die energieintensiven Unternehmen zu Beginn der Wertschöpfungsketten stehen im internationalen Wettbewerb; sowohl innerhalb als auch außerhalb der EU. Um die EU-Industrieunternehmen angesichts der ohnehin von der IEA konstatierten aktuellen und zukünftigen energetischen Wettbewerbsnachteile nicht

zu benachteiligen, müssen Entlastungen bzw. Begrenzungen von Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien und entsprechende Ausgleichsregelungen als solche weiterhin zulässig sein.

Eine wesentliche Voraussetzung für die Entwicklung und Herstellung innovativer Produkte ist und bleibt die sichere, 24-Stunden-Versorgung mit Strom zu international wettbewerbsfähigen Preisen. Um wettbewerbs- und beschäftigungsfähig zu bleiben, ist die Kompensation politisch bedingter Elektrizitätspreiserhöhungen für die energieintensive Industrie Grundlage für die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft insgesamt. Folglich müssen die Konkurrenz innerhalb und außerhalb der EU sowie die kostenrelevanten Aspekte entsprechender Wertschöpfungsketten bei der Beurteilung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit berücksichtigt werden.

Innovative Technologien und Produkte sind in der EU und ihren Mitgliedstaaten die Voraussetzung für eine erfolgreiche Entwicklung von Industrie, Dienstleistungen und Beschäftigung. Grundlage hierfür sind funktionierende Wertschöpfungsketten sowie Forschungsverbünde zwischen Grundstoffindustrien und nachfolgende Herstellungsbranchen. Zu letzteren zählen Schlüsselindustrien wie Mikro- und Nano-Elektronik, Materialwissenschaften, industrielle Biotechnologie, Photonik, umweltfreundlichere Fahrzeuge wie Elektro- und Hybridfahrzeuge sowie fortgeschrittene Fertigungssysteme zur umweltfreundlichen Produktion. Diese Bereiche sind im Rahmen einer intelligenten Forschungs- und Industriepolitik weiter zu entwickeln und zu stärken.

Um die Baustellen Industrie-, Energie- und Umweltpolitik auszutarieren, bedarf es einer ausgewogenen Gesamtstrategie. Es geht darum, die ökologischen Ambitionen mit sozialen und wirtschaftlichen Zielen besser ins Gleichgewicht zu bringen und stärker auf Innovationen und mehr Effizienz zu setzen.

Literatur

Bofinger 2013: Peter Bofinger, Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg? Würzburg, September 2013.

Cecchetti 2012: Stephen Cecchetti, Is globalisation great? Remarks prepared for the 11th BIS Annual Conference, Lucerne 21-22 June 2012.

DEK 2013: Innovationsforum Energiewende, Deutscher Energiekompass 2013, Hannover 2013.

Deutsche Bank Dez. 2013: Deutsche Bank Research, Carbon Leakage: Ein schleichender Prozess vom 18. Dezember 2013.

Deutsche Bank Nov. 2013: Deutsche Bank Research, Re-Industrialisierung Europas: Anspruch und Wirklichkeit vom 04. November 2013.

Deutsche Bank Sept. 2013: Deutsche Bank Research, Der EU-Binnenmarkt nach 20 Jahren. Erfolge, unerfüllte Erwartungen und weitere Potenziale vom 19. September 2013.

DEK 2013: Deutscher Energiekompass. Eine Untersuchung von TNS Infratest im Auftrag des Innovationsforums Energiewende, Hannover 2013.

European Commission 2013: Towards knowledge-driven Reindustrialisation. European Competiveness Report 2013, Commission Staff Working Document SWD (2013)347 final.

European Commission 2011: EU industrial structure 2011. Trends and performance, Brussels 2011.

IEA 2013: World Energy Outlook, Paris 2013.

Kopp u.a. 2012: Oliver Kopp, Anke Eßer-Frey, Thorsten Engelhorn. Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2012, S. 243 – 255.

Schulz 2013: Martin Schulz, Der gefesselte Riese. Europas letzte Chance, Berlin 2013.



Dr. Ulrich von Deessen
President, Kompetenzzentrum Umwelt, Gesundheit & Sicherheit
BASF SE

Ulrich von Deessen wurde 1956 in Hamburg geboren. Sein Chemiestudium absolvierte er an der Philipps-Universität in Marburg. Nach der Promotion zum Chemiker in Hamburg trat er 1987 in die Forschung der BASF ein. Nach Stationen in der Produktion übernahm er 1996 die Leitung der Forschung Feinchemie.

1998 wechselte er zur BASF Antwerpen, wo er verantwortlich für die Produktion war. Drei Jahre später übernahm er die Leitung der Forschung Feinchemie und Biokatalyse und 2003 wurde er Leiter des Stabs des Vorstandsvorsitzenden der BASF SE.

Seit 1. Mai 2008 ist Dr. Ulrich von Deessen Leiter des Kompetenzzentrums Umwelt, Gesundheit & Sicherheit und Klimaschutzbeauftragter der BASF.

Kosteneffiziente und sichere Energieversorgung ist Basis für die Industrie

Dr. Ulrich von Deessen

Die Energiewende in Deutschland steht stellvertretend für eine Herausforderung, der sich die Welt insgesamt stellen muss: Um dem Klimawandel zu begegnen und der künftig abnehmenden Verfügbarkeit fossiler Ressourcen Rechnung zu tragen, müssen wir unsere Energiewirtschaft langfristig auf eine CO₂-neutrale, regenerative Versorgung umstellen.

Der Systemwechsel hin zu einer klimafreundlichen Gesellschaft ist eine nicht zu unterschätzende Aufgabe, denn mit dem globalen Wachstum der Bevölkerung steigt auch ihr Bedarf an Nahrungsmitteln, Wohnraum, Komfort, Mobilität – und natürlich Energie. Für all diese Bereiche sind chemische Produkte und stetige Innovation essentiell. Daher steht der Kompass der chemischen Industrie weltweit gesehen klar auf Wachstum, dieses Wachstum wird allerdings in den verschiedenen Weltregionen sehr unterschiedlich ausfallen.

Die chemische Industrie ist ein sehr globalisierter Sektor und die BASF ist da keine Ausnahme: Wir betreiben integrierte Verbundstandorte in Europa, Nordamerika und Asien. Der Bau einer neuen Chemieanlage ist mitunter extrem kostspielig, ihr Betrieb immer auf Jahrzehnte ausgelegt – da muss gründlich abgewogen werden, wo die Anlage entstehen soll. Seit 2003 hat BASF weltweit 30 Milliarden Euro in Anlagen investiert. Entscheidungen über den Standort von Investitionen müssen mit Weitsicht getroffen werden und es kommt dabei auf eine Reihe von Faktoren an. Grundsätzlich investieren wir dort, wo unsere Kundenindustrien sind wie zum Beispiel die Automobil- oder Bauindustrie. Neben der Nähe zu unseren Kunden sind der Zugang zu qualifizierten Mitarbeitern, wettbewerbsfähige Energie- und Rohstoffpreise, eine gute Infrastruktur sowie verlässliche Rahmenbedingungen entscheidend.

Ein Schwerpunkt für unsere Investitionen liegt natürlich in Asien. Wir erwarten, dass die Schwellenländer Asiens in weniger als zehn Jahren 60% der weltweiten Chemieproduktion auf sich vereinigen werden. Eine starke Präsenz in diesen Märkten ist für uns unverzichtbar. Niedrige Energie- und Rohstoffpreise machen seit einigen Jahren auch Nordamerika wieder interessant für neue Investitionen. Die Förderung unkonventioneller Schiefergasvorkommen sorgt für einen signifikanten Wettbewerbsvorteil in den USA. Wir haben unsere Aktivitäten in Nordamerika erhöht, um von dieser Entwicklung zu profitieren. In den nächsten fünf Jahren werden wir zusätzlich 3 Milliarden Euro in den USA investieren. Zurzeit zielen diese Investitionen auf die Belieferung des nordamerikanischen Marktes. Allerdings ist es sehr wahrscheinlich, dass die Produktion dort so kostengünstig sein wird, dass sich auch der Export nach Asien und Europa rechnen wird.

Der Verband der Chemischen Industrie hat errechnet, dass die deutsche chemische Industrie erstmals seit 13 Jahren mehr im Ausland investiert hat als hierzulande und das liegt insbesondere auch an den Energiekosten. Diese Veränderung passiert nicht über Nacht, sie ist ein schleichender Prozess. Auf lange Sicht kann sie ganze Wertschöpfungsketten aus Europa verdrängen.

Dabei haben gerade Länder mit einem soliden Industriesektor wie etwa Deutschland die schlimmste Wirtschaftskrise der Nachkriegszeit erstaunlich gut überstanden. Und darum beneiden uns auch viele unserer europäischen Nachbarn und Partner in der EU. Die Menschen fangen an, den hohen Wert einer florierenden Industrie zu schätzen. Um Europa krisenfester für die Zukunft zu machen, hat die europäische Kommission ein neues, ambitioniertes Ziel für die EU vorgegeben: Der Industrieanteil an der Wertschöpfung in der EU soll bis 2020 von derzeit 16% auf 20% ansteigen. Ein Beitrag dazu sollen sogenannte Wettbewerbsfähigkeits-Checks sein, die Auswirkungen von EU-Gesetzesvorhaben auf die europäische Industrie überprüfen sollen. Die entscheidende Frage ist natürlich: Inwiefern wird dieser gut gemeinte Vorsatz in der EU-Politik umgesetzt, die die Rahmenbedingungen der industriellen Wettbewerbsfähigkeit festlegt? Und wie können solche Wettbewerbsfähigkeits-Checks dazu beitragen, die europäische Energie- und Klimapolitik mit dem Ziel eines erhöhten Industrieanteils in Einklang zu bringen?

Die chemische Industrie ist eine der wenigen Branchen in Europa, die zur Weltspitze gehören. Unsere Branche erzielt in Europa einen jährlichen Umsatz von mehr als 600 Milliarden Euro. Das ist ein Anteil am Weltmarkt von mehr als 20%. Leider nimmt der Weltmarktanteil der europäischen Chemie rapide ab. Vor 20 Jahren lag er noch bei 36%. Natürlich ist diese Veränderung zum Teil der rasanten Entwicklung in den Schwellenländern geschuldet. Aber das ist nicht der einzige Grund für den Rückgang des europäischen Industrieanteils: Ich glaube, wir haben in Europa immer noch nicht eindeutig Kurs auf mehr Wachstum genommen.

Symptomatisch dafür ist die derzeitige Diskussion zum Schiefergas, die von Unwissenheit und Vorurteilen geprägt ist. Tatsächlich fördern wir bereits seit Jahrzehnten Gas aus konventionellen Lagerstätten unter Zuhilfenahme hydraulischer Flüssigkeiten zur Stimulierung von Bohrlöchern – heute sagt man Fracking dazu. Dabei kam es noch nie zu einer Schädigung des Grundwassers. Was die Förderung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten angeht, wie zum Beispiel Schiefergas, besteht noch Forschungsbedarf. Wir wissen noch nicht genug über die geologischen Bedingungen und den Umfang europäischer Schiefergasvorkommen. Wir müssen uns auch erst noch Klarheit über Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit einer möglichen Schiefergasproduktion in Europa verschaffen.

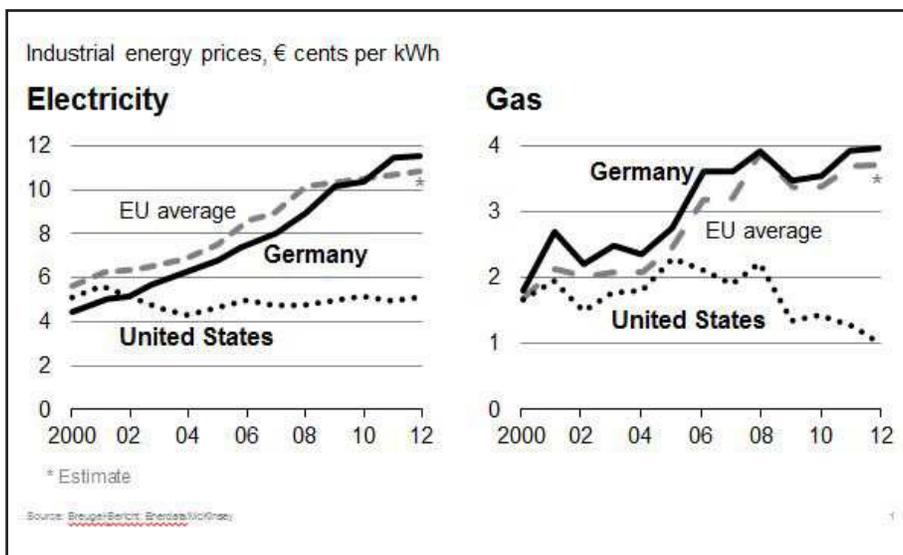
Die öffentliche Debatte ist aber heute bereits von einer Reihe von Vorurteilen getrieben. Einige Länder meinen gar, dass ein Förderverbot die richtige Maßnahme sei. Europa darf aber als wichtiger Spieler in der globalen Wirtschaft nicht die

Augen davor verschließen, dass abseits der öffentlichen Debatte eine wirtschaftliche Entwicklung passiert, die unsere Wettbewerbsfähigkeit in Frage stellt.

Deshalb müssen wir zunächst unvoreingenommen alle Fakten kennen, bevor wir uns ein Urteil über die Möglichkeiten und Risiken der Förderung von Schiefergas machen. Mit Schiefergas könnte das Niveau der heimischen Erdgasversorgung auf dem heutigen Stand gehalten werden. Dies wäre eine zusätzliche Möglichkeit, die Versorgung mit Energie und Rohstoffen für die europäische Chemieindustrie sicherer und kostengünstiger zu machen.

Die sichere Versorgung mit Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen ist ein entscheidender Standortfaktor für uns, weil Energie einen der wichtigsten Bausteine zur Herstellung von chemischen Produkten darstellt. Der Gasverbrauch unseres Standortes in Ludwigshafen allein entspricht dem Bedarf von ganz Berlin. Unser gruppenweiter Bedarf an Erdgas übersteigt den von Dänemark. Hohe Energiepreise in Deutschland und Europa haben sich mittlerweile zu einem entscheidenden Standortnachteil entwickelt. Der neue World Energy Outlook der Internationalen Energie-Agentur prognostiziert eine unveränderte Preisdifferenz zwischen der EU und den USA von 3:1 bei den Gaspreisen und 2:1 bei den Elektrizitätskosten – und das soll sich in den kommenden Jahren wohl auch nicht wesentlich ändern. Ein solcher Nachteil bei den Energiekosten wird sich deutlich negativ auf Investitionen in der EU und auf unsere Handelsbilanz auswirken.

Energiesicherheit ist ein Eckpfeiler für unsere industrielle Basis in Europa. Die Industrie ist auf die sichere und kosteneffiziente Versorgung mit Elektrizität und Rohstoffen angewiesen, um hochwertige Produkte für die Märkte in Europa und weltweit zu produzieren. Wir brauchen Versorgungssicherheit jede Sekunde, 24



Stunden pro Tag, 365 Tage im Jahr. Industrie-Anlagen sind sehr empfindlich gegenüber Black-outs, auch wenn solch ein Ausfall nur Millisekunden andauern sollte. Aber diese Energiesicherheit ist in Gefahr. Die Energiestrategie der Kommission identifiziert einen Investitionsbedarf von einer Billion • im Energiesektor in den nächsten zehn Jahren. Aufgrund regulatorischer Risiken und ungünstiger Bedingungen für die Finanzierung ist ein beträchtlicher Anteil dieser benötigten Investitionen in Frage gestellt.

Im Chemiesektor hat der Energiebedarf bereits seit Jahrzehnten die Verbesserung der Energieeffizienz vorangetrieben, lange bevor Energieeffizienz auch als politisches Ziel formuliert wurde. So ist zwischen 1990 und 2010 der Energieverbrauch der chemischen Industrie in Europa um 20% gesunken, während gleichzeitig die Chemieproduktion um 70% gestiegen ist. Die letzten Jahre haben aber deutlich gemacht, dass wir die großen Effizienzsteigerungen der Vergangenheit nicht wiederholen können. Die ungenutzten Potenziale zur Effizienzsteigerung in den energieintensiven Industrien sind begrenzt. Künftig werden wir ein Produktionswachstum nicht vom Energie- und Rohstoffverbrauch entkoppeln können auch wenn wir weiterhin alle wirtschaftlich sinnvollen Verbesserungen der Energieeffizienz umsetzen. Wenn wir in Zukunft weiter wachsen wollen, dann werden wir auch mehr Rohstoffe und Energie dazu brauchen. Unser neues TDI-Projekt am Standort Ludwigshafen ist ein gutes Beispiel: Wir investieren zirka eine Milliarde Euro in eine Worldscale-Produktion zur Herstellung eines Vorprodukts für den Kunststoff Polyurethan, der unter anderem im Automobilbau, für High-Tech-Turnschuhe oder als hochleistungsfähiger Dämmstoff in modernen Kühlschränken eingesetzt wird. Die TDI-Produktion und die damit vernetzten vor- und nachgeschalteten Anlagen schaffen hunderte zusätzlicher Stellen. Aber auch wenn diese Anlagen auf dem neuesten Stand der Technik produzieren werden und die Energieeffizienz steigt, in absoluten Zahlen wird sich unser Energieverbrauch in Ludwigshafen aufgrund des gestiegen Produktionsvolumens steigern.

Im Unterschied zu anderen, mit der EU im Wettbewerb stehenden Regionen hält sich in Deutschland und Europa vielerorts die erstaunliche Überzeugung, dass Energie begrenzt und teuer sein sollte, damit sich ein sparsamer Umgang durchsetzt. Wir dürfen aber nicht übersehen, dass eine kosteneffiziente Energieversorgung in allen anderen Weltregionen als klarer Wettbewerbsvorteil erkannt wird.

In Deutschland müssen wir uns der Tatsache stellen, dass die wichtigste Prämisse der Energiewende nicht eingetreten ist: Auch wenn wir auf erneuerbare Energien langfristig nicht verzichten können, auf absehbare Zeit werden fossile Energieträger nicht knapper. Die verfügbaren Reserven steigen durch neue Fördertechniken. Öl- und Gasknappheit sind daher nicht mehr das drängendste Problem. Fossile Energieträger werden weltweit auch im Jahr 2030 mehr als 80% am Energiemix ausmachen.

Fossile Energien sind global gesehen auch nicht teurer geworden. Im Gegenteil – sie sind in den USA so signifikant günstiger geworden, dass dies die Wettbewerbsfähigkeit hiesiger Anlagen bedroht. Eine unveränderte Fortschreibung der europäischen und deutschen Energie- und Klimapolitik würde unseren gravierenden Standortnachteil weiter verschärfen.

Die EU und Deutschland wollen Vorreiter beim Klimaschutz sein. Kein anderes Land hat so umfassende Maßnahmen wie die EU ergriffen. Aber: Bei allem Bemühen um den Klimaschutz durch strenge Auflagen in der EU, bleibt doch festzuhalten, dass die USA ganz ohne solche Auflagen nur dank der konsequenten Nutzung von Schiefergas ihre CO₂-Bilanz entscheidend verbessern konnten, während in der EU die Kohlenutzung deutlich ansteigt mit negativen Folgen für unsere CO₂-Bilanz.

Zugleich setzt China verstärkt auf die Kohlechemie und erhöht seinen CO₂-Ausstoß. Kohlenstoffhaltige Rohstoffe – früher Kohle, heute vorherrschend Erdöl und Gas – sind für die Chemieindustrie der wichtigste Rohstoff. Erdöl ist heute mit einem Anteil von rund 70% der dominierende Chemierohstoff, doch der Schiefergasboom in den USA sowie die riesigen Kohlevorkommen im Inneren Chinas werden – abhängig vom Standort – zu Veränderungen in diesem Rohstoffmix führen. Die Kapazitäten der in China existierenden, im Bau befindlichen oder geplanten Produktionsanlagen für Chemie auf Kohlebasis übersteigen mittlerweile 10% der global existierenden Produktionskapazitäten der jeweiligen Grundchemikalien. China versucht dadurch weniger abhängig von teuren Öl- und Gasimporten zu werden. Verständlich aus der chinesischen Perspektive. Aber: Der Einsatz von Kohle führt auf Grundlage der heute verfügbaren Technologien im Vergleich mit anderen fossilen Energieträgern unausweichlich zu deutlich erhöhten CO₂-Emissionen.

Aus der globalen Perspektive müssen wir angesichts dieser einschneidenden Veränderungen unsere unilateral ausgelegte Klimapolitik in Europa und Deutschland kritisch hinterfragen. Was die EU durch die Erhöhung ihres Klimaziels von 20% auf 30% im Jahr 2020 einsparen würde, wird China dann in gerade einmal zwei Wochen emittieren. Einmal mehr wird deutlich: Der Klimawandel kann nur durch ein gemeinsames Handeln auf globaler Ebene gestoppt werden kann.

Eine unilaterale Verschärfung der Klimaschutzziele schadet unserer Volkswirtschaft in der EU und in Deutschland. Nachhaltiger Klimaschutz ist nur mit einer wettbewerbsfähigen Industrie als Motor für Innovationen zu meistern.

Im Januar 2014 hat die EU-Kommission einen neuen Rahmen für die Energie- und Klimapolitik bis 2030 vorgeschlagen. Der Ausstoß von Treibhausgasen soll bis 2030 um 40% (auf Basis 1990) gesenkt werden – und zwar unabhängig davon, ob es einen globalen Ansatz gibt und wie die Industrie weltweit und in Europa wachsen wird.

Dazu soll das jährliche Minderungsziel für den Emissionshandelssektor, zu dem auch die energieintensive Industrie gehört, nach 2020 noch weiter verschärft werden. Schon heute ist dieser jedoch überproportional belastet. Das Ganze passt zudem überhaupt nicht zu dem erklärten Ziel der Kommission, den Anteil industrieller Wertschöpfung am Bruttosozialprodukt wieder auf 20 % zu steigern.

Das Klimaziel muss daher vor allem an ein gleichrangiges Wachstumsziel für die Industrie gekoppelt werden. Es muss auch ohne ein globales Klimaschutzabkommen Sinn machen und Spielraum lassen für Wachstum entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Eine Verdrängung energieintensiver Grundprodukte wie Stahl, Aluminium, Papier oder Grundchemikalien in außereuropäische Produktionsstandorte mag der Erfüllung EU-bezogener Ziele dienen, nicht aber dem Klimaschutz, der global ansetzen muss.

Nur durch Erhalt der gesamten Wertschöpfungskette in Europa wird die Wettbewerbsfähigkeit Europas nachhaltig und robust gestärkt. Rund 70% des verarbeitenden Gewerbes profitieren von der Innovationskraft energieintensiver Unternehmen, denn Grundprodukte sind bestimmend für die Qualität der Endprodukte.

Beim Ausbau der Erneuerbaren Energien nimmt die Kommission die EU als Ganzes in den Blick, ein richtiger Schritt, der die Mitgliedsstaaten zu mehr Koordinierung beim Ausbau der Erneuerbaren zwingt. 2014 steht auch die Revision der Energieeffizienz-Richtlinie an, die bisher eine Obergrenze für den absoluten Energieverbrauch in der EU für 2020 festschreibt, sodass der Energieverbrauch künftig gesenkt werden muss. Auch diese Deckelung beim Energieverbrauch passt nicht mit dem gewünschten industriellen Wachstum zusammen: Die Internationale Energieagentur sagt beispielsweise bei organischen Chemikalien bis 2035 einen um 210% höheren globalen Bedarf voraus. Es ist im Interesse der EU, sich einen möglichst hohen Anteil dieses Wachstums zu sichern. Eine Verbrauchsobergrenze für Energie, die das EU-Wachstum potenziell beschränkt, ist dafür allerdings keine gute Voraussetzung. Bei BASF wollen wir auch künftig Investitionen wie das genannte TDI-Projekt in Europa realisieren, die Rahmenbedingungen in der EU müssen dies aber auch zulassen.

Energieeffizienz bietet größere noch ungenutzte Potenziale zur kosteneffizienten Vermeidung von CO₂, als die Förderung erneuerbarer Energien. Aber auch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind nur bis zu einem bestimmten Grad vernünftig, da Energiekosten nicht insgesamt vermieden werden, sondern sich in erhöhten Investitionen und in Personalkosten niederschlagen. Es muss von Fall zu Fall entschieden werden, ob eine Maßnahme günstiger oder teurer als die eingesparte Energie ist. Maßnahmen, die sich nur im Umfeld eines politisch induzierten hohen Energiepreises rechnen und in anderen Weltregionen aufgrund niedrigerer Energiekosten nicht umgesetzt werden, stellen ebenfalls eine zusätzliche Belastung dar.

Mit Blick auf die Erfüllung bestehender Vorgaben kann man dem europäischen Emissionshandel ein gutes Zeugnis ausstellen. Er funktioniert und ermöglicht die Verringerung der Emissionen zu einem kosteneffizienten Preis. Allerdings hatte die Kommission im September 2013 ihre Vorgaben zur nationalen Implementierung der Phase III konkretisiert und den sogenannten „Sektor-übergreifenden Reduktionsfaktor“ bekannt gegeben, der festlegt, wie viele Emissionszertifikate pro Industrieanlage bis 2020 frei zugeteilt werden sollen. Fehlerhafte Methodologien bei der Berechnung haben zu einem Wert geführt, der eine ungegerechtfertigte Reduzierung der freien Zertifikatvergabe zu Lasten der Industrie bedeutet, die vom „Carbon Leakage“ betroffen ist, also von der möglichen Verlagerung von Produktionsprozessen außerhalb der EU, um EU-spezifische klimapolitisch induzierte Kosten einzusparen. Die angemessene freie Zuteilung von Emissionszertifikaten ist wesentlich, um Carbon Leakage zu vermeiden.

Wir in der chemischen Industrie wollen auch in Zukunft in Europa investieren, aber es muss sich betriebswirtschaftlich rechnen. Neue Maßnahmen zur weiteren Emissionsvermeidung sollten sich auf die weitgehend ungenutzten Potentiale im Gebäude- und im Transportbereich fokussieren, denn im Vergleich zum Industriesektor, der seine Hausaufgaben bereits weitgehend gemacht hat, sind dort die Potenziale zur Effizienzverbesserung am größten. Die neuen Vorschläge der EU Kommission sehen jedoch wiederum die höheren Reduktionen im ETS-Sektor vor.

Beim Übergang zu den erneuerbaren Energien ist die EU auf gutem Wege, ihr Ausbauziel auf einen Anteil von 20% bis 2020 zu erreichen. Energie aus erneuerbaren Ressourcen hat das Potenzial, einen beträchtlichen Beitrag zum Umbau des europäischen Energiesystems zu leisten. Aber die Einführung erneuerbarer Energieressourcen in der heutigen Form ist einfach zu teuer. Die Fördersysteme werden zu einer immer stärkeren Belastung für die Budgets der Mitgliedsstaaten wie auch für Privathaushalte. Für ganz Europa lagen die Kosten für die Förderung Erneuerbarer Energien in 2012 bereits bei 34,6 Milliarden Euro. Heute sind die Kosten bereits wesentlich höher. Allein in Deutschland liegen die Kosten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) inzwischen bei 24 Milliarden Euro, mehr als doppelt so hoch wie 2010 und die Tendenz ist weiter steigend. Im Vergleich zu diesen Ausgaben wird die bescheidene Förderung für Forschung, Entwicklung und Demonstration den hohen Ambitionen einer klimafreundlichen Energiezukunft mit gerade einmal zwei Milliarden Euro pro Jahr (zwischen 2010 und 2013) in keiner Weise gerecht. Andere ziehen mittlerweile die Notbremse: So setzte Spanien im Januar 2012 die seit 2007 bestehenden Einspeisevergütungen für neue Anlagen mit erneuerbaren Energien aus. Die Beibehaltung des Vergütungssystems sei nicht kompatibel mit der aktuellen Wirtschaftskrise. Wir benötigen dringend eine Umverteilung der Mittel weg von bloßer Anlagensubvention hinein in die Forschung und Entwicklung neuer, effizienterer und umfassenderer Lösungen, die auch Energiespeicherung und -verteilung einbeziehen.

Nach einer aktuellen Studie von IHS würde die Abschaffung der EEG-Ausnahmen für energieintensive Industriesektoren zu erheblichen wirtschaftlichen Einbußen führen. Dagegen eröffnet ein alternatives Energieszenario mit einem moderateren Ausbau der Erneuerbaren bei einer gleichzeitig stärkeren Rolle von thermischen Kraftwerken – insbesondere Gaskraftwerke – der Industrie bessere Wachstumschancen und würde Arbeitsplatzverluste vermeiden helfen: Allein im Chemiesektor würden nach der Studie im Jahr 2040 rund 71.000 Arbeitsplätze mehr zur Verfügung stehen und das Wachstum wäre um mehr als 1% höher. Ähnliches gilt für andere wichtige Industriesektoren. Sowohl im Maschinenbau als auch in der Automobilindustrie werden bis zu 100.000 Arbeitsplätze mehr prognostiziert, wenn man das alternative kostengünstige Energieszenario umsetzen würde. Es wird deutlich, wir brauchen eine grundlegende Reform des EEG. Das kurzfristige Ziel ist die deutliche Verlangsamung des Kostenanstiegs; das mittelfristige Ziel ihre Reduzierung. Erneuerbare Energien müssen sich künftig bei einer Vollkostenbetrachtung am Markt behaupten und ihre Betreiber unternehmerische Verantwortung übernehmen. Die derzeit diskutierte Direktvermarktung ist ein wichtiger Schritt, muss aber auch konsequent umgesetzt werden. Bund und Länder müssen sich auf einen verbindlichen maximalen Ausbaupfad verständigen. Nur so kann der wesentliche Kostentreiber, der unkoordinierte Ausbau der erneuerbaren Energien, angepackt werden.

Entlastungstatbestände sind für die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen essentiell und müssen unbeschadet der beihilferechtlichen Problematik weiter erhalten bleiben. Die Nicht-Belastung von Eigenerzeugung ist darüber hinaus die Grundlage für eine wirtschaftliche und energetisch sinnvolle Strom- und Wärmeversorgung in Kraftwärmekopplungs-Anlagen und muss deshalb ebenfalls bestehen bleiben.

Ende 2013 hat die EU-Kommission ein Beihilfeverfahren gegen Deutschland eröffnet. Die Kommission hält die Besondere Ausgleichsregelung zur Entlastung der energieintensiven Industrie für unvereinbar mit dem Binnenmarkt. Für zahlreiche Unternehmen würde ein Wegfall dieser Regelung während des laufenden Verfahrens zu erheblichen, wenn nicht gar existenziellen wirtschaftlichen Schwierigkeiten führen. Die Notwendigkeit von Entlastungstatbeständen hat auch die EU-Kommission erkannt. Allerdings sollen die Begünstigten Sektoren angehören, die einen hohen Anteil an Exporten außerhalb Europas am Umsatz haben und gleichzeitig einen erheblichen Anstieg der Produktionskosten nachweisen können. Dieser Ansatz benachteiligt Industrien in Mitgliedstaaten mit Systemen zur Förderung erneuerbarer Energien, wie Deutschland, gegenüber anderen Mitgliedstaaten, die ein solches System nicht haben. Um das zu vermeiden, müsste die Handelsintensität mit anderen EU-Mitgliedstaaten zwingend mit in die Betrachtung einbezogen werden. Darüber hinaus verkennt die kumulative Anwendung der Voraussetzungen Außenhandelsintensität und Anstieg der Produktionskosten die arbeitsteilige Wertschöpfung moderner Volkswirtschaften. So sind viele außenhandelsintensive Sektoren gerade im Bereich höher veredelter Produkte selbst nicht energieintensivwohl aber die zuliefernden Sektoren. Deshalb müssen die Sektoren befreit werden, die entweder außenhandels- oder aber energieintensiv sind.

Bis zu einer umfassenden EEG-Reform in 2014 sollte ein Moratorium für EEG-Neuanlagen verabschiedet werden, um den weiteren Anstieg der Kosten für die Verbraucher zu begrenzen. Leitlinien für die EEG-Reform sollten mehr Markt und mehr Wettbewerb für erneuerbare Energien sein sowie mehr EU-Koordination – wir brauchen eine Europäisierung der Energiepolitik! Leider sehen wir in Deutschland eher eine Balkanisierung der Energiepolitik als eine Europäisierung.

Darüber hinaus müssen wir den Erneuerbaren auch die Kosten der „Nicht-Permanentverfügbarkeit“, mit anderen Worten die notwendigen Speicherkosten hinzurechnen.

Die Fehlentwicklung beim EEG zu stoppen ist eine wichtige Aufgabe, wir müssen uns aber auch gegen neue Fehlentwicklungen wenden. Auch wenn wir sie heute noch nicht benötigen, die Debatte um sogenannte Kapazitätsmärkte, die eine stets verfügbare Grundversorgung sichern sollen, gibt einen Vorgeschmack auf eine bereits sichtbare neue Kostenlawine. Ich warne davor, neue Subventionen für konventionelle Kraftwerke einzuführen, ohne dass wir die bestehenden Subventionen im EEG im Griff haben. Zumal solche Maßnahmen, wenn sie eingeführt sind nur schwer korrigierbar sind. Der bestehende Kraftwerkspark in Deutschland sowie den angrenzenden Staaten wurde unter mittlerweile überholten Rahmenbedingungen errichtet, dazu gehörten Gebietsmonopole, das Fehlen grenzüberschreitender Märkte und eine marginale Eispeisung erneuerbar erzeugten Stroms. Deshalb bestehen sowohl in Deutschland als auch in angrenzenden Staaten in Summe Überkapazitäten im konventionellen Kraftwerkspark. Der aktuell zu beobachtende Abbau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten ist zunächst einmal eine normale Reaktion auf bestehende Überkapazitäten. Konventionelle Kapazitäten in anderen Ländern sollten wir als Chance für den grenzüberschreitenden Stromhandel sehen. Die regionalen Engpässe in Süddeutschland sind nicht Folge eines angeblichen Marktversagens, sondern resultieren aus dem Moratoriums-Beschluss für Kernkraftwerke und aus Netzengpässen im Übertragungsnetz. Hier haben die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit getroffen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien innerhalb unseres Energiesystems muss wohl orchestriert ablaufen – sowohl in Bezug auf den Standort einer Anlage, insbesondere bei Wind und Solar, als auch im Infrastrukturbereich wie zum Beispiel bei der Integration in das Stromnetz, bei den so genannten „smart grids“, den Grundlast-Kapazitäten, in Bezug auf Systeme zur Energiespeicherung und natürlich beim Timing: Wichtige Teile dieses Komplexes stecken aber noch in den Kinderschuhen, etwa die Speicherkapazitäten: die entsprechenden Innovationen, die einmal zu niedrigeren Preisen führen sollen, haben die Entwicklungsphase noch nicht hinter sich. Selbst wenn diese Technologien einmal ausgereift sein werden, umsonst wird es die Energiespeicherung nicht geben sondern zusätzliche Kosten werden anfallen.

Um vernünftige Rahmenbedingungen in der EU bis 2030 zu schaffen, muss die Balance aller drei Säulen der Nachhaltigkeit stärker in den Fokus genommen werden. Wir alle sollten noch einmal unser Verständnis von Nachhaltigkeit als einem gleichgewichtigen Nebeneinander von wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Anforderungen schärfen. Nötig ist ein Gleichgewicht der Ziele, einseitig bindende Ziele würden dieses Gleichgewicht empfindlich stören. So sind Indikatoren für Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit ein erster, sinnvoller Schritt. Aber sie müssen zu Zielen weiterentwickelt werden, die gleichgewichtig neben den ökologischen Zielen stehen. Alle Ziele sind zu überwachen und gegebenenfalls anzupassen, sollte das Gleichgewicht in Gefahr geraten. Ein europäisches Klimaschutzziel für 2030 muss bei der Aufteilung auf verschiedene Sektoren die jeweiligen technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten berücksichtigen. Wir benötigen fundierte Prämissen und Szenarien, die dem Fehlen eines globalen Klimaschutzabkommens ebenso Rechnung tragen wie dem Schiefergas-Boom in den USA.

Die Energie- und Klimapolitik in Deutschland und der EU muss sich neu auf das dreifache Ziel von Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit von Energie und den Klimaschutz fokussieren. Wir können nur dann Vorreiter bei nachhaltigem Klimaschutz sein, wenn es gelingt, unsere industrielle Wettbewerbsfähigkeit zu stärken. Klare Vorgaben und Indikatoren müssen für alle Ziele definiert und ein Monitoring-Prozess etabliert werden. Der Schlüssel ist ein angemessenes CO₂-Vermeidungsziel, das auch ohne ein globales Klimaschutzabkommen eine sinnvolle Vorgabe darstellt und unserer Industrie ausreichend Entfaltungsmöglichkeiten einräumt für mehr Wachstum und zur Schaffung neuer Arbeitsplätze.

Wir müssen Forschung und Innovation ermöglichen anstatt neuen Technologien Hürden in den Weg zu stellen. Dazu gehören auch die Möglichkeit zur Erkundung der heimischen Schiefergasvorkommen und die Entwicklung der dazugehörigen Fördertechnik, anstatt diese Technologie ohne belastbare Erkenntnisse über deren Chancen und Risiken zu blockieren. Die Möglichkeit der EU, ein innovations- und technologiefreundliches Klima zu schaffen, wird ihren künftigen wirtschaftlichen Erfolg bestimmen. Bereits existierende Technologien reichen nicht aus, auch die Herausforderungen der Zukunft zu meistern. Wir müssen bereit sein, ständig neue Lösungen zu entwickeln. Die Industrie ist dabei auf einen gesetzlichen Rahmen angewiesen, der Innovationen eine echte Chance gibt, bevor sie durch endlose Debatten zunichte gemacht werden.

Damit die Energiewende gelingen kann, muss die Politik die Europäisierung der Energiepolitik voranbringen, drei Zielparameter der Energiepolitik berücksichtigen, Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz und einen Plan für eine intelligente Nutzung der Erneuerbaren Energien aufstellen, der auch den Ausbau der Infrastruktur mit Leitungsnetzen und Speicherkapazitäten berücksichtigt.



©Fraunhofer ISE

Prof. Dr. Eicke R. Weber

Leiter, Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE

Professor Dr. Eicke R. Weber, geboren am 28.10.1949, promovierte 1976 in Physik an der Universität Köln, wo er sich – nach Forschungsaufenthalten an der State University of New York, Albany, USA und der Universität Lund, Schweden – 1983 habilitierte. Im selben Jahr nahm er einen Ruf an das Department of Materials Science and Engineering der University of California, Berkeley, an, wo er 2004 zum Chair der Nanoscale Science and Engineering Graduate Group ernannt wurde. Im Juni 2006 erhielt er das Bundesverdienstkreuz am Bande.

Seit Juli 2006 ist er Leiter des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, und gleichzeitig Professor an der Fakultät für Mathematik und Physik sowie an der Technischen Fakultät der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg.

Seine Forschungsinteressen sind Materialforschung an Halbleitern, insbesondere Silicium für Mikroelektronik und Photovoltaik und III/V Halbleiter für Hochfrequenz- und optoelektronische Anwendungen.

Das europäische Energiesystem 2.0 – Die Energiewende ist die dritte industrielle Revolution

Prof. Dr. Eicke R. Weber

1 Fossilien statt erneuerbarer Energien?

Der CO₂-Ausstoß Deutschlands ist in den letzten beiden Jahren angestiegen, angeheizt durch verstärkten Einsatz von Braun- und Steinkohle. Die EU betrachtet ihre Effizienzziele als „Empfehlung“, und bereitet Lockerungen vor, Japan hat seine Klimaschutzziele praktisch aufgegeben und in den USA hat Fracking zu einer Reduktion des Gaspreises um etwa zwei Drittel geführt. Wir verhalten uns als gäbe es weder ein Problem limitierender Ressourcen, noch die immer offensichtlicher werdende Gefahr katastrophaler Veränderungen der Stabilität unseres Klimasystems, eines Systems, das mit Zeitkonstanten von Jahrzehnten auf heutige Entscheidungen reagiert.

Dabei wird uns die globale Aufgabe immer deutlicher, unsere Zukunft nachhaltig und damit langfristig überlebar zu gestalten. Energetische Nachhaltigkeit ist nur ein erster Schritt dahin, er ist machbar und lohnend. Ein europäisches Energiesystem 2.0 könnte die Blaupause für ein globales Umdenken werden. Basis der Betrachtungen ist das am Fraunhofer ISE entwickelte REMod-D Modell, das ein Abbild des hier bestehenden Energiesystems mit der Simulation von Szenarien für ein künftiges System verbindet, das sich wesentlich auf erneuerbare Energien bei erhöhter Energieeffizienz stützt.

Abgesehen von den angesprochenen Notwendigkeiten hat ein derartiges Energiesystem enorme Vorteile: Es ist erwünscht und ökonomisch profitabel. Die Zustimmung der Deutschen zur Energiewende lag noch im September 2013 laut einer Umfrage der Agentur für Erneuerbare Energien bei 92 %. Deutschland hat mit der begonnenen Energiewende gezeigt, wie schnell der Anteil Erneuerbarer gesteigert werden kann.

Eine Studie des Energy Modeling Forum EMF, Stanford, errechnet, dass die Mehrkosten für einen verstärkten Klimaschutz in Europa minimal sind. Da die dabei entwickelten neuen Technologien Exportschlager werden und Reparaturkosten für Schäden immer höher sind als vorsorgliches Handeln, kann es nur im Sinne einer vorausschauenden Politik sein, Nachhaltigkeit nicht nur anzufangen, sondern entschlossen weiter umzusetzen. Konkret geht es um ein bezahlbares Energiesystem, das die Ziele der Bundesregierung für 2050 erfüllt: 50 % weniger Primärenergiebedarf, wenigstens 60 % Anteil erneuerbarer Energien an der Primärenergie, 80 % am Strom, und 80 bis 95 % Reduktion der Treibhausgasemissionen bezogen auf 1990.

2 Das Energiesystem 2.0

2.1 Die dritte Industrielle Revolution

Jeremy Rifkin, Publizist und Gründer der Foundation on Economic Trends in Washington D.C., zeigt in seinem Buch „Die Dritte industrielle Revolution“ wie aus der Verbindung von Informationstechnologien und erneuerbaren Energien enorme Chancen für Bürger und Umwelt entstehen können. Tatsächlich gleicht die Energiewende einer industriellen Revolution. Statt eines bloßen Wechsels des Energieträgers von Kohle zu Öl wie bei der zweiten industriellen Revolution, bedeutet die Energiewende zusätzlich noch das Einschwingen auf eine endliche Gesamtleistung und natürliche Fluktuationen der Energie. Letztlich läutet dies ein Ende des unbegrenzten quantitativen Wachstums ein: Das einzig nachhaltig mögliche Wachstum wird das an Lebensqualität sein.

Dies ist kein moralischer Appell zum Verzicht, sondern es geht darum unter Zuhilfenahme modernster Technologien eine neue Stufe des global-gesellschaftlichen Wohlstands in einem nachhaltigen Energiesystem aufzubauen, das von fünf Säulen getragen wird:

- Erneuerbare Energien
- Energieeffizienz
- Vernetzung
- Speicher
- Mobilität

Rifkin setzt dem Anachronismus von Fracking und Verdrängung des Klimawandels eine Utopie entgegen, die von positiven Zielen und naturwissenschaftlichen Erkenntnissen geprägt ist. Menschen sind leicht verführbar, sie denken von Natur aus eher an den kurzfristigen Nutzen. Doch die Menschheit hat immer wieder bewiesen, dass sie zur Weiterentwicklung fähig ist, wie die wachsende Bereitschaft der Weltgemeinschaft zur Einhaltung von Menschenrechten und demokratischen Prinzipien zeigen.

2.2 Erneuerbare Energien

Der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Endenergieverbrauch hat sich von der Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes EEG bis 2012 auf 12,6 % rund verdreifacht. Der Beitrag aus Wasserkraft und Deponiegas ist recht konstant. Biomasse wie Holz, Biogas, Biotreibstoffe hat einen starken Anstieg auf 7,9 % hinter sich, die Ausbaupotenziale sind jedoch begrenzt. Die großen Potenziale für die Zukunft liegen in der Photovoltaik, in der Windkraft und der Solarthermie. Letztere wird im Zielsystem nicht nur als regenerative Energie, sondern auch für die Vernetzung und Speicherung wichtig sein.

Solarstrom und Onshore-Windkraft sind nahe der echten Erzeuger-Parität, im Vergleich zu Strom aus Öl sind sie schon deutlich besser: Dieser hat allein

Treibstoffkosten von über 20 ct/kWh! Die Windkraft steuerte 2012 mit 8,1 % den höchsten Anteil erneuerbarer Energie zum Strommix bei. Sie verzögert sich im Ausbau durch die technischen Schwierigkeiten beim Offshore-Ausbau und durch Akzeptanzprobleme auf dem Land. Gleichwohl wird sie eine tragende Säule eines regenerativen Gesamtsystems sein müssen. Die derzeit diskutierten Änderungen am EEG könnten insbesondere die Windkraft in Süddeutschland behindern. An diesen Standorten ist die Erzeugung zwar etwas geringer, durch den Fluktuationsausgleich mit der Photovoltaik würden diese Anlagen aber auch Speicher und Stromtrassen einsparen.

Photovoltaikstrom trug 2013 mit 29,7 Milliarden kWh einen Anteil von rund 5 % zur Deckung des Stromverbrauchs in Deutschland bei. 2010 waren es erst 2 %. Während von 2010 bis 2012 jährlich Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von rund 7,5 GWp (Gigawattpeak) zugebaut wurden, brach die Nachfrage im vergangenen Jahr aufgrund starker Einschnitte bei der Solarstromförderung auf rund 3,3 GWp ein. Der Bundesverband Solarwirtschaft e.V. warnt mit Recht vor einem Abwürgen des deutschen Markts und dem Verlust unserer Technologieführerschaft.

Die Photovoltaik hat eine beeindruckende Kostenreduktion von über einer Größenordnung hinter sich.

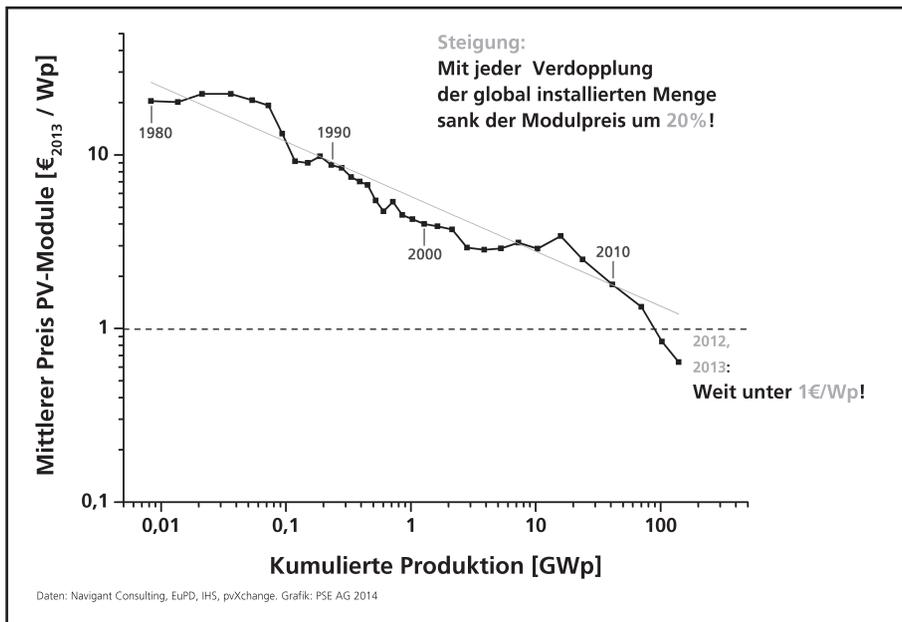


Abb.1 Die Preis-Lernkurve der Photovoltaik. Der Modulpreis für kristallines Silicium sank global seit 1980 bei jeder Verdopplung der kumulativen Produktionsmenge um 20 %.

Einspeisebereite Photovoltaikanlagen kosten heute pro Kilowattpeak für Privathaushalte rund 1.500 Euro, bei Großanlagen etwa 1.000 Euro. Damit ist privater Solarstrom in Deutschland mit teilweise unter 10 ct/kWh erheblich günstiger als Netzstrom. Das eigene Haus als Kraftwerk kommt nicht nur dem Bedürfnis des Menschen nach Unabhängigkeit entgegen, sondern reduziert mit einem PV-Speicher auch die Systemverluste. Diese eigenverantwortliche Stromerzeugung sollte weiter gefördert und nicht durch zusätzliche Belastung mit Umlagen gedrosselt werden.

2.3 Energieeffizienz

Etwa 55 % des deutschen Energieverbrauchs gehen in thermische Anwendungen, rund 30 % in den Verkehr. Das größte Einsparpotenzial hat dabei der private Heizenergieverbrauch. Für den Neubau gibt es gute Energiestandards, doch wäre ein entschlossenes Gebäudesanierungsprogramm nötig, das die Sanierungsraten von heute 1 % auf 2-3 % pro Jahr multipliziert.

Verbrauchsreduktion ist eine zentrale Komponente der Energiewende. Rechnungen aus unserem REMod-D Modell legen eine Verringerung des Heizwärmebedarfs um etwa 50 % nahe. Letztlich ist der „Mix“ aus Erneuerbaren Energien und Effizienz eine gesellschaftliche Entscheidung, bei der auch Naturschutz und gesellschaftliche Akzeptanz eine Rolle spielen. Reduziert man den Heizwärmebedarf stärker, so müssen nicht nur weniger Windräder, sondern auch weniger Speicher installiert werden, weil die Bedarfsspitze im Winter geringer ist.

Da allgemein nach Effizienzsteigerungen die Komfortwünsche eher wachsen (Rebound-Effekt), der Bedarf an Kommunikationstechnik und insbesondere an Strom im Verkehr steigt, werden viele Effizienzgewinne beim Strom kompensiert werden. Deshalb ist es sinnvoll, den Gebäudesektor praktisch klimaneutral zu gestalten. Langfristig werden rund 30 % aller Gebäude an Wärmenetze angeschlossen sein. Ansonsten wird die elektrische Wärmepumpe die dominante Heiztechnik.

Im Verkehr wird über Elektromobilität und moderne Antriebe der Treibstoffverbrauch reduziert. In Produktion und Gewerbe sorgt der Kostendruck hoher Energiepreise für höhere Energieeffizienz. Überhaupt ist in einem marktwirtschaftlichen System der Preis eine wichtige Steuermöglichkeit. Diesen Freiheitsgrad sollte sich die Regierung nicht zugunsten subventionierter Strompreise nehmen lassen. Selbstverständlich muss durch soziale Maßnahmen sichergestellt werden, dass Menschen mit geringem Einkommen ihre Grundbedürfnisse befriedigen können.

2.4 Speicher

Je höher der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien wird, desto lauter wird die Frage, wie das Stromnetz ertüchtigt werden kann. Nicht immer muss gleich das Stromnetz ausgebaut werden, eine wichtige Rolle spielen Speicher. Seit Mai 2013 ist das erste Förderprogramm für PV-Batteriesysteme in Kraft. Bereits im

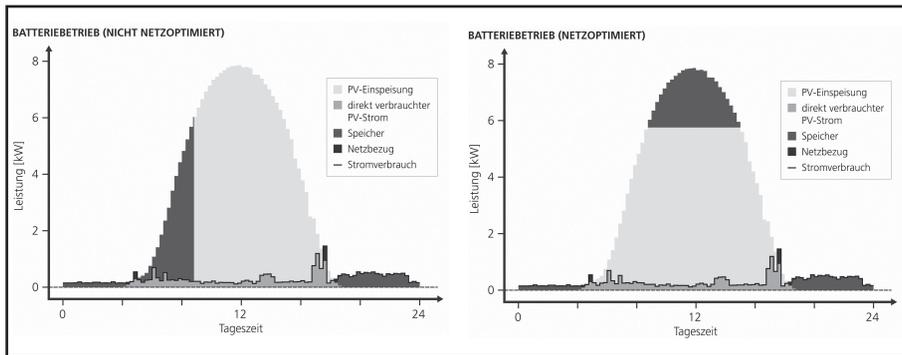


Abb. 2: Bei der konventionellen eigenverbrauchsbestimmten Betriebsweise (links) wird der Speicher geladen, sobald Strom verfügbar ist. Der eingespeiste Teil erreicht mittags den Höhepunkt. Bei der netzoptimierten Betriebsweise (rechts) wird der Speicher mittags geladen und reduziert so die Einspeisespitze.

Vorfeld hat das Fraunhofer ISE eine Studie zu dieser Technik für den Bundesverband Solarwirtschaft BSW vorgelegt. Etwa 70 bis 80 % der Photovoltaik speisen in das Niederspannungsnetz ein und werden größtenteils vor Ort verbraucht. Die Verteilnetze arbeiten ohne Probleme bidirektional und können dabei bis zu 50 GWp Photovoltaik ohne nennenswerte Engpässe aufnehmen. Allerdings ist in Gebieten mit hoher PV-Anschlussdichte bereits ein Bedarf an Netzertüchtigung absehbar, den PV-Speicher und andere Maßnahmen vermeiden könnten.

Für die Netzentlastung ist die Betriebsweise der Speicher entscheidend. Mit der in Abb. 2 gezeigten netzoptimierten Betriebsweise könnten 100.000 Photovoltaikspeicher die installierbare Photovoltaikkapazität ohne Netzausbau um 66 % erhöhen. Neben der Kappung der Spitzeneinspeisung am Mittag können PV-Batteriesysteme die am Abend auftretende Netzbezugsspitze durch Entladung der Speicher senken.

Für die Speicherung großer Strommengen gibt es Pumpspeicherwerke, die alleine aber nicht ausreichen. Für die Zukunft sind zum einen chemische Speicher interessant, so das Herstellen von Wasserstoff durch Elektrolyse oder Redox-Flow-Batterien, die ebenfalls keine prinzipielle Begrenzung der gespeicherten Menge kennen. Zum anderen werden thermische Speicher eine wichtige Rolle spielen. In einem erneuerbaren Energiesystem werden die Grenzen zwischen Strom und Wärme fließend.

Mit dem im folgenden Kapitel beschriebenen Energiemodell REMod-D wären im Beispielsystem für 2050 rund 1.500 GWh Wärmespeicher in Verbindung mit Wärmenetzen installiert – das entspricht rund 320 Speichern mit jeweils 100.000 m³ Wasservolumen. Dazu kommen rund 600 GWh an Wärme-Pufferspeichern in Einzelgebäuden. Knapp 40 GWh an Photovoltaik-Batterien wären installiert – das entspricht rund 10 Millionen Speichern mit je 4 kWh. Eine ähnliche Speicherkapazität würden Pumpspeicherkraftwerke liefern. Sind 2050 noch 300.000

GWh oder mehr an Erdgas im System verfügbar, braucht man keine Elektrolyse-Anlagen. Bei 150.000 GWh Erdgas sind rund 23 GW Elektrolyseure erforderlich.

2.5 Vernetzung

Das Regenerative Energien Modell – Deutschland REMod-D des Fraunhofer ISE umfasst konventionelle und erneuerbare Erzeuger und alle Komponenten für Speicherung und Verbrauch des gesamten Energiesystems. „Zukünftige Energiesysteme mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zeichnen sich durch eine wesentlich stärkere Interdependenz der verschiedenen Verbrauchssektoren und Energieträger aus“, sagt Dr. Hans-Martin Henning, stellvertretender Institutsleiter des Fraunhofer ISE und einer der Entwickler des Modells. Das Modell errechnet deshalb ein vollständiges Jahr stundengenau unter Berücksichtigung aller Verbrauchssektoren – Gebäude, Industrie, Verkehr – und deren Wechselwirkungen. In vielen Millionen Simulationsläufen wurde die kostengünstigste Konstellation berechnet. So konnten wir zeigen, dass die Reduktion der Treibhausgase, zu vergleichbaren Kosten wie heute möglich ist. Die konventionellen Szenarien kommen dagegen zu sehr viel höheren Energiekosten in der Zukunft – und erreichen natürlich die Klimaziele der Bundesregierung nicht.

Ein Beispielsystem für 2050 zeigt, das mit 81 % CO₂-Reduktion, mehr als 50 % Verringerung des Primärenergiebedarfs und 65 % Anteil erneuerbarer Energien am Endenergiebedarf die Ziele der Bundesregierung leicht übererfüllt. Die Gesamtkosten für Erhalt und Betrieb des gesamten Energiesystems betragen für das Beispiel rund 173 Milliarden Euro pro Jahr. Die größte Einzelposition mit rund 45 Milliarden Euro ist die energetische Sanierung von Gebäuden. Das ist gleichzeitig ein schönes Beispiel für den Mehrwert der Energiewende, da bei Sanierungen immer auch die Substanz, der Nutzungswert und der Komfort verbessert werden.

Bereits im Jahr 2012 betragen die Kosten für den Import von Energierohstoffen und Abbau heimischer Primärenergieträger 140 Milliarden Euro. Bei einer angenommenen Preissteigerung um 2 % pro Jahr würden die Kosten für den Import von Energierohstoffen auf 180 Milliarden Euro in 2050 ansteigen. Wenn man bedenkt, dass dazu noch die Kosten für Erhalt und Unterhalt der Energieinfrastruktur kommen, ist klar, dass das erneuerbare Energiesystem keinesfalls teurer wird als das konventionelle System. Weitere Details werden unter www.ise.fraunhofer.de/de/daten-zu-erneuerbaren-energien präsentiert.

2.6 Mobilität

Auch Mobilität muss künftig emissionsfrei sein. Dies geschieht einerseits durch rein batterieelektrische Fahrzeuge, perspektivisch aber auch durch die Integration von Elektrolyseuren im Netz zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff und dessen Verwendung in Brennstoffzellenfahrzeugen. Während batterieelektrische Fahrzeuge mit sehr hohem Wirkungsgrad Strom speichern und in die Traktion überführen, werden limitierte Reichweite und lange Ladezeiten den Einsatz begrenzen. Brennstoffzellenfahrzeuge haben Betankungszeiten und



Abb. 3 Wasserstofftankstelle des Fraunhofer ISE in Freiburg (©FraunhoferISE)

Reichweiten, die mit konventionellen Fahrzeugen vergleichbar sind, jedoch ist die Herstellung und Verteilung des „Kraftstoffs“ aufwändiger.

Das Fraunhofer ISE hat im März 2012 in Freiburg eine öffentliche, solare Wasserstoff-Tankstelle in Betrieb genommen, in der Wasserstoff durch Elektrolyse mit der fortschrittlichen Membrantechnologie erzeugt wird. Der Strom wird im Jahresmittel durch eine eigene Photovoltaik-Anlage bereitgestellt. Die Tankstelle erlaubt die Betankung von PKW mit 700 bar Druckgasspeichern, aber auch von Bussen mit 350 bar Speicherdruck sowie Wechselkartuschen mit 200 bar.

Elektrolyse von Wasserstoff ist die energetisch effizienteste Herstellungsmöglichkeit regenerativer Treibstoffe. Damit können im Prinzip auch Schwerlast- und Luftverkehr angetrieben werden. Denkbar sind aber auch Biotreibstoffe oder synthetisches Erdgas, bei dem Wasserstoff mit CO_2 prozessiert wird. Wie der Mix der Technologien aussehen wird, ist noch offen.

Ob Wasserstoff oder Batterie, der Fahrzeugpark wird im künftigen Smart Grid auch eine Funktion als Kurzzeitspeicher haben. Sowohl bei Engpässen als auch bei einem Überangebot regenerativen Stroms, kann so der Verkehrsbereich Fluktuationen glätten.

3 Der Weg zum Ziel

3.1 Rahmen und Leitlinien

Es ist ermutigend, was sich in den drei Jahren nach der Havarie des Atomkraftwerks Fukushima in Deutschland getan hat: Die damalige Regierung hat ein nachhaltiges Zielsystem aufgestellt, das breiten Konsens genießt und die erneuerbaren Energien haben sich schneller entwickelt als erwartet.

Im letzten Jahr wurden im Rahmen einer Medienkampagne die Strompreisanstiege in den Mittelpunkt gerückt. In Anlehnung an den Hype-Zyklus der Gartner Beraterin Jackie Fenn könnte man sagen, nach der Euphorie sind wir jetzt im Tal der Tränen. Einen Einstieg in den Pfad der Erleuchtung, der zum Plateau der Wirtschaftlichkeit führt, könnte ein Rat der Energieweisen sein, der die Energiewende unabhängig von Regierungsmehrheiten langfristig begleitet. Mit ihm sollten eine Roadmap und Meilensteine abgestimmt werden.

Für die Arbeit dieses Gremiums sollten Kriterien festgelegt werden, zum Beispiel: Fortschreibung der Ziele streng an den naturwissenschaftlichen Gegebenheiten, Vorrang für die Nachhaltigkeit des Gesamtsystems vor Einzelinteressen, Dezentralität in der Technik, Zentralität in der Koordination, Verursacherprinzip, Sozial- und Wirtschaftsverträglichkeit, Transparenz.

Transparenz heißt auch, offen über Kosten reden. Wir brauchen eine gesellschaftliche Bewusstseinsbildung darüber, dass die dritte industrielle Revolution von uns jetzt eine Investition fordert, die sich erst für unsere Kinder richtig lohnen wird. Das tut zwar weh, ist aber letztlich eine akzeptable Leitplanke. Sehr aufmerksam müssen dabei Tendenzen beobachtet werden, die versuchen Konsequenzen zu umgehen. Dazu zählen das Endlagern von CO₂ (Sequestrierung) und die Finanzierung der Energiewende auf Kredit.

Der Rat der Energieweisen sollte internationale Mitglieder haben, denn wir können die Energiewende zwar in Deutschland beginnen, doch erfolgreich zu Ende ist sie erst in einem europäischen und später globalen Gesamtsystem Energy 2.0. Dem Gremium sollte ein umfangreiches Monitoring zur Seite gestellt werden, das unabhängig von politischen oder wirtschaftlichen Interessen, aussagekräftige Indikatoren entwickelt und überwacht und so eine kontinuierliche Nachsteuerung ermöglicht. Dabei könnte der ETI-Index hilfreich sein, der weiter unten erläutert wird.

Wie wichtig eine ständige Kontrolle des Zielfortschritts ist, zeigt die Renaissance der Kohle in Deutschland. Es gingen 2013 nicht nur neue Kohlekraftwerke ans Netz, sondern es wird generell mehr Braunkohle verfeuert, dafür werden umweltfreundlichere Gaskraftwerke abgeschaltet. Das liegt vor allem am Preisverfall der CO₂-Zertifikate. Statt der ursprünglich anvisierten 30 Euro rangierte der Preis für den Ausstoß einer Tonne Kohlendioxid im Januar 2014 bei 4,50 Euro. Großbritannien und Kalifornien haben einen funktionierenden Mechanismus über Basispreise etabliert, der zum Beispiel in Kalifornien zu 12 Dollar pro Tonne CO₂

führt. Gerade Europa, das mit seinen Mindestpreisen im Agrarsektor große Erfahrungen mit derartigen Mechanismen hat, könnte dem Preisverfall abhelfen, beginnend mit Reduzierung der im Markt befindlichen Zertifikate (Backloading).

3.2 Technische Aspekte

Alle Techniken für die dritte industrielle Revolution sind prinzipiell vorhanden. Worauf es jetzt ankommt, ist, ihre Effizienz zu erhöhen und die Kosten zu senken. Wir verfügen in Deutschland über sehr viel Know-how und haben mit der Energiewende die Chance, diesen Vorsprung auch in Produkte und Arbeitsplätze umzuwandeln. Dazu müssen wir jetzt in Forschung, Entwicklung und den Marktaufbau investieren. Das ist eine gewinnträchtige Investition, die uns bald nicht nur Energiekosten spart, sondern unserer Volkswirtschaft neue Einnahmen durch den Verkauf von Energieeffizienztechnologien verschafft.

3.2.1 Erneuerbare Energien

Gesetze sind zentral für die Erreichung der Klimaschutzziele. So hat beispielsweise das EEG eine vitale Dynamik entfaltet und den Einstieg in die Solarwirtschaft erst ermöglicht. Seine inzwischen in viele Länder exportierte Prinzipien sind: langfristig stabile Rahmenbedingungen, Vergütung des Stroms statt der Investition, Finanzierung nach dem Verursacherprinzip durch die Stromkunden.

Die EEG-Umlage hat jedoch einen Webfehler. Sie soll den Energieversorgern die Mehrkosten des erneuerbaren Stroms zum herkömmlichen Strom erstatten. Sie wird im Gesetz als Differenz des Einspeisepreises zum Strombörsenpreis berechnet. Dieser ist aber auch wegen des Erfolgs der erneuerbaren Energien auf unter 4 Cent/kWh gefallen, die tatsächlichen durchschnittlichen Stromerzeugungskosten sind aber deutlich höher. Damit zahlen die Stromkunden den Energieversorgern mehr für den Strom als er durchschnittlich kostet. Sinnvoll wäre es, die EEG Umlage auf einen von Fachleuten jährlich zu bestimmenden Referenzstrompreis der Stromerzeuger zu beziehen. Eine gefühlte Ungerechtigkeit entsteht auch durch die vielen Ausnahmen, die von der EU-Kommission als illegale Subvention betrachtet werden. Sie sollten auf die wirklich hart im internationalen Wettbewerb stehenden Firmen begrenzt werden. Hier gab es viel Wildwuchs, wie das Beispiel des niederländischen Aluminiumherstellers Aldel zeigt, der im Januar wegen der niedrigen deutschen Strompreise in die Insolvenz ging.

Das Beispiel EEG demonstriert, was die Systemtheorie schon lange weiß: Bei komplexen Systemen sollten die Änderungen am System behutsam vorgenommen und ihre Auswirkungen sorgfältig analysiert werden, bevor man die nächste Änderung durchführt, sonst riskiert man unerwartete Instabilitäten. Die letzten Änderungen am EEG waren alles andere als „behutsam“. Sie vernichteten zigtausende Arbeitsplätze und gefährden so die Ernte einer blühenden neuen Branche. Deutschland ist, wie bei Kopierer oder Handy, auch bei der Photovoltaik dabei, seinen Technologievorsprung zu verlieren. Wir waren dann die Erfinder und Pioniere, doch das Geschäft würden andere machen.

Um diesen Ausverkauf zu verhindern, wurde das „Gigawatt Fab Projekt xGWp“ ins Leben gerufen. Eine Gruppe führender europäischer Forschungsinstitute und Unternehmen will mit einer Solarfabrik der nächsten Generation die globale Kosten- und Qualitätsführerschaft Europas wieder erringen. Zu international wettbewerbsfähigen Preisen soll in Europa produziert werden. Und die Zeit drängt. So kündigt eine Studie der Deutschen Bank einen zweiten Goldrausch der Photovoltaik an. Der weiter steigende Weltmarktbedarf für Solarmodule wird die nach den Insolvenzen gesunkenen Fertigungskapazitäten ab 2016 überholen, so dass es zu einer verstärkten Nachfrage nach zusätzlicher, moderner und kosteneffizienter Produktionskapazität kommen wird.

Am 16. Januar sagte der französische Präsident in einer vielbeachteten Rede sinngemäß: Wir brauchen ein deutsch-französisches Airbusprojekt für die Energiewende! Die xGWp Photovoltaikfabrik eignet sich dafür hervorragend.

3.2.2 Energieeffizienz

Energieeffizienz hat zwar in der Industrie eine hohe Priorität, im allgemeinen gesellschaftlichen Bewusstsein ist sie kaum verankert. Die Einsparziele der Bundesregierung für 2050 sind mit 50 % Primärenergie und 25 % Strom zwar angemessen hoch, ihre Umsetzung findet jedoch kaum statt. Offensichtlich gibt es eine menschliche Vorliebe für „mehr“, während eine Reduktion im Verbrauch – auch wenn sie nicht zur Reduktion des Komforts führt – offenbar unattraktiv ist. Das Koordinationsgremium sollte deshalb auch über eine Motivationskampagne die Energieeffizienz als ein positives Ziel bei den Menschen verankern.

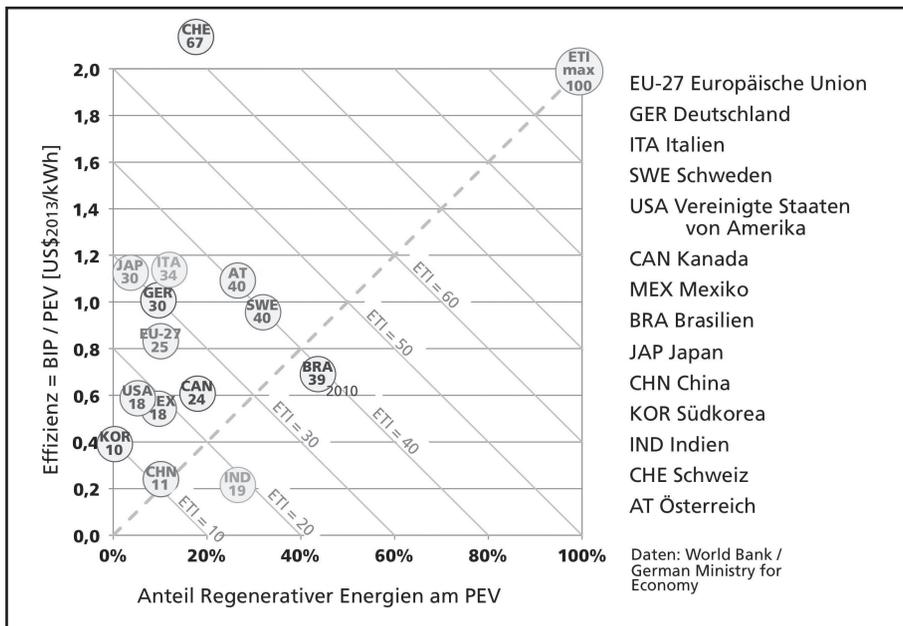


Abb. 4: Energietransformationsindex ETI für ausgewählte Länder im Bezugsjahr 2011.

Einen möglichen Ansatz für das Monitoring und das öffentliche Bewusstsein zugleich bietet der Energie-Transformations-Index ETI, der im November 2013 auf der Tagung der International Solar Energy Society ISES in Cancun erstmals vorgestellt wurde.

In einer grafischen Darstellung wird auf der x-Achse der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergiebedarf eines Landes aufgetragen, auf der y-Achse das Bruttoinlandsprodukt bezogen auf den Energiebedarf. Letzteres ist ein Maß für Energieeffizienz: Wie viel Dollar Wirtschaftsleistung werden pro eingesetzter kWh erzielt? Beides sind positive Ziele, die wachsen sollen. Die Daten sind über Standardveröffentlichungen der Weltbank leicht verfügbar:

- Bruttoinlandsprodukt in US-Dollar
- Primärenergieverbrauch in Kilowattstunden
- der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch

In Abb. 4 sind ausgewählte Länder mit den Werten für 2011 eingetragen. Für die Energiewende müssen sowohl der Anteil erneuerbarer Energien als auch die Energieeffizienz maximiert werden. Daher ist das Mittel der normierten x- und y-Werte, der ETI, ein guter Indikator für die Position eines Landes. Ein ETI von 100 entspräche Vollversorgung mit Erneuerbaren und einer Energieeffizienz von 2 US-Dollar pro Kilowattstunde. Dieser Wert wäre ungefähr eine Verdoppelung des heutigen Wertes bei energieeffizienten, industrialisierten Ländern wie Deutschland und Japan, und wie das Beispiel der Schweiz zeigt kann er natürlich noch übertroffen werden.

Wichtiger als der Momentanwert eines Landes werden die Fortschritte sein: Sie sind umso besser, je mehr sich der ETI eines Landes entlang der gestrichelten Diagonale nach oben entwickelt. Dies gibt den idealen Weg zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft vor.

Das ETI Ranking hat einen direkten Bezug zur Klimaproblematik. 100 % erneuerbare Energien bedeuten keine CO₂ Emissionen mehr aus dem Energiesektor, und auch die Verbesserung der Energieeffizienz wirkt sich CO₂-mindernd aus. Der Vorteil des ETI ist, dass er den Fokus auf positive Ziele legt: Verminderung der CO₂-Emissionen ist zwar das Ziel, aber als Negativ-Ziel politisch schwer durchzusetzen, wie zuletzt die erfolglose Klimaschutzkonferenz in Warschau deutlich zeigte. Erhöhung der Energieeffizienz und des Anteils der erneuerbaren am Energieverbrauch sind dagegen Positiv-Ziele, die selbst in Ländern wie den USA und China Unterstützung finden.

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE wird mit der International Solar Energy Society ISES künftig jährlich ein derartiges Ranking veröffentlichen, um zu dokumentieren, welche Länder die Energiewende ernsthaft angehen, und wer dabei zurück bleibt. Als Basis sollen dabei die Werte für die 82 wichtigsten Länder der Erde berücksichtigt werden.

Auf dem Weg zu mehr Energieeffizienz wird die Forderung von Ernst-Ulrich von Weizsäcker wichtig bleiben: „Die Preise müssen die ökologische Wahrheit sagen“. Die Strompreisdiskussion zeigt deutlich, wie sensibel die Menschen auf den Preis reagieren. Leider zeigt sie auch, wie nötig eine Kampagne zur Energieeffizienz ist: Die Preiserhöhungen könnten in den meisten Fällen schon mit Kontrolle des Stand-by Verbrauchs oder effizienten Leuchtmitteln überkompensiert werden.

3.2.3 Speicher

Auch bei den Speichern gibt es ein strukturelles Problem. Das derzeitige Design des Strommarkts verhindert ein tragfähiges Geschäftsmodell für Speicher oder Reservekraftwerke. In der bisherigen linearen Betrachtungsweise gibt es entweder Erzeuger oder Verbraucher, Speicher fallen zwischen diese „Stühle“. Was wir brauchen ist eine Marktgestaltung, die dem Systemgedanken Rechnung trägt. Speicher und Reservekraftwerke sind darin Netzverbraucher, die Systemdienstleistungen bereitstellen und vergütet bekommen. Dieser Ansatz ist weit besser, als einzelne Technologien zu fördern. In Kalifornien sind Speicher seit kurzem in den Energiemarkt integriert und erhalten eine Vergütung. Das könnte uns ein Beispiel sein.

Speicherung, Reservekraftwerke und Stromaustausch gehören inhaltlich zusammen. So reduzieren Gas- oder Biomassekraftwerke die benötigte Speicherkapazität. Auch der europäische Stromverbund kann wie ein virtueller Speicher betrachtet werden. Stromaustausch über die Grenzen kann Fluktuationen oder technische, geografische oder meteorologische Unterschiede ausgleichen. Die Alpenländer oder Norwegen haben sehr viel bessere Voraussetzungen für Wasserkraft und Pumpspeicherwerke als wir. Der Mittelmeerraum hat durch die hohe Einstrahlung und teilweise riesige Karstflächen ein enormes Potenzial zur erneuerbaren Stromerzeugung.

Und auch bei den Speichern gilt: Wir sollten in Europa Massenware für Endverbraucher herstellen. Das gelingt wie bei der x-GWp-Photovoltaikfabrik nur durch neueste Technologie und den Zusammenschluss führender Unternehmen. Das Kompetenznetzwerk Lithiumbatterien KLiB ist dafür ein gutes Beispiel bei den Lithiumbatterien.

3.2.4 Vernetzung

Eine zentrale Komponente der dritten industriellen Revolution ist bei Jeremy Rifkin das intelligente Stromnetz, das er als „Energie-Internet“ apostrophiert, bei uns als Smart Grid bekannt. Egal ob die Information über die Stromleitung oder ein getrenntes Internet bereitgestellt wird, die Grundidee ist dieselbe: Die Einbahnstraße der Stromlieferung wird zur Daten- und Stromtrasse mit zwei Fahrtrichtungen. Millionen Mini-Einspeiser und Verbraucher können so optimal miteinander vernetzt werden. Die Stromverbraucher können darüber hinaus durch bewusstes Verhalten oder entsprechende Technik einen günstigeren Strompreis erzielen, der variabel sein wird, wie die Aktienkurse an der Börse.

Aber auch ein intelligentes Stromnetz reicht nicht aus. Für ein nachhaltiges Energiesystem brauchen wir das spartenübergreifende Cross Energy Management (CEM) für Wärme, Strom, Gas, Mobilität. Ein entsprechendes Projekt hat eine Gruppe von Fraunhofer-Instituten unter Leitung des IESE bei der EU beantragt. Um Millionen dezentraler Netzknoten zu koordinieren braucht es ein zentrales Management oder zumindest einheitliche Rahmen und Regeln, was wieder für ein Koordinationsgremium der Energiewende spricht.

Bei der Vernetzung ist der gesamteuropäische Gedanke besonders wichtig. Letztlich muss für jedes Land und Europa insgesamt eine detaillierte Simulation mit dem REMod Modell gemacht werden. Das Fraunhofer ISE bereitet einen entsprechenden Projektantrag bei der EU vor, der auch Fördermittel für die technische Umsetzung enthält. Mit den Ergebnissen könnte zum Beispiel der Fernausbau in Richtung auf Supergrids begonnen werden.

3.2.5 Mobilität

Ohne zusätzliche Maßnahmen scheint es zweifelhaft, ob die von der Bundesregierung genannten 1 Million Elektrofahrzeuge 2020 tatsächlich über Deutschlands Straßen rollen. Dazu braucht es mehr Demonstrationsprogramme und einen massiven Ausbau der Ladeinfrastruktur. Auch Anreize wie Parkplätze oder Freigabe von Bus- und Taxispuren, auch ganzer Innenstädte, nur für emissionsfreien Verkehr sind sinnvoll. Im Rahmen der Veränderungen zu einem klimaneutralen Energiesystem wird es außerdem neue Konzepte für lange Strecken mit der Kombination Schiene-Individualverkehr geben müssen.

Mobilität ist per definitionem grenzüberschreitend. Niemand wird sich ein Fahrzeug zulegen, dessen Reichweite am Schlagbaum endet. Das gilt ganz besonders für gasgetriebene Fahrzeuge, ob Erdgas oder Wasserstoff. Hier muss nach einer Pilotphase die europäische Abstimmung rasch vorangetrieben werden. Sonst droht ein ähnlicher Flickenteppich der Systeme, wie bei der Bahn, die in Europa nicht nur unterschiedliche Definitionen der elektrischen Traktion, der Signal- und Sicherheitssysteme hat, sondern auch auf unterschiedlichen Spurweiten fährt.

Nachhaltige Mobilität in Europa wäre darüber hinaus ein lohnendes Feld, um für Infrastruktur und Fahrzeugbau ähnliche Industriekooperationen wie für das xGWp Solarprojekt aufzugleisen. So könnte die europäische Automobilindustrie der asiatischen Konkurrenz auf dem Gebiet der e-Mobilität davonfahren.

4 Chancen nutzen statt Probleme verschieben

Aus naturwissenschaftlicher und ökonomischer Sicht sind die von EU und Bundesregierung gesetzten Ziele sinnvoll und umsetzbar. Für die Menschen sind sie erstrebenswert, denn sie ermöglichen unseren Nachkommen ein stabiles Klima und einen kostengünstigen Zugang zu unerschöpflicher Energie. Schon auf dem Weg dorthin profitieren wir durch Sicherheit vor politisch motivierten Verknappungen und Energie-Preissprüngen und durch enorme wirtschaftliche Impulse durch innovative Wertschöpfung im eigenen Land.

Diese Chancen gibt es nicht zum Nulltarif. Es fordert nicht nur unser Geld, sondern auch die Veränderung liebgewonnener Gewohnheiten. Es gibt kein „weiter so“, es gibt keine Alternative zur Energiewende. Jede Scheinlösung, jedes Taktieren verschiebt die Probleme nur. Wer jetzt noch auf Kosten des Allgemeinwohls seine Schäfchen ins Trockene bringen will, riskiert, dass er samt seiner Herde von der nächsten Flutwelle fortgetragen wird.

Es ist eine veritable industrielle Revolution, die wir zu gestalten haben. Jede Revolution bringt Veränderungen und Neuverteilung der Macht. Die dritte industrielle Revolution kann über die dezentrale Natur der Erneuerbaren auch die breite Bevölkerung an den Früchten beteiligen.

Der Wind des Wandels bläst schon kräftig. Während einige noch Mauern verstärken, bauen andere schon Windmühlen. Für die Energiewende brauchen wir die Kooperation und Kompetenz aller, denn nur miteinander kann dieses generationenübergreifende Projekt gelingen.

Europa hat in der Finanzkrise gezeigt, dass riesige Geldsummen bewegt werden können, dass für eine gemeinsame Sache national-egoistische Aspekte zurücktreten. Auch bei der Energiewende wird das gebraucht, allerdings für ein erheblich erfreulicherer Ziel und im Agieren statt reagieren. Wenn Europa an einem Strang zieht, dann kann man nicht nur den Stromaustausch über die Grenzen intensivieren, sondern gemeinsam Produkte entwickeln, die der Weltmarkt dringend braucht, wenn sich in immer mehr Ländern die Vernunft durchsetzt. Ein Blick über den Tellerrand zeigt, wie lohnend das heute schon ist: In den Schwellenländern gibt es gigantische Märkte, zum Beispiel für dezentrale Stromerzeugung mit Photovoltaik.



Dr. Hans-Jürgen Witschke
Vorsitzender der Geschäftsführung, DB Energie GmbH

Dr. Hans-Jürgen Witschke, Jahrgang 1958, ist seit 07/2004 Vorsitzender der Geschäftsführung der DB Energie GmbH, einem Unternehmen der Deutschen Bahn AG. Seit 01/2010 ist er Mitglied des Executive Boards der Deutschen Bahn. Des Weiteren ist er u. a. Mitglied des Vorstands des Forum für Zukunftsenergien e.V. sowie des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK). Darüber hinaus hat er Aufsichtsratsmandate außerhalb des DB Konzerns bei der EnBW Kernkraft GmbH (EnKK) und der European Energy Exchange AG (EEX) inne.

Nach dem Studium der Betriebswirtschaftslehre und akademischer Tätigkeiten an der Universität zu Köln, war er für die Ruhrkohle AG tätig, zuletzt als Prokurist der DKM GmbH. Nach der Übernahme durch die Harpen AG übernahm er die kaufmännische Geschäftsführung in der Dachgesellschaft Harpen Wärme GmbH. Seit seinem Wechsel zur Deutschen Bahn 1998 bekleidete er verschiedene leitende Funktionen im Bereich Finanzen und Controlling des Personenverkehrs.

Europäische Energiewende – auch im Verkehr!

Dr. Hans-Jürgen Witschke

Europa hat sich auf den Weg gemacht und ehrgeizige klima- und energiepolitische Ziele formuliert. Anspruchsvolle Ziele sollen auch über das Jahr 2020 hinaus nicht nur die Vorreiterrolle Europas im Klimaschutz unterstreichen, es soll auch größere Sicherheit und Verlässlichkeit für alle Akteure gewährleistet werden. Dieses Vorgehen ist ausdrücklich zu begrüßen. Dabei ist Gewissheit über die zukünftige Ausgestaltung der Rahmenbedingungen im Bereich Klimaschutz, wie zum Beispiel über die weitere Ausgestaltung des Emissionshandels und dem weiter steigenden Einsatz erneuerbarer Energien unerlässlich.

Anspruchsvolle Klimaschutzziele in Europa bis 2030

Die Fortschreibung der Klimaschutzziele in Europa ist ausdrücklich zu unterstützen. Die hohe Bedeutung, die hierbei der Stromerzeugung und dem Stromtransport beigemessen wird, ist ebenso richtig. Die Herausforderungen bei der Umsetzung der deutschen Energiewende, mit der sich Deutschland zu einem Lernprozess historischen Ausmaßes entschlossen hat, dokumentieren, wie wichtig ein europaweit abgestimmtes Vorgehen ist. Bisher ist es Staaten nicht gelungen ihren Energieverbrauch dauerhaft zu senken und seit Beginn der Industrialisierung konnte sich keine Volkswirtschaft von fossilen Brennstoffen als Hauptenergiequelle lösen. Die daher äußerst ehrgeizigen Ziele der Energiewende können nur gemeinsam erreicht werden, indem funktionierende Strommärkte das magische Dreieck in der Energiewirtschaft europaweit soweit ausbalancieren, dass umweltfreundlich produzierter Strom bei einer gleichzeitig sicheren Versorgungssituation bezahlbar bleibt.

Mit Blick auf die bestehenden Verantwortlichkeiten ist unstrittig, dass alle Sektoren der Wirtschaft zur Erreichung der ehrgeizigen Klimaschutzziele beitragen müssen. Den Verkehrssektor stellt dies vor eine besondere Herausforderung: Im Vergleich zu 1990 verzeichnet einzig der Verkehr steigende CO₂-Emissionen. Von 1990 bis 2011 ist ein Plus von 28 Prozent zu konstatieren. Insgesamt trägt der Verkehrssektor damit nun rund ein Viertel zu den gesamten CO₂-Emissionen in Europa bei.

Dies zeigt den akuten Handlungsbedarf im Verkehrsbereich. Ein kohlenstoffarmes Europa erzwingt damit eine erhebliche CO₂-Reduktion im Verkehr. Hierbei ist uneingeschränkt jeder Verkehrsträger gefordert, seine Effizienz zu steigern. Weiterhin muss es gelingen, die Verkehrsträger noch besser als bisher zu vernetzen und damit die Stärken der einzelnen Verkehrsträger zur Geltung zu bringen. Für mehr Klimaschutz im Verkehr gilt es, insbesondere den nachweislich klimafreundlichen Schienenverkehr in Europa zu stärken. Mehr Verkehr auf der

Schiene führt zu weniger CO₂. Vor diesem Hintergrund sind die bestehenden Rahmenbedingungen kritisch zu prüfen, ob sie dieser Zielstellung gerecht werden.

Europäisches Emissionshandelssystem – Nicht zulasten des Schienenverkehrs

Das Emissionshandelssystem in seiner derzeitigen Form wirkt sich zulasten des umweltfreundlichen elektrisch betriebenen Verkehrsträgers Schiene aus. Einzig der elektrisch betriebene Schienenverkehr muss innerhalb des Verkehrssektors zu 100 Prozent für seine CO₂-Emissionen aufkommen. Der durch den Emissionshandel verursachte Anstieg der Strompreise führt dazu, dass Verkehr auf der Schiene sich einseitig verteuert. Damit verlieren die Bahnen in Europa einen Teil ihrer Wettbewerbsfähigkeit, der Verkehr wird von der Schiene auf die Straße verlagert und der Ausstoß von CO₂ erhöht sich entsprechend. Auf diese klimapolitische Fehlentwicklung im Verkehrssektor haben die europäischen Bahnen wiederholt hingewiesen.

Dieses Problem im Bereich des Verkehrs ist vergleichbar dem der energieintensiven Industrie. Durch Anlastung der CO₂-Kosten droht der Industrie Gefahr im internationalen Wettbewerb. Produktion verlagert sich dorthin, wo nicht vergleichbare Klimaschutzanstrengungen unternommen werden. Emissionen werden nicht vermieden, sondern nur verlagert. Im Bereich der energieintensiven Industrie hat man sich dem Problem des „carbon leakage“ aktiv angenommen. Durch kostenlose Zuteilung von Zertifikaten mindert man die Problematik. Auf nationaler Ebene erfolgt zudem eine Strompreiskompensation, um die durch den Emissionshandel gestiegenen Strompreise für energieintensive Industrien auszugleichen.

Durch die einseitige Belastung der Schiene infolge des CO₂-Emissionshandels wird der intermodale Wettbewerb zwischen den Verkehrsträgern zulasten des umweltfreundlichen Verkehrsträgers Schiene verzerrt. Der Flugverkehr ist teilweise in den Handel einbezogen. Innerhalb des Luftverkehrs besteht indes die große Sorge, dass der Flugverkehr im weltweiten Wettbewerb durch den europäischen Emissionshandel in Nachteil gerät. Über die Ausgestaltung dieses Instruments wird daher intensiv gerungen. Dessen ungeachtet muss Beachtung finden, dass der Flugverkehr unabhängig von der konkreten Ausgestaltung den Großteil seiner benötigten CO₂-Zertifikate kostenfrei zugeteilt erhält. Eine Einbeziehung des Schiffsverkehrs in den CO₂-Emissionshandel wird erst erwogen. Der private und gewerbliche Straßenverkehr ist gänzlich unberücksichtigt. Folglich ist der elektrische Schienenverkehr der einzige Verkehrsträger, der für die Kosten der verursachten CO₂-Emissionen vollständig aufkommt. Auch im Rahmen der geplanten Änderung der Energiesteuerrahmenrichtlinie ist nach derzeitigem Stand keine Änderung zu erwarten.

Eine Untersuchung des Forschungsinstituts ZEW hat die Folgen dieses einseitigen Kostenanstiegs analysiert und Marktanteilsverluste der Schiene abge-

schätzt. Der Emissionshandel führt im Verkehr dazu, dass sich der Modalsplit der Verkehrsträger zugunsten der Straße verschiebt und die CO₂-Emissionen entsprechend ansteigen. Dieser Effekt steht in klarem Gegensatz zu dem Zweck, den das CO₂-Emissionshandelssystem verfolgt. Dies betrifft sowohl den Personen- als auch den Güterverkehr.

Diese sinnwidrige Auswirkung des CO₂-Emissionshandels sollte beendet und alle Verkehrsträger in das Handelssystem integriert werden. Bis dahin ist eine (Übergangs-) Lösung zugunsten der Schiene erforderlich. Solange keine harmonisierte Einbeziehung aller Verkehrsträger in den Emissionshandel erfolgt, ist eine Kompensation der CO₂-Kosten für den Schienenverkehr sinnvoll. Vergleichbar den Regelungen der energieintensiven Industrie, braucht auch die Schiene eine Kompensation der durch den Emissionshandel verursachten Strompreissteigerungen.

Erneuerbare Energien im Verkehr

Ohne einen starken elektrisch betriebenen Schienenverkehr werden sich die Klimaschutzziele im Verkehr insgesamt nicht erreichen lassen. Die Schiene ist bisher der einzige Verkehrsträger, der bereits heute einen signifikanten Beitrag zur Energiewende leistet, der konkrete Projekte zur Integration weiterer erneuerbarer Energien umsetzt sowie eine konsequente Strategie zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Verkehrsbereich verfolgt.

Schon heute verfügt er mit weitem Abstand vor den anderen Verkehrsträgern über den höchsten Anteil an erneuerbarer Energien. Angesichts der Prognosen, die trotz Wirtschafts- und Finanzkrise ein deutliches Verkehrswachstum erwarten, wird offenkundig, dass hier dringender Handlungsbedarf besteht. Es steht fest: Ohne eine Verkehrswende kann die Energiewende nicht gelingen.

Vor allem für Auto und Flugzeug stecken alternative Energiekonzepte noch in den Kinderschuhen. Ob das Elektro-Auto die Wende zu einem flächendeckend genutzten Fahrzeug schafft, muss sich noch zeigen. Auch die Luftfahrtindustrie steht mit ihren Bemühungen um energieeffiziente Antriebe noch am Anfang. Dass Flugzeuge jemals komplett mit erneuerbaren Energien fliegen werden, bleibt fraglich. Anders die Schiene: Ihr kommt bei der Energiewende bereits jetzt eine zentrale Rolle zu, weist sie doch heute schon im Vergleich zu anderen Verkehrsträgern einen deutlichen Vorsprung bei der Klimateffizienz auf. Im Jahr 2012 betrug der Anteil erneuerbaren Energien im Bahnstrommix in Deutschland rund 24 Prozent. Im Vergleich dazu schafft das Auto derzeit nur einen Anteil von lediglich sieben Prozent und im Luftverkehr werden erneuerbare Energien nach wie vor praktisch nicht genutzt.

Die Deutsche Bahn AG unterstützt die Energiewende und die damit verbundenen politischen Ziele ausdrücklich - auch wenn hiermit erhebliche Mehrkosten durch den Ausbau erneuerbarer Energien im Bahnstrommix verbunden sind. Sie hat sich im Rahmen ihrer Strategie „DB2020“ zum Ziel gesetzt, die Position der

Schiene als Umwelt-Vorreiter abzusichern und weiter auszubauen. Geplant ist, dass der Anteil erneuerbarer Energieträger bis 2020 mindestens 35 Prozent beträgt. Bis 2050 strebt die DB sogar einen vollständig CO₂-freien Schienenverkehr an.

Durch die unternehmerische Entscheidung im Fernverkehr der Deutschen Bahn AG, für alle Fahrten der BahnCard- und Zeitkarten-Kunden Strom auf Grundlage erneuerbarer Energien zu beschaffen, wird die Zielstellung von „DB2020“ bereits in 2015, möglicherweise noch früher, erreicht. Im Ergebnis bedeutet dies, die DB deckt bereits 35 Prozent ihres Bahnstrombedarfs spätestens 2015 emissionsfrei aus erneuerbaren Energien. Im DB Fernverkehr beträgt der Grünstromanteil bereits heute 75 Prozent. Dies bringt die Energiewende im Verkehr deutlich voran. Deutlich mehr, als dies, wie geplant, mit einer Million Elektroautos bis 2020 möglich sein wird.

Den Stromverbrauch in Gänze auf erneuerbare Energien umzustellen, bleibt jedoch eine enorme Herausforderung, die nur gemeinsam auf europäischer Basis und mit Innovationen, insbesondere im Bereich der Speichertechniken, zu bewältigen sein wird.

Insgesamt steht der europäische, insbesondere aber der deutsche Strommarkt vor erheblichen Herausforderungen, soll die Energiewende auf Dauer gelingen. Der Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten sowie eine rückläufige Nachfrage führen auf den Strommärkten zu starken Überkapazitäten und entsprechend niedrigen Handelspreisen an den Strombörsen. Konventionelle Kraftwerke werden zunehmend von Anlagen, die durch das EEG gefördert werden, verdrängt und verlieren ihre Wirtschaftlichkeit. Auf diese nun wirtschaftlich untragbaren Kapazitäten kann jedoch nicht verzichtet werden. Sie werden aufgrund der fluktuierenden Einspeisung der erneuerbaren Energien nach wie vor als Reservekapazität und zur Abdeckung der Grundlast zwingend benötigt.

Zur Korrektur der marktseitigen Dysfunktionalität bedarf es der Integration der Erneuerbaren in die Marktmechanismen und damit eines veränderten Marktdesigns im deutschen Strommarkt. Der laufenden Novellierungsdiskussion muss demnach ein Diskurs über das deutsche Strommarktdesign folgen. Derzeit werden in diesem Zusammenhang die Reformierung des heutigen EEG sowie ein zukünftiges Strommarktdesign zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit diskutiert. Mit Blick auf das Dreieck der Energiewirtschaft, dem Gleichgewicht aus Wirtschaftlichkeit, Umweltfreundlichkeit und Versorgungssicherheit, wird deutlich, dass die beiden diskutierten Themen nicht einzeln zu betrachten sind. Die Energiewende kann vielmehr nur erfolgreich umgesetzt werden, wenn mit einem reformierten EEG die erneuerbaren Energien sinnvoll in das System integriert werden und gleichzeitig die Versorgungssicherheit durch ein entsprechendes Marktdesign sichergestellt ist.

Umso kritischer ist es aus Bahnsicht, dass vor Auflösung dieser Dysfunktionalität die Bahnstromversorgung über die Durchleitung in eben diesen nicht funktionierenden Strommarkt integriert werden soll. Dies führt zu Effizienzverlusten im Gesamtsystem Bahn. Externe Eisenbahnverkehrsunternehmen haben damit die Möglichkeit den subventionierten Strom vom Markt mitzubringen, der jedoch nicht die Gesamtkosten aus Erzeugung und Reserveleistung widerspiegelt. Zusätzlich werden die Mehrkosten für die Durchleitung, im Wesentlichen die Kosten für die öffentlichen Versorgung aber auch Aufwendungen für IT und Personal, über die Netzentgelte der Bahnstromversorgung solidarisiert, so das de facto rund 90 Prozent der Mehrkosten durch die Transportgesellschaften der DB getragen werden.

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen für die Schiene

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen in Europa haben nicht nur erheblichen Einfluss auf die erfolgreiche Energiewende. Sie haben gleichfalls erheblichen Einfluss auf die Wettbewerbssituation des Verkehrsträgers Schiene und dessen Möglichkeit, seine Stärken im Zusammenspiel der Verkehrsträger zum Einsatz zu bringen.

Angesichts des erwarteten Verkehrswachstums müssen die Energieeffizienz gesteigert und die CO₂-Emissionen verringert werden. Ein wichtiger Baustein ist dabei die Entwicklung möglichst energieeffizienter Antriebsformen bei allen Verkehrsträgern. Ohne diese ist eine Verringerung der CO₂-Intensität im Verkehr nicht möglich. Hierdurch alleine kann die notwendige Verkehrswende jedoch nicht gelingen. Für eine solche klimaverträgliche Bewältigung des Verkehrswachstums ist jedoch neben Investitionen in die Schieneninfrastruktur auch eine Stärkung der Schiene durch eine veränderte Gestaltung der energiepolitischen Rahmenbedingungen notwendig.

Die Emissionshandelserlöse sollten zum Ausbau erneuerbarer Energien im Bahnstrom Verwendung finden. Bestehende steuerpolitische Gestaltungsmöglichkeiten sollten zu-gunsten des Schienenverkehrs genutzt werden. Eine Befreiung des Schienenverkehrs von der Stromsteuer sollte europarechtlich empfohlen werden. Eine Kompensation der CO₂-Kosten für den Schienenverkehr ist sinnvoll. Vergleichbar den Regelungen der energieintensiven Industrie braucht auch die Schiene eine Kompensation der durch den Emissionshandel verursachten Strompreissteigerungen.

Die aufgeführten Beispiele zeigen, dass energie- und verkehrspolitische Rahmenbedingungen gemeinsam bedacht und in Übereinstimmung gebracht werden müssen. Bestehende Querbezüge sind zu beachten, um wettbewerbsverzerrende Benachteiligungen für den klimafreundlichen Schienenverkehr zu verhindern. Eine CO₂-neutrale Mobilität ist auf eine starke Schiene in Europa angewiesen.



***Professor Dr. Franz-Josef Wodopia
Geschäftsführendes Vorstandsmitglied und Hauptgeschäftsführer,
Gesamtverband Steinkohle e. V. (GVSt)***

Herr Prof. Wodopia wurde am 12. Dezember 1957 in Heidelberg geboren.

1981 legte er seine Diplom-Prüfung in Volkswirtschaftslehre ab, 1985 promovierte er zum Doktor der Wirtschaftswissenschaften (rer. pol.) an der Universität Heidelberg.

Im Jahr 1986 trat er seinen Dienst beim Gesamtverband Steinkohle (GVSt), Essen, an. 1989 wechselte er zur IG BCE, Hannover, zuletzt als Leiter der Abteilung „Bergbau und Energiewirtschaft“

Seit dem 1. Juli 2005 ist Herr Prof. Wodopia Hauptgeschäftsführer, seit dem 1. Mai 2006 Geschäftsführendes Vorstandsmitglied des GVSt, Essen.

Seit dem 26. Januar 2009 ist Herr Prof. Wodopia Vizepräsident von EURACOAL, Brüssel – Europäische Vereinigung für Stein- und Braunkohle.

Von 2000 bis 2007 hatte er eine Professur für Wirtschaftswissenschaften für Ingenieure an der TFH Georg Agricola inne, seit 2007 ist er dort Honorarprofessor.



Dr. Kai van de Loo
Bereichsleiter Volkswirtschaft und Wirtschaftspolitik,
Gesamtverband Steinkohle e. V. (GVSt)

Geboren am 12. Juni 1962 in Moers. Nach dem Zivildienst Studium der Wirtschaftswissenschaften an der Ruhr-Universität Bochum (1983 – 88) mit Abschluss zum Diplom-Ökonom. Sodann bis 1992 wissenschaftlicher Mitarbeiter der Ruhr-Universität im Bereich Volkswirtschaftslehre/Volkswirtschaftspolitik und Promotion zum Dr. rer. oec. Seither Tätigkeit für den GVSt, damals Essen, heute Herne, zunächst in der (damaligen) Abteilung Wirtschaftspolitik und Europa-Angelegenheiten, daraufhin im Vorstandsreferat (2000/2001 zwischenzeitlich delegiert zur Europäischen Kommission als Kabinettchef des Beratenden Ausschusses der EGKS in Luxemburg), seit Anfang 2009 als Leiter des Bereichs Volkswirtschaft und Wirtschaftspolitik.

Seit Anfang 2010 zudem Mitglied der Geschäftsführung der Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.; bereits seit 2009 auch Mitglied im Vorstand der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB).

Seit 2007 Lehrbeauftragter für VWL an der TFH Georg Agricola in Bochum.



Dipl.-Dolm. Bernd Bogalla
Leiter Bereich Europaangelegenheiten
Gesamtverband Steinkohle e. V. (GVSt)

Geboren am 1.6.1958 in Attendorn. Studium der Sprachwissenschaften an der Universität des Saarlandes in Saarbrücken, und an der Heriot Watt University in Edinburgh in Schottland.

Seit 1984 in unterschiedlichen Funktionen für den Gesamtverband Steinkohle e.V. tätig. Im Bereich Wirtschaft / Energie / Umwelt ist er verantwortlich für das Aufgabengebiet „Europa“ und somit für die Beziehungen zu europäischen Institutionen und Verbänden sowie für Fragen zur europäischen Forschung und Entwicklung und zum Umwelt- und Klimaschutz.

Außerdem Sekretär der Ausschüsse „Technische Forschung“ und Umweltschutz bei EURACOAL, der Europäischen Vereinigung für Stein- und Braunkohle in Brüssel.

Seit 2012 leitet er das Brüsseler Büro des Gesamtverbands.

Energiewende und Steinkohleperspektiven im EU-Kontext

Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia / Bernd Bogalla / Dr. Kai van de Loo

1. Energiewende rechtlich und wirtschaftlich nur im EU-Kontext möglich

Mit der in Deutschland 2010/2011 ausgerufenen und seither verfolgten beschleunigten Energiewende sind sehr langfristige und sehr ehrgeizige energie- und klimapolitische Ziele verbunden. Deren Bedeutung und Tragweite beschränkt sich nicht allein auf die nationale Ebene, sondern betrifft auch unsere Nachbar- und Partnerländer in Europa. Dabei geht es nicht nur um den nationalen Ausstieg aus der Atomenergie bis 2022 und den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien, deren Anteil an der hiesigen Stromerzeugung auf 40-45% bis 2025, auf 55-60% bis 2035 und dann etappenweise auf 80% bis 2050 gesteigert werden soll. Zugleich sollen - so der breite politische Konsens hierzulande - die energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 um 40% (gegenüber 1990) und bis 2050 um mindestens 80% gesenkt werden. Ferner soll, was in der deutschen Öffentlichkeit bisher weniger thematisiert worden ist, durch forciertes Energiesparen der nationale Primärenergieverbrauch schon bis 2020 um 20% und sodann um 50% bis 2050 vermindert werden, der Stromverbrauch ist um 10% bis 2020 und 25% bis 2050 zurückzuführen. Parallel dazu soll der Anteil der Erneuerbaren am gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland schrittweise auf 60% bis 2050 wachsen, dann also den dominanten Beitrag zur inländischen Energieversorgung darstellen. Dies impliziert einen entsprechenden starken Rückgang der Anteile der fossilen Energien Öl, Gas und Kohle, auf die zusammen heute noch rd. 80% des nationalen Energiemixes entfällt.

Diese Ziele stehen nicht in Widerspruch zu den gemeinsamen, bis 2020 avisierten Klima- und Energiezielen auf europäischer Ebene, den sog. 20-20-20-Zielen (Reduktion der CO₂-Emissionen der EU um 20%, Verringerung des Energieverbrauchs um 20% und Ausbau des Anteils der erneuerbaren Energien auf 20%). Für die Zeit danach hat die EU-Kommission sogar jüngst ihren „Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“ noch weiter gesteckt und eine verbindliche Minderung der Treibhausgasemissionen um 40 % im Vergleich zu 1990 vorgeschlagen. Die Minderung soll sowohl im EU-ETS-Sektor als auch in den Bereichen erbracht werden, die nicht dem europäischen Emissionsrechtehandel unterliegen und ausschließlich durch Maßnahmen in den Mitgliedsländern selbst erreicht werden. Der Anteil Erneuerbarer Energien soll EU-weit auf insgesamt 27 % steigen. Ein verbindliches Ziel zur Steigerung der Energieeffizienz und somit zur weiteren Senkung des Energieverbrauchs ist zwar noch nicht vorgesehen; die Kommission hat indes bis zum Jahresende eine Überprüfung der entsprechenden Richtlinie 2012/27/EU angekündigt und behält sich eine Richtlinienänderung ausdrücklich vor. Die deutschen energiepolitischen Ziele harmonisieren auf den ersten Blick auch mit der von der EU-Kommission vorgeschlagenen „Energy Roadmap 2050“ mit ihren langfristigen Dekarbonisierungsszenarien für die EU. Sie bedeuten indes, dass Deutschland schon in den nächsten Jahren

und auch danach geraume Zeit ein höheres Tempo beim Umbau seiner Energie- und insbesondere Stromversorgung gehen will als die meisten anderen europäischen Länder. Und sie bedeuten sogar, dass eine Reihe anderer Mitgliedstaaten der EU in ihrer Energiepolitik auf die deutsche Energiewende Rücksicht nehmen und sogar aktiv mitziehen muss, wenn diese gelingen soll. Denn seit Jahren bewegen sich die Volks- und Energiewirtschaften aller Mitgliedstaaten im Rahmen des angestrebten europäischen Energiebinnenmarktes, der speziell für die leitungsgebundene Energieversorgung 2014 vollendet werden soll. In diesem Kontext haben sich neben anderen Formen der energiewirtschaftlichen Verflechtung längst grenzüberschreitende Strom- und Gasmärkte herausgebildet, die nur noch bedingt von nationalen Zielvorgaben und Maßnahmen geprägt oder gar gesteuert werden.

Hinzu kommen die für alle Mitgliedstaaten verbindlichen allgemeinen Bestimmungen des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) einschließlich der Wettbewerbs- und Beihilfebestimmungen der EU (Art. 101ff. und Art. 107ff.), die Bestimmungen über die Förderung der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie in der EU (Art. 173), die Bestimmungen über den wirtschaftlichen, sozialen und territorialen Zusammenhalt (Art. 174dff.), die Bestimmungen über die transeuropäischen Netze (Art. 170 ff.), die Bestimmungen über gemeinsame Forschung und technologische Entwicklung (Art. 179ff.) und die Bestimmungen über die Umweltpolitik der Union (Art. 190ff.), die auch von der deutschen Energiepolitik zu beachten sind. Erst recht gilt das für die Ziele und Maßnahmen der explizit „Europäischen Energiepolitik“, die durch das Energiekapitel des Vertrags von Lissabon in Art. 194 AEUV fixiert sind. Danach haben die Mitgliedstaaten zwar weiterhin das Recht, die Bedingungen für die Nutzung von Energieressourcen, die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur ihrer Energieversorgung selbst zu bestimmen. Sie haben dies jedoch gemäß Artikel 194 Absatz 1 AEUV im Rahmen der Verwirklichung oder des Funktionierens des Binnenmarktes und unter Berücksichtigung der Notwendigkeit der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt der Gemeinschaft „im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten“ zu tun. Dabei sind ihnen folgende Ziele als gemeinsame energiepolitische Ziele der EU vorgegeben: a) die Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts, b) die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit der Union, c) die Förderung von Energieeffizienz und Energieeinsparungen sowie die Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen und d) die Förderung der Interkonnektion der Energienetze.

Demnach müssen sich auch alle Ziele, Vorhaben und Maßnahmen der deutschen Energiewende in diesen europäischen Rahmen einfügen. Oder anders gesagt: Die Energiewende in Deutschland kann nicht nur gelingen, sondern sie ist europarechtlich überhaupt nur zulässig, wenn bzw. soweit sie mit den genannten europäischen Vertragsbestimmungen und dem daraus abgeleiteten Sekundärrecht vereinbar ist und bleibt. Deshalb ist es schon sehr erstaunlich, dass die nationalen politischen Beschlüsse zur Energiewende die europäische Dimension nicht ausdrücklich angesprochen haben und auch die Umsetzungspraxis bislang nur zögerlich Rücksicht darauf genommen hat. – Dies dürfte sich

schon in naher Zukunft ändern, etwa wenn die vorgesehenen neuen EU-Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen wie geplant Mitte des Jahres in Kraft treten und konkret werden; denn dadurch zeichnet sich sowohl für die angekündigte und auch dringliche Reform des EEG als auch die Neuordnung des deutschen Strommarktes erheblicher Anpassungsbedarf ab. Nötig werden dann insbesondere ein europarechtskonformer Förderrahmen und gemeinsame Netzplanungen.

Aus Sicht der deutschen Steinkohle ist die Vernachlässigung des europäischen Kontextes bei der Energiewende seit je verwunderlich, denn für sie als dem Energieträger mit der längsten Europatradition ist dieser Kontext seit über 60 Jahren ebenso selbstverständlich wie maßgeblich. Für Kohle gilt seit dem Inkrafttreten des Vertrags über die Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS) im Jahr 1952 ein Gemeinsamer Markt, der nach dem fristgemäßen Auslaufen des EGKS-Vertrags 2002 in den allgemeinen EU-Rahmen integriert ist. Schon seit den 1950er Jahren musste daher die nationale Kohlepolitik den Bestimmungen des EGKS-Vertrags Rechnung tragen und z.B. stets auch „auf eine geordnete Versorgung des gemeinsamen Marktes ... achten“ (Art. 3 lit. a EGKS-Vertrag) oder Diskriminierungen von Unternehmen des Kohlesektors aus anderen Mitgliedstaaten unterlassen (Art. 4 EGKS-Vertrag), was u. a. die Genehmigung einzelstaatlicher Kohlebeihilfen anhand eines gemeinschaftlichen Regelwerks erforderlich gemacht hat. So schreibt der geltende Ratsbeschluss 2010/787/EU „über staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlebergwerke“ vom 10.12.2010 die Bedingungen vor, unter denen staatliche Beihilfen für die Steinkohlenförderung in der EU bis zum Ende des Jahres 2018 als „Stilllegungsbeihilfen“ noch zulässig sind und dass diese Beihilfen danach eingestellt werden müssen. – Drastischer kann der „EU-Kontext“ kaum ausfallen.

2. Steinkohlerelevante Vorgaben des EU-Rechts in Verbindung mit der deutschen Energiewende

Welche Bedeutung das EU-Recht für die deutsche Steinkohle auch im Hinblick auf die Energiewende hat, zeigt sich an dem Prüfverfahren, das im Dezember 2013 von EU-Wettbewerbskommissar Almunia gegen die Besondere Ausgleichsregelung im EEG angestrengt worden ist. Die Besondere Ausgleichsregelung dient dazu, die beim Ausbau der erneuerbaren Energien entstehende Belastung der Stromkosten durch die EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes (sowie der Schienenbahnen) zur Sicherung von deren Wettbewerbsfähigkeit und Arbeitsplätzen zu begrenzen. Der Kohlenbergbau gehört zum produzierenden Gewerbe und ist wie jede bergbauliche Form der Gewinnung von Energierohstoffen ein recht stromintensiver Industriezweig. Beim deutschen Steinkohlenbergbau gilt das ebenso für die Bewältigung der Alt- und Ewigkeitslasten bereits stillgelegter Betriebe, insbesondere im Hinblick auf die Ewigkeitskosten der Wasserhaltung.

Die deutsche Steinkohle steht im Wettbewerb mit internationalen Kohlelieferungen sowohl in der Stromerzeugung als auch in der Stahlindustrie. Zudem steht sie in

der Wärme- und Stromerzeugung im Wettbewerb mit importierten anderen Primärenergieträgern. Sie ist daher intensivem internationalem Wettbewerb ausgesetzt. Als Maß für die Intensität des internationalen Wettbewerbs wurde in den Guidelines zur Emissionshandelsrichtlinie der Begriff der „sector intensity of trade with third countries“ eingeführt. In dieser Kennziffer sind Exporte und Importe eines Sektors zusammengefasst und zu dessen Marktvolumen ins Verhältnis gesetzt. Demzufolge ist ein Sektor insbesondere handelsintensiv, wenn Produkte aus Drittstaaten wettbewerbsfähiger sind als die im Binnenmarkt erzeugten und deshalb Produkte importiert werden. Und genau diese Situation ist im Europäischen Steinkohlenmarkt vorherrschend. Im Extremfall kann ein kompletter Sektor dadurch seine Wirtschaftlichkeit verlieren, so wie dies im Falle des deutschen Steinkohlenbergbaus aufgrund geologischer Nachteile eingetreten ist.

Der deutsche Steinkohlenbergbau kann deshalb zwar grundsätzlich auf öffentliche Hilfen zurückgreifen, doch wurden diese im Vorfeld der kohlepolitischen Eckpunkte zur sozialverträglichen Stilllegung des subventionierten deutschen Steinkohlenbergbaus vom 7. Februar 2007 und der anschließenden legislativen Umsetzung festgelegt. Die damals getroffenen Annahmen sahen keinen außergewöhnlichen Anstieg der Stromkosten als Konsequenz der Förderung erneuerbarer Energieträger vor. Die Besondere Ausgleichsregelung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ermöglicht es, dass der Planungsstand vor Verabschiedung des Steinkohlefinanzierungsgesetz 2007 auch weiterhin Gültigkeit besitzen kann. Andernfalls wäre der sozialverträgliche Anpassungsprozess durch (ungeplante) zweistellige Millionenbeträge pro Jahr belastet worden bzw. würde dadurch in den nächsten Jahren belastet werden. Sofern der Subventionsgeber dies nicht kompensiert, könnte das auch für den deutschen Steinkohlenbergbau wie bei anderen stromintensiven Industriezweigen im Extremfall zu existenziellen Gefährdungen führen – in seinem Fall zu einem vorzeitigen, d. h. nicht vereinbarungsgemäßem, nicht geordnetem und nicht sozialverträglichem Ende. Allerdings hat die Kommission schon bei der Eröffnung des Prüfverfahrens gewisse Brücken gebaut, denn sie will u. a. die Wettbewerbssituation der betreffenden Unternehmen und das Risiko des „Carbon Leakage“ ausdrücklich berücksichtigen, wenngleich es sich bei Europäischem Emissionshandel und nationaler Vorreiterrolle bei der Förderung erneuerbarer Energien um unterschiedliche Sachverhalte handelt. Zugleich mit diesem Prüfverfahren hat die Kommission festgestellt, dass das gesamte EEG in der seit 2012 bestehenden Fassung aus EU-rechtlicher Sicht Beihilfecharakter habe, aber bis auf wenige Ausnahmen mit den bisher geltenden EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutzbeihilfen in Einklang stehe. Parallel dazu hat die Kommission den Entwurf neuer Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen bis 2020 vorgelegt. Selbst wenn man – wie die deutsche Bundesregierung – dies bezüglich des EEG zu Recht anders sieht, ist die Befassung unabdingbar. Beihilfen im Energiebereich sind sehr weit gefächert: Von den erneuerbaren Energien über die Förderung von CCS und Energieinfrastrukturen bis hin zu Energieeffizienzmaßnahmen und Ausnahmereglungen bei Umweltsteuern. Damit ist die deutsche Energiewende gleich an zahlreichen Stellen angesprochen.

Ähnlich wie die Steinkohlegewinnung wird auch die Steinkohlenverwendung im Rahmen der Energiewende vom EU-Kontext erheblich beeinflusst. Das gilt vor allem für die Maßnahmen der Klimapolitik. Sowohl der Einsatz von Kesselkohle in Kraftwerken als auch von Koks und Koks in der Stahlindustrie unterfällt schon seit 2005 dem Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) und seinen Fortentwicklungen wie den jüngsten Beschlüssen zum sog. „Backloading“. Für die Kohle bedeutsam ist ferner die europäische CCS-Richtlinie, die allerdings in Deutschland aufgrund fehlender Akzeptanz für die CCS-Technologie bisher keine praktische Relevanz besitzt und auch in anderen europäischen Ländern nur vereinzelte Demonstrationsprojekte angestoßen hat. Abzuwarten ist, ob sich dies eventuell mit der Konkretisierung der EU-Energie- und Klima-Roadmap bis 2050 oder auch durch mögliche technologische Fortschritte bei der Nutzung von CO₂ (sog. CCR-Technologie: Carbon Capture and Reuse) und dessen kommerzieller Verwertung ändert.

Hierzulande weniger beachtet, aber für Kohlekraftwerke auch in Deutschland in der kommenden Dekade von beträchtlicher Bedeutung und evtl. ein Problem, sind noch andere EU-Regelungen aus dem Bereich der „klassischen“ Umwelt- und Luftreinhaltepolitik wie z.B. die Richtlinie über industrielle Emissionen aus dem Jahr 2010, mit der frühere Richtlinien dieses Regelungsbereichs konsolidiert (darunter die frühere Großfeuerungsanlagenrichtlinie) sowie teilweise verschärft werden. Für Feuerungsanlagen > 50 MW, die z.B. auch Fernwärmanlagen einschließen, werden EU-weit neue Grenzwerte für Schwefel-, Stickoxid- und Staubemissionen festgelegt. Sie sind allerdings mit gewissen Flexibilitäten verbunden für Anlagen, die weniger als 1.500 Stunden im Jahr in Betrieb sind. Darüber hinaus gibt es eine Reihe von Übergangsregelungen mit unterschiedlichen Zeithorizonten. Zwar scheinen Kohlekraftwerke in anderen Mitgliedstaaten mit größerem umweltpolitischen Nachholbedarf stärker betroffen zu sein als die in Deutschland, doch können sich aus der Möglichkeit zu späteren Erweiterungen und Verschärfungen der Kriterien durch zu berücksichtigende BVT-Standards (BVT = beste verfügbare Technologien) noch nicht absehbare Probleme auch für deutsche Kraftwerke ergeben. Auch für kleinere Anlagen sind im Rahmen des von der EU-Kommission Mitte Dezember 2013 vorgestellten „Clean Air“-Pakets entsprechende Regelungen vorgesehen.

Für die Perspektiven der Kohlekraftwerke im Zuge der Energiewende sehr wichtig sind darüber hinaus die künftigen europäischen Rahmenbedingungen für sog. Kapazitätsmärkte oder andere Kapazitätsmechanismen. Dabei geht es um die Gewährleistung der nötigen Regelenergie auf konventioneller Basis (d.h. insbesondere auf Kohle- oder Gasbasis) für die Flankierung des Ausbaus der fluktuierenden erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung. Die EU-Kommission hat dazu Ende 2013 mit ihrer Orientierung zu Staatshilfen im Elektrizitätssektor sowie dem Entwurf der schon angesprochenen neuen Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen maßgebliche Vorgaben gemacht. Danach sollen die nationalen Regierungen der Mitgliedstaaten vor einer Entscheidung über die Einführung und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen, die mit staatlichen Beihilfen verbunden sind, zunächst die Gründe für die Erwartung oder Feststel-

lung einer inadäquaten Stromerzeugung analysieren und der Kommission plausibel darlegen. Sofern der Strommarkt von der Bereitstellung der nötigen Investitionsanreize durch staatliche Marktverzerrungen gehindert wird, etwa durch fehlgesteuerte Preisregulierungen oder Subventionen, sollten zunächst diese beseitigt werden. Auch müssten zunächst Nachfrageflexibilitäten erschlossen bzw. gefördert werden, etwa durch differenzierte Verbrauchertarife. Erst wenn der jeweilige nationale Strommarkt auch nach derartigen Impulsen aus sich heraus nicht die erforderlichen Kapazitäten generieren würde, erschienen aus Sicht der Kommission staatliche Kapazitätsmechanismen ökonomisch angebracht und beihilferechtlich genehmigungsfähig. Dies allerdings auch nur dann, wenn etwa für die Ausschreibung von Back-up-Kapazitäten eine europäische Perspektive angelegt wird. Bemerkenswert und zu begrüßen ist, dass die Kommission in diesem Zusammenhang als eine der unter den genannten Voraussetzungen besonders in Betracht zu ziehende Option das vom deutschen BDEW nach intensiven branchenübergreifenden Diskussionen vorgeschlagene Modell einer „Strategischen Reserve“ hervorhebt.

3. Rolle der Kohle in einer nachhaltigen nationalen und europäischen Energiepolitik

Im Koalitionsvertrag der schwarz-roten deutschen Bundesregierung wird ausdrücklich festgestellt, dass auch unter den Vorzeichen der Energiewende „konventionelle Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, Gas) als Teil des nationalen Energiemixes ... auf absehbare Zeit unverzichtbar (sind).“ Denn solange keine anderen Möglichkeiten (wie umfängliche und ausgereifte Speicherkapazitäten) zur Verfügung stehen, so heißt es weiter, „werden für den Ausbau der erneuerbaren Energien auch in Zukunft hocheffiziente und flexible konventionelle Kraftwerke benötigt, um zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit die Residuallast ausreichend zu decken.“ In diesen Aussagen ist bereits der planmäßige Ausbau der Stromerzeugung auf regenerativer Basis unterstellt, denn noch (Stand 2013) liegt ihr Anteil in Deutschland bei rd. 23%, der Anteil der Kohle an der Stromerzeugung (Braunkohle und Steinkohle zusammengenommen) jedoch bei 45%. Kohlestrom hat damit hierzulande noch immer eine größere Bedeutung als im weltweiten Durchschnitt (41%) und im Durchschnitt der EU (27%). Allerdings gibt es etliche Länder in Europa und im Rest der Welt, in denen die Kohle einen noch deutlich größeren Anteil an der Stromerzeugung hat als in Deutschland. So in unseren Nachbarländern Tschechien (Anteil über 50%) und Polen (über 80%), von den ganz großen Kohleländern wie China oder Indien einmal abgesehen.

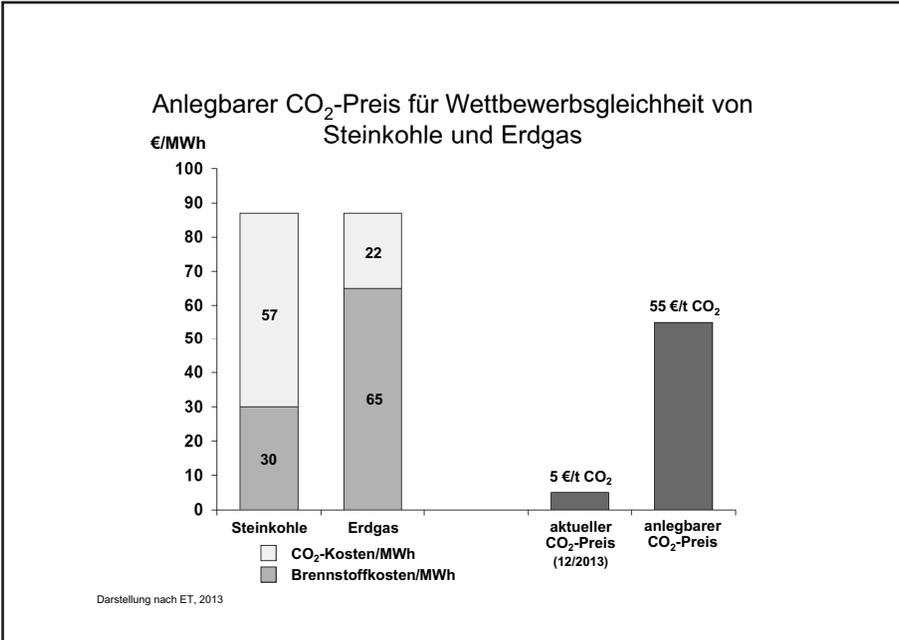
Selbst wenn Deutschland im Zuge der Energiewende auf die Nutzung von Kohle (und mit ihr der Steinkohle) zur Energieproduktion ganz verzichten wollte, ist zu berücksichtigen, dass die Kohle in Europa und in der übrigen Welt weiter eine große Rolle spielt. Die rohstoffliche Nutzung von Kohle in der Stahlindustrie und einigen anderen Industriezweigen, künftig möglicherweise verstärkt auch in der Chemischen Industrie, ist ohnehin ein anderes Kapitel. Gemäß dem aktuellen Hauptszenario der IEA („New Policies“) wird der globale Kohleverbrauch bis 2035 um gut 17% zunehmen und dann fast so groß sein wie der globale Ölverbrauch. Die Stromerzeugung aus Kohle wird sogar um fast 35% zunehmen, womit die

Kohle auch zukünftig der Energieträger Nr. 1 der globalen Stromerzeugung bleiben wird.

Zugleich wird die Kohlenproduktion weltweit nach der jüngsten Einschätzung der IEA bis 2035 um rd. 20% steigen, der Kohlenbergbau hat darum global betrachtet noch eine beträchtliche Zukunft. Das gilt auch für die EU, wo der Kohlenbergbau zwar in etlichen Mitgliedstaaten auf dem Rückzug ist, aber insgesamt noch immer einen bedeutsamen, keineswegs vernachlässigbaren Wirtschafts- und Beschäftigungsfaktor darstellt. Nach den Angaben des europäischen Kohledachverbandes Euracoal wurden 2012 EU-weit von mehr als 240.000 Bergbaubeschäftigten rund 130 Mio. t Steinkohle und 430 Mio. t Braunkohle mit einem Marktwert von rd. 25 Mrd. Euro produziert. Bei einem anlegbaren Beschäftigungsmultiplikator von etwa 2,5 waren und sind somit in der EU nicht weniger als eine Million Arbeitsplätze von der Kohlegewinnung abhängig.

Auf der Nutzungsseite bietet die Kohle ebenfalls unübersehbare Vorteile. Sie ist von den Reserven her der wichtigste heimische Energierohstoff der EU. Weltweit ist sie ebenfalls der fossile Energierohstoff, der mit Abstand die größten Reserven und Ressourcen aufweist. Heimische Kohle kann und wird im Mix mit Importkohle aus dritten Ländern angeboten, für die es einen funktionstüchtigen und relativ breit diversifizierten Weltmarkt gibt. Die Importversorgung ist bei der Kohle weniger abhängig von einzelnen, politisch z.T. instabilen Lieferländern und -regionen, wie das bei Öl (Nahe Osten) oder Gas (Russland) der Fall ist. Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit verzeichnet die Kohle also ein großes Plus. Übrigens gilt das nicht nur für die Liefersicherheit, sondern auch für technische Aspekte der Versorgungssicherheit. Kohlelieferungen sind nicht leitungsgebunden. Kohle kann nicht nur relativ leicht transportiert, sondern auch leicht gelagert werden. Zudem lassen sich moderne Kohlekraftwerke inzwischen schnell und flexibel an- und abfahren, und dies sogar bis auf tiefere Lastpunkte als das bei gasbasierten Anlagen möglich ist.

Darüber hinaus weist die Kohle große und in letzter Zeit zunehmende Preisvorteile gerade gegenüber dem Erdgas auf. Sie hat damit auch ein großes Plus bei der Wirtschaftlichkeit. So lag ganz konkret der Einfuhrpreis für Kraftwerkskohle in Westeuropa im Dezember 2013 bei 72 Euro/t SKE, der Brennstoffpreis für Erdgas dagegen bei umgerechnet 266 Euro/t SKE. Der als Ursache für die Preisvorteile der Kohle vielfach bemühte niedrige Preis für CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandelsystem, der zum Jahresende 2013 unter 5 Euro/t lag, spielt angesichts dieser Differenz nur eine nachrangige Rolle. Es sei hier daran erinnert, dass das europäische System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten zum Ziel hat, „auf kosteneffiziente und wirtschaftlich effiziente Weise auf eine Verringerung von Treibhausgasemissionen hinzuwirken.“ Die Darstellung eines „politisch gewünschten“ CO₂-Preises ist somit nicht seine Aufgabe, auch wenn dieser Eindruck insbesondere von Klimaschützern erweckt wird. Zudem müsste der CO₂-Preis geradezu explosionsartig ansteigen, um Wettbewerbsgleichheit zwischen Steinkohle und Erdgas herzustellen. Das aber wäre für die privaten und gewerblichen Verbraucher in der EU kaum zu verkraften.



Zu Lasten der Kohle in Deutschland und Europa wurde bisher ihre Umwelt- und Klimaproblematik angeführt. Allerdings ist das „Nachhaltigkeitspotenzial“ der Kohle noch lange nicht ausgeschöpft. Mit einer nationalen und/oder europäischen „Clean-Coal-Strategie“, wie sie nicht zuletzt beim Start der beschleunigten Energiewende 2011 in Deutschland von der Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“ oder auf europäischer Ebene etwa von Euracoal angeregt worden ist, könnten weltweit rasche, wirksame und beträchtliche Emissionsminderungen erreicht werden. So liegen die durchschnittlichen Wirkungsgrade der Kohlekraftwerke in Europa knapp unter, in Deutschland knapp über 40%, weltweit jedoch erst bei ungefähr 33%. Würde durch Technologietransfer und demgemäße Investitionen im Bereich der Kohlekraftwerke weltweit der durchschnittliche Wirkungsgrad auf 40% angehoben, was eine realistische Zielsetzung für die nächste Dekade wäre, ließen sich dadurch ungefähr 2 Gigatonnen CO₂ einsparen. Wie die World Coal Association vorgerechnet hat, entspräche dies dem dreifachen Volumen der globalen CO₂-Reduktionen durch das Kyoto-Protokoll, einer Laufzeit des gegenwärtigen ETS von mehr als 50 Jahren oder einer Steigerung der gegenwärtigen globalen Solarstromkapazität um beinahe das 200fache – alles sehr viel weniger realistische Alternativen.

Der Stand der Technik, der in neuen Kohlekraftwerken eingesetzt wird, führt unterdessen schon zu Wirkungsgraden von +/- 45%. Und der technische Fortschritt bleibt auch im Kohlektor nicht stehen. Wirkungsgrade von mehr als 50% sind längst Gegenstand von Forschung und Entwicklung. Längerfristig sind darüber hinaus weitere Fortschritte in der CCS-Technologie zu erwarten, die eine CO₂-arme, nahezu dekarbonisierte Kohlenutzung erlauben würde. Auch

wenn in Deutschland CCS-Demonstrationsprojekte vorerst blockiert worden sind, laufen wie o. e. auf europäischer Ebene und international weitere FuE-Bemühungen auf diesem Gebiet. Spätestens wenn CO₂ nicht nur abgespalten und eingelagert werden muss, sondern eine verstärkte kommerzielle CO₂-Nutzung in der Chemischen Industrie in Gang kommt, wird auch die CCS-Technologie einen Aufschwung erleben und der vermeintliche Gegensatz zwischen Kohlenutzung und Klimavorsorge immer mehr verschwinden. - Eine an der Nachhaltigkeit orientierte und d. h. zugleich auf die Balance der energiepolitischen Ziele gerichtete und vorausschauende Energie(wende)politik auf nationaler und europäischer Ebene darf diese und die anderen genannten Erwägungen nicht übersehen.



Dr. Hartmuth Zeiß

Vorsitzender des Vorstandes, Vattenfall Europe Mining AG und Vattenfall Europe Generation AG

Dr. Ing. Hartmuth Zeiß ist Vorsitzender des Vorstandes der Vattenfall Europe Mining AG und der Vattenfall Europe Generation AG.

Er wurde 1955 in Leer geboren, studierte in der Fachrichtung Bergbau/Tagebau an der TU Bergakademie in Freiberg und schloss berufsbegleitend eine Promotion in den Ingenieurwissenschaften an. 1980 begann seine Tätigkeit als Bergbauingenieur in der deutschen Bergbauindustrie im Braunkohlenwerk „Oberlausitz“; 1990 wurde er Tagebaudirektor der Lausitzer Braunkohle Aktiengesellschaft (LAUBAG). 1994 wurde er zum Hauptabteilungsleiter Geotechnik ernannt und 2000 zum Betriebsdirektor Technischer Service Tagebaue.

Dr. Hartmuth Zeiß wurde 2006 zum Mitglied des Vorstandes der Vattenfall Europe Mining AG und Vattenfall Europe Generation AG berufen. Seit Juli 2010 ist er als Vorsitzender des Vorstandes beider Gesellschaften tätig.

Mehr Europa wagen

Dr. Hartmuth Zeiß

1. Energiewende 2011 im Rückspiegel

Die deutsche Energiewende ist untrennbar mit der Reaktorkatastrophe von Fukushima verbunden, die sich am 11. März 2011 zum dritten Mal jährt.

Es lohnt sich, noch einmal die wesentlichen Inhalte dieser Energiewende zu rekapitulieren, die allesamt auf dem bislang unveränderten Energiekonzept vom 28. September 2010 basieren. Unter der Überschrift „für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ wurden die erneuerbaren Energien als Leitenergien der Zukunft definiert, sehr ambitionierte Effizienzziele formuliert und für alle Sektoren und Industrien das Leitmotiv des Klimaschutzes festgelegt. Zu den entscheidenden Eckpunkten unter den rund 30 quantitativen Zielen gehören die Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent (bezogen auf das Basisjahr 1990), die vollständige Dekarbonisierung der Elektrizitätsversorgung sowie die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch auf 60 und an der Stromerzeugung auf 80 Prozent. Zugleich soll bis zur Jahrhundertmitte – gemessen an 2008 - der Primärenergieverbrauch halbiert, der Stromverbrauch um 25 Prozent verringert und der Gebäudebestand durch energetische Sanierung und einen um 80 Prozent reduzierten Verbrauch nahezu klimaneutral aufgestellt werden. Klare Vorgaben auch im Bereich der Mobilität: 1 Mio. Elektroautos bis 2020, 6 Mio. bis 2030 sowie eine breite Marktdurchdringung biogener Treibstoffe sollen die Treibhausgasemissionen und Verbrauchswerte auch dieses Sektors drastisch reduzieren.

Mit ihrem Energiepaket vom 6. Juni 2011 reagierte die Bundesregierung auf Fukushima: Aus der im Energiekonzept noch als für die Sicherstellung der anspruchsvollen CO₂-Reduktionsziele als zentral erachteten „Brückentechnologie“ Kernenergie wird nun beschleunigt ausgestiegen. Über die prominente Diskussion der Sofortstilllegungen und der Kehrtwende bei Laufzeitverlängerung wurde wenig beachtet: Die im Energiekonzept noch als eine Option zur Minderung der Treibhausgasemissionen ausführlich gewürdigte Abscheidung und Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage – CCS), deren Entwicklung die Bundesregierung „auch im eigenen Land positiv begleiten“ werde, wird von der politischen Tagesordnung genommen. Durch eine Umsetzung der EU-Richtlinie, mit der die industrielle Anwendungen dieser international weiterhin als wichtige Klimaschutzoption geltenden Technologie in Deutschland praktisch unmöglich gemacht wurde, fehlt die einzig heute zur Verfügung stehende Option, um CO₂-Emissionen aus industriellen sowie Kraftwerksprozessen um den Faktor 5-10 zu verringern.

Bislang ebenfalls relativ wenig thematisiert wurde die Schlüsselfunktion, die der bis 2050 geplanten Halbierung des Energieverbrauchs zukommt. Dieses Energieeinsparziel besitzt eine völlig andere Qualität als klassische „Effizienzvorgaben“,

da es nicht um die relative Minderung der Energieintensität (also um Energieproduktivität) geht, sondern um eine absolute Begrenzung im Sinne einer Halbierung des politisch zugelassenen Energieverbrauchs unserer Volkswirtschaft. Dies ist ein einmaliger Ansatz, der radikal mit den bisherigen Szenarien überwiegend steigender Energieverbräuche (bei gleichzeitiger Verbesserung der Energieproduktivität) bricht und umfassende politische Eingriffe in die langlebigen und kapitalintensiven Energieinfrastrukturen unserer Volkswirtschaft erforderlich macht.

Ohne zu übertreiben darf man davon sprechen, dass diese Politik auf einen vollständigen Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft abzielt. Die Verantwortung der Politik ist dabei kaum zu überschätzen: Es geht um nicht weniger als um die sichere und kostengünstige Versorgung der führenden europäischen Industrienation mit über 80 Millionen Einwohnern bei nahezu vollständigem Verzicht auf die Nutzung fossiler Energieträger. Ohne soziale Ungleichgewichte, wirtschaftliche Risiken und Nachteile im globalen Wettbewerb um Kapital, Investitionen und Marktanteile.

2. Fragen über den Wahltag hinaus

Nicht von ungefähr begannen im Bundestagswahlkampf 2013 einige Themen an Bedeutung zu gewinnen, die in der ersten Phase des Gestaltungswillens und der mitunter geradezu euphorischen Zielfestlegung kaum Beachtung fanden. Die Fragen nach den volkswirtschaftlichen Kosten, nach Kostengerechtigkeit, nach der Sicherstellung von Versorgungssicherheit sowie danach, ob die deutsche Energiewende tatsächlich ein Vorbild für Europa oder sogar die Welt taugte, artikulierten ein zunehmendes Interesse der Menschen daran, dass die Kosten und Risiken begrenzt und sowohl wirtschaftlich vernünftig wie auch sozial ausgewogen verteilt werden sollten.

Vor allem die weit über alle politischen Prognosen und Zusicherungen hinaus angewachsenen Kosten des EEG belasten inzwischen breite Bevölkerungsschichten und die deutsche Wirtschaft. Sie führen zu sozialen Verwerfungen und Wettbewerbsnachteilen für unsere international hochgradig integrierte Ökonomie und zu Wohlfahrtsverlusten für unser Land.

Eine Studie der Deutsche Bank Research vom 18. Dezember 2013 setzt sich kritisch mit den ambitionierten energie- und klimapolitischen Zielen Deutschlands auseinander, die zu steigenden Energiekosten v.a. bei Strom geführt haben und stellt fest, „dass in Deutschland in energieintensiven Branchen bereits ein schleichender Prozess der De-Industrialisierung begonnen hat“. Dies bedeutet: CO₂-Emissionen werden nur scheinbar reduziert, tatsächlich aber via Investitionen und letztlich Produktion von Deutschland in andere Länder verlagert. Endet die Betrachtung an der politisch gesetzten Bilanzkreisgrenze Deutschlands, vermag man das von interessierter Seite als Erfolg darzustellen. Tatsächlich handelt es sich aber bestenfalls um ein klimapolitisches Nullsummenspiel, bei dem im Normalfall aufgrund der in vielen Zielländern für derartige Verlagerungen eingesetzten Technologie sowie der rechtlichen und sozialen Realität sogar

ein umwelt-, klima-, sozial- und wirtschaftspolitischer Schaden für unser Land entsteht.

Die Ausführungen der Koalitionsvereinbarung zum Themenkomplex „Energie“ zeigen – neben dem unvermeidlichen Ringen um politische und sprachliche Kompromisse, dass die Fragen über den Wahltag hinaus Bestand haben. Die Debatte über einen kosteneffizienteren, innovativeren, sozial gerechteren und auch international wettbewerbsfähigeren „Fahrplan“ für die deutsche Energiewende wird auch vor dem Hintergrund der immer stärker auseinander driftenden Preisentwicklung in Deutschland und in den USA geführt. Gegen den deutschen Primat von Klimaschutz und erneuerbare Energien setzen die USA in ihrer Energiepolitik erkennbar auf kostengünstige fossile Energien und die Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit ihrer Wirtschaft. Die industriepolitischen Implikationen der deutschen Energiepolitik haben in einer bemerkenswerten Initiative die Arbeitnehmer- und Arbeitgeberorganisationen IG BCE, IG Metall, BDA und BDI zu einer gemeinsamen Erklärung veranlasst. In diesem am 23. Oktober 2013 veröffentlichten Dokument werden Leitplanken für Reformen gesetzt, um die Voraussetzungen für industrielle Beschäftigung und Wertschöpfung in Deutschland zu erhalten. Neben der zentralen Kostenfrage und dem organisatorischen Reformbedarf, der zwischenzeitlich durch die Bündelung wichtiger Aspekte der Energiepolitik im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgegriffen wurde, wird dabei auch die europäische Dimension klar adressiert und gefordert, die Energiewende müsse besser mit der europäischen Energie- und Klimapolitik und den Energiesystemen der Nachbarländer verzahnt werden.

Die Autoren sprechen damit einen ebenso relevanten wie vielfach unterschätzten Punkt an: Die Rolle Europas in der Energiepolitik und die europäische Qualität unserer Energiewirtschaft.

3. Europa als Leerstelle in der deutschen Diskussion

Europa findet in der bundespolitischen Diskussion über Energiepolitik in der Regel kaum statt. In Deutschland wird Energie fast ausnahmslos wie ein innenpolitisches Thema diskutiert, wobei auch gerne von „Energie“ gesprochen aber tatsächlich „Elektrizität“ gemeint ist.

[Anmerkung: Der Sprachgewohnheit folgend wird nachstehend auch dann von „Energiepolitik“ gesprochen, wenn es im Kern wesentlich um die Belange der Elektrizitätswirtschaft geht und daher präziser von „Elektrizitätspolitik“ zu sprechen wäre.]

Dies ist nicht nur aufgrund der extrem hohen Importabhängigkeit von Primärenergieträgern sowie der Rolle Deutschlands als Energiedrehscheibe in der Mitte Europas objektiv problematisch. Es wird auch der Rolle der Europäischen Gemeinschaft als Politik- und Rechtssetzungsinstitution nicht gerecht und blendet zudem die physikalischen und ökonomischen Verflechtungen der Märkte für faktisch alle relevanten Primärenergieträger sowie für Strom aus.

Ein scheinbares Paradoxon beherrscht dabei immer wieder die deutsche Debatte: EU-Kommission und EU-Parlament besitzen zwar „formal“ keine genuine Regelungskompetenz für den Energiemix oder die konkrete Energiepolitik ihrer Mitglieder. Diese können frei und in subsidiärer Eigenverantwortung über ihre nationale Energiepolitik und insbesondere über ihren Energiemix entscheiden. Jedoch hat die EU über die gemeinschaftliche Umwelt-, Klima- und Wettbewerbspolitik sowie auch über eine Fülle weiterer Kompetenzen seit vielen Jahren einen zumindest mitbestimmenden, mitunter auch den Ausschlag gebenden Einfluss gewonnen. Zudem besitzt die Kommission mit dem Wettbewerbsrecht eines der wirksamsten Instrumente zur Durchsetzung bestimmter Binnenmarktprinzipien und hat immer wieder unter Beweis gestellt, dass sie dieses Instrument auch gegen den entschiedenen Widerstand betroffener Unternehmen und Staaten einsetzen kann.

Nicht ohne Grund war es daher das auch von den Medien aufgegriffene Thema „beihilferechtliche Überprüfung des EEG durch die EU-Kommission“, das den Scheinwerfer des öffentlichen Interesses auf ein Feld richtete, das üblicherweise die Domäne weniger Spezialisten ist. Nicht nur die IG BCE warnt davor, die Befreiung deutscher Industrien von der Umlage im Rahmen des EEG rückgängig zu machen. Eine solche Entscheidung würde zehntausende Arbeitsplätze akut gefährden und ganze Wirtschaftszweige in ihrer Existenz bedrohen. Schon heute seien die Stromkosten für die deutsche Industrie höher als in fast allen anderen Ländern Europas. Die Befreiung der energieintensiven Unternehmen stelle daher keine Bevorteilung dar, vielmehr handele es sich um einen klar erkennbaren Nachteilsausgleich.

Fakt ist: Der Gesetzgeber hat beim EEG diese Regelung explizit zur Begrenzung der Belastung für energieintensive Produktion geschaffen, um zumindest einen Teil der durch die politischen Vorgaben und gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffenen Wettbewerbsnachteile für die deutsche Wirtschaft abzumildern. Auch die Vattenfall Europe Mining AG ist seit mehreren Jahren vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle als stromintensives Unternehmen anerkannt, das im internationalen Wettbewerb steht und alle gesetzlichen Anforderungen der Zertifizierung des Energiemanagements erfüllt. Ohne jeden Zweifel steht die deutsche Braunkohle im Wettbewerb mit anderen Energieträgern und Importstrom. Braunkohlenkraftwerke müssen sich täglich an der Strombörse neu behaupten, unter anderem gegenüber Kraftwerken, die fossile Importenergien wie Erdgas und Steinkohle sowie Kernbrennstoffe einsetzen, deren Förderung bzw. Herstellung nicht der EEG Umlage unterliegen.

Fakt ist indes auch: Sowohl die besondere Ausgleichsregelung im EEG als auch das Förderinstrument per se war seit Jahren Gegenstand kritischer Diskussionen in Brüssel. Dabei ging es neben der engeren Frage der wettbewerblichen Auswirkungen und ggf. beihilferechtlichen Konformität der Befreiung bestimmter Industrieanlagen von den Kostenbelastungen des EEG immer auch um die europarechtliche Verträglichkeit des deutschen Subventionsmechanismus insgesamt sowie um die Auswirkungen der immer größeren EEG-Strommengen auf den Strombinnenmarkt.

Die Bedeutung dieser Frage kann kaum überschätzt werden. Es geht einerseits um Milliardenlasten für die deutsche Industrie, um die Wettbewerbsfähigkeit relevanter Teile unserer Grund- und Rohstoffwirtschaft, um den Erhalt von geschlossenen Wertschöpfungsketten, im Kern um die Milderung politisch verursachter Kosten, um Innovation, Investition und Produktion nicht noch weiter aus dem Land zu drängen. Es geht andererseits um die Effektivität und Effizienz eines bislang rein nationalen Fördersystems, dessen Auswirkungen aber weder physikalisch noch ökonomisch an den Landesgrenzen enden und dessen politische Implikationen nicht nur für Berlin und 16 Landeshauptstädte relevant sind.

Der Wert dieser Debatte geht damit über das Thema der Beihilfenkonformität des EEG und seiner Ausnahmeregelungen hinaus. Sie adressiert die grundlegende Frage nach dem Selbstverständnis der deutschen und europäischen Energiepolitik.

4. Mehr Europa wagen

Um es in einem Satz zusammenzufassen: Es wäre zu wünschen, dass in der deutschen energiepolitischen Diskussion nicht nur mehr Europa gedacht, sondern auch mehr Europa gewagt würde.

In nicht wenigen energiepolitischen Diskussionen könnte man den Eindruck gewinnen, Europa sei ein recht unbekanntes, zumindest aber doch eher unwichtiges Wesen. Dabei steht die europäische Energiepolitik im Wettbewerb von Klima-, Umwelt-, und Wirtschaftsinteressen. Es geht um milliardenschwere Märkte, um hunderte von Milliarden in Sachwerten gebundenes Kapital, um Infrastrukturen mit teilweise jahrzehntelangen Plan- und Investitionsvorläufen und um in der Regel ebenfalls sich über viele Jahrzehnte erstreckende Nutzungsdauern. Es geht aber auch um Importabhängigkeiten, Handelsbilanzen, Nationale Gestaltungs- und Souveränitätsansprüche und – betrachtet man den wichtigsten aller Energieträger, das Erdöl – um geostrategische Planungen, rivalisierende Konzepte und klassische Machtpolitik.

Die Konkurrenz von inzwischen 28 einzelstaatlich definierten Fahrplänen und Strategien für Klima und Umwelt, für den Energiemix aus Erneuerbaren, Kernenergie, Erdgas und Kohle, für den Suchprozess um „bezahlbare“ bzw. wettbewerbsfähige Energie- und Strompreise generiert einen quantitativ und qualitativ hochkomplexen Pluralismus. Das Spannungsverhältnis zwischen den zentrifugalen Kräften der Einzelstaaten und den aus den europäischen Verträgen abgeleiteten Brüssler Einigungsbemühungen liegt daher in der Natur der Sache und ist nicht in jedem Fall ein Ausdruck zentralistischer „Regulierungswut“ der Kommission und des Parlaments.

Die Ausgangslage ist zweifelsohne nicht einfach. Die Beschlüsse des Jahres 2007 haben mit der Zieltrias 20-20-20 ambitionierte unilaterale Vorgaben für CO₂-, Erneuerbare und Effizienz gesetzt, die dann 2010 mit einer „Roadmap“ detailliert und in den größeren Kontext einer europaweiten Dekarbonisierung gestellt wurden. Ein derart langfristig angelegter und umfassender Transformationsprozess

erfordert eine kohärente und konsistente Politik – in Brüssel und in den 28 Mitgliedstaaten.

Die Realität zeigt indes, dass dies nicht der Fall ist. Zwar wird das CO₂-Reduktionsziel mit großer Wahrscheinlichkeit erreicht werden. Dies ist jedoch im Wesentlichen Resultat der Finanz- und Wirtschaftskrise und nicht einer engagierten Emissionsminderungspolitik der europäischen Staaten. Über die Wegmarken für 2030 wird intensiv diskutiert, ebenso über die Zukunft des ETS. Gerade dieser ist jedoch das einzig wirklich europäische Steuerungsinstrument und zudem nachweislich und, trotz wiederholter politischer Interventionen, im Kern ebenso wirksam wie marktwirtschaftskompatibel.

Das 20%-Ziel für Erneuerbare ist hingegen fast vollständig einzelstaatlich bestimmt und wird es wohl auch auf absehbare Zeit bleiben, obwohl die politische und ökonomische Vernunft geböte, auch hier eine wirksame europäische Lösung zu finden, um die Effizienz zu steigern und Fehlsteuerungen zu vermeiden. Dies erscheint jedoch vor dem Hintergrund der einzelstaatlichen Interessen derzeit wenig realistisch, sofern nicht über das Wettbewerbsrecht bindende Vorgaben durchgesetzt werden.

Das dritte Ziel, die Energieeffizienz, war bereits 2007 analytisch wie rechtlich nur schwach definiert. Die Reduktionsvorgabe von 20% gilt für ein prognostiziertes Verbrauchsszenario, bei dem die reale ökonomische Entwicklung inzwischen eine ganz andere Lage geschaffen hat. Zumal Effizienz als hochkomplexes Thema bereits auf Ebene der Einzelstaaten nur schwer administrierbar ist und angesichts der erheblichen Unterschiede im Wirtschaftsraum Europa kaum konsensfähig ausgestaltbar sein wird. Die im deutschen Energiekonzept angestrebte Absenkung des absoluten Energieverbrauchs ist in Europa einmalig und gilt allgemein als nicht kompatibel mit einer Politik des Wirtschaftswachstums.

Auch für den europäischen Strommarkt fällt eine Zwischenbilanz nach 15 Jahren Liberalisierung und stetigem Ringen um die Vollendung des Binnenmarktes recht durchwachsen aus. Unverkennbar ist das Ziel noch nicht erreicht. Physikalische Restriktionen und defizitäre Infrastrukturen (u.a. bei der Anbindung der Britischen Inseln oder der Iberischen Halbinsel) sind dabei ebenso begrenzende Faktoren wie einzelstaatliche politische Interventionen zugunsten bestimmter Industrien oder Sektoren sowie zugunsten oder zuungunsten bestimmter Technologien. Die Haltung der Kernenergie sowie die Förderkulisse für erneuerbare Energien sind exemplarisch für diesen Mangel an europapolitischer Konsistenz und Kongruenz. Vor allem auf Letztere wird noch näher einzugehen sein.

Auch die energiewirtschaftliche „Zieltrias“ aus Versorgungssicherheit, Umwelt-/Klimaverträglichkeit und Wettbewerbsfähigkeit weist auf europäischer Ebene eine Zielkonkurrenz auf, die in vielen Einzelstaaten in der Praxis nicht anders gelebt wird und sich nicht zuletzt über mehr als zwei Jahrzehnte in den Ressortauseinandersetzungen zwischen Umwelt- und Wirtschaftsministerium ausdrückte. Allerdings – auch hier ist die Parallele zu nationalen Diskussionen nicht zufällig

– stellt sich angesichts der schwach bis kaum erkennbar priorisierten Ziele die Frage, wann eine „gesunde“ Zielkonkurrenz in einen kaum noch steuerungs-fähigen und auch nicht mehr zielgerichteten Zustand übergeht. Zugespitzt formuliert: Wann wird aus Zielkonkurrenz Zielchaos?

Gerade am Beispiel der europarechtlich verbindlichen Vorgabe der Vollendung des Binnenmarktes für Strom und Gas sind die Tendenzen zur Re-Regionalisierung, zur Re-Regulierung und zu permanenter politischer Intervention mit Händen greifbar. Bei immer neuen Vorgaben, Ge- und Verboten, Preissteuerungseingriffen sowie generell steigenden politischen Kostenfaktoren stellt sich in der Tat die Frage: Was bleibt vom Markt und Wettbewerb?

5. Erneuerbare Energien brauchen europäische Lösungen

Der deutschen Förderpolitik für erneuerbare Energien kommt dabei eine ganz besondere Rolle zu. Sie hat inzwischen im Stromsektor Effekte, die weit über das deutsche Netz hinaus gehen und nicht nur für die Anbieter bei der EEX die Allokationswirkung des Strommarktes fundamental verändern. Die Verschiebung der Abrufreihenfolge der konventionellen Kraftwerke in der Merit Order führt kurzfristig zu drei Effekten:

- Verdrängung des Einsatzes von Erdgaskraftwerken
- erhebliche Reduzierung des Einsatzes von Steinkohlenkraftwerken
- Absinken des Strompreises für alle Kraftwerkstypen

Der gesamte konventionelle Kraftwerkspark leidet unter diesem – rein politisch und weder konjunkturell noch zyklisch bedingten – Preisverfall, der den nicht-subsidierten Kraftwerksbetreibern in erheblichem Umfang Kapital und damit Investitions- und Innovationsfähigkeit entzieht.

In dem Maße, wie die EEG-basierte Erzeugungskapazität weiter ausgebaut wird, „exportiert“ Deutschland diese Effekte in seine Nachbarländer, mit den oben beschriebenen Konsequenzen. Zugleich wächst der Druck auf die Netze, der auch hier aufgrund der europäischen Vermaschung an unsere Nachbarn nicht mehr nur in Ausnahmesituationen (für die das europäische Verbundnetz ursprünglich ausgelegt wurde), sondern permanent und systembedingt weitergegeben wird. Der eklatante Mangel an technisch ausgereiften und wirtschaftlich verfügbaren Kurz- und Langfristspeichern kommt als zusätzlicher Risikofaktor hinzu und kann aufgrund der langen Vorlaufzeiten bei der Errichtung der einzig marktreifen Technologie – der Pumpspeicherkraftwerke – auch nicht zeitnah und angemessen reduziert werden. Zumal sich hier auch die Aspekte der gesellschaftlichen Akzeptanz und politischen Unterstützung als kritisch erweisen und die Schattenseite der forcierten Beteiligungskultur offenlegen: Die Akzeptanzfrage kann lokal sehr schnell zur Sollbruchstelle jeglicher industrieller Aktivität mutieren.

Ganz unabhängig von der Aufgabe der „Vollendung des Binnenmarktes“ schafft Deutschlands Fördersystem der erneuerbaren Energien damit einen europäi-

schen Handlungsbedarf, der durch den politisch bedingten Sofortausfall von 6000 MW gesicherter Leistung aus Kernenergie und den Ausstiegsfahrplan bis spätestens 2022 noch weiter verschärft wird. Nicht pauschale „Kapazitätslücken“ sind hier das Thema, schon gar nicht die Forderung nach weiteren den Strommarkt (und die Verbraucher) zusätzlich belastenden Subventionen. Es geht vielmehr um die Aushöhlung zentraler Marktfunktionen und –prinzipien durch unilaterale nationale Energiepolitik.

Der Export dieser nationalen Ungleichgewichte erfordert zwingend europäische Kooperation und Lösungen. Die Netzintegration immer größerer Volumina volatiler Strommengen aus erneuerbaren Energien, die kostspielige und zeitaufwändige Erweiterung und Modernisierung der Netzinfrastruktur über alle Spannungsebenen sowie die Erosion des mit der Liberalisierung installierten Strommarktes hinsichtlich seiner Funktion als transparenter Kostenabbilder und Motor für Re-Investitionen in Produktionsanlagen sind Aufgaben, die in einem integrierten europäischen Markt die einzelstaatliche Handlungsfähigkeit und Kompetenz zunehmend überfordern.

Für Deutschland, das mit seiner zentralen europäischen Mittellage per Definition die Energiedrehscheibe Europas ist, verbietet sich jegliche Art von „Inselpolitik“. Doch genau jene „splendid isolation“ hat in wichtigen Fragen zu der oben beschriebenen Entwicklung maßgeblich beigetragen. Die Nebenwirkungen dieser deutschen Vorreiterrolle werden ohne ein „Mehr“ an europäischer energie- und wettbewerbsrechtlicher Aktivität kaum zu begrenzen, geschweige denn zu heilen sein.

6. Konventionelle Kraftwerke und Braunkohle als Rückgrat der Versorgungssicherheit

Die gleiche Sachlogik für eine Verstärkung der europäischen Kooperation und eine wirksame Europäisierung der Energiepolitik gilt für die Frage nach der Funktion und Zukunft konventioneller Kraftwerke. Europaweit bilden sie das Rückgrat der Stromversorgung. Sie garantieren die sichere und wettbewerbsfähige Stromversorgung, ihr Beitrag für einen gesicherten Netzbetrieb ist weder heute noch in den kommenden Jahrzehnten technisch oder wirtschaftlich ersetzbar. Ein „Ausstiegsszenario“ für konventionelle Kraftwerke ist für Europa weder technologisch, noch ökonomisch realisierbar. Gerade in Deutschland ist ihre Rolle durch den beschleunigten Atomausstieg noch einmal aufgewertet worden, was insbesondere bei der Braunkohle zu sehr kontroversen Diskussionen geführt hat.

Tatsächlich ist die Nachfrage nach Strom aus Braunkohle in den zurückliegenden Jahren ständig gestiegen. 2013 haben Vattenfalls Kraftwerke 57 Milliarden Kilowattstunden aus Braunkohle erzeugt, soviel wie seit 20 Jahren nicht mehr. Legt man den Durchschnittsjahresverbrauch eines deutschen Drei-Personen-Haushaltes von 3.800 Kilowattstunden zugrunde, hätte damit rein rechnerisch die Stromversorgung für 45 Millionen Menschen, also mehr als die Hälfte der deutschen Bevölkerung, sicher gestellt werden können, auch wenn natürlich die-

se Nachfrage auch durch mittelständische und große, energieintensive Unternehmen generiert wird.

Diese Erfolgsbilanz ist Ausdruck der Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Braunkohleindustrie, die organisatorisch und technisch auf international höchstem Niveau operiert. Der bestehende Kraftwerkspark beweist täglich, dass er in der Lage ist, die stark schwankende Energieerzeugung und volatile Einspeisung der Erneuerbaren in das Elektrizitätsnetz auszugleichen. Die Leistungsfähigkeit der Kraftwerke wird zudem sowohl hinsichtlich der Effizienz als auch mit Blick auf die Flexibilität stetig weiterentwickelt, damit sie auch bei weiter ansteigender Einspeisung aus erneuerbaren Energien der zuverlässige Garant für die sichere Stromversorgung in Deutschland sein können.

Mit dem bevorstehenden Ende der deutschen Steinkohlenförderung verbleibt die Braunkohle als einziger sicher und zuverlässig verfügbarer heimischer Energieträger von strategischer Bedeutung und hoher Wettbewerbsfähigkeit. Sie besitzt einen sehr hohen inländischen Beschäftigungs- und Wertschöpfungsanteil und garantiert eine Vielzahl qualifizierter Arbeitsplätze. Strom aus Braunkohle ist gegenüber allen anderen konventionellen Energieträgern und Technologien absolut wettbewerbsfähig. Die Sozial- und Umweltaspekte des Braunkohlentagebaus werden seit vielen Jahrzehnten auf höchstem Niveau umgesetzt, Deutschland ist weltweit führend bei Umwelt- und Sozialstandards sowie in der Rekultivierung.

Bezogen auf den reinen CO₂ Ausstoß des Verbrennungsprozesses sind die Emissionen der Braunkohle ungünstiger als die anderer fossiler Energieträger wie Steinkohle oder Erdgas. Berücksichtigt man die gesamte Wertschöpfungskette von Gewinnung über Transport bis zur Verstromung sowie alle klimarelevanten Emissionen, steht die deutsche Braunkohle auf nahezu gleicher Stufe wie andere fossile Energieträger. Mit einer weiteren Effizienzsteigerung und einer zukünftigen Nutzung von CCS und CCU kann die CO₂ Bilanz der Braunkohleverstromung ausgeglichen werden.

Zudem verfehlt die Diskussion über die CO₂-Emissionen der Braunkohleverstromung oft das eigentliche Thema, den globalen Klimaschutz. Deutschlands Beitrag dazu wird im Rahmen der EU und den von der europäischen Staatengemeinschaft eingegangenen internationalen Verpflichtungen definiert. Diese Ziele sind in einem europäischen Bilanzkreis (mit jeweils nationalem „burden sharing“) definiert und werden für den Stromsektor seit 2005 maßgeblich über das Instrument des Emissionsrechtehandels organisiert. Der ETS stellt die Einhaltung des Mengenziels sicher und folgt dabei dem Prinzip der volkswirtschaftlich kosteneffizientesten Zielerreichung. Es ist daher zunächst einmal vollkommen unerheblich, aus welchen Quellen die CO₂-Emissionen stammen, solange die Mengenziele eingehalten werden. Wenn daher aufgrund vornehmlich ökonomischer Faktoren der europäische Zertifikatspreis relativ niedrig ist, bedeutet dies keineswegs, dass der Emissionshandel „gescheitert“ ist. Im Gegenteil: Niedrige Preise reflektieren die Wirksamkeit seines Marktmechanismus. Der Emissionshandel ist daher keineswegs gescheitert, denn er garantiert erfolg-

reich und kosteneffizient sein Ziel: Die Einhaltung der CO₂-Grenze in der EU. Denn dies ist sein primäres Ziel und seine Existenzgrundlage als Instrument zur Einhaltung der internationalen Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands und der EU.

Die in Medien und Politik vielfach kontrovers diskutierte Frage der Vereinbarkeit von Braunkohle und deutscher Energiewende baut daher einen Scheinwiderspruch auf. Braunkohle steht nicht neben der Energiewende oder ihr gar im Wege. Er ist konstitutiver Bestandteil der Energiewende, weil er sie überhaupt erst möglich macht.

7. Zielkonflikte und Wettbewerb der Ideen in Europa und auch in Deutschland

Je ambitionierter Deutschland seine energiepolitische Agenda formuliert, umso mehr ist es auf die Kooperation mit seinen Nachbarstaaten angewiesen. Nur eine konsequente Einbettung in Europa kann der deutschen Energiewende eine Zukunft geben. Dabei bedeutet „Europäisierung der Energiewende“ nicht, in 27 andere EU-Ländern die deutsche Energiepolitik zu exportieren, sondern im Rahmen eines erkenntnisoffenen Dialogs gemeinsam Verständnis und Verständigung zu befördern.

Voraussetzung für einen solchen Dialog ist die Anerkennung der Vielfalt der Realitäten in Europa mit Blick auf Energiemix, Technologien und Ziele. Alleingänge – mag man sie auch als „Vorreiterrolle“ betiteln – helfen dabei wenig.

Auch lohnt es, sich einige Konstanten der internationalen Politik vor Augen zu führen. Charles de Gaulle wird der Satz zugeschrieben: „Zwischen Staaten gibt es keine Freundschaft, sondern nur Interessen.“ Das ist keineswegs zynisch, sondern vielmehr sehr rational gedacht. Staaten haben in der Tat nationale (und mitunter auch stark historisch geprägte) Interessen. Das gilt auch in der Energiepolitik.

Diese Interessen und die daraus resultierenden „Konflikte“ sind nichts Schlechtes, im Gegenteil! Interessen sind verhandelbar, auch darüber definiert sich das Wesen von Politik. Energiepolitik ist Teil eines komplexen Gefüges aus Wirtschafts-, Industrie-, Umwelt-, Sozial-, Struktur-, Gesellschafts-, Außen- und Sicherheitspolitik. Die deutsche und europäische Debatte sollte in einer diesen Komplexitäten angemessenen Qualität geführt werden.

Zum Wesen einer so verstandenen Energiepolitik gehört der Dialog, die Debatte, das Ringen um Konsens. Niemand hat a priori die beste Antwort, finale Lösungen sind die Ausnahme, nicht die Regel. Zukunftsoffenheit im Sinne der Bewahrung der Handlungsfähigkeit ist eine der wesentlichen Rückversicherungen gegen eine immer wieder beharrlich ignorierte Tatsache: Es gibt keinen geschichtlichen oder politischen Determinismus. Nicht nur Meteorologen und ökonomische Prognoseinstitute leiden – wenn auch mit unterschiedlicher Konsequenz – an der grundsätzlichen Offenheit der Zukunft.

Auch Energiekonzepte werden sich an der Realität messen lassen müssen. Auch hier lohnt ein Blick zurück auf Planungen, die weit weniger ambitioniert waren und nicht rund 40, sondern nur jeweils bis zu 20 Jahren in die Zukunft reichten. Besonders lohnenswert ist dieser Rückblick auf das Jahr 1973. Des- sen „Fukushima-Ereignis“ war die durch den Jom-Kippur-Krieg ausgelöste erste und folgenreichste Ölkrise. In der Bundesrepublik Deutschland wurde daraufhin nicht nur das im Gedächtnis fest verankerte „Sonntagsfahrverbot“ gesetzlich er- lassen, sondern vor allem das Thema Energieeffizienz und Energiesparen zu einem jahreübergreifenden Kampagnenthema gemacht. Weniger bekannt ist, dass im – noch vor dem Jom-Kippur-Krieg verabschiedeten - Energiekonzept der Bundesregierung vom 26. September 1973 vorgesehen war, zwischen 1973 und 1985 insgesamt 45.000 - 50.000 MW an Kernkraftwerken zu errichten. Dies wären rund 40 Kernkraftwerke innerhalb von nur 12 Jahren gewesen - jedes Jahr ein Zubau von 2 - 3 Meilern. Tatsächlich wurden bis 1985 9.000 MW errichtet. 1999, zum Zeitpunkt des ersten Atomkonsenses, waren 19 KKW mit rund 20.000 MW am Netz. Ende 2013 waren es noch 9 KKW mit 12.600 MW. Die Realität hat sich – maßgeblich beeinflusst durch ökonomische aber auch weitere politi- sche Entwicklungen – ganz anders entwickelt als vom Gesetzgeber geplant.

Ein solcher Rückblick sollte mehr als anekdotische Unterhaltung bieten. Er legt nahe, dass sich hochkomplexe und für die nationale wie globale Ökonomie so grundlegende Bereiche wie die Energiewirtschaft nur bedingt für langfristige poli- tische Programmierung eignen. Dies gilt umso mehr, je höher der Integrations- grad des betreffenden Landes in die internationale Wirtschaft ist. Im Falle Deutsch- lands liegt es auf der Hand, dass dies der Fall ist.

Deshalb brauchen wir einen europaweiten Wettbewerb, um die besten Ideen, Konzepte und Strategien, um in ganz Europa das bewährte und keineswegs veraltete Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Wettbewerb und Umweltschonung immer wieder neu auszutarieren und die besten Instrumente und Ziele zum Wohle der Menschen in unserem Land und in ganz Europa zu bestimmen.

Die Debatten der letzten Monate haben zumindest eines gezeigt: Weder in Brüssel noch in Berlin liegen die Patentlösungen auf dem Tisch. Umso wichtiger ist eine ebenso beherzte wie nüchterne Analyse der der bisherigen Diskussions- und Politikdefizite.



Dr. Hans-Josef Zimmer
Mitglied des Vorstandes, EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Hans -Josef Zimmer, geboren 1958 in Merzig/Saar, studierte Maschinenbau mit Schwerpunkt Wärmetechnik und diplomierte 1986 an der RWTH Aachen. Danach arbeitete er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Reaktorentwicklung im damaligen Kernforschungszentrum Karlsruhe bis zu seiner Promotion zum Doktor-Ingenieur 1989 an der TH Karlsruhe. Im Anschluss war er bis 1997 für die ehemalige Badenwerk AG in der Abteilung Kernkraftwerke tätig mit den Schwerpunkten Planung, Sicherheitsanalysen und Projektleitung. 1993 bis 1994 arbeitete er am Electric Power Research Institute (EPRI) in Palo Alto, USA.

1998 wechselte er zum Kernkraftwerk Philippsburg und arbeitete zunächst als Ingenieur für Sonderaufgaben, danach als Teilbereichsleiter für Nukleare Systeme und Fachbereichsleiter Systemtechnik, bevor er im Jahr 2000 die Leitung des Kraftwerks Philippsburg übernahm. 2003 wurde Zimmer Geschäftsführer der EnBW Kernkraft GmbH (EnKK) und übernahm 2004 den Vorsitz der Geschäftsführung. Parallel war er ab 2004 Mitglied des Vorstands der EnBW Kraftwerke AG, bis er im Oktober 2007 als Chief Technical Officer in den Vorstand der EnBW Energie Baden-Württemberg AG berufen wurde. Von Juli 2010 bis Dezember 2011 war Zimmer Generalbevollmächtigter Technik der EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Seit Januar 2012 ist er wieder als Chief Technical Officer und Mitglied des Vorstands der EnBW Energie Baden-Württemberg AG tätig.

Versorgungssicherheit europäisch lösen - Plädoyer für ein grenzüberschreitendes Kapazitätsmanagement

Dr. Hans-Josef Zimmer

1. Einführung

Die Einführung von Kapazitätsmechanismen als Ergänzung zum Markt für elektrische Arbeit wird im Moment in vielen europäischen Ländern diskutiert. Einige europäische Länder (Schweden, Italien, Griechenland, Irland, Spanien und Finnland) haben bereits einen Mechanismus; in einigen Ländern befinden sich Mechanismen kurz vor der Einführung, so in Großbritannien, in Frankreich und in Italien. Für Deutschland hat die neue Bundesregierung angekündigt, „mittelfristig“ einen Kapazitätsmarkt einzuführen, dessen Ausgestaltung jedoch noch vollkommen offen ist. Bislang war das Augenmerk der deutschen Diskussion daher vor allem auf Ausgestaltungsfragen, also das „Design“, gerichtet. So fragte man sich, ob man sich zunächst auf eine Reservelösung beschränken könne oder ob es besser wäre, gleich einen dauerhaften Mechanismus zu installieren, der in unterschiedlichen Spielarten diskutiert wird. Als dauerhaft zu installierender Mechanismus wurde seitens des EWI eine zentrale Kapazitätsauktion vorgeschlagen; ein anderer Vorschlag sieht ein dezentrales Handelsmodell mit Kapazitätscertifikaten vor (Modell des bdew und des VKU); auch selektive Ansätze werden vertreten, bei denen sich Kapazitätsentgelte nur auf bestimmte Typen gesicherter Leistung beschränken (Modell des Öko-Instituts).

Allen diesen Ansätzen ist gemeinsam, dass sie hauptsächlich Deutschland im Blickfeld haben. Beim Ansatz des EWI-Institutes gab es sogar die Vorgabe der Auftraggeber, das Modell unter der Annahme einer deutschen Autarkie zu entwickeln. Weniger beachtet wurde hingegen, dass die Effekte, die von nationalen Kapazitätsmechanismen ausgehen, über den bereits existierenden europäischen Strommarkt grenzüberschreitend interagieren, dass diese Interaktionen recht komplex sein können und dass dies zahlreiche Fragen für die Ausgestaltung von tatsächlich europakompatiblen Kapazitätsvergütungssystemen aufwirft. Dies ist Gegenstand des nachfolgenden Beitrages. Zunächst wird der Stand der Einführung von Mechanismen in Europa dargestellt. Im Anschluss werden mögliche Interaktionen zwischen den Mechanismen näher beleuchtet sowie Vorteile und Potenziale einer grenzüberschreitenden Betrachtung der Kapazitätsvorhaltung erläutert. Schließlich wird die Frage angeschnitten, wie Kapazitätsmechanismen grenzüberschreitend koordiniert werden können.

2. Stand der Einführung von Kapazitätsmechanismen in Europa

Der für den deutschen Markt wichtigste Mechanismus wird wahrscheinlich der *Frankreichs* sein, der sich derzeit in den letzten Vorbereitungen vor der Einführung befindet.¹ Auslöser der französischen Diskussion war der *Rapport Poignant-*

*Sido*² aus dem Jahr 2010, der hervorhob, dass es zu einem massiven Anstieg der Spitzenlast in Frankreich kommen würde und die Befürchtung äußerte, dass die heimischen Kapazitäten nicht mehr ausreichen würden, um diese abzudecken. Bereits im Dezember 2010 wurde das *Loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité)* verabschiedet, das die rechtlich Grundlage für einen Kapazitätsmechanismus schuf. Eine zentrale Rolle im französischen Modell kommt dem Übertragungsnetzbetreiber RTE zu, der detaillierte Regeln für den Mechanismus entwickelt hat, die Ende 2013 öffentlich konsultiert wurden. Die Einführung des Mechanismus ist für den Winter 2015/2016 vorgesehen. Der Mechanismus sieht ein Handelssystem mit Kapazitätssertifikaten vor, die seitens der Anbieter von zertifizierter Kapazität an die Vertriebe veräußert werden. Letztere müssen Kapazitäten in einem Umfang beschaffen, der ihre Spitzenlast abdeckt, wobei das System für ein 10-Jahres-Kälteeignis parametrisiert ist. Die Kapazitätssertifikate können gehandelt werden. Daneben ist die Ausschreibung von Kapazität durch den französischen Staat möglich. Anbieter, die in Spitzenlastzeiten nicht verfügbar waren, oder Vertriebe, die sich (auch nach einem noch nachträglich möglichen Handel) nicht ausreichend eingedeckt haben, werden pönalisiert.

Das französische System wird aufgrund des Fehlens einer zentralen Kapazitätsauktion im Hauptmechanismus oftmals als dezentrales System bezeichnet. Im Kern aber ist es ein zentraler Ansatz, in dem der Übertragungsnetzbetreiber RTE sämtliche Marktregeln bestimmt, von der Zertifizierung der Kapazität über die Bestimmung der vertriebsseitig zu beschaffenden Leistung (und damit der Dimensionierung des Kapazitätshaushaltes) bis hin zur Überprüfung und Pönalisierung. Nicht zuletzt aufgrund der Möglichkeit des Energieministeriums, zusätzliche Leistung auszuschreiben, muss man den französischen Mechanismus als eher zentralen Ansatz mit einem Flexibilisierungsinstrument interpretieren.

Die absehbare Einführung des französischen Systems hat in Deutschland Besorgnisse über die Integrität des gemeinsamen Großhandelsmarktes ausgelöst. Dies liegt daran, dass bei zentralen und damit letztlich staatlich kontrollierten Systemen immer die Gefahr gesehen wird, dass sich staatliche Entscheidungsträger mit einer Überausstattung an Kapazität absichern, die wiederum im gemeinsamen Markt dazu führt, dass Großhandelspreise unter Druck geraten können. Eine explizite Einbeziehung nicht-französischer Bieter in das System ist bislang nicht geplant. Vielmehr wird ausländische Kapazität lediglich auf Grundlage eines statistischen Verfahrens berücksichtigt, bei dem errechnet wird, wie viel ausländische Leistung erwartbar in Spitzenlastzeiten über die Grenzkuppelstellen importiert werden kann. Diese Leistung wird vom inländischen Bedarf subtrahiert.

Auch das für *Italien* geplante System weist ein hohes Maß an Zentralismus auf. Auslöser der Einführung eines umfangreichen Kapazitätsmechanismus war auch hier die Sorge, dass Preissignale aus dem Energy-only-Markt dauerhaft nicht zu ausreichenden Investitionsanreizen führen könnten. Daher ist geplant, dass der Übertragungsnetzbetreiber Terna zentrale Kapazitätsauktionen durchführt. Ähn-

lich wie in Frankreich ist auch hier damit zu rechnen, dass eine zentrale Planungsinstanz eher Überkapazitäten plant, als das Irrtumsrisiko einer zu knappen Kapazitätsausstattung in Kauf zu nehmen. Entsprechende Verwerfungen zu Lasten anderer Länder sind auch damit nicht ausgeschlossen.

Auch in *Belgien* gibt es starke Besorgnisse, dass das Land in Situation starker Last keine ausreichende Leistung aufweisen könnte. Ein Grund für das mangelnde Interesse von Kraftwerksinvestoren am belgischen Markt ist dessen unzureichend stabiler politischer Rahmen. So wurde im Jahr 2005 der Beschluss zurückgenommen, aus der Kernenergie auszusteigen; die Laufzeit wurde um 20 Jahre verlängert. Der aktuelle Ausstiegsplan sieht einen stufenweisen Abbau der Kernenergie bis 2025 vor. Allerdings bestehen unter den Investoren in Belgien weiterhin Unsicherheiten hinsichtlich der Stabilität der Rahmenbedingungen, nicht zuletzt aufgrund zahlreicher Regierungswechsel. Die resultierende Investitionszurückhaltung hat zu drohenden Knappheiten im Leistungshaushalt des Landes geführt. Im Juni 2012 legte Wirtschaftsstaatssekretär Wathélet einen Plan vor, um die Stromversorgung des Landes abzusichern.³ In diesem Plan wird zunächst die Einführung einer Strategischen Reserve bis 2017 vorgesehen. Allerdings gilt es derzeit als wahrscheinlich, dass der Plan nochmals abgeändert wird, weil er auf heftige Kritik stieß, insbesondere seitens des belgischen Regulierers, der eine zentrale Auktion bevorzugt.

Beim Wathélet-Vorschlag handelt es sich um eine klassische Strategische Reserve von Kraftwerken, die außerhalb des Marktes gegen ein Leistungsentgelt vorgehalten werden und seitens des Übertragungsnetzbetreibers Elia eingesetzt werden, falls der Day-Ahead-Markt nicht clear. Eine Beteiligung ausländischer Kapazitäten ist derzeit nicht vorgesehen. Im Plan Wathélet wird jedoch ausdrücklich moniert, dass bislang noch nicht klar sei, wie eine europäische Koordination aussehen könnte, die angesichts der starken Integration Belgiens in den europäischen Markt ausdrücklich als wünschenswert angesehen wird.⁴

Es ist derzeit nicht abzusehen, ob die Kapazitätsprobleme in Belgien zeitnah überwunden werden können, so dass Leistung hier eher knapp bleiben dürfte.

Ein völlig anderes Bild bietet sich derzeit in den *Niederlanden* und in *Österreich*. In beiden Ländern existieren derzeit deutliche Überkapazitäten, so dass die Einführung von Kapazitätsmechanismen aktuell nicht diskutiert wird. Nachdem in den Niederlanden in den Jahren 2003 und 2004 Kapazitätsengpässe und Preispitzen aufgetreten waren, wurde zeitweise die Einführung einer Strategischen Reserve diskutiert, die jedoch nie implementiert wurde, weil sich der Leistungshaushalt wieder entspannte. In den Niederlanden führten die Überkapazitäten bereits zu ersten Stilllegungen. Für den mitteleuropäischen Kapazitätshaushalt sind die Niederlande und Österreich dennoch von großer Bedeutung, denn beide Länder werden voraussichtlich auch im Jahre 2020 noch Überkapazitäten aufweisen. Aktuell ist das Interesse von Kraftwerksbetreibern in beiden Ländern daher vor allem darauf gerichtet, an möglichen Kapazitätsmechanismen der Nachbarstaaten teilnehmen zu können.

In der deutschen Diskussion ist ein gemeinsamer grenzüberschreitender Rahmen für viele Autoren bislang ein Desiderat, wird aber nicht eingehender untersucht. So hebt das Öko-Institut in seiner Studie die Bedeutung von grenzüberschreitenden Interaktionen hervor: „Dies betrifft sowohl die Ausgestaltung und Parametrisierung von Kapazitätsmechanismen als auch die Bewertung der entsprechenden grenzüberschreitenden (Mitnahme-) Effekte“⁵, diese werden aber nicht eingehender betrachtet. Die „oft erhobene Forderung nach europäischen Lösungen [...] vor dem Hintergrund der Realitäten des Energy-only-Marktes (sei) zwar abstrakt richtig, [habe] aber zumindest bisher keinen institutionellen Rahmen“.⁶ Consentec und Frontier stellen in ihrem Gutachten für den bdeW fest, dass „eine effiziente gemeinsame Gewährleistung von Versorgungssicherheit [eine] harmonisierte Methode und Mechanismen [erfordere]“.⁷

3. Notwendigkeit einer grenzüberschreitenden Betrachtung der Kapazitätsvorhaltung

Eine rein nationale (im Sinne von: autarke) Betrachtung eines Kapazitätsmechanismus klammert die Tatsache aus, dass ausländische Kapazitäten in einem gemeinsamen Strommarkt auch einen Beitrag zur jeweiligen nationalen Versorgungssicherheit leisten. Die Existenz von Kapazitätsmechanismen ist hierfür keine Voraussetzung. So ist denkbar, dass im Ausland vorhandene Überkapazitäten genutzt werden können, wie bei den genannten Fällen Österreich und Niederlande. Weiterhin tritt die (residuale) Höchstlast meist nicht gleichzeitig auf. Die Ausrichtung eines Kapazitätsmechanismus auf Autarkie ist damit nicht effizient und führt nahezu zwangsläufig zu Überkapazitäten. Ist nationale Autarkie, also die Deckung der nationalen Höchstlast durch physische Verfügbarkeit von Leistung auf dem Territorium eines Staates das Ziel, ist die Errichtung von Kapazitätsmechanismen folglich zwingend, weil Märkte derartige Überkapazitäten nicht finanzieren würden. Zudem gibt der gemeinsame europäische Strommarkt mit einem gemeinsamen Preissignal aus sich heraus keine Anreize, Kraftwerke in einem bestimmten Land anzusiedeln.

Die Einführung von Kapazitätsmechanismen ist jedoch immer grenzüberschreitend zu betrachten, da dies in einem gemeinsamen Markt niemals ohne Auswirkungen auf die anderen am Markt beteiligten Länder bleibt.

So ist bereits eine unilaterale Errichtung von Kapazitätsmechanismen mit Blick auf den gemeinsamen Markt nicht neutral und kann – je nach Ausgestaltung – zu Verwerfungen in einem gemeinsamen Markt führen:⁸ falls ein Kapazitätsmechanismus zu einer Preisdämpfung auf dem Großhandelsmarkt führt, kann es in dem Land ohne Kapazitätsmechanismus sogar zu einer Verschärfung eines Knappheitsproblems kommen, weil hier Produzenten nicht durch Kapazitätzahlungen für sinkende Preise kompensiert werden. Gleichzeitig führt die unilaterale Einführung eines Kapazitätsmechanismus zu Trittbrettfahrerverhalten, denn die im Land mit Kapazitätsmechanismus zusätzlich installierten oder erhaltenen Kapazitäten können auch durch die Nachbarländer genutzt werden. Das Land mit Kapazitätsmechanismus kreiert damit eine positive Externalität

zugunsten seiner Nachbarn – diese kann aber aus den o.g. Gründen schließlich auch dort zu einer Problemverschärfung führen.

Die Art der Effekte, die unterschiedliche Arten von Kapazitätsmechanismen in einem gemeinsamen Markt auf Nachbarstaaten ausüben, ist dabei recht unterschiedlich. Im Falle einer unilateralen Strategischen Reserve zahlen die Konsumenten im Land mit der Strategischen Reserve eine Versicherungsprämie, die nicht allein sie, sondern auch die Konsumenten des Nachbarlandes absichert, das nicht über eine Strategische Reserve verfügt. Im Falle der unilateralen Einführung eines Kapazitätsmechanismus, der über den Neubau und den Anlagenerhalt in den Markt eingreift, sind die Zusammenhänge komplizierter. In diesem Fall zahlen die Konsumenten im Land mit Kapazitätsmechanismen zwar das Entgelt, das Anlagenerhalt oder Neubau ermöglicht, doch schädigen sie gleichzeitig Anlagenbetreiber in den Nachbarländern aufgrund niedrigerer Preise und entsprechend sinkender Deckungsbeiträge. Eine Absicherung gegen Versorgungsstörungen in den Nachbarländern wird seitens der Konsumenten in dem Land mit Kapazitätsmechanismus damit wahrscheinlich nur temporär geschaffen, weil in den Nachbarländern Investitionsanreize zurückgehen.

Es ist davon auszugehen, dass die Art und Stärke der Interaktionen zwischen einzelstaatlichen Systemen noch wesentlich komplexer werden, wenn in mehreren Ländern eines gemeinsamen Marktes Kapazitätsmechanismen installiert sind.

Weiterhin ist zu vermuten, dass unterschiedliche Kapazitätsmechanismen auch in unterschiedlichem Ausmaß Kapazitäten anreizen. So kann davon ausgegangen werden, dass in einem Mechanismus, in dem Vertriebe verpflichtet sind, sich gerade in Höhe des Leistungsbedarfes ihrer Konsumenten mit Leistungszertifikaten einzudecken, ein effizientes Kapazitätsniveau entsteht: es wird sich in der Nähe dessen bewegen, was ein perfekter Energy-only-Markt hervorgebracht hätte. Dies entspricht etwa der jährlichen Höchstlast zuzüglich einer Reserve, die der Markt zur Absicherung gegen ungeplante Ausfälle nachfragt. Selbst dann, wenn eine Pönale für eine unzureichende Eindeckung mit Leistungszertifikaten eingeführt wird, wird sich die Über-Eindeckung mit Leistung in Grenzen halten. Dies hat einen einfachen ökonomischen Grund: jeder Vertrieb, der Leistungszertifikate nachfragt, wird die Höhe der Pönale mit der Wahrscheinlichkeit multiplizieren, pönalisiert zu werden. Diese Wahrscheinlichkeit geht bei Leistungseindeckungen, die über der Jahreshöchstlast liegen, aber sehr schnell gegen Null. Eine höhere Leistung wird dementsprechend nicht nachgefragt.

In einem staatlich bestimmten System hingegen, in dem ein zentraler Planer den langfristig benötigten Kapazitätsbedarf festlegt, ist damit zu rechnen, dass dieser aus Gründen der Absicherung einen Kapazitätsbedarf definieren wird, der über den Bedarf in einem dezentralen Mechanismus hinausgeht.⁹ Die grenzüberschreitenden Effekte der genannten Mechanismen sind damit sehr unterschiedlich.

Eine koordinierte Einführung von Kapazitätsmechanismen ist damit anzuraten. Dies bedeutet nicht zwingend, dass alle beteiligten Staaten (z.B. die am CWE-Markt teilnehmenden Länder) einen einheitlichen Kapazitätsmechanismus einführen müssen. Es bedeutet lediglich, dass bei der Kapazitätsvorhaltung die vorteilhaften Effekte des grenzüberschreitenden Austauschs zu berücksichtigen sind.

4. Potenziale einer grenzüberschreitende Kapazitätsvorhaltung

Grundsätzlich kann das Ausland an der inländischen Deckung des Kapazitätsbedarfes beteiligt werden, wenn der ausländische Bestand an gesicherter Leistung größer ist als der dortige Kapazitätsbedarf, also die dortige (Residual-)Last zum Höchstlastzeitpunkt. Wenn zudem die Höchstlastzeitpunkte nicht gleichzeitig auftreten, also der maximale Kapazitätsbedarf im Inland mit einem nicht maximalen Bedarf im Ausland zusammentrifft, entsteht zusätzliches Potenzial. Wesentlich ist die Verfügbarkeit von Übertragungsleistung zwischen Aus- und Inland, die den Beitrag des Auslands limitiert.

Betrachtet man den aktuellen *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013*¹⁰ von ENTSO-E, stellt man im konservativen Szenario A fest,¹¹ dass – selbst unter Berücksichtigung einer Sicherheitsmarge – auch 2020 in den Niederlanden und Österreich jeweils deutlich über 5 GW an Kapazitäten über den jeweiligen nationalen Höchstlastbedarf hinaus vorhanden sein werden. Anders sieht es in Frankreich aus, wo die „Null-Linie“ etwa 2016 unterschritten wird und es 2020 zu einer Unterausstattung von ca. 3,5 GW kommen kann; auch die Schweiz und Belgien haben weiterhin eher knappe Kapazitätsausstattungen.

Interessant ist nun, dass die Länder mit Importbedarf (Frankreich, Belgien, Schweiz) über signifikante Importkapazitäten verfügen, während Länder mit einem Leistungsbilanzüberschuss relativ große Exportkapazitäten aufweisen.¹² Consentec und Frontier haben in diesem Rahmen für den CWE-Raum (Frankreich, Belgien, Niederlande, Schweiz, Österreich) analysiert, in welchem Ausmaß unter der Annahme gleichzeitiger Höchstlasten für Deutschland noch freie Kapazitäten oberhalb des eigenen Spitzenlastbedarfes zur Verfügung stünden, wenn annahmegemäß in allen anderen betrachteten Ländern prioritär Spitzenlasten gedeckt würden, namentlich durch Importe aus den beiden Ländern mit Kapazitätsüberschüssen. Dabei ergibt sich im Jahr 2020 für das ENTSO-E-Szenario A noch ein Kapazitätspuffer für Deutschland in Höhe von 4,1 GW. Die derzeitigen Übertragungskapazitäten sind für die grenzüberschreitende Leistungsübertragung dabei kein begrenzender Faktor.

In diese Betrachtung sind die östlichen Nachbarn Deutschlands noch nicht eingeflossen. ENTSO-E betrachtet den Fall, dass eine Ländergruppe, bestehend aus Belgien, Deutschland, Polen und der Tschechischen Republik gleichzeitig (6,9 GW) importieren muss. Auch dies ist möglich, denn die notwendige Erzeugungs- und Übertragungskapazität der Ländergruppe ist nach ENTSO-E mit 26 GW mehr als ausreichend vorhanden.¹³

Bei der erwähnten Analyse von Consentec und Frontier für CWE wurde das gleichzeitige Auftreten nationaler Höchstlasten unterstellt. Tatsächlich aber treten nationale Höchstlasten selten gleichzeitig auf. Es stellt sich daher die Frage, ob dadurch noch zusätzliche Leistung verfügbar gemacht werden kann. Dieser Effekt ist jedoch sehr begrenzt. Dies zeigt das Jahr 2012, als angesichts eines großräumigen Extrem-Winters Höchstlastsituationen in Deutschland und Frankreich gleichzeitig auftraten. Die Summe der zeitgleichen Höchstlasten lag in diesem Jahr, das damit letztlich als „auslegungsrelevant“ anzusehen ist, lediglich 0,6% (ca. 1,5 GW) unter der Summe der Einzel-Höchstlasten.

Es ist auch in Zukunft damit zu rechnen, dass die Windenergie (Photovoltaik steht zu deutschen Höchstlastzeitpunkten nicht zu Verfügung) nur einen sehr begrenzten Beitrag zum deutschen Leistungshaushalt wird liefern können. Zwar ist in Höchstlastzeitpunkten erfahrungsgemäß nicht damit zu rechnen, dass diese mit dem Zeitpunkt der minimalen jährlichen Windeinspeisung zusammenfallen, doch betrug im genannten Jahr 2012 die Windeinspeisung lediglich etwa 2 GW (von etwa 30 GW installierter Windleistung). Gerade das Beispiel der Windenergie zeigt jedoch auch, dass sich eine länderübergreifende Betrachtung lohnt, denn der Beitrag an gesicherter Wind-Leistung erhöht sich mit Vergrößerung des Wind-Portfolios, das entsteht, wenn man einen größeren geographischen Raum zugrunde legt.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass bei einer grenzüberschreitenden Betrachtung der Länder Frankreich, Deutschland, Österreich, Schweiz, Belgien und Niederlande in den kommenden Jahren keine unmittelbar kritische Situation im Leistungshaushalt eintreten wird. Selbst die für Deutschland und Frankreich ab 2020 befürchtete leichte Unterdeckung des Leistungshaushaltes kann durch Überkapazitäten in den Niederlanden und Österreich ausgeglichen werden. Das Transportnetz stellt hierbei in den kommenden Jahren keine Restriktion dar. Nicht-Gleichzeitigkeiten des Auftretens von Höchstlasten dagegen haben nur einen sehr begrenzten Effekt für die Dimensionierung des Kapazitätsbedarfes.

5. Ansätze zu einer integrierten Betrachtung

Wenn ein grenzüberschreitendes Kapazitätsmanagement im europäischen Markt damit dringend erforderlich scheint, stellt sich die Frage nach der institutionellen Verankerung eines solchen Ansatzes.

Zunächst können unterschiedliche Grade der grenzüberschreitenden Koordinierung betrachtet werden. Derzeit findet de facto noch keine Koordinierung zwischen den nationalen Jurisdiktionen statt, was die Gefahr real erscheinen lässt, dass es zu den dargestellten Marktverwerfungen kommen kann.

Eine erste Stufe der Koordinierung wird durch die *europäische Rahmensetzung* erfolgen. So fordert die EU-Kommission, dass die Gründe für die zwingende Erforderlichkeit eines Kapazitätsmechanismus eingehend darzulegen sind. Dabei fordert sie, grenzüberschreitende Wechselwirkungen zu berücksichtigen, vor-

handene Marktverzerrungen zu beseitigen, das Potenzial von nachfrageseitigen Maßnahmen einzukalkulieren und mit realistischen Daten zum Ausbau der Erneuerbaren zu arbeiten. Die Mitgliedstaaten werden ausdrücklich darauf hingewiesen, dass zwischen „missing money“, also einer bestehenden Kostenunterdeckung in der aktuellen Situation von Überkapazitäten und „missing capacity“, also einem echten (drohenden) Defizit im Leistungshaushalt zu unterscheiden ist. Nur letzteres kann als Grund für die Einrichtung von Kapazitätsmechanismen gelten.¹⁴ Die Kommission fordert zudem eine Kosten-Nutzen-Betrachtung einzu-richtender Mechanismen und weist in diesem Zusammenhang ausdrücklich darauf hin, dass eine die gesamte Volkswirtschaft berücksichtigende und dynamische Analyse notwendig sei. So müssen die Kosten eines Kapazitätsmechanismus mit dem *Value of lost Load* verglichen werden und bei Anreizen zu Errichtung von Kraftwerkskapazitäten ist das Risiko des Strandens von Investitionen zu berücksichtigen.

Auch im Rahmen der neuen Beihilferegelungen ist die EU-Kommission bestrebt, die der Ausgestaltung von nationalen Kapazitätsmechanismen Grenzen zu setzen.¹⁵ Beihilferechtlich wird künftig seitens des Mitgliedstaates der Nachweis zu erbringen sein, dass ein Kapazitätsmechanismus unvermeidlich ist. Diese Art von Rahmensetzung schränkt die Verzerrung des gemeinsamen Marktes durch willkürlich (z.B. mit industriepolitischen Motiven) eingeführte oder dimensionierte Kapazitätsmechanismen ein und ist daher auch mit Blick auf die grenzüberschreitenden Effekte unbedingt zu begrüßen.

Ein weiterer Integrationsschritt könnte in der *Harmonisierung von Regeln für die Bestimmung des Kapazitätsbedarfes, der wechselseitigen Teilnahme an Kapazitätsmechanismen sowie an der Ausgestaltung von Regeln für den grenzüberschreitenden Leistungshandel* bestehen. Während der grenzüberschreitende Handel mit elektrischer Arbeit in den Network-Codes detailliert geregelt wird und u.a. im Zuge des Market Coupling umgesetzt wird, gibt es bislang keine gültigen Regeln für den grenzüberschreitenden Handel mit Kraftwerkskapazität. In diesem Rahmen ist insbesondere umstritten, ob hierfür physische Übertragungsrechte (PTRs) zu erwerben sind, damit im Falle eines Leistungsdefizites in einem Land Kraftwerksleistung dorthin gelangen kann.

So argumentieren Consentec und Frontier, dass PTRs notwendig seien, die jeweils vor der Day-Ahead-Auktion zu nominieren wären.¹⁶ Der Beitrag ausländischer Kapazität zur inländischen Versorgungssicherheit wäre damit auf den Umfang der PTRs beschränkt, der in Jahres- und Monatsauktionen an den Kuppelstellen ausgeschrieben und auktioniert wird. Dieser ist derzeit deutlich geringer als die verfügbare Netto-Übertragungsleistung (NTC) an den Kuppelstellen. So sind von den Niederlanden nach Deutschland im Mittel 1 GW PTRs nominiert, während der NTC-Wert etwa 3 GW beträgt. Hinzu kommt, dass PTRs derzeit eine maximale Laufzeit von einem Jahr haben, was die Attraktivität für einen ausländischen Kapazitätsanbieter einschränken kann.

Die Lösung über PTRs ändert zudem nichts an der Tatsache, dass auch Länder mit Unterkapazitäten Leistung für den Export anbieten könnten, was in Situationen mit Knappheit nichts zur Beseitigung von Engpässen im Importland beitragen muss, denn im Knappheitsfall würde der Preismechanismus im Market Coupling dazu führen, dass der Strom immer in das Land mit den ausgeprägtesten Knappheiten fließen würde.

EURELECTRIC hat einen Vorschlag erarbeitet, in dem PTRs nicht erforderlich sind.¹⁷ Auch hier sind für den Leistungsexporteur die Regeln des Kapazitätsmarktes des Ziellandes bindend. Dies gilt insbesondere für die Produktions- oder Verfügbarkeitsverpflichtung bei Erreichen eines Strike-Preises im importierenden Land sowie die Akzeptanz des Pönalensystems. Die Teilnahme an mehreren nationalen Kapazitätsmechanismen ist ausgeschlossen, aber ein „Opt-out“ aus dem eigenen nationalen Regime heraus sollte möglich sein. Das Ausmaß, in dem sich ausländische Kapazitäten an einem inländischen Kapazitätsmechanismus beteiligen können, kann durch die Übertragungsnetzbetreiber festgelegt werden. Physische Übertragungsrechte müssen nach diesem Vorschlag nicht reserviert werden, denn Erzeuger und flexible Lasten werden ohnehin produzieren (oder akzeptieren, abgeschaltet zu werden), wenn die betreffende Anlage beim herrschenden Preis „im Geld“ ist. Die Richtung des Energieflusses sowie die Nutzung von Kuppelstellenkapazitäten werden auch weiterhin von den Ergebnissen des Day-Ahead-, Intraday- und Regelleistungsmarktes abhängen.

In einem derartigen Rahmen könnte ein grenzüberschreitendes Kapazitätsregime gekleidet werden, ohne dass es einheitlicher nationaler Regelungen zu Kapazitätsmärkten bedürfte.

Für die grenzüberschreitende Kooperation kann die Regel eingeführt werden, dass die zu exportierende Leistung kleiner sein muss als die verfügbare Transportleistung in Knappheitsperioden; zum anderen darf das exportierende Land – unter Berücksichtigung des Leistungsexports - selbst keine Unterkapazitäten nach ENTSO-E-Definition aufweisen.

Eine solche vollständige Integration, also ein *vereinheitlichtes grenzübergreifendes Kapazitätsmechanismen-Regime* (sei es bestehend aus – weitgehend – homogenen nationalen System oder einem grenzüberschreitend einheitlichen EU-regionalen System) ist derzeit noch in weiter Ferne. Dies ist nicht ausschließlich negativ zu beurteilen, denn die Entwicklung funktionierender Kapazitätsmechanismen ist eine komplexe und fehleranfällige Aufgabe. Die grenzüberschreitende Einführung eines fehlerhaften Mechanismus würde dessen Fehler potenzieren und Effizienzgewinne, die aus einem gemeinsamen System entstehen können, wieder beseitigen.

6. Schlussbetrachtung

Die Entwicklung von Kapazitätsmechanismen in Europa hat nach wie vor einen stark auf den jeweiligen Staat gerichteten Fokus. Eine detaillierte Betrachtung der Effekte einer grenzüberschreitenden Koordination von Kapazitätsmechanismen steht noch aus, wenngleich der Vorteil einer solchen Zusammenarbeit stets betont wird: „In most studies it is argued that some level of coordination is needed. While the negative implications of purely national approaches to capacity mechanisms have been brought up in the various studies, the significance of the effects compared to the current situation has not been researched in depth.“¹⁸ Erste Analysen hierzu zeigen klar die Effizienzvorteile eines gemeinsamen Vorgehens auf. Dies betrifft insbesondere die „Disziplinierung“ der Einführung durch die EU-Kommission, aber auch die deutlichen Effizienzgewinne, die im Gemeinsamen Markt durch eine Parametrierung von Kapazitätsmechanismen zu erzielen ist, bei der sich die einführenden Mitgliedsstaaten mit ihren Nachbarn abstimmen. Für ein vollständig harmonisiertes oder gar einheitliches System ist es dagegen derzeit noch zu früh, denn die Wahrscheinlichkeit eines „vereinheitlichten Irrtums“ bei der Schaffung eines solchen Systems ist, angesichts der Tatsache, dass Europa in dieser Frage noch in der Lernphase ist, zu hoch.

Fußnoten

- ¹ Vgl. Pellion, A.: Necessity, design and implementation of decentralised capacity obligations in France, Presentation, Ministère de l'Écologie, du Développement durable, et de l'Énergie, Paris 2013.
- ² Poignant, S./Sido B.: La maîtrise de la pointe électrique: feuille de route énergétique de la France présentée le 3 juin 2009; Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, Paris 2010.
- ³ Vgl. Wathelet, M.: Le système électrique belge à la croisée des chemins: une nouvelle politique énergétique pour réussir la transition, Brüssel 2012.
- ⁴ Vgl. Wathelet, M., S. 7, 9.
- ⁵ Öko-Institut/LBD Beratungsgesellschaft/Raue LLP: Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem; Studie im Auftrag von WWF Deutschland, Berlin 2012, S. 79.
- ⁶ Öko-Institut/LBD Beratungsgesellschaft/Raue LLP, S. 78.
- ⁷ Consentec/Frontier: Kapazitätsmechanismen – Betrachtung der europäischen Dimension, Aachen, Köln 2013, S. 7.
- ⁸ Vgl. hierzu auch ACER: Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity; Ljubljana 2013, S. 10 ff. und Annex B.

- ⁹ Auf diese Gefahr einer „over-insurance“ weist auch die EU-Kommission ausdrücklich hin; vgl. Europäische Kommission: Commission Staff Working Document: Generation Adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions, SWD(2013) 438 final, Brüssel, 5.11.2013, S. 17.
- ¹⁰ Vgl. ENTSO-E: Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030, Brüssel 2013.
- ¹¹ Szenario A berücksichtigt lediglich den Kapazitätszubau, der aus heutiger Sicht als sicher angenommen werden kann.
- ¹² Vgl. hierzu Consentec/Frontier: Kapazitätsmechanismen – Betrachtung der europäischen Dimension, Aachen, Köln 2013.
- ¹³ Vgl. ENSTO-E Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030, S. 53.
- ¹⁴ Vgl. Europäische Kommission: Commission Staff Working Document: Generation Adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions, SWD(2013) 438 final, Brüssel, 5.11.2013.
- ¹⁵ Vgl. Europäische Kommission: Paper of the Services of DG Competition containing draft Guidelines on environmental and energy aid for 2014-2020, S. 60 ff.
- ¹⁶ Vgl. Consentec/Frontier: Kapazitätsmechanismen – Betrachtung der europäischen Dimension, S. 6 f.
- ¹⁷ Vgl. EURELECTRIC: Options for coordinating different capacity mechanisms; A background note to the Eurelectric presentation at the conference „Future electricity markets with or without capacity mechanisms: What does Europe say?“, Brüssel, Dezember 2013
- ¹⁸ Meulman, L./Méray, N.: Capacity Mechanism in Northwest Europe. Between a Rock and a Hard Place?, Clingendael international Energy Programme: Den Haag 2012, S. 51.

