

Deutsche Energiepolitik zwischen Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit

Claudia Kemfert und Friedemann Müller

Das Thema Energie ist in aller Munde: ob hohe Ölpreise, hohe Benzinpreise, explodierende Heizkosten, der Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine, Energieunternehmensfusionen oder Förderung erneuerbarer Energien: Es vergeht kaum ein Tag, an dem nicht über Energie in den Medien, wissenschaftlichen Diskussionen oder in der Politik beraten und gestritten wird. Dabei ist die Energiepolitik elementar. Eine kluge Energiepolitik muss einen richtigen Mix aus Regulierung, Deregulierung und „laissez faire“ finden. Die deutsche Energiepolitik kann sicherlich nicht losgelöst von einem europäischen Rahmen tätig sein. Die Vorgaben aus Europa sind zahlreich, die Implementierung der Vorgaben aus Brüssel in die nationale Energiepolitik umso vielfältiger.

Eine nachhaltige Energiepolitik sollte sich an den drei Zielen Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz orientieren. Im Zuge der Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte müssen sich die Energieversorger verstärkt dem Wettbewerb stellen. Da bisher in fast keinem EU-Land ein funktionierender Wettbewerbsmarkt erreicht wurde, setzt sich die EU-Kommission verstärkt dafür ein, den Wettbewerb stärker zu fördern. Deutschland reagiert auf diese Anforderung mit dem Einsatz einer Regulierungsbehörde, die in erster Linie die Durchleitungsentgelte für die Netznutzung kontrolliert.

Die europäischen Vorgaben

Nach einer Richtlinie der Europäischen Kommission aus dem Jahre 2001 soll bis 2010 der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 21 % gesteigert werden (EU 25). Deutschland hat durch die gezielte Förderung im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) bereits den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 10 % steigern können. Im Zuge der Europäischen Klimaschutzpolitik bewirkt der im Jahre 2005 eingeführte Emissionsrechtehandel eine Verteuerung von emissionsintensiven Technologien. Aufgrund des beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie und dem Altersstand der Kraftwerke müssen in Deutschland Ersatzinvestitionen in Höhe von 40 GW Leistung getätigt werden. Diese sollten aus Klimaschutzgründen

möglichst emissionsarm gestaltet werden. Deutschland stehen nur begrenzt fossile Ressourcen zur Verfügung. Heimische Steinkohle ist ohne Subventionierung nicht wettbewerbsfähig. Da Deutschland als einzige fossile Ressource in größerem Umfang Kohle zur Verfügung hat, wird die Kohletechnologie auch weiterhin eine bedeutende Rolle spielen müssen. Eine umweltfreundliche Kohletechnologie hat zum Ziel, die CO₂-Emissionen statt in der Atmosphäre in Kavernen einzulagern (Carbon Capture and Sequestration CCS), deshalb könnte die Kohletechnologie in Deutschland auch weiterhin verstärkt zum Einsatz kommen.

Aber auch der europäische Gasmarkt steht vor großen Herausforderungen: die Europäische Kommission mahnt auch hier mehr Wettbewerb an. Deutschland ist aufgrund mangelnder eigener Ressourcen verstärkt auf den Import von Gas – vor allem aus Russland als Hauptanbieter – angewiesen. Da die Stromerzeugung durch Gaskraftwerke vergleichsweise wenig Treibhausgase emittiert, ist damit zu rechnen, dass Gas in der Zukunft einen großen Stellenwert einnehmen wird. Im Zuge eines verstärkten Wettbewerbs wird aber auch der Weltmarkt für Gas durch den Einsatz von verflüssigtem Gas (LNG) eine immer bedeutendere Rolle spielen.

Angesichts der hohen und für den Transportsektor empfindlichen Importabhängigkeit bei Öl, der hohen Konzentration der

globalen Reserven in Ländern, die ihren Ölsektor weitgehend monopolistisch strukturierten Unternehmen mit politischen Vorgaben unterwerfen, und die zugleich in politisch instabilen Krisenregionen gelegen sind, müssen Überlegungen angestellt werden, mit welchem Instrumentarium der globale Ölmarkt transparenten Wettbewerbsregeln zugeführt werden kann, oder sofern sich dies als utopisch erweist, eine Reduzierung der Abhängigkeit – zugleich als Beitrag zu einer klimapolitischen Strategie – durch einen langfristig angelegten Rückzug aus dem Ölzeitalter realisiert werden kann.

Die deutsche Energiepolitik steht damit vor großen Herausforderungen. Zum einen muss dem Ziel des Klimaschutzes Rechnung getragen werden, zum anderen muss die Energieversorgung auch weiterhin sicher und kostengünstig sein. Ein verstärkter Wettbewerb im Strom- und Gasmarkt hat in erster Linie Kosteneffizienz zum Ziel. Die Energiepolitik muss daher den Wettbewerb, aber gleichzeitig auch den Klimaschutz und die Versorgungssicherheit fördern.

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung und die Stiftung Wissenschaft und Politik haben am 1. Juni 2006 einen gemeinsamen Workshop zu diesem Thema organisiert. Ziel des Workshops war, kontroverse Diskussionen zwischen Wirtschaft, Wissenschaft und Politik zu erwirken und Perspektiven und Möglichkeiten zu erarbeiten.

Tab.: Energieimporte Deutschland nach Energieträger in % (Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen)

Energieträger	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Steinkohle	7,7	12,3	16,9	16,6	18,3	19,9	24,0	30,2	36,0	40,1	38,2	49,1	56,	56,3	60,7
Braunkohle	-1,0	0,8	1,5	1,6	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,1	1,1	0,1	-0,6	-0,7
Mineralöl	95,0	96,5	98,1	95,5	96,5	95,3	96,5	96,5	100,2	94,6	97,2	98,3	96,2	98,1	96,1
Naturgase	75,6	75,3	77,4	77,8	79,4	79,0	80,0	81,2	77,8	80,5	78,9	77,5	80,3	78,3	83,2
Kernenergie	96,3	100,0	100	100	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Insgesamt	56,8	62,2	66,4	66,6	67,9	68,5	70,5	71,8	73,5	72,6	72,2	73,7	73,5	73,6	74,4

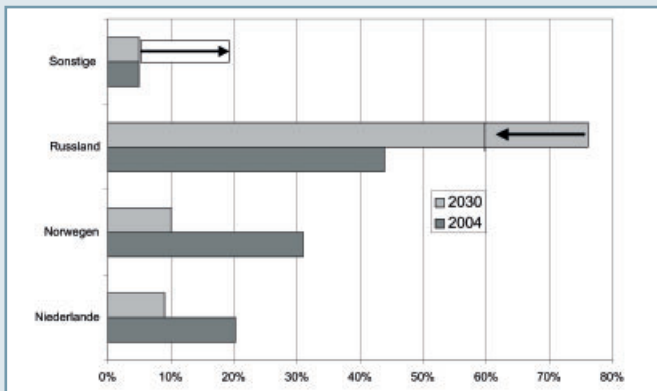


Abb. 1 Gasimporte Deutschland in % nach Herkunftsländern im Jahre 2004 und 2030

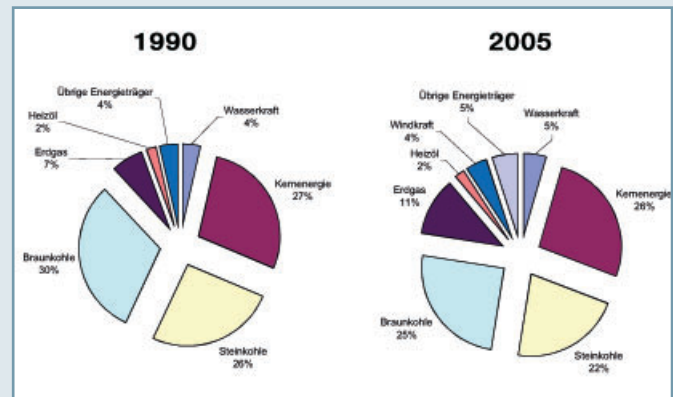


Abb. 2 Struktur der Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 1990 und 2004 (in %) Quelle: DIW

Eine Diversifizierung der Energieimporte nach Deutschland ist elementar

Da Deutschland neben Kohle nur wenige weitere fossile Ressourcen zur Verfügung stehen, werden insgesamt für die Energieversorgung bereits 75 % im Jahre 2004 importiert (Tab.). Zudem wird das Angebot des knappen Rohstoffs Öl schätzungsweise nur noch maximal 15 Jahre ausreichen, um die Nachfrage zu decken („Depletion Point“), siehe [1]. Der in jüngster Zeit stark angestiegene Ölpreis macht nochmals deutlich, dass die ökonomischen Kosten einer derartigen Preishausse größer sind als die Umstellungskosten auf eine ölfreie Energieerzeugung. Öl wird in Deutschland ohnehin überwiegend als Treibstoff eingesetzt, deshalb müssen alternative Kraftstoffe dringender als zuvor weiter erforscht und eingesetzt werden.

Neben Öl ist Gas die weltweit zweitwichtigste Ressource, die in den kommenden Jahrzehnten eine immer bedeutsamere Rolle spielen wird. Die weltweit größten Erdgasvorkommen liegen in Russland, gefolgt von Iran und Katar. Da Gas sowohl für die Stromerzeugung als auch für die Wärmeherzeugung und als Kraftstoff eingesetzt werden kann, wird sich nach der OECD im World Energy Outlook der Gaskonsum in den OECD-Ländern bis zum Jahre 2030 verdoppeln [2]. Der Großteil der Gasnachfrage soll danach für Gaskraftwerke eingesetzt werden.

Wenn in Deutschland die bestehenden Kernkraftwerke größtenteils durch Gaskraftwerke ersetzt werden sollten, würde sich die Nachfrage nach Gas für die Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 verdoppeln. Zudem wird die Ressource Gas zukünftig auch für den Verkehr als auch zunehmend in der Wär-

meerzeugung eingesetzt werden. Da im Laufe der kommenden 30 Jahre sowohl die Gasvorkommen in Norwegen und Niederlande zur Neige gehen, kann der Anteil des importierten Gas aus Russland von heute 44 % auf über 70 % steigen (Abb. 1), wenn nicht andere weltweite Anbieter Gas nach Deutschland liefern werden. Diese mögliche Entwicklung würde die Importabhängigkeit Deutschlands von ausländischem Gas drastisch erhöhen. In der Zukunft wird auf dem Weltmarkt verstärkt verflüssigtes Gas (LNG) eine bedeutsamere Rolle spielen. Für Deutschland wird es wichtig sein, Gas aus unterschiedlichsten Ländern zu importieren und damit eine Diversifizierung der Gasanbieter voranzubringen. Auch die EU mahnt in ihrem Grünbuch vom März 2006 an, verstärkt heimische Energieträger zu nutzen und Energieimporte zu minimieren und zudem verstärkt eine Diversifizierung von Anbieterländern zuzulassen. Neben konkreten Vorschlägen zum weiteren Pipeline-Ausbau (z. B. der „Nabucco“-Pipeline, welche Gas von der Türkei durch Bulgarien, Rumänien, Ungarn und Österreich transportiert) wird auch explizit LNG als wichtige Energieressource gesehen, welche die Risiken mindert [3].

Eine wichtige strategische Entscheidung zur Intensivierung der Handelsbeziehungen zwischen Deutschland und Russland auf dem Gasmarkt wurde jüngst durch den Bau einer neuen Gaspipeline durch die Ostsee manifestiert [4]. Die existierenden und genutzten Pipelines gehen durch Osteuropäische Länder wie Polen und Ukraine [5]. Doch ob Russland in der Lage sein wird, die aus Abb. 1 zu errechnenden Mengen in Zukunft zur Verfügung zu stellen, muss bezweifelt werden. Umso dringender ist der Aufbau einer Infrastruktur, die den

Import auch aus anderen Lieferregionen zulässt.

Die Stromerzeugung in Deutschland – heute und morgen

In Deutschland stehen im Zuge des Alterungsprozesses und aufgrund des Atomenergieausstiegsbeschlusses bis zum Jahre 2020 in der Stromerzeugung umfangreiche Neuinvestitionen an. Die Stromerzeugung beruht gegenwärtig zum großen Teil auf Kernenergie und Stein- und Braunkohle (Abb. 2). Die deutsche Energiepolitik hat zusammen mit der Energiewirtschaft im Jahre 2002 beschlossen, aus der Kernenergie auszusteigen. Die Laufzeit aller bestehenden Anlagen wird nach diesem Beschluss auf 32 Jahre beschränkt. Das Kernenergieausstiegsgesetz bewirkt, dass bis zum Jahre 2021 alle 17 der derzeitigen in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke vom Netz gehen werden. Allein durch die Abschaltung der Kernkraftwerke müssen bis 2021 Ersatzinvestitionen für 20 GW Stromerzeugung geschaffen werden. Die Kernkraftwerke in Obrigheim und Stade sind in den Jahren 2002 und 2004 bereits abgeschaltet worden. Die nächsten Kernkraftwerke, die nach Ablauf der Lebensdauer vom Netz gehen würden, sind im Jahre 2007 Biblis A und im Jahre 2008 Neckarwestheim I.

Die Entwicklung der zukünftigen Energieerzeugung hängt entscheidend von den Erwartungen und Trends der demografischen, sozialen, technisch-ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen ab. Die Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages erwartet, dass der Strombedarf in Deutschland im Jahre 2020

etwa 570 TWh betragen wird. Die gesamten Kraftwerkskapazitäten müssten sich damit von rund 115 GW im Jahr 1998 bis zu 120 GW im Jahr 2020 und etwa 128 GW im Jahr 2050 erhöhen [6]. Bis zum Jahre 2020 wird ein Ersatzbedarf von ca. 40 GW an Kraftwerksleistung notwendig sein. Die Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ hebt stark die Energieeffizienzverbesserungen hervor und ermittelt Varianten der Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Danach ist sowohl ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien ebenso wie die Reetablierung der Kernenergienutzung möglich (Abb. 3).

Zudem wird die Möglichkeit der CO₂-Abscheidung und -Deponierung (CCS) einbezogen, wodurch die Nutzung von Kohlekraftwerken weiterhin ermöglicht werden soll. Das sog. „CO₂-freie Kraftwerk“ [7] mittels Kohlenstoffsequestrierung, d. h. durch die Abscheidung des CO₂ bei der Entstehung, ist ebenso kostenintensiv und verursacht, nachzeitigem Kenntnisstand, erhebliche Energieeffizienzverluste [8]. Dies würde den Einsatz der Kohlekraftwerke wiederum verteuern. Zudem ist sowohl die Technologie der CO₂-Abscheidung als auch die Endlagerung bisher wenig erforscht. Diese Ungewissheiten machen die sichere Bereitstellung bereits im Jahre 2020 eher fraglich.

Aus wirtschaftlicher Sicht erscheint der Ausbau von Gas- und Dampfkraftwerken derzeit zwar kostengünstig, die Wirtschaftlichkeit wird jedoch stark von der zukünftigen Entwicklung des Gaspreises abhängen. So ist anzunehmen, dass der Gaspreis ähnlich wie der Ölpreis langfristig auf hohem Niveau verharrt oder sogar weiter steigen wird. Ein

hoher Gaspreis würde die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken verteuern.

Die Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen entstehen in Deutschland zum größten Teil aus den Bereichen Energiewirtschaft und Verkehr. Die CO₂-Emissionen einzelner Kraftwerke sind vornehmlich abhängig vom eingesetzten Brennstoff und den erreichbaren Wirkungsgraden bei der Energieumwandlung. Die Stromerzeugung in Deutschland hat sich seit Anfang der neunziger Jahre leicht erhöht. Dennoch sank der CO₂-Ausstoß bei der Stromproduktion von 1991 bis 2002 um fast 8 % und die spezifischen Emissionen (Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde) sind im gleichen Zeitraum sogar um rund 14 % zurück gegangen. Dies ist in erster Linie auf den Ersatz von herkömmlicher Steinkohle durch Gas- und Kernkraftwerke sowie durch Windkraftanlagen zurückzuführen. Zudem wurde der Kraftwerkspark im ostdeutschen Raum erneuert (Abb. 4).

Die Verbrennung von Braunkohle verursacht die vergleichsweise höchsten CO₂-Emissionen. Aufgrund des nach wie vor hohen Stein- und Braunkohlenanteils an der Stromerzeugung ist Deutschland im Vergleich zu anderen europäischen Ländern eines der CO₂-emissionsstärksten Länder. Moderne Gas- und Dampfkraftwerke, die derzeit mit rund 9 % zur Stromerzeugung in Deutschland beitragen, verursachen erheblich weniger klimaschädliche Treibhausgase. Die Stromproduktion in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen weist einen hohen Gesamtausnutzungsgrad des eingesetzten Brennstoffs auf, da sie die anfallende Abwärme für Heizzwecke zur Verfügung stellen. Die Strom-

erzeugung aus Kernenergie verursacht hingegen unmittelbar keine klimagefährlichen Treibhausgase, birgt jedoch viele andere Umweltrisiken bei Betrieb und Endlagerung.

Deutschland hat sich im Zuge der EU-Lastenverteilung verpflichtet, die klimarelevanten Treibhausgasemissionen um insgesamt 21 % gemessen an dem Niveau von 1990 bis zum Zeitraum von 2008 bis 2012 zu verringern. Deutschland ist für knapp ein Viertel der europäischen Treibhausgasemissionen verantwortlich und ist damit der größte Treibhausgasproduzent in der EU. Allerdings hat Deutschland – im Gegensatz zu vielen anderen Europäischen Ländern – bereits Emissionsminderungen von bis zu 20 % im Vergleich zum Jahr 1990 erreicht [9]. Damit muss Deutschland insgesamt noch bis zu 18 Mio. t CO₂ bis zum Jahre 2012 verringern.

Vielschichtige Anforderungen

Die Europäische Kommission hat in der Vergangenheit unterschiedliche Vorgaben und Direktiven herausgegeben, die für die deutsche Politik entscheidend sind. Im Jahre 1996 wurde eine Richtlinie zur Stärkung des Wettbewerbs auf den Energiemärkten veröffentlicht [10, 11]. Zudem wurde nach der Richtlinie aus dem Jahre 2003 und 2004 [12, 13] im Jahre 2005 ein Europäisches Emissionsrechtssystem eingeführt, welches die Emissionsminderungsziele von Kyoto erreichen soll. Darüber hinaus hat die Europäische Kommission eine Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien herausgegeben, die festschreibt, deren Anteil an der Stromerzeugung bis zum Jahre 2010 auf 21 % (EU25) zu erhöhen [11]. Die Europäische Union hat zudem im Jahre 2003 in der Richtlinie festgelegt, dass alle Mitgliedstaaten

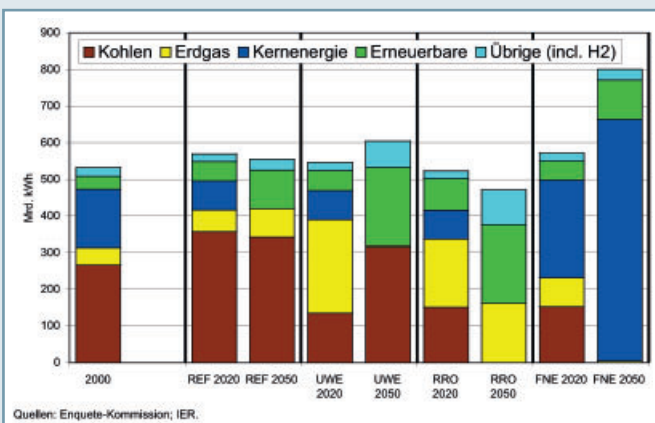


Abb. 3 Stromerzeugung in den Enquete-Szenarien nach Energieträgern

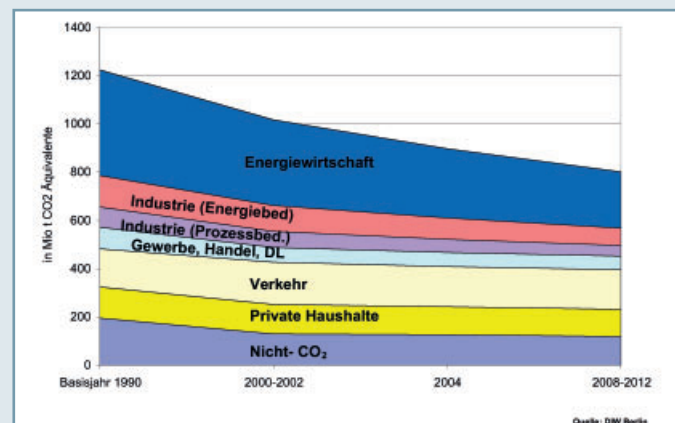


Abb. 4 Treibhausgasemissionen nach Sektoren in Mio. CO₂-Äquivalente

bis zum Jahr 2005 2 % des Kraftstoffverbrauchs und bis 2010 5,75 % desselben durch Biokraftstoffe ersetzt werden sollen [14].

In Deutschland spielt die Energiepolitik eine zentrale Rolle. Zwei wesentliche politische Ziele sind von der bisherigen Regierung erreicht worden, die hervorgehoben werden können: der Ausstieg aus der Kernenergie und die erfolgreiche Förderung erneuerbarer Energien. Ein Schwerpunkt des Interesses der vergangenen Regierung lag im Wesentlichen in der Erreichung einer nachhaltigen Energieversorgung. Aber auch eine neue Regierung muss ein besonderes Augenmerk auf die Energiepolitik in Deutschland legen. Denn heutige energiepolitische Signale sind richtungsweisend. Der mit dem Energiegipfel am 3. April 2006 begonnene Prozess soll bis Ende 2007 entsprechende Zeichen setzen. Ob die Beteiligten zum Konsens in der Lage sind, muss sich noch erweisen. Wenn es nicht gelingt, heute konkrete Klimaschutzziele zu etablieren, kann es zu erheblichen Fehlinvestitionen in der Stromerzeugung kommen [15]. Mit ansteigenden Energiepreisen kommt aber die Wettbewerbsfähigkeit des Energiesystems wieder stark ins Blickfeld. Zudem muss das Zusammenspiel der einzelnen Instrumente überprüft und bewertet werden. Daher ist es wichtig zu entscheiden, welche energiepolitischen Ziele Sinn machen oder abgeschafft bzw. verbessert werden müssen. Kann es sich Deutschland im Zuge drastisch gestiegener Energiepreise überhaupt noch leisten, Klimaschutzziele wie die Implementierung des Emissionsrechtehandels, die Förderung erneuerbarer Energien, Kernenergieausstieg und den Abbau der Subventionen aus der Steinkohle weiterhin aufrechtzuerhalten?

Ein Austausch zwischen Wissenschaft, Politik und Wirtschaft

Der vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung und der Stiftung Wissenschaft und Politik organisierte Workshop am 1. Juni 2006 hat verdeutlicht, dass energiepolitische Entscheidungen ein zentrales Thema in Deutschland sind und bleiben. Die EU-Kommission hat nochmals in Erinnerung gerufen, dass das Grünbuch aus dem Jahre 2006 „A European Strategy for sustainable, secure and competitive energy“ die wesentlichen Ziele aus europäischer Sicht aufzeigt. Jean-Arnold Vinois, Leiter der Einheit „Energy Policy and Security of Supply“ der EU-Kommission, hat die wesentlichen Punkte des Grünbuchs zusammengefasst: Um eine sichere, wettbewerbsfähige und nachhaltige Energiever-

sorgung sicherzustellen, muss Europa sich durch interne Solidarität stärken, die europäische Rolle im internationalen Weltgefüge festigen sowie auch den Wettbewerb der Energiemärkte verbessern, eine objektive Debatte um die Rolle der Kernenergie führen und innovative Technologien – insbesondere erneuerbare Energien – fördern. Dabei geht die EU-Kommission davon aus, dass die Energieimportabhängigkeit auf 70 % steigen wird, die Öl und Gaspreise auf einem hohen Niveau verbleiben werden, Investitionen in die Infrastruktur von 1 Bio. € notwendig sein werden und die Treibhausgase weiter gesenkt werden müssen.

Auch der Vattenfall-Konzern spricht sich für die Sicherstellung einer sicheren und nachhaltigen Energieversorgung aus. Der Vorsitzende des Vorstands der Vattenfall Europe AG, Dr. Klaus Rauscher, hat Möglichkeiten einer nachhaltigen Energieversorgung aufgezeigt. Danach spielt neben der sauberen Kohletechnologie (Clean Coal) und dem CO₂-armen Kohlekraftwerk auch die Kernenergie eine bedeutende Rolle. Der Vattenfall-Konzern hat ein erstes Pilotkraftwerk eines CO₂-armen Braunkohlekraftwerks, in dem die CO₂-Emissionen durch Abscheidung und Sequestrierung eingelagert werden sollen, in Ostdeutschland errichtet. Die Internationale Energieagentur (IEA) sieht eine nachhaltige Energieversorgung insbesondere auch durch eine stärkere Einbindung erneuerbarer Energien gewährleistet. Dr. Antonio Pflüger, der Leiter der „Energy Technology Collaboration Division“ der IEA hebt neben Energieeffizienzverbesserungen, dem Einsatz von Wasserstofftechnologie, der Kernenergie und CO₂-freier Kohlekraftwerke die wesentliche Bedeutung erneuerbarer Energien hervor. So geht es darum, etablierte Technologien weiter auszubauen und neue Marktpotenziale innovativer Technologien durch gezielte Förderung zu erschließen. Die IEA wird in weiteren zahlreichen Studien die weltweiten Potenziale erneuerbarer Energien untersuchen.

Der Verband der deutschen Elektrizitätswirtschaft (VDEW) hat die Potenziale und Perspektiven der deutschen Stromwirtschaft aufgezeigt. Dr. Eberhard Meller, Hauptgeschäftsführer des VDEW, hat dargestellt, dass bis zum Jahre 2020 eine Kapazitätslücke von bis zu 50 GW bestehen wird, sodass die Stromunternehmen Investitionen in Höhe von 40 Mrd. € in den Kraftwerksbau und 40 Mrd. € in Stromnetze investieren müssen. Die Emissionen sollen durch den Einsatz effizienter Kohle- und Gaskraftwerke sowie durch CO₂-arme Kohlekraftwerke gesenkt werden. Erneuerbare Energien sollten nach Meinung des VDEW zukünftig

verstärkt durch marktwirtschaftliche Instrumente gefördert werden.

Der Emissionsrechtehandel wurde von allen anwesenden Wissenschaftlern, politischen Vertretern und den Unternehmen als wichtiges Instrument des Klimaschutzes angesehen. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) hat die wesentliche Ausgestaltung des Nationalen Allokationsplans (NAP II) vorgestellt. Franzjosef Schafhausen, Ministerialrat im BMU, hat die bisherigen Erfahrungen in der ersten Handelsperiode geschildert und die Haupteckpunkte des NAP II dargelegt. Die ersten Erfahrungen mit dem Instrument Emissionshandel haben Verbesserungsspielraum aufgezeigt: Der Emissionshandel konnte aufgrund von Datenmängeln, Lobbyarbeit, teilweise Unverständnis über die Wirkungsweise des Instruments und zahlreicher Sonderregelungen nicht effizient ausgestaltet werden. Insgesamt sollen durch den Emissionshandel 20 Mio. t CO₂ pro Jahr reduziert werden, der größte Beitrag (15 Mio. t) muss von Energieunternehmen geleistet werden. Für Neuanlagen ist eine Reserve von 10 Mio. t vorgesehen. Die Übertragungsregel, d. h. die Möglichkeit, dass bei Ersatz einer alten durch eine neue Anlage die der alten Anlage zugeteilten Zertifikate in voller Höhe auf die neue Anlage übertragen werden dürfen, wird beibehalten. Da die sog. Optionsregel, d. h. die Möglichkeit der Zuteilung nach Produktionsprognosen, zu einem Überschuss von ca. 10 Mio. t CO₂ führte [16] wurde diese Sonderregel im NAP II abgeschafft. Ähnliche Erfahrungen mit einer Überausstattung mit Emissionsberechtigungen haben 10 von 16 europäische Länder gemacht. Danach haben nur Österreich, Italien, Irland, Slowenien, Spanien und England den Anreiz, auf dem europäischen Markt Emissionsrechte hinzuzukaufen. Insgesamt sollen die Sektoren „Energie“ und „Industrie“ auf der Grundlage des NAP II in der zweiten Handelsperiode 2008-2012 15 Mio. t CO₂ pro Jahr gegenüber der Referenzperiode 2000-2002 reduziert werden. Im Gegensatz zur ersten Handelsperiode sieht der NAP II verschiedene Erfüllungsfaktoren für Energie (85 %), Industrie und KWK (98,75 %) und Kleinemittenten (100 %) vor. Für Neuanlagen ist eine Reserve von 12 Mio. t jährlich im Budget eingeplant.

Deutsche Unternehmen wie EnBW und RWE schätzen den Emissionsrechtehandel positiv ein. Jürgen Hogrefe von der EnBW sowie Volker Heck von der RWE sprachen sich für die Beibehaltung der freien Zuteilung der Emissionsrechte aus. Die EnBW plädiert jedoch für eine deutliche Erhöhung der Reserve für Neuanlagen, da Unternehmen

mit einem hohen Kernenergieanteil durch eine zu knappe Zuteilung Nachteile entstehen können. Zudem warnt EnBW davor, dass Deutschland zu hohe Klimaschutzziele setzt, nur durch die Einbindung von Staaten wie die USA und China könnten die Emissionsminderungskosten gesenkt werden. Der RWE-Konzern schätzt die Funktionsweise des Emissionshandels als sehr positiv ein, durch Liquidität und Transparenz haben die entsprechenden Preissignale des Emissionshandels für die notwendigen Anreize zur Emissionsminderung für Energiekonzerne gesorgt.

Nach Sicht des E.ON-Konzerns ist Gas eine nachhaltige Energieressource, die zudem für Versorgungssicherheit sorgt. Dr. Klaus Kabelitz hat deutlich gemacht, dass eine Überregulierung auf nationaler Ebene Wettbewerbsnachteile für Europäische Erdgasanbieter nach sich ziehen kann. Insbesondere aufgrund der Marktstruktur ist eine langfristig verlässliche und international ausgerichtete Politik unerlässlich. Prof. Dr. Georg Erdmann von der TU Berlin warnte vor einer Überbewertung des LNG-Handels, insbesondere würde dessen Anstieg aufgrund von Nachfragesteigerungen kaum zu geringeren Preisen führen. Aufgrund von Marktmacht seitens der Gasanbieterländer wird auch eine Verhinderung von langfristigen Lieferverträgen zwischen Anbieter- und Verteilerunternehmen kaum zu Preisrückgängen führen können.

Schlussfolgerungen

Trotz vieler kontroverser Diskussionen sind interessante Schlussfolgerungen des Workshops zu ziehen. Insgesamt besteht Einigkeit, dass die Energiepolitik die Ziele Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit gleichrangig erfüllen muss. Der Emissionshandel ist ein wirksames Instrument, wenngleich die bisherige Ausgestaltung teilweise verbesserungswürdig ist. Ein breiter Mix an Energieerzeugungstechnologien ist notwendig, in dem erneuerbare Energien eine bedeutsame Rolle spielen. Der Gasmarkt ist ein komplexer Markt, in dem Wettbewerb aufgrund der Marktstruktur schwer einzuführen ist. In der Zukunft wird kaum mit sinkenden Preisen zu rechnen sein.

Anmerkungen

[1] Kempter / Horn: *Wohin entwickelt sich der Ölpreis*; DIW Wochenbericht 41/2005, S. 585-590.

[2] OECD: *World Energy Outlook 2006*, Paris, 2006.

[3] EU-Kommission: *Grünbuch: Eine Europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie*, Brüssel, 8.3.2006.

[4] *Deutschland und Russland haben im Jahre 2005 beschlossen, eine neue Gaspipeline, die St. Petersburg und Greifswald verbinden wird, zu bauen. Die Pipeline soll im Jahre 2010 fertiggestellt werden und ca. 4 Mrd. US\$ kosten. Die beteiligten Unternehmen sind Gazprom (52 %), BASF-Wintershall (24 %) und E.ON Ruhrgas (24 %).*
[5] siehe Götz, R.: *Die Ostseegaspipeline*; SWP Aktuell, 41, September 2005.

[6] *Enquete Kommission: Bericht der Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages. Bundesdrucksache 14/9400 vom 7.7.2002, S. 438-455.*

[7] *„CO₂-freies“ Kraftwerk ist als Bezeichnung insofern irreführend, als dass es technisch schwer möglich sein wird, das gesamte CO₂ abzuscheiden und einzulagern, daher ist der Begriff „CO₂-armes Kraftwerk“ richtiger.*

[8] *Der WBGU veranschlagt Zusatzkosten durch CCS von 100-250 US\$ pro Tonne CO₂, siehe WBGU (2003), S. 94-98. Optimistischere Schätzungen gehen von einem Abscheidungspreis in Höhe von 30 US-Dollar bis zu 60 US\$ pro Tonne Kohlenstoff aus, siehe IPCC (2005).*

[9] *Ziesing 2006.*

[10] *Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.*

[11] *Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 283/33 vom 27. 10.2001.*

[12] *Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasberechtigungen in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates; Commission of the European Communities: Proposal for a Directive of the European Parliament and the Council establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending council directive 96/61/EC, COM (2001) 581 final. Brussels: Commission of the European Communities, 2001.*

[13] *Directive 2004/101/EC of the European Parliament and of the Council of 27 October 2004, amending Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community in respect of the Kyoto Protocol's project mechanisms, Brussels 2004.*

[14] *Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. März 2003 zur Förderung und Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor, Brüssel 2003.*

[15] *Kempter, C.: The European Electricity market: the dual challenge of liberalization and climate protection, Economic Bulletin, Volume 41, No.9, 2004, pp.303-312.*

[16] *UBA /Dehst: Emissionshandel: CO₂-Emissionen des Jahres 2005, Berlin 2006.*

Prof. Dr. C. Kempter, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung und Humboldt Universität Berlin; Dr. F. Müller, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), Berlin
ckempter@diw.de
friedemann.mueller@swp-berlin.org