

Geden, Oliver; Dröge, Susanne

**Research Report**

## Integration der europäischen Energiemärkte: Notwendige Voraussetzung für eine effektive EU- Energieaußenpolitik

SWP-Studie, No. S 13/2010

**Provided in Cooperation with:**

Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), German Institute for International and Security Affairs, Berlin

*Suggested Citation:* Geden, Oliver; Dröge, Susanne (2010) : Integration der europäischen Energiemärkte: Notwendige Voraussetzung für eine effektive EU-Energieaußenpolitik, SWP-Studie, No. S 13/2010, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), Berlin

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/252741>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

## **SWP-Studie**

Stiftung Wissenschaft und Politik  
Deutsches Institut für Internationale  
Politik und Sicherheit

*Oliver Geden / Susanne Dröge*

# **Integration der europäischen Energienmärkte**

Notwendige Voraussetzung für eine  
effektive EU-Energieaußenpolitik

S 13  
Mai 2010  
Berlin

**Alle Rechte vorbehalten.**

Abdruck oder vergleichbare Verwendung von Arbeiten der Stiftung Wissenschaft und Politik ist auch in Auszügen nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung gestattet.

SWP-Studien unterliegen einem Begutachtungsverfahren durch Fachkolleginnen und -kollegen und durch die Institutsleitung (*peer review*). Sie geben ausschließlich die persönliche Auffassung der Autoren und Autorinnen wieder.

© Stiftung Wissenschaft und Politik, 2010

**SWP**

Stiftung Wissenschaft und Politik  
Deutsches Institut für  
Internationale Politik und  
Sicherheit

Ludwigkirchplatz 3-4  
10719 Berlin  
Telefon +49 30 880 07-0  
Fax +49 30 880 07-100  
[www.swp-berlin.org](http://www.swp-berlin.org)  
[swp@swp-berlin.org](mailto:swp@swp-berlin.org)

ISSN 1611-6372

# Inhalt

- 5 **Problemstellung und Schlussfolgerungen**
- 7 **Europäische Energieaußenpolitik:  
hohe Ansprüche, bescheidene Ergebnisse**
- 10 **Kompetenzverteilung und  
Versorgungsstrukturen innerhalb der EU**
- 10 Institutionelle Inkohärenz der EU-Energiepolitik
- 11 Unterschiedliche Marktstrukturen bestimmen  
die Interessenlagen
- 15 Notwendige Fortschritte innerhalb der EU
- 17 **Energiemarktintegration in Europa**
- 17 Leitungsgebundene Energiemärkte in der EU
- 18 Entwicklungsperspektiven des  
Energiebinnenmarkts
- 18 *Zentrale Problemfelder der Binnenmarktentwicklung*
- 19 *Politikoptionen zur Schaffung eines  
funktionierenden Energiebinnenmarkts*
- 24 **Energiesolidarität im Binnenmarkt**
- 24 *Das Prinzip der Energiesolidarität*
- 25 *Die praktische Umsetzung von Energiesolidarität*
- 28 **Energieaußenpolitik im gemeinsamen Markt**
- 30 **Prioritäten und Handlungsoptionen**
- 32 **Abkürzungen**

*Dr. Oliver Geden ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der  
Forschungsgruppe EU-Integration*

*Dr. Susanne Dröge ist Leiterin der Forschungsgruppe  
Globale Fragen*

**Integration der europäischen Energiemärkte  
Notwendige Voraussetzung für eine  
effektive EU-Energieaußenpolitik**

In der Debatte innerhalb der Europäischen Union (EU) über die Sicherheit der Energieversorgung richtet sich der Blick vor allem nach außen, insbesondere auf das Verhältnis zu Ländern, die fossile Energieträger produzieren oder für deren Transit genutzt werden. Dies basiert nicht nur auf der wiederholten Erfahrung kurzfristiger Lieferstopps, vor allem bei russischem Rohöl und Erdgas. Es reflektiert auch, dass die Importabhängigkeit sehr groß ist und aufgrund der sinkenden europäischen Eigenförderung in Zukunft noch weiter zunehmen dürfte, hauptsächlich im Gas-sektor. Die Gewährleistung von Versorgungssicherheit wird in der EU zu Recht als eine der zentralen energiepolitischen Herausforderungen betrachtet. Dementsprechend wird dem Aufbau einer gemeinsamen europäischen Energieaußenpolitik in der 2006 erstmals formulierten EU-Energiestrategie ein sehr hoher Stellenwert eingeräumt.

Zwar besteht in Europa ein breiter Konsens darüber, dass mit einem gemeinsamen Vorgehen grundsätzlich mehr zu erreichen wäre als durch ein Nebeneinander von 27 mitgliedstaatlichen Herangehensweisen. Doch bis heute wird das von der EU permanent betonte Prinzip, in Fragen der Energieaußenpolitik »mit einer gemeinsamen Stimme« sprechen zu wollen, nur selten konstruktiv umgesetzt. Besonders augenscheinlich wird dies im Dauerstreit um die Gestaltung der Energiebeziehungen mit Russland sowie um die Differenzen bei der Bewertung neuer Gasimportpipelines wie Nord Stream, Nabucco oder South Stream.

Dass viele EU-Mitgliedstaaten noch immer ihren nationalen Versorgungssicherheitsinteressen Vorrang geben, kann bei näherem Hinsehen jedoch kaum verwundern. Zum einen verfügt die EU in der Energieaußenpolitik über keinerlei genuine Gemeinschaftskompetenzen. Das Vetorecht jedes einzelnen Mitgliedstaates führt immer wieder zu Formelkompromissen, die im politischen Tagesgeschäft kaum Bindungswirkung entfalten. Zum anderen basieren die unterschiedlichen nationalen Präferenzen auf grundlegenden energiewirtschaftlichen Differenzen. Da die leistungsgebundenen Strom- und Gasmärkte der Mitgliedstaaten kaum miteinander verknüpft sind, existieren

de facto 27 verschiedene Energiemixe und 27 unterschiedliche Importabhängigkeitsstrukturen. Zwar sind die meisten mittel- und osteuropäischen Länder in hohem Maße von russischem Gas abhängig, auf der Iberischen Halbinsel jedoch ist Russland als Gaslieferant überhaupt nicht präsent. Und während der Anteil des Erdgases am Gesamtverbrauch in Italien oder Ungarn 40 Prozent erreicht, spielt Erdgas im Energiemix Frankreichs oder Polens nur eine untergeordnete Rolle. Nach geltendem EU-Recht wäre zudem jeder Mitgliedstaat bei Energiekrisen auf sich allein gestellt, weshalb in Europa derzeit 27 zum Teil höchst unterschiedliche Interessenlagen bestehen. Die Gestaltung einer effektiven EU-Energieaußenpolitik ist unter diesen Bedingungen ein illusorisches Unterfangen.

Um die Voraussetzungen für eine erfolgreiche EU-Energieaußenpolitik zu schaffen, muss innerhalb der EU selbst angesetzt werden. Entsprechende politische Maßnahmen müssen primär auf das Ziel gerichtet sein, die energiepolitischen Perspektiven und Interessenlagen der maßgeblichen Akteure zu europäisieren, also nicht nur die der Mitgliedstaaten, sondern auch jene der in der EU tätigen Energieunternehmen. Erreichen lässt sich dies nur durch die Schaffung eines funktionierenden EU-Energiebinnenmarkts bei den leitungsgebundenen Energieträgern Strom und Gas, bei Letzterem ergänzt um einen Mechanismus der gemeinschaftlichen Krisenvorsorge. In einem gemeinsamen Markt mit harmonisierten regulatorischen Rahmenbedingungen wären nationale Grenzen für Energieunternehmen kaum noch von Bedeutung. Die Mitgliedstaaten wiederum würden dann über sehr eingeschränkte Steuerungsmöglichkeiten verfügen. Eine erfolgreiche Binnenmarktentwicklung wird daher in letzter Konsequenz mit einer weitgehenden Verlagerung der energiepolitischen Kompetenzen von der nationalen auf die europäische Ebene einhergehen.

Trotz der Verabschiedung des 3. EU-Energiebinnenmarktpakets im Juli 2009 ist der Weg zu einem funktionierenden gemeinsamen Markt noch weit. Dies liegt nicht nur an der Skepsis, mit der viele mitgliedstaatliche Regierungen einer weiteren Energiemarktintegration gegenüberstehen, was sich am deutlichsten an der verbreiteten Ablehnung einer Entflechtung der vertikal integrierten Energieunternehmen zeigt. Insbesondere der nicht weniger wichtige Prozess einer europaweiten Harmonisierung von Handelsregeln und technischen Netzkodizes sowie die Notwendigkeit eines koordinierten innereuropäischen Ausbaus von Infrastrukturkapazitäten werfen eine Vielzahl komplexer Detailprobleme der Energieregu-

lierung auf, die sich nicht allein durch politische Willensbekundungen beheben lassen. Vor allem bedarf es verbesserter Koordinierungsstrukturen auf der Ebene der Regulierungsbehörden und der Energiewirtschaft.

Eine Vollendung des Energiebinnenmarkts hätte zuallererst den Effekt, dass ein Teil der derzeit an die EU-Energieaußenpolitik gestellten Anforderungen obsolet werden würde. Im Krisenfall wäre kein Mitgliedstaat auf sich allein gestellt, weil in einem integrierten Markt schnell Gaslieferungen aus anderen europäischen Regionen mobilisiert werden könnten. Daher erschiene es aus Sicht eines Produzenten wenig aussichtsreich, einen politisch motivierten Lieferstopp zu verhängen. Zudem hätte ein Energiebinnenmarkt für alle Mitgliedstaaten einen erheblich stärkeren Diversifizierungseffekt als jede weitere Importpipeline. Afrikanisches Gas könnte dann bei Bedarf nach Osteuropa gelangen, russisches auf die Iberische Halbinsel, norwegisches nach Griechenland.

Auch den verbleibenden energieaußenpolitischen Herausforderungen könnte die EU nach einer Realisierung des Energiebinnenmarkts weitaus effektiver begegnen als bisher. Der EU würde es wesentlich leichter fallen, mit einer Stimme zu sprechen und auch dementsprechend zu handeln, wann immer sie sich für die Gewährleistung verlässlicher rechtlicher Rahmenbedingungen in den außenwirtschaftspolitischen Beziehungen zu Drittstaaten einsetzt oder vertrauensvolle Energieaußenbeziehungen zu neuen Liefer- und Transitstaaten aufzubauen sucht.

Eine strategiegeleitete Versorgungssicherheitspolitik sollte stets berücksichtigen, welche Instrumente dem politischen Akteur EU gegenwärtig zur Verfügung stehen und wie er mittel- bis langfristig seine Handlungskapazitäten erweitern kann. Der erste Schritt besteht darin, die internen Bedingungen für eine effektive Energieaußenpolitik zu schaffen. Zu diesem Zweck sollten insbesondere die bereits bestehenden wettbewerbsrechtlichen und klimapolitischen Möglichkeiten ausgeschöpft werden. Wirksame Schritte zur Gestaltung einer EU-Energieaußenpolitik können sinnvollerweise erst anschließend folgen. Einem sequenziellen Vorgehen auf der Maßnahmenebene wird überdies eine Anpassung der Kommunikationsstrategie folgen müssen. Die Europäische Union wäre gut beraten, ihre energieaußenpolitischen Ambitionen bis zur Vollendung des Energiebinnenmarkts deutlich vorsichtiger zu artikulieren. Mit vorläufig unrealistischen Ankündigungen untergräbt sie sonst mittel- bis langfristig das Vertrauen in die Handlungsfähigkeit Europas.

## Europäische Energieaußenpolitik: hohe Ansprüche, bescheidene Ergebnisse

Die Gestaltung der energiepolitischen Außenbeziehungen ist ein integraler Bestandteil der europäischen Energiestrategie und bildet einen eigenständigen Maßnahmenbereich in dem vom Europäischen Rat im März 2007 erstmals verabschiedeten Energieaktionsplan.<sup>1</sup> Grundsätzlich kann eine Energieaußenpolitik der Verfolgung aller drei Hauptziele der europäischen Energiestrategie dienen. Erfolge in diesem Handlungsfeld werden in der Regel die *Wirtschaftlichkeit* der europäischen Energieversorgung erhöhen. Ausgewählte Maßnahmen in energiepolitischen Partnerländern können auch zur *Nachhaltigkeit* des Energiesystems beitragen, etwa bei der Förderung von Programmen zur Steigerung der Energieeffizienz und der umweltverträglichen Gewinnung fossiler Energieträger, aber auch durch Projekte zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen. In der Praxis zielt die EU-Energieaußenpolitik jedoch überwiegend auf die Gewährleistung der europäischen *Versorgungssicherheit*, vor allem in der Ausgestaltung der Beziehungen zu den wichtigsten Ländern, die Öl bzw. Gas produzieren und weiterleiten.<sup>2</sup>

Eine Außenpolitik, die auf die Gewährleistung von Energieversorgungssicherheit gerichtet ist, zeichnet sich durch einen vielfältigen »Instrumentenmix« aus. Im Mittelpunkt der europäischen Bemühungen steht neben der Absicherung ausreichender Liefermengen bislang vor allem die Diversifizierung der Energieimporte, vornehmlich bei der noch weitgehend pipelinegebundenen Gasversorgung. Eine breitere Streuung der Ausfallrisiken soll nicht nur durch eine Diversifizierung bei den Lieferländern erreicht werden, sondern auch durch zusätzliche Transportwege und -formen, etwa durch neue Pipelinerouten oder den verstärkten Bezug von per Schiff transportiertem Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG). Ein wesentliches Element der EU-Energieaußenpolitik sind zudem die sogenannten Energiedialoge mit den wich-

<sup>1</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union, Europäischer Rat Brüssel, 8./9. März 2007, *Schlussfolgerungen des Vorsitzes*, Dok. 7224/1/07 REV 1, S. 10–23.

<sup>2</sup> Vgl. Europäische Kommission/Rat der Europäischen Union, *Eine Außenpolitik zur Förderung der EU-Interessen im Energiebereich*, Dok. S160/06.

### Energieversorgung der EU-27

Die Energieversorgung der EU-27 basiert gegenwärtig zu einem großen Teil auf fossilen Energieträgern: Vier Fünftel des Primärenergieverbrauchs werden durch Rohöl (36 Prozent), Erdgas (24 Prozent) und Kohle (18 Prozent) gedeckt. Nuklearenergie kommt auf einen Anteil von 13, Energie aus erneuerbaren Quellen lediglich auf 8 Prozent. Bei fossilen Primärenergieträgern ist die EU zudem sehr stark auf Importe angewiesen. Während die EU bei Stein- und Braunkohle immerhin knapp drei Fünftel ihres Verbrauchs aus heimischer Förderung decken kann, ist die Importabhängigkeit bei Öl und Gas mit 83 bzw. 60 Prozent bereits jetzt recht groß. Sollte es der EU nicht gelingen, ihren Energieverbrauch signifikant zu reduzieren und den Anteil erneuerbarer Energieträger erheblich auszubauen, so wird es in den nächsten Dekaden schon aufgrund der zurückgehenden Eigenförderung von Öl und Gas zu einer weiteren Zunahme der Importabhängigkeit kommen. Gemäß dem derzeit noch gültigen Baseline-Szenario der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2008 – das die Entwicklung der vergangenen Dekade lediglich fortschreibt und die möglichen Effekte des inzwischen verabschiedeten EU-Energie- und -Klimapakets noch nicht mit einbezieht – würde nicht nur der absolute Verbrauch, sondern insbesondere die Importabhängigkeit bis 2030 bei allen fossilen Energieträgern weiter ansteigen. Im Ölsektor läge sie dann bei 94 Prozent, im Gassektor bei 84 Prozent. Für beide Energieträger ist Russland derzeit der Hauptlieferant der EU, beim Rohöl gefolgt von Norwegen und Libyen. Im Gassektor nimmt ebenfalls Norwegen den zweiten Platz ein, gefolgt von Algerien.<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Verbrauchswerte und Umfang bzw. Herkunft der Importe für 2007 gemäß Eurostat, *Energy – Yearly Statistics 2007*, Luxemburg 2009; Prognosen gemäß European Commission, *European Energy and Transport. Trends to 2030 – Update 2007*, Luxemburg 2008.



tigsten Liefer- und Transitstaaten. Diese Verhandlungen sollen nicht nur die Transparenz bei der Angebots- und Nachfrageentwicklung erhöhen, sondern auch die rechtlichen Rahmenbedingungen für europäische Investitionen in den Förderländern verbessern, neue Lieferbeziehungen anbahnen oder verbindliche Transitregeln und Streitschlichtungsmechanismen etablieren.

Die Energieaußenpolitik unterscheidet sich von anderen energiepolitischen Handlungsfeldern besonders durch folgendes Merkmal: In ihr steht die Vertiefung der Beziehungen zu Ländern im Mittelpunkt des politischen Tagesgeschäfts, die energetische Rohstoffe produzieren und für deren Transit sorgen, und weniger die Gestaltung eines europäischen Rechtsrahmens. Diese Beziehungen werden zwar häufig durch Rahmenabkommen vorstrukturiert, die die EU mit den betreffenden Staaten schließt. Weitaus wichtiger ist jedoch die Frage, in welcher Weise diese Abkommen anschließend von den Vertragspartnern mit Leben gefüllt werden. Im Zentrum der praktizierten Energieaußenpolitik steht deshalb zum einen der kontinuierliche Dialog mit den internationalen Partnern, zum anderen die Vereinbarung und Durchführung konkreter Projekte. Aufgrund der institutionellen Kompetenzstruktur wird diese Aufgabe innerhalb der EU vor allem von der Kommission wahrgenommen. Aber auch die Mitgliedstaaten sowie die großen Energieversorgungsunternehmen sind in diesem Feld sehr aktiv – allerdings nicht immer mit der gleichen Stoßrichtung.

Bei näherer Betrachtung besticht zwar die außerordentliche Fülle der energieaußenpolitischen Aktivitäten und Vorhaben der EU. Zugleich stellt sich jedoch die Frage, wo die Prioritäten in diesem Handlungsfeld liegen sollten und ob die durchgeführten Maßnahmen tatsächlich die erhofften Erfolge bringen.

Der im März 2007 verabschiedete Energieaktionsplan<sup>3</sup> listet eine große Bandbreite von neuen Aktionsbereichen auf. Dazu zählen unter anderem:

- ▶ bilaterale Energiedialoge mit den USA, China, Indien und Brasilien;
- ▶ die Einbeziehung energiepolitischer Aspekte in die Europäische Nachbarschaftspolitik;
- ▶ der Ausbau der Energiebeziehungen zu den Staaten Nordafrikas;

- ▶ die Aushandlung eines neuen Partnerschafts- und Kooperationsabkommens mit Russland unter Einbezug von Energiefragen;
- ▶ die Intensivierung der energiewirtschaftlichen Beziehungen zu Zentralasien und der Schwarzmeerregion;
- ▶ die Umsetzung des Vertrags über die *Europäische Energiegemeinschaft*, eines Abkommens, mit dem der energiepolitische Rechtsrahmen der EU auf die südosteuropäischen Nachbarstaaten ausgeweitet wird.

Ungeachtet dieser Fülle von neuen Projekten, die neben bereits etablierte Formate wie den EU-Russland- oder den EU-OPEC-Energiedialog treten sollen, leidet die europäische Energieaußenpolitik an strukturellen Schwächen. In zentralen Fragen kann nicht einmal das wichtigste Prinzip der EU-Energieaußenpolitik umgesetzt werden: in den Beziehungen zu Dritten »mit einer gemeinsamen Stimme« zu sprechen (und dann auch entsprechend zu handeln). Die beiden deutlichsten Beispiele sind erstens die Planungen für das Projekt einer Gaspipeline von Russland nach Süd- bzw. Mitteleuropa (South Stream), das nach Ansicht einiger Mitgliedstaaten mit der von der EU favorisierten Nabucco-Pipeline kollidiert, zweitens der jahrelange Streit um die Ostsee-Gaspipeline Nord Stream, durch deren Bau sich Polen und die baltischen Staaten in ihrer Energieversorgungssicherheit bedroht sehen.<sup>4</sup>

In Politik und Medien wird oft und gern beklagt, dass die EU-Mitgliedstaaten im politischen Tagesgeschäft nur selten willens sind, einer gemeinsamen Linie in der Energieaußenpolitik zu folgen, und stattdessen bilateralen Vereinbarungen mit wichtigen Lieferanten den Vorzug vor gesamteuropäischen Lösungen geben. Vor allem im Zusammenhang mit neuen Pipelines aus Russland wird ein Bild gezeichnet, in dem die beteiligten EU-Mitgliedstaaten eigensüchtig ihre nationalen Interessen verfolgen und dabei immer wieder die europäische Idee verraten, für die symbolisch hauptsächlich das Nabucco-Projekt steht. Übersehen wird dabei zum einen, dass die EU – wie im folgenden Abschnitt erläutert wird – in der (Energie-)Außenpolitik primärrechtlich gesehen über keine genuinen Gemeinschaftskompetenzen verfügt und in intergouvernementalen Verhandlungen immer auf einstimmige Entscheidungen angewiesen ist. Wenn aber jeder Mitgliedstaat über ein faktisches

<sup>3</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union, Europäischer Rat Brüssel, 8./9. März 2007, *Schlussfolgerungen des Vorsitzes* [wie Fn. 1].

<sup>4</sup> Vgl. Katinka Barysch (Hg.), *Pipelines, Politics and Power. The Future of EU-Russia Energy Relations*, London: Centre for European Reform, 2008.

Vetorecht verfügt, führt dies nicht selten zu Formelkompromissen, die für das Handeln vieler Regierungen keine weitreichende Bindewirkung entfalten. Verschärft wird diese institutionelle Konstellation zum anderen durch den Umstand, dass die zwischen den Mitgliedstaaten häufig zu beobachtenden Differenzen auf eine reale energiewirtschaftliche Grundlage verweisen. Die Mitgliedstaaten sind bei den leitungsgebundenen Energieträgern Strom und Gas nach wie vor nur unzureichend miteinander verknüpft. Daher existieren gegenwärtig de facto 27 verschiedene Energiemixe und 27 unterschiedliche Importabhängigkeitsstrukturen. Da kein europäischer Partner zu Ausgleichslieferungen verpflichtet ist, wäre zudem jedes Land bei Energiekrisen auf sich allein gestellt. So kommt es letztlich zu 27 energieaußenpolitischen Interessenlagen.

## Kompetenzverteilung und Versorgungsstrukturen innerhalb der EU

Der unbefriedigende Status quo der EU-Energieaußenpolitik ist nicht nur auf ein schwieriges internationales Verhandlungsumfeld zurückzuführen, sondern auch auf interne Faktoren. Dazu zählen die spezifische institutionelle Verfasstheit der EU-Energiepolitik, die Differenzen zwischen den mitgliedstaatlichen Energiemärkten sowie die spezifischen (außen)politischen Anforderungen, die bei den einzelnen Energieträgern jeweils wirksam werden.

### Institutionelle Inkohärenz der EU-Energiepolitik

Die Energiepolitik zählt in der EU bislang nicht zu den komplett »vergemeinschafteten« Handlungsfeldern. Die Gemeinschaftsorgane haben im Bereich des Energiebinnenmarkts und in der Klimapolitik sehr weitreichende Kompetenzen. Dagegen sind nicht nur die Energieaußenpolitik, sondern auch die Entscheidung über den jeweiligen nationalen Energiemix oder die Ausgestaltung von Energiesteuern nach wie vor Domänen der Mitgliedstaaten. Diese institutionelle Kompetenzverteilung prägt die Handlungsmuster der politischen Akteure in hohem Maße.<sup>5</sup>

Energiepolitische Fragen spielten in den ersten Dekaden des europäischen Einigungsprozesses nur eine untergeordnete Rolle. Die gegenwärtige Struktur der EU-Energiepolitik begann sich erst in den späten 1980er Jahren herauszubilden, als die Verwirklichung des Binnenmarkts sowie der Umweltschutz zu zentralen Zielen der Europäischen Gemeinschaft erhoben wurden. Mangels expliziter Zuständigkeit für die Energiepolitik stützten sich entsprechende europäische Rechtsakte bis zum Inkrafttreten des Lissabon-Vertrags (2009) in der Regel auf die Binnenmarktartikel oder das Umweltkapitel des EG-Vertrags (EGV). Der Fokus der Europäischen Kommission lag zunächst auf der Gewährleistung des freien Handels mit den beiden leitungsgebundenen Energieträgern Erdgas und Strom, vor allem durch die Schaffung von (a) Preis-

transparenz und (b) freiem Netzzugang für Drittanbieter sowie (c) durch die Entkopplung von Erzeugung, Transport und Versorgung. Doch das ursprünglich bereits für 1996 anvisierte Ziel der Vollendung des europäischen Energiebinnenmarkts konnte trotz zahlreicher Rechtsakte und wettbewerbsrechtlicher Verfahren bis heute nicht erreicht werden. Vielmehr hat die unterschiedliche Umsetzung in den Mitgliedstaaten zu einer weiteren Verzerrung der Wettbewerbslage geführt.<sup>6</sup> Seit den späten 1990er Jahren nehmen auch umweltpolitische Aspekte auf der energiepolitischen Agenda der EU stets prominente Plätze ein. Dafür hat insbesondere die 2005 erfolgte Implementierung eines EU-weiten Handels mit Zertifikaten für CO<sub>2</sub>-Emissionen und den Quoten für erneuerbare Energieträger in der Stromerzeugung der Mitgliedstaaten gesorgt.<sup>7</sup>

Erst nach 2005 setzte sich die Erkenntnis durch, dass die EU in der Energie- und Klimapolitik ein kohärentes Konzept benötigt, das über weitgehend unverbunden bleibende Einzelmaßnahmen hinausgeht. Nach ausdrücklicher Aufforderung durch die Staats- und Regierungschefs legte die Kommission im Januar 2007 eine umfassende Energiestrategie sowie den Entwurf eines Energieaktionsplans vor.<sup>8</sup> Der Europäische Rat nahm die Kommissionsvorlage im März 2007 nahezu unverändert an. Der damals verabschiedete Aktionsplan »Eine Energiepolitik für Europa« bildet somit die Grundlage der gegenwärtig zu beob-

<sup>6</sup> So wurde Deutschlands Strom- und Gasmarkt zwar bereits 1998 geöffnet, ihn dominieren jedoch nach wie vor einige wenige Anbieter und der Konzentrationsgrad fällt im europäischen Vergleich sehr hoch aus. Demgegenüber wurden in Großbritannien erste Liberalisierungsschritte bereits in den 1980er Jahren eingeleitet, bis 1998 wurden der Strom- und der Gassektor vollständig geöffnet. Vgl. Europäische Kommission, *Bericht über die Fortschritte bei der Verwirklichung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes*, KOM(2010) 84, European Commission, *DG TREN Staff Working Document – Technical Annex to Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, SEC(2010) 251.

<sup>7</sup> Vgl. Sami Andoura/Leigh Hancher/Marc van der Woude, *Towards a European Energy Community: A Policy Proposal*, Paris: Notre Europe, April 2010 (Studies & Research 76), S. 17–26.

<sup>8</sup> Vgl. Europäische Kommission, *Eine Energiepolitik für Europa*, KOM(2007) 1.

<sup>5</sup> Vgl. Oliver Geden/Severin Fischer, *Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union. Bestandsaufnahme und Perspektiven*, Baden-Baden 2008, S. 37ff.

achtenden Vertiefung der energiepolitischen Zusammenarbeit in der EU, nicht zuletzt als Ausgangspunkt für eine Fülle neuer Gesetzgebungsverfahren.<sup>9</sup>

Die Höherbewertung der Energiepolitik wurde 2007 auch in den Verhandlungen über den Vertrag von Lissabon deutlich. Mit dessen Inkrafttreten am 1. Dezember 2009 ist im EU-Primärrecht erstmals ein eigenständiges Energiekapitel enthalten. Darüber hinaus wurde in dem im EGV bereits existierenden Solidaritätsartikel,<sup>10</sup> der unverschuldet auftretende Schwierigkeiten in der Versorgung mit wichtigen Wirtschaftsgütern regelt, der Energieversorgungssektor nun besonders hervorgehoben. Beide Neuerungen sind jedoch im Wesentlichen symbolischer Natur. Das Energiekapitel<sup>11</sup> bringt für die Europäische Union neue Kompetenzzuweisungen mit sich.<sup>12</sup> Die institutionellen Inkohärenzen werden aber auch in naher Zukunft bestehen bleiben, so dass sich die EU-Energiepolitik weiterhin im Spannungsfeld von supranationaler und intergouvernementaler Politikgestaltung bewegen wird.

## Unterschiedliche Marktstrukturen bestimmen die Interessenlagen

Vergleicht man Energiemix und Importabhängigkeiten ausgewählter Mitgliedstaaten miteinander, so werden große Unterschiede sichtbar. Diese lassen sich nicht nur in länderspezifischen Versorgungsinfrastrukturen, sondern auch an den differierenden Perspektiven und Interessenlagen festmachen. Für die Handlungsmotive der mitgliedstaatlichen Regierungen sind nicht der Energiemix bzw. die Importabhängigkeitsstrukturen der gesamten EU-27 entscheidend, sondern die jeweils spezifische Ausgangssituation des einzelnen Landes.

Generell nehmen die fossilen Energieträger eine dominierende Stellung im Energiemix der Mitgliedstaaten ein. Die geringste Schwankungsbreite ist beim

<sup>9</sup> Zwischen März 2007 und Dezember 2009 wurden nicht weniger als 22 einschlägige Legislativverfahren neu eröffnet, vor allem in den Bereichen Energiebinnenmarkt, Klimaschutz und Energieeffizienz.

<sup>10</sup> Artikel 100 EGV, entspricht Artikel 122 im neu gefassten Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV).

<sup>11</sup> Artikel 194 AEUV.

<sup>12</sup> Vgl. Severin Fischer, »Energie- und Klimapolitik im Vertrag von Lissabon: Legitimationserweiterung für wachsende Herausforderungen«, in: *Integration*, 32 (2009) 1, S. 50–62.

### Entscheidungsverfahren in der EU-Energiepolitik

Energiepolitische Handlungsfelder mit Bezug zum Binnenmarkt oder zum Umweltschutz unterliegen der »Gemeinschaftsmethode«. Die Kommission überwacht hier nicht nur die Einhaltung des europäischen Rechts, sie besitzt auch ein weitreichendes Initiativmonopol: Nur sie kann den Gesetzgebungsorganen Vorschläge für neue Rechtsakte unterbreiten. Der größte Teil der energie- und klimapolitischen Rechtsvorschriften wird gegenwärtig nicht mehr vom Ministerrat allein erlassen. In der Regel kommt das Mitentscheidungsverfahren zur Anwendung, das eine gleichberechtigte Beteiligung des Parlaments erfordert. Beschlüsse im Rahmen des Mitentscheidungsverfahrens kann der Ministerrat mit »Qualifizierter Mehrheit« vornehmen. In energiepolitischen Handlungsfeldern jedoch, in denen der Ministerrat die alleinige Gesetzgebungskompetenz besitzt, sind häufig einstimmige Entscheidungen erforderlich. In diesen Fällen kommt jedem Mitgliedstaat ein uneingeschränktes Vetorecht zu, was Veränderungen des Status quo enorm erschwert. Dies gilt vor allem für die Energiebesteuerung.

Noch stärker ist die Rolle der Mitgliedstaaten in der Energieaußenpolitik. Diese wird in europarechtlicher Hinsicht nicht als integraler Teilbereich der Energiepolitik begriffen, sondern als untergeordnetes Feld der Außenpolitik. Anders als etwa »Gemeinsame Außenhandelspolitik« ist die Energieaußenpolitik nicht dem supranationalen, sondern dem intergouvernementalen Modus europäischer Politik zuzurechnen. In diesem kommt dem Ministerrat eine weitaus wichtigere Rolle zu als allen anderen EU-Organen. In Fragen der Energieaußenpolitik gilt nicht nur das Einstimmigkeitsanfordernis, in der Praxis sind die einzelnen Mitgliedstaaten auch sehr darauf bedacht, keinerlei Beschlüsse zu treffen, die ihre Handlungsautonomie beschneiden könnte.<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Vgl. Oliver Geden/Clémence Marcelis/Andreas Maurer, *Perspectives for the European Union's External Energy Policy. Discourse, Ideas and Interests in Germany, the UK, Poland and France*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Dezember 2006 (SWP Working Paper FG1/17), S. 15ff.

Öl zu verzeichnen, das in allen Mitgliedstaaten mindestens ein Viertel des Energiebedarfs deckt und dabei vor allem im Transportsektor und in der Wärmeerzeugung der privaten Haushalte eingesetzt wird. Weitaus deutlicher sind die Unterschiede schon beim Verbrauch von Kohle, der überwiegend auf das Konto des Kraftwerksektors geht. Während der Anteil der Kohle am Energiemix in Frankreich, Italien und Litauen nicht einmal ein Zehntel ausmacht, liegt er in Polen bei 57 Prozent (vgl. Tabelle 1). Große Differenzen finden sich auch beim Energieträger Erdgas, der vor allem in der Wärmeerzeugung, in der Industrie und zunehmend in der Stromproduktion Verwendung findet. Der Anteil liegt in Italien oder Ungarn um das Dreifache höher als in Polen oder Frankreich.

Nuklearenergie wird nur in einem Teil der Mitgliedstaaten genutzt, allen voran in Frankreich, wo sie im Energiemix den größten Einzelposten bildet. Die Anteile der erneuerbaren Energieträger liegen europaweit noch sehr niedrig. Ausnahmen finden sich gegenwärtig fast ausschließlich in Mitgliedstaaten, die wie Österreich seit jeher einen hohen Anteil von Wasserkraftwerken aufzuweisen hatten.

Die Energiemixe der Mitgliedstaaten sind keineswegs statisch, Veränderungen vollziehen sich in der Regel jedoch nur graduell. Übergreifende europäische Trends<sup>13</sup> – wie etwa der Rückgang des Anteils der Kohle und der Bedeutungszuwachs von Erdgas und erneuerbaren Energieträgern – sind zudem nicht in allen Mitgliedstaaten gleichermaßen zu beobachten. Weitaus stärker als die Anteile der wichtigsten Energieträger ist das Produktivitätsniveau der Energienutzung in Bewegung. Derzeit liegt die Energieintensität – also jener Primärenergieeinsatz, der zur Erwirtschaftung einer Einheit des Bruttoinlandsprodukts (BIP) notwendig ist – in den osteuropäischen Volkswirtschaften noch um ein Vielfaches höher als in den alten Mitgliedstaaten (vgl. Tabelle 1). Stellt man in Rechnung, dass sich die Effizienzstandards in der EU-15 weiter verbessern und die osteuropäischen Mitgliedstaaten dieses Niveau mittel- bis langfristig ebenfalls erreichen werden, ergibt sich weiterhin ein hohes Energieeinsparpotential. Dies wird sich nicht zuletzt auf den Umfang der Energieimporte auswirken. Angesichts der in allen EU-Staaten zurückgehenden Eigenförderung fossiler Energieträger ist jedoch schwer absehbar, inwieweit es eine Steigerung der Energieeffizienz in Kombination mit einem Ausbau

<sup>13</sup> Vgl. European Commission, *European Energy and Transport. Trends to 2030 – Update 2007*, Luxemburg 2008.

der erneuerbaren Energien tatsächlich ermöglichen könnte, einen weiteren Anstieg der Energieimporte zu stoppen.

Selbst wenn das optimistischste Szenario<sup>14</sup> eintritt, würde das Niveau der Energieimporte mittelfristig sehr hoch bleiben. Nicht anders als beim Energiemix sind gegenwärtig auch bei den Importquoten beträchtliche Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten zu beobachten.<sup>15</sup> Während Frankreich, Italien und Litauen bei allen fossilen Energieträgern ausnahmslos Importquoten von über 85 Prozent aufweisen (vgl. Tabelle 2), verfügen viele Mitgliedstaaten bei zumindest einem Brennstoff noch über einen bedeutenden Anteil heimischer Förderkapazitäten. So decken Deutschland und Ungarn den überwiegenden Teil ihres Kohlebedarfs im Inland, Polen ist bei Kohle sogar Nettoexporteur. Großbritannien weist bei Öl und Gas nur geringe Importquoten auf, die sich jedoch in den nächsten Jahren aufgrund der deutlich nachlassenden Eigenförderung stark erhöhen dürften. Nettoimporte von Elektrizität fallen gegenwärtig nicht in nennenswertem Umfang an, in der Regel stammen diese Einfuhren aus anderen EU-Mitgliedstaaten.<sup>16</sup>

Die große Abhängigkeit von Importen fossiler Primärenergieträger stellt die EU und die 27 Mitgliedstaaten vor die Aufgabe, ihre Energiepolitik außenpolitisch zu flankieren. Der politische Handlungsbedarf wird dabei nicht nur durch die jeweiligen Importquoten und Herkunftsländer beeinflusst, sondern auch durch die Transportinfrastrukturen und die stofflichen Eigenschaften der Energieträger.<sup>17</sup>

Der Vergleich der Charakteristika und der Marktstrukturen für die fossilen Energieträger macht deutlich, warum der energieaußenpolitische Handlungsbedarf gegenwärtig vor allem beim Erdgas verortet

<sup>14</sup> Vgl. European Commission, *Europe's Energy Position – Present & Future*, Luxemburg 2008, S. 47ff.

<sup>15</sup> Die von Eurostat ermittelten Importquoten der 27 Mitgliedstaaten enthalten nicht nur Lieferungen von außerhalb der EU, sondern auch solche aus anderen EU-Ländern.

<sup>16</sup> Dies dürfte sich erst im Zuge einer stärkeren regionalen Konzentration der Nutzung erneuerbarer Energieträger signifikant verändern, etwa mit der in den kommenden Dekaden geplanten großtechnischen Realisierung von Solarthermiekraftwerken in Nordafrika. Vgl. Isabelle Werenfels/Kirsten Westphal, *Solarstrom aus Nordafrika. Rahmenbedingungen und Perspektiven*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Februar 2010 (SWP-Studie 3/2010).

<sup>17</sup> Vgl. Arianna Checchi/Arno Behrens/Christian Egenhofer, *Long-Term Energy Security Risks for Europe: A Sector-Specific Approach*, Brüssel: Center for European Policy Studies (CEPS), Januar 2009 (CEPS Working Document 309).

**Tabelle 1**  
**Energiemix ausgewählter EU-Mitgliedstaaten, Angaben für 2007**

	Anteil am Primärenergieverbrauch					Energieintensität
	Kohle	Öl	Gas	Nuklearenergie	Erneuerbare Energieträger	toe / Mio. Euro BIP
Deutschland	25%	33%	23%	11%	8%	151
Frankreich	5%	34%	14%	42%	7%	165
Großbritannien	18%	36%	37%	7%	2%	115
Italien	9%	44%	38%		7%	142
Litauen	3%	30%	32%	28%	9%	432
Österreich	11%	41%	21%		24%	141
Polen	57%	26%	13%		5%	400
Spanien	14%	48%	22%	10%	7%	184
Ungarn	12%	28%	40%	14%	5%	401

toe = Tonnen Rohöleinheiten; BIP = Bruttoinlandsprodukt.

Quelle: Eurostat.

**Tabelle 2**  
**Importquoten ausgewählter EU-Mitgliedstaaten, Angaben für 2007**

	Kohle	Öl	Gas	Elektrizität
Deutschland	37%	94%	81%	-3%
Frankreich	93%	99%	97%	-11%
Großbritannien	70%	1%	20%	1%
Italien	99%	93%	87%	13%
Litauen	87%	93%	103%	-11%
Österreich	105%	93%	81%	9%
Polen	-16%	102%	67%	-3%
Spanien	67%	100%	99%	-2%
Ungarn	44%	83%	80%	9%

Werte über 100 Prozent werden erreicht, wenn die Importmenge über dem Jahresverbrauch liegt.

Negative Werte ergeben sich, wenn die Eigenproduktion den heimischen Verbrauch übersteigt.

Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen.

**Tabelle 3**  
**Herkunft des verbrauchten Erdgases in ausgewählten EU-Mitgliedstaaten, Werte für 2007**

	Inland	EU	Russland	Norwegen	Algerien	Nigeria	Katar	Ägypten	Libyen	Andere
Deutschland	19%	18%	38%	25%						
Frankreich	3%	22%	16%	32%	16%	8%		3%		
Großbritannien	80%	6%		13%	1%					
Italien	13%	10%	28%	9%	29%					11%
Litauen			100%							
Österreich	19%	12%	61%	8%						
Polen	32%	6%	45%							17%
Spanien	1%			6%	37%	23%	13%	11%	2%	7%
Ungarn	20%	6%	60%							14%

Quelle: Eurostat, BP Statistical Review, eigene Berechnungen.

### Marktstrukturen und Charakteristika fossiler Energieträger

**Kohle** ist in versorgungssicherheitspolitischer Hinsicht der bei weitem unproblematischste fossile Energieträger. Nicht nur fallen bei ihr die Importquoten vergleichsweise gering aus. Es existieren darüber hinaus auch keinerlei Hemmnisse durch die Transportinfrastrukturen oder durch die geographische Verteilung der Kohlereserven. Der innereuropäische Markt für Kohle funktioniert reibungslos. Die primäre Verwendung im Kraftwerkssektor erlaubt zudem eine schnelle Substituierung durch andere Energieträger in der Stromerzeugung. Die ehrgeizige Klimapolitik der EU wird voraussichtlich zu einer deutlichen Abnahme des europäischen Kohleverbrauchs führen – es sei denn, die Markteinführung von Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage, CCS) kommt rasch voran.

Der Handel mit **Erdöl** vollzieht sich in einem global integrierten Markt, der auch innerhalb der EU keinen wesentlichen strukturellen Hemmnissen unterliegt. Importiertes Erdöl wird zu 80 Prozent per Tanker in die EU transportiert, nur zu 20 Prozent über Pipelines. Zwar lässt sich Öl im Verkehrssektor bislang kaum durch andere Energieträger ersetzen, man kann es aber unkompliziert und kostengünstig bevorraten. Etwaige Lieferausfälle können zudem leicht durch Zukäufe an den Spotmärkten kompensiert werden. Zwar sehen sich die Europäer mit oligopolistischen Strukturen auf der Anbieterseite konfrontiert, und auch die Konzentration der größten Reserven in wenigen und teilweise instabilen Regionen (OPEC-Staaten, Russland) gibt Anlass zur Sorge. Doch das Streben der Ölkonsumenten ist primär auf das reibungslose Funktionieren des Weltmarkts gerichtet. Die Pflege besonderer politischer Beziehungen zu einzelnen Produzentländern ist in der Regel nicht notwendig.<sup>a</sup>

Die Märkte für **Erdgas** sind hingegen nach wie vor stark regionalisiert. Aus Kostengründen domi-

niert der Transport über Pipelines, deshalb existieren meist enge und langfristige Verbindungen zwischen großen Konsumentenländern und deren jeweiligen Hauptlieferanten. Da der europäische Binnenmarkt für Gas noch nicht vollendet ist, sind die Handelsstrukturen relativ starr. Ausfälle großer Lieferanten können innereuropäisch kurzfristig nicht ausgeglichen werden, zumal die Speicherung von Erdgas sehr kostspielig und an spezifische geologische Voraussetzungen gebunden ist, die nicht in allen Mitgliedstaaten gegeben sind. Das im Kraftwerkssektor und in der Industrie eingesetzte Erdgas kann kurzfristig substituiert werden, die im privaten Wärmesektor verwendeten Mengen jedoch nicht. Prognosen gehen von einer wachsenden Bedeutung des flexibel per Tanker transportierbaren LNG aus, die entsprechenden Infrastrukturen sind jedoch sehr kostspielig. Auf der Iberischen Halbinsel liegt der Anteil von LNG am Gesamtverbrauch schon jetzt bei 60 bis 70 Prozent, in der gesamten EU jedoch erst bei gut 10 Prozent. Die Diversifizierung der Lieferländer ist bereits seit Beginn der 1990er Jahre im Gang, Russland wird für die EU allerdings auf absehbare Zeit der wichtigste Partner auf der Produzentenseite bleiben.<sup>b</sup> In mittel- bis langfristiger Perspektive wird Erdgas auch aus Gründen des Klimaschutzes in großen Mengen eingesetzt werden – womit das Interesse bestehen bleibt, die Versorgung damit sicherzustellen.<sup>c</sup>

<sup>a</sup> Vgl. Enno Harks, *Der globale Ölmarkt. Herausforderungen und Handlungsoptionen für Deutschland*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Mai 2007 (SWP-Studie 11/2007), S. 10ff.

<sup>b</sup> Vgl. Roland Götz, *Russlands Erdgas und Europas Energiesicherheit*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, August 2007 (SWP-Studie 21/2007); Pierre Noël, *Beyond Dependence: How to Deal with Russian Gas*, London: European Council on Foreign Relations (ECFR), November 2008 (ECFR Policy Brief 09).

<sup>c</sup> Vgl. Jens Hobohm, *Mehr Erdgas für den Klimaschutz?*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, November 2008 (SWP-Studie 32/2008).

wird. Bei der Kohle gibt es keine Notwendigkeit für ein koordiniertes internationales Auftreten der EU. Beim Erdöl existieren keine nennenswerten Differenzen zwischen den energieaußenpolitischen Interessenlagen der 27 Mitgliedstaaten. Im Erdgassektor jedoch

fällt eine gemeinsame Interessenfindung offenkundig schwer. Dies ist nicht nur auf die spezifischen Marktstrukturen, Transportsysteme, Bevorratungsmöglichkeiten und Substitutionsverhältnisse zurückzuführen. Auch bei der Frage, aus welchen Herkunftsländern sie

ihr Erdgas beziehen, unterscheiden sich die Mitgliedstaaten stark.<sup>18</sup> Für viele EU-Staaten ist Russland die wichtigste, aber bei weitem nicht die einzige Quelle für Gas. Vor allem die großen Mitgliedstaaten weisen eine breite Diversifikation der Gasbezüge auf. Eine große Abhängigkeit von russischem Gas findet sich fast ausschließlich bei kleineren EU-Ländern bzw. Gasmärkten. Spanien und Großbritannien erhalten kein Gas aus Russland – Deutschland und Polen hingegen keines aus Afrika.

Berücksichtigt man überdies, dass die Bedeutung von Erdgas im Energiemix der einzelnen Mitgliedstaaten stark variiert, so kann es nicht verwundern, dass sich ein einheitliches europäisches Interesse in der Energieaußenpolitik bislang nicht herausgebildet hat. Verschärft wird dieser Umstand noch dadurch, dass die Divergenz der Interessen nicht auf das Verhältnis der Mitgliedstaaten untereinander beschränkt bleibt. Sie lässt sich auch auf der Ebene der Gasversorgungsunternehmen feststellen. Dies betrifft nicht nur das Verhältnis der Unternehmen zu den nationalen Regierungen und zur EU-Kommission oder die Konkurrenz von Unternehmen aus verschiedenen Mitgliedstaaten. Zumindest in den großen EU-Ländern, die über mehrere international agierende Gasversorger verfügen, zeigt sich dieser Aspekt auch in sehr unterschiedlichen Gasbezugsportfolios. So erhält etwa das deutsche Energieunternehmen WINGAS über 60 Prozent seines Bedarfs aus Russland, während bei E.ON Ruhrgas Norwegen und Russland gemeinsam an der Spitze stehen, und zwar mit jeweils knapp unter 30 Prozent. Durch die Beteiligung am Konsortium zum Bau der Ostsee-Gaspipeline Nord Stream dürfte sich der Anteil russischen Gases künftig bei beiden Unternehmen deutlich erhöhen. RWE hingegen verfolgt eine andere Strategie. Zwar ist Russland bislang auch hier einer der größten Lieferanten, im Zusammenhang mit der Beteiligung am Nabucco-Pipeline-Konsortium bemüht man sich derzeit jedoch als einziges deutsches Unternehmen intensiv um Gaslieferungen aus dem Kaspischen Raum. Aus diesen unterschiedlichen Lieferländern ergeben sich auf Unternehmensseite auch

<sup>18</sup> Anders als in der öffentlichen Debatte häufig herausgestellt, bemisst sich das außenwirtschaftspolitische Gewicht einzelner Produzentenstaaten nicht an ihrem Anteil am Gasimport, sondern lediglich an ihrem Anteil am Gesamtverbrauch eines Konsumenten. Im Falle einer signifikanten Eigenproduktion verlieren die für einzelne Lieferanten ermittelbaren Kennzahlen deutlich an Dramatik. So bezieht die EU-27 zwar 41 Prozent ihrer Importe, jedoch nur 25 Prozent ihres Gesamtverbrauchs aus Russland.

unterschiedliche Präferenzen für eine energieaußenpolitische Begleitung durch die Bundesregierung oder die EU-Kommission.

## Notwendige Fortschritte innerhalb der EU

Die genauere Betrachtung der institutionellen Verfasstheit der EU-Energiepolitik, der Unterschiede zwischen den nationalen Energiemixen, der differierenden außenpolitischen Implikationen einzelner Energieträger sowie der unterschiedlichen energiepolitischen Interessenlagen macht deutlich: Die Hoffnungen auf eine schlagkräftige europäische Energieaußenpolitik werden sich nur dann erfüllen lassen, wenn EU-intern zumindest einige der dafür notwendigen Voraussetzungen geschaffen werden.

Die Kritik an den internen Voraussetzungen einer effektiven EU-Energieaußenpolitik konzentrierte sich bislang fast ausschließlich auf die institutionellen Verfahrensweisen der EU. Die bloße Forderung nach einer Vergemeinschaftung der Energieaußenpolitik ist jedoch realitätsfremd. Sicherlich wirkt der intergouvernementale Modus hemmend, wenn es um eine Veränderung des Status quo geht. Die Ineffizienz der Energieaußenpolitik liegt jedoch weniger im Abstimmungsmodus begründet. Entgegen einem vorherrschenden Deutungsmuster ist es keineswegs so, dass einzelne Mitgliedstaaten regelmäßig proeuropäische Lösungen torpedieren, weil sie sich der Einsicht verschließen, dass ein gemeinsames Vorgehen langfristig mehr Vorteile bringt als das eigensinnige Verfolgen nationaler Interessen. Vielmehr erschließt sich der Nutzen einer europäischen Lösung den Mitgliedstaaten oft deshalb nicht, weil sich ihre spezifische Situation zu sehr von jener anderer Mitgliedstaaten bzw. dem europäischen Durchschnittswert unterscheidet. Gleichzeitig können sie nicht darauf zählen, bei Erdgaslieferkrisen von ihren Partnern ausreichend unterstützt zu werden.

Fortschritte in der Energieaußenpolitik sind nicht in erster Linie deshalb so schwer zu erreichen, weil der Abstimmungsmodus konstruktive Entscheidungen blockiert. Es fehlt auch nicht an einem EU-Beauftragten für Energieaußenpolitik, wie ihn das Europäische Parlament in der Vergangenheit wiederholt gefordert hat. Es mangelt schlicht an einem gesamteuropäischen Interesse. Eine Delegation der energieaußenpolitischen Kompetenzen an die EU, ja selbst ein koordiniertes energieaußenpolitisches Handeln von 27 dafür verantwortlichen Mitgliedstaaten ist



nicht realistisch, solange die nationalen Interessenlagen bei den leitungsgebundenen Energieträgern derart weit auseinanderliegen wie bisher und solange jeder einzelne Mitgliedstaat im Krisenfall weitgehend auf sich allein gestellt ist.

Politische Maßnahmen in der EU-internen Dimension müssen demnach auf das Ziel gerichtet sein, die energiepolitischen Perspektiven und Interessenlagen der maßgeblichen Akteure zu europäisieren, nicht nur die der Mitgliedstaaten, sondern in Teilen auch die der europäischen Energieunternehmen. Hierin liegt – wie in den folgenden Abschnitten gezeigt wird – die zentrale Voraussetzung für eine erfolgreiche EU-Energieaußenpolitik.

## Energiemarktintegration in Europa

Eine Europäisierung der energiepolitischen Interessen der Mitgliedstaaten setzt die Schaffung eines funktionierenden europäischen Energiebinnenmarkts voraus, ergänzt um Elemente der gemeinsamen Krisenvorsorge. Dieses Projekt steht zwar bereits seit Mitte der 1990er Jahre auf der politischen Agenda. Es kam in der Vergangenheit jedoch nur schleppend voran, nicht nur wegen des Widerstands wichtiger Mitgliedstaaten und großer Energieversorger, sondern auch aufgrund der Komplexität der Aufgabe.

### Leitungsgebundene Energiemärkte in der EU

Für die netzgebundene Versorgung mit Strom und Gas gelten spezifische ökonomische und regulatorische Bedingungen, die die Verwirklichung eines gemeinsamen europäischen Energiemarkts erschweren. Infrastrukturnetze – ganz gleich ob in den Bereichen Verkehr, Telekommunikation oder Energie – haben für die Funktionsfähigkeit von Volkswirtschaften fundamentale Bedeutung. Der Auf- und Ausbau von Energienetzen ist mit hohen Investitionskosten und langen Amortisationszeiten verbunden, zudem ist es für neu auftretende Marktakteure meist unrentabel, bereits bestehende Basisinfrastrukturen um Parallelnetze zu ergänzen. Daher handelt es sich bei Strom- und Gasnetzen um *natürliche Monopole*.<sup>19</sup> Dementsprechend lagen Planung, Aufbau und Betrieb der Netze zunächst weitgehend in der Hand der Nationalstaaten. Speziell im Energiesektor bildeten sich *vertikal integrierte* Versorgungsunternehmen als dominante Akteure heraus. Diese produzieren nicht nur selbst Strom (oder fördern bzw. importieren Gas), sie betreiben darüber hinaus die Netze und sind zum Teil auch direkt im Endkundengeschäft tätig.

In den 1990er Jahren begann man im Zuge des EG-Binnenmarktprogramms, die netzbasierten Wirtschaftssektoren schrittweise zu liberalisieren. Treibende Kraft ist seit jeher die Kommission, die im Energiebereich von vielen Mitgliedstaaten allerdings nur halbherzig unterstützt wird.

<sup>19</sup> Vgl. Georg Erdmann/Peter Zweifel, *Energieökonomik. Theorie und Anwendungen*, Berlin/Heidelberg 2007, S. 322ff.

Die Verwirklichung eines funktionierenden Energiebinnenmarkts, in dem die Netze der Mitgliedstaaten grenzüberschreitend miteinander verknüpft und nach harmonisierten Regulierungsstandards operieren, verfolgte ursprünglich vor allem zwei wettbewerbsrechtliche Ziele: Zum einen soll der inner-europäische Handel mit Energie ohne physische, technische oder rechtliche Einschränkungen möglich werden, die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas sollen also weitgehend den Charakter einer beliebigen Handelsware annehmen. Zum anderen sollen alle Energieanbieter gleichberechtigten Zugang zu privaten und gewerblichen Verbrauchern erhalten, unabhängig vom Ort der Erzeugung und unabhängig davon, wer im Besitz der Strom- bzw. Gasnetze ist. Inzwischen werden jedoch nicht mehr ausschließlich die wettbewerbspolitischen Effekte eines funktionierenden Energiebinnenmarkts hervorgehoben, sondern auch die Vorteile für Umweltverträglichkeit und Sicherheit der Energieversorgung in der EU. Eine europäische Energiemarktintegration würde ein wesentlich höheres Maß an Flexibilität mit sich bringen, indem sie die Möglichkeit eröffnet, kurzfristig auftretende Schwankungen in Angebot und Nachfrage über die Grenzen der Mitgliedstaaten hinweg auszugleichen.<sup>20</sup>

Die Binnenmarktintegration hat sich im Strom- und Gassektor in den letzten 15 Jahren nur ausgesprochen schleppend vollzogen, trotz einer Vielzahl von spezifischen Richtlinien, Verordnungen und wettbewerbsrechtlichen Verfahren.<sup>21</sup> Der Vernetzungsgrad zwischen den Mitgliedstaaten ist nach wie vor gering, manche Regionen – etwa die baltischen Staaten oder die Iberische Halbinsel – sind kaum an die restliche EU angebunden. Bei existierenden Leitungen sind die Netzeigentümer inzwischen zwar grundsätzlich zur

<sup>20</sup> Dies betrifft zum einen Schwankungen auf der Angebotsseite, etwa bei einer regionalen Konzentration von Solar- bzw. Windstrom oder beim kurzfristigen Ausfall eines wichtigen Gaslieferanten, zum anderen witterungsbedingte Nachfragespitzen, zum Beispiel durch den verstärkten Betrieb von Klimaanlagen oder Heizungen.

<sup>21</sup> Vgl. Georg Hermes, »Energierecht«, in: Reiner Schulze/Manfred Zuleeg (Hg.), *Europarecht – Handbuch für die deutsche Rechtspraxis*, Baden-Baden 2006, S. 1564–1601.

Durchleitung von Strom- und Gaslieferungen Dritter verpflichtet. Sie gehören jedoch häufig zu Konzernen, die ihrerseits Energieproduzenten oder -importeure sind und deshalb nur eingeschränktes Interesse daran haben, die neuen Anbieter nicht zu diskriminieren. Mit den Binnenmarkt-Beschleunigungsrichtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG ist die Gründung nationaler Energieregulierungsbehörden zur Pflicht geworden. Damit ist die lange Zeit gängige Praxis der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber (ÜNB bzw. FNB),<sup>22</sup> von neuen Marktteilnehmern erhöhte Durchleitungsgebühren zu verlangen, inzwischen kaum mehr möglich. Häufig lehnen ÜNB und FNB die Durchleitung jedoch mit dem Argument ab, die Kapazität ihres Netzes sei bereits ausgelastet. Gleichzeitig verweigern sie sich notwendigen Erweiterungsinvestitionen, insbesondere bei Verbindungsleitungen in Grenzregionen (Interkonnektoren).

Dementsprechend funktioniert der Wettbewerb zwischen Strom- und Gasversorgern in vielen europäischen Ländern nach wie vor nur eingeschränkt, die Raten des grenzüberschreitenden bzw. interregionalen Strom- und Gas-Austauschs sind immer noch vergleichsweise niedrig.<sup>23</sup> Abgesehen von ausgewiesenen liberalisierungsfreundlichen Ländern wie Großbritannien oder den Niederlanden haben sich in vielen EU-Staaten bis heute Quasi-Monopole oder -Oligopole halten können. Bisweilen greifen Regierungen auch stark in das Alltagsgeschäft der formell unabhängigen Energieregulierungsbehörden ein.<sup>24</sup> Die meisten Mitgliedstaaten betrachten die Energieversorgung weiterhin als zentrale Domäne der nationalen Souveränität und begegnen bei Übernahmen heimischer Versorger selbst Unternehmen aus anderen EU-Staaten mit Misstrauen.

<sup>22</sup> Im Elektrizitätssektor werden überregionale Transportinfrastrukturen als *Übertragungsnetze*, im Gassektor als *Fernleitungsnetze* bezeichnet.

<sup>23</sup> Vgl. Ramboll Oil & Gas/Mercados, *Priority Corridors for Energy Transmission, Part Two: Electricity*, Virum (Dänemark)/Madrid, November 2008, S. 32f; Council of European Energy Regulators, *Status Report of Sustainable Development in the Energy Sector*, Brüssel 2009, S. 57.

<sup>24</sup> Europäische Kommission, *Bericht über die Fortschritte* [wie Fn. 6].

## Entwicklungsperspektiven des Energiebinnenmarkts

Von einer Verwirklichung des Binnenmarktprojekts im Energiesektor wird man erst dann sprechen können, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

- ▶ Jeder Energieanbieter kann seine Produkte ungehindert in jedem EU-Mitgliedstaat verkaufen.
- ▶ Jeder Energiekonsument kann ungehindert bei jedem europäischen Anbieter einkaufen.
- ▶ Die Unternehmensstrategien der Energieversorger haben sich europäisiert.

Diese Teilziele verfolgt die EU zwar bereits seit Mitte der 1990er Jahre, von ihrer Erreichung ist sie bei den netzgebundenen Energieträgern Strom und Gas jedoch immer noch weit entfernt, auch wenn sich Marktakteure und -strukturen schrittweise in die gewünschte Richtung entwickelt haben. Die enormen zeitlichen Unterschiede bei der Durchführung von Liberalisierungsschritten in einzelnen Mitgliedstaaten haben die innereuropäischen Divergenzen eher noch vertieft. In Kommission, Rat und Parlament herrscht zwar ein breiter Konsens über die Schaffung eines gemeinsamen europäischen Energiemarkts. Allerdings gehen die Meinungen über die wünschenswerte Entwicklungsgeschwindigkeit oder die bevorzugt einzusetzenden Instrumente stark auseinander.

## Zentrale Problemfelder der Binnenmarktentwicklung

Ein funktionsfähiger EU-Energiebinnenmarkt für Strom und Gas wird nur dann entstehen, wenn es der europäischen Politik gelingt, die Rahmenbedingungen für die energiewirtschaftlichen Akteure einheitlich so zu verändern, dass sie ihre bislang noch dominierende Fokussierung auf einzelne mitgliedstaatliche Strom- und Gasmärkte überwinden. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass sich ein gemeinsamer europäischer Energiebinnenmarkt für Gas und Strom nicht in einem einzigen »großen Wurf« schaffen lässt. Den notwendigen Zwischenschritt wird eine regionale Marktintegration bilden müssen, bei der jeweils Gruppen von Mitgliedstaaten ihre Strom- und Gasmarktgebiete zusammenschließen. Auf dem voraussichtlich noch langen Weg zu einem reibungslos funktionierenden europäischen Energiebinnenmarkt müssen Fortschritte insbesondere bei drei zentralen Problemfeldern erzielt werden: dem Marktzugang, der grenz-

überschreitenden Infrastruktur und den Handelsregeln.

**Diskriminierungsfreier Marktzugang für alle Anbieter.** Es ist eine Frage der effektiven Energiemarktregulierung, allen Energieanbietern – ganz gleich ob aus dem jeweiligen Inland, anderen EU-Ländern oder Nicht-EU-Staaten – einen diskriminierungsfreien Zugang zu Netzen und Endkunden zu gewährleisten. Eigentumsstrukturen und Regulierung stehen dabei in einem engen Wechselverhältnis. Das Instrument der eigentumsrechtlichen Entflechtung (*ownership unbundling*) untersagt es Strom- und Gasproduzenten, zugleich Eigentümer überregionaler Netze zu sein, und greift damit weit in die Besitzverhältnisse vertikal integrierter Energieunternehmen ein. Es vermindert zwar das für Strom- und Gasmärkte typische Diskriminierungspotential. Doch die Existenz unternehmerisch vollkommen eigenständiger ÜNB und FNB löst keineswegs alle Fragen der Netzregulierung, etwa der Festlegung von Entgelten für die Netznutzung, von Regeln für Kapazitätszuweisungen bei Engpässen oder von Anreizen zum Netzausbau. Im Umkehrschluss bedeutet dies: Kürzer greifende Optionen der Entflechtung vertikal integrierter Energieversorger müssen nicht zwingend zu einem höheren Maß an Diskriminierung neuer Marktteilnehmer führen. Je größer der Einfluss eines Stromproduzenten oder Gasimporteurs auf die Netze ist, desto höher fällt allerdings der bürokratische Aufwand aus, der zu treiben ist, um mit regulatorischen Detailmaßnahmen faire Bedingungen für alle Marktteilnehmer zu garantieren.

**Ausbau der grenzüberschreitenden Infrastrukturen.** Ohne den deutlichen Ausbau der Verbindungskapazitäten zwischen den mitgliedstaatlichen Strom- und Gasmärkten ist ein europäischer Markt nicht funktionsfähig. Ein solcher erfordert nicht nur eine verbesserte Zusammenarbeit der europäischen Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber. Ein Ausbau kann auch durch gezielte Maßnahmen der EU gefördert werden, etwa durch die Bezuschussung von Investitionskosten bei besonders wichtigen Infrastrukturvorhaben oder durch Initiativen zur Harmonisierung der nationalen planungsrechtlichen Genehmigungsverfahren. Auch im Rahmen der EU-Klimapolitik werden inzwischen vermehrt Überlegungen zum Aus- und Umbau des europäischen Stromnetzes vorangetrieben. Die Anforderungen, die sich aus einer stringenten Dekarbonisierung des

Energiesystems ergeben würden, betreffen neben den Investitionen in die erneuerbaren Energien und Effizienzsteigerungen vor allem die Leistungsfähigkeit der europäischen Stromnetze. Wäre zum Beispiel Spanien künftig das größte EU-Herkunftsland von Wind- und Solarstrom, müssten die Netzkapazitäten von Süd nach Nord vervielfacht werden.<sup>25</sup>

**EU-weite Angleichung von Marktregeln und Netzstandards.** Beim netzgebundenen Energiehandel kann das Projekt eines gemeinsamen europäischen Markts nur dann gelingen, wenn es zu einer Angleichung der mitgliedstaatlich zum Teil noch stark differierenden Arbeitsbedingungen für Unternehmen und Energieregulierungsbehörden kommt. Notwendig ist zum einen die Harmonisierung der Netzkodizes, also etwa der Bestimmungen für Netzanschluss, -transparenz und -sicherheit oder der Regeln für die Zuweisung knapper Leitungskapazitäten im grenzüberschreitenden Handel. Zum anderen bedingt dies eine Harmonisierung der Leitlinien und Befugnisse der nationalen Regulierungsbehörden. Zumindest für Fragen des grenzüberschreitenden Energiehandels ist darüber hinaus eine Regulierungsaufsicht durch eine Institution auf EU-Ebene notwendig. Als Vorstufe zu einer EU-weiten Vereinheitlichung der Marktregeln und Netzstandards ist die regionale Integration von jeweils mehreren nationalen Strom- bzw. Gasmärkten denkbar.<sup>26</sup> In diesem Prozess sollte jedoch darauf geachtet werden, dass nicht neue Hürden für die (spätere) Ausweitung des interregionalen Handels errichtet werden.

#### Politikoptionen zur Schaffung eines funktionierenden Energiebinnenmarkts

Zahl und Reichweite der gesetzgeberischen und wettbewerbsrechtlichen Aktivitäten zur Entwicklung des Binnenmarkts für netzgebundene Energieträger haben seit 2007 deutlich zugenommen, etwa durch Bemühungen, den Ausbau der grenzüberschreitenden Energieinfrastrukturen voranzutreiben oder die Aktivitäten der großen Energieversorger zu europäisieren.

<sup>25</sup> Vgl. European Climate Foundation, *Roadmap 2050. Practical Guide to a Prosperous Low-Carbon-Europe*, Brüssel 2010.

<sup>26</sup> Entsprechende Ansätze sind in einigen Regionen bereits zu beobachten; vgl. European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG), *The Regional Initiatives – Europe's Key to Energy Market Integration. ERGEG Regional Initiatives Annual Report*, Brüssel 2008.

Das aus nicht weniger als fünf Gesetzgebungsvorschlägen bestehende »Dritte Binnenmarktpaket« stellt die bei weitem wichtigste Initiative der vergangenen Jahre dar. Das Paket wurde von der Kommission im September 2007 vorgelegt, eine politische Einigung über seine konkrete Ausgestaltung konnten Parlament und Ministerrat im Sommer 2009 erzielen. Dabei vermochten sich die Mitgliedstaaten – wie im Folgenden dargestellt – in vielen Punkten gegenüber den ambitionierteren Vorstellungen von Parlament und Kommission durchzusetzen.

Die politischen und wettbewerbsrechtlichen Initiativen der vergangenen Jahre lassen für sich genommen keineswegs die von der Kommission so häufig beschworene »Vollendung« des Energiebinnenmarkts erwarten. Sie werden in den zentralen Feldern der Binnenmarktentwicklung allerdings spürbare Fortschritte bewirken. Anders jedoch als von Energiekommissar Andris Piebalgs im September 2007 angekündigt, dürfte das dritte Energiebinnenmarktpaket keineswegs das letzte seiner Art gewesen sein. Auf der Basis von fest terminierten Überprüfungsklauseln, die im Laufe der gesetzgeberischen Verhandlungen von Parlament und Rat in die neuen Binnenmarktrechtsakte eingefügt wurden, wird die Kommission möglicherweise schon gegen Ende der laufenden Amtsperiode (2010–2014) ihr viertes Binnenmarktpaket vorlegen.

### **Entflechtung vertikal integrierter Versorger.**

Die Frage nach der angemessenen Form einer Entflechtung der integrierten Energieunternehmen stand deutlich im Mittelpunkt der Diskussionen über das Binnenmarktpaket. Die Kommission hatte sich schon lange vor der Vorlage neuer Rechtsetzungsvorschläge darauf festgelegt, dass sie das *ownership unbundling* bevorzugt, daneben allenfalls die Option eines Independent System Operator (ISO) für adäquat hält, bei dem die integrierten Unternehmen zwar Eigentümer der Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetze bleiben, diese jedoch von unabhängigen Netzgesellschaften kontrolliert werden, die eigenständig über Infrastrukturinvestitionen entscheiden.

Eine von Frankreich und Deutschland angeführte Gruppe von acht Mitgliedstaaten war im Rahmen der Verhandlungen über die Kommissionsvorschläge zur Revision der Strom- bzw. Gasrichtlinie<sup>27</sup> jedoch in der Lage, eine Sperrminorität im Ministerrat zu organisie-

<sup>27</sup> Vgl. KOM(2007) 528, 2007/0195 (COD) bzw. KOM(2007) 529, 2007/0196 (COD).

ren. In den Verhandlungen konnte die Gruppe eine dritte, im Vergleich zu den Vorstellungen von Kommission und Parlament deutlich abgeschwächte Option zur Entflechtung des Independent Transmission Operator (ITO) durchsetzen. Jedem Mitgliedsland wird es nun freistehen, im Rahmen der nationalen Umsetzung der Richtlinien 2009/72/EG bzw. 2009/73/EG lediglich die ITO-Option vorzuschreiben. Diese sieht keine Aufspaltung der integrierten Versorger vor, sondern lediglich die Verpflichtung, dass die Mehrheit der Vorstandsmitglieder einer Netztochter mehrere Jahre vor und nach ihrer Tätigkeit nicht in anderen Konzerneinheiten beschäftigt sein dürfen. In die Richtlinien wurden auf Betreiben Großbritanniens und der Niederlande allerdings Revisionsklauseln eingefügt. Sollte eine von der Kommission bereits dreieinhalb Jahre nach Inkrafttreten der Rechtsakte durchzuführende Evaluierung zeigen, dass die ITO-Option nicht zu einer wesentlichen Verbesserung der Wettbewerbssituation geführt hat, wäre die Kommission ausdrücklich autorisiert, abermals verschärfte Legislativvorschläge zu unterbreiten.<sup>28</sup>

Bei der nicht minder umstrittenen Frage der Zertifizierung von Netzbetreibern, die von Unternehmen aus Nicht-EU-Staaten kontrolliert werden (»Gazprom-Klausel«), hat sich ebenfalls die Position des Rates durchgesetzt. Der letztlich erzielte Kompromiss verzichtet, anders als ursprünglich von der Kommission vorgesehen und vom Parlament in erster Lesung unterstützt, darauf, die Übernahme von Mehrheitsbeteiligungen an Übertragungs- und Fernleitungsnetzen an den vorherigen Abschluss eines Abkommens zwischen der EU und den betreffenden Drittstaaten zu binden, um so etwa Einfluss auf die Bedingungen des Marktzugangs europäischer Unternehmen in Ländern wie Russland nehmen zu können. Stattdessen wird eine Einzelfallgenehmigung durch die nationalen Regulierungsbehörden der jeweils betroffenen EU-Mitgliedstaaten genügen. Die Kommission wird in solchen Verfahren lediglich eine rechtlich unverbindliche Stellungnahme abgeben können.<sup>29</sup>

<sup>28</sup> Vgl. Artikel 47 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/53/EG, im Folgenden zitiert als *Stromrichtlinie*, sowie Artikel 52 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, im Folgenden zitiert als *Gasrichtlinie*.

<sup>29</sup> Vgl. jeweils Artikel 11 der *Strom-* sowie der *Gasrichtlinie*.

Stellt man die breite und bisweilen emotionsgeladene Diskussion über verschiedene Entflechtungsoptionen und die Rolle von vertikal integrierten Energiekonzernen aus Nicht-EU-Staaten dem eigentlichen Ziel eines Binnenmarkts gegenüber, so ist eine gewisse Einseitigkeit der energiepolitischen Debatte nicht zu übersehen. Die Neuregelung der Eigentumsstrukturen von Netzbetreibern kann kein eigenständiges Ziel sein, sondern ist lediglich ein Mittel unter vielen auf dem Weg zu einer vollständigen Integration der europäischen Strom- und Gasmärkte. Striktere Entflechtungsvorschriften sind in diesem Zusammenhang zwar notwendig, weil sie die Wettbewerbsbedingungen für neue Anbieter verbessern. Mindestens ebenso wichtig aber ist es, die Qualität der Energiemarktregulierung zu erhöhen, die nicht zuletzt von den Arbeitsbedingungen und Vorgaben für die Regulierungsbehörden abhängt.<sup>30</sup>

#### **Verbesserung der Energiemarktregulierung.**

Die neu gefassten Binnenmarkttrichtlinien enthalten Vorschriften, mit denen eine EU-weite Angleichung der Befugnisse und Handlungsspielräume der nationalen Regulierungsbehörden erreicht werden soll. Im Mittelpunkt steht dabei zum einen die Gewährleistung der tatsächlichen Unabhängigkeit gegenüber Regierungen und der Energiewirtschaft, eine Unabhängigkeit, die in einigen (neuen) Mitgliedstaaten bislang noch in Frage steht. Zum anderen ist vorgesehen, die Regulierungsbefugnisse auf den nationalen Märkten auszuweiten, etwa bei der Kontrolle verschärfter Transparenzanforderungen an die Unternehmen oder bei Genehmigung und Monitoring von Zehn-Jahres-Investitionsplänen der Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber. Neben der Verbesserung der bestehenden, erstmals mit den Binnenmarkttrichtlinien von 2003 vorgeschriebenen Strukturen der nationalen Energiemarktregulierung haben sich Parlament und Rat auch über die Abänderungen des Kommissionsentwurfs zur Einrichtung einer genuin europäischen Institution geeinigt: der *Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden*. Diese in den nächsten Jahren neu aufzubauende Institution wird sich vor allem den Fragen des grenzüberschreitenden Energiehandels widmen und die wenig ver-

bindlichen Strukturen der Kooperation zwischen den nationalen Regulierern ablösen, die bislang existieren.

Im Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens haben die Mitgliedstaaten jedoch durchgesetzt, dass der Agentur – anders als vom Parlament gewünscht und von der Kommission ursprünglich vorgeschlagen – nur sehr eingeschränkte Entscheidungsspielräume zugestanden werden. Ihre Rolle wird mit dem nun gefundenen Kompromiss im Wesentlichen auf die einer Koordinierungs- und Beratungsinstanz festgeschrieben. Selbst bei grenzüberschreitenden Projekten werden die nationalen Regulierungsbehörden die Erstzuständigkeit behalten. Die Agentur darf erst dann einschreiten und verbindliche Entscheidungen treffen, wenn zuvor auf zwischenstaatlicher Ebene keine Einigung gefunden werden konnte.<sup>31</sup>

Doch so eingeschränkt die Befugnisse für die Agentur im ersten Schritt auch ausfallen mögen, allein die Einrichtung einer genuin europäischen Instanz für Fragen der Energieregulierung könnte in den kommenden Jahren eine spürbare Eigendynamik entfalten. Jede zukünftige Verschärfung der Binnenmarktgesetzgebung dürfte mit einer Ausweitung der Befugnisse der Agentur einhergehen, die sich auf diesem Weg schrittweise zu einer EU-Regulierungsbehörde fortentwickeln könnte.

**EU-weite Netzplanung und -koordination.** Zwei in der öffentlichen Diskussion über das Binnenmarktpaket wenig beachtete Verordnungsvorschläge der Kommission haben eine Grundlage dafür geschaffen, dass verschiedene Instrumente zur verbesserten Netzplanung und -koordination eingeführt werden können. In deren Mittelpunkt steht die Vorschrift zur Gründung von zwei gesamteuropäischen Verbänden der Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber. Diesen Organisationen weist die EU die Aufgabe zu, den europaweiten Ausbau der Strom- und Gasnetze zu planen, die Harmonisierung der Netzkodizes und Marktregeln voranzutreiben und für ein höheres Maß an Transparenz zu sorgen.

Im Vorgriff auf die Verabschiedung der beiden Verordnungen ist die Gründung der neuen Gesellschaften bereits frühzeitig eingeleitet worden. Das European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE), das 42 Übertragungsnetz-

<sup>30</sup> Vgl. Jacques J. de Jong, *The Third EU Energy Market Package: Are We Singing the Right Song?*, Den Haag: Clingendael International Energy Programme (CIEP), Februar 2008 (CIEP briefing papers), S. 4ff.

<sup>31</sup> Vgl. Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

betreiber aus 34 Ländern vereinigt, hat seine Tätigkeit bereits 2009 aufgenommen, ebenso das Pendant der Gasfernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG). Im Rahmen der Legislativverhandlungen hatte das Parlament vergeblich versucht, der neuen EU-Energieregulierungsagentur spezifische Entscheidungsbefugnisse gegenüber den europäischen Netzbetreiber-Verbänden einräumen zu lassen. Dabei ging es insbesondere um die Bewilligung der von ENTSOE und ENTSOG regelmäßig vorzulegenden Zehn-Jahres-Netzinvestitionspläne. Im Einklang mit der Kommission konnte der Rat seine Position jedoch auch hier weitgehend durchsetzen. Der getroffene Kompromiss zielt fast ausschließlich auf die koordinierende Funktion der beiden neuen Netzbetreiber-Verbände ab.<sup>32</sup> Doch schon allein die Schaffung einer einheitlichen Struktur von Ansprechpartnern für Fragen der europäischen Netzentwicklung ist als wichtiger erster Schritt zu werten. Sollte sich in den kommenden Jahren herausstellen, dass die Zuweisung von Koordinationsverpflichtungen keine wesentlichen Fortschritte bei der europäischen Marktintegration bedingt, läge es durchaus in der Logik der EU-Sekundärrechtsentwicklung, die Möglichkeiten für regulatorische Eingriffe gegenüber ENTSOE/ENTSOG schrittweise auszubauen.

**Unterstützung beim Infrastrukturausbau.** Von größter Relevanz für das Projekt der europäischen Energiemarktintegration ist die Frage, wie Investitionsanreize für (grenzüberschreitende) Transportinfrastrukturen richtig gesetzt werden können, denn eine Ausbaupflicht seitens der Versorger existiert in liberalisierten Strom- und Gasmärkten nicht mehr.<sup>33</sup> Zentrales Instrument der EU ist bislang das Förderprogramm Transeuropäische Energienetze (TEN-E). Es sieht nicht nur vor, dass Vorhaben von europäischem Interesse finanziell gefördert werden. Vielmehr sollen in Einzelfällen auch Koordinatoren benannt werden können, die festgefahrene Infrastrukturprojekte höchster Priorität wieder in Gang bringen könnten. Die finanziel-

len Mittel fallen im TEN-E-Programm bislang jedoch äußerst bescheiden aus,<sup>34</sup> wodurch in diesem Rahmen fast ausschließlich Machbarkeitsstudien, aber kaum Baukosten bezuschusst werden. Die Kommission hat in ihrem TEN-E-Grünbuch vom November 2008 vorgeschlagen, das Programm künftig deutlich aufzuwerten und zu einem »EU-Instrument für Energieversorgungssicherheit und -infrastruktur« auszubauen.<sup>35</sup> Dies wird im Grundsatz nicht nur vom Parlament unterstützt. Auch der Europäische Rat forderte die Kommission beim Frühjahrsgipfel 2009 ausdrücklich dazu auf, im Laufe des Jahres 2010 einen entsprechenden Vorschlag vorzulegen.

Es ist damit zu rechnen, dass in Zukunft wesentlich mehr EU-Mittel für die Förderung grenzüberschreitend relevanter Energieinfrastrukturen aufgewendet und die Zuschüsse gleichzeitig auf eine deutlich geringere Zahl vorrangiger Projekte konzentriert werden. Nur so können die Mittel eine signifikante Steuerungswirkung entfalten. Dass dies jedoch nicht zwingend zu einer Förderung der energiepolitisch sinnvollsten Projekte führen muss, zeigen die Verhandlungen über einen Verordnungsvorschlag, den die Kommission im Januar 2009 vorlegte.<sup>36</sup> Er verknüpfte das Ziel des Energieinfrastrukturausbaus mit dem der Konjunkturbelebung und sah vor, zu diesem Zweck 3,5 Milliarden Euro zu verwenden, die im Rahmen des EU-Haushalts 2008 nicht abgerufen worden waren. Dies stieß nicht nur auf den prinzipiellen Widerstand der Nettozahler, an die die Mittel eigentlich hätten zurückfließen müssen. Eine große Anzahl von Mitgliedstaaten stellte auch die Liste der von der Kommission vorgeschlagenen Projekte in Frage. Diese wurde daraufhin von Rat und Europäischem Rat revidiert, und zwar bei Erhöhung der Gesamtsumme auf 4 Milliarden Euro.<sup>37</sup> Im Mittelpunkt der mitgliedstaatlichen Kritik an der Infrastrukturliste standen jedoch keineswegs unzureichende Effekte für die Entwicklung des Energiebinnenmarkts oder der europäischen Versorgungs-

<sup>32</sup> Vgl. Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 sowie die Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

<sup>33</sup> Vgl. Tooraj Jamasb/Michael Pollitt, »Security of Supply and Regulation of Energy Networks«, in: *Energy Policy*, 36 (2008), S. 4584–4589.

<sup>34</sup> Im Zeitraum 2002–2006 umfasst das Budget lediglich 107 Millionen Euro, auch im laufenden Finanzrahmen (2007–2013) sind lediglich ca. 22 Millionen Euro pro Jahr vorgesehen.

<sup>35</sup> Vgl. Europäische Kommission, *Grünbuch hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen europäischen Energienetz*, KOM(2008) 782.

<sup>36</sup> Vgl. KOM(2009) 35, 2009/0010 (COD).

<sup>37</sup> Vgl. Verordnung (EG) Nr. 663/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über ein Programm zur Konjunkturbelebung durch eine finanzielle Unterstützung der Gemeinschaft zugunsten von Vorhaben im Energiebereich.

sicherheit. Vielmehr dominierte der verteilungspolitisch motivierte Vorwurf der »regionalen Unausgewogenheit«. Daneben gab es eine grundsätzliche Skepsis, inwieweit staatliche Gelder zu diesem Zweck überhaupt eingesetzt werden sollten.<sup>38</sup> Die nun bereitgestellten Mittel müssen aufgrund der Verknüpfung mit dem Kriterium der Konjunkturwirksamkeit bis Ende 2010 in Anspruch genommen werden. Es ist jedoch fraglich, ob dies bei allen ausgewählten Infrastrukturprojekten binnen dieses relativ kurzen Zeitraums gelingen kann.

**Wettbewerbsrechtliches Exekutivhandeln.** Politische Initiativen zur Fortentwicklung des Energiebinnenmarkts sind nicht auf groß angelegte Gesetzgebungsprojekte beschränkt. Sie nehmen auch im alltäglichen Exekutivhandeln der Kommission Gestalt an, insbesondere im Rahmen des Wettbewerbsrechts. In den Verfahren der Fusions- sowie der nachträglichen Missbrauchskontrolle setzt die Kommission immer wieder Auflagen durch, die für die Europäisierung der Strom- und Gasmärkte von großer Bedeutung sind. Bekanntestes Beispiel sind die Vorgaben der EU-Kommission im Rahmen eines Marktmissbrauchsverfahrens gegen E.ON. Dieses wurde im Jahr 2008 eingestellt, nachdem sich E.ON mit der Kommission darauf geeinigt hatte, nicht nur sein Übertragungsnetz zu veräußern, sondern auch 20 Prozent seiner deutschen Stromerzeugungskapazitäten.<sup>39</sup> Alle Transaktionen müssen jedoch von der Kommission bewilligt werden, wobei diese insbesondere darauf achtet, dass nicht erneut marktbeherrschende Positionen entstehen. Dadurch sind kleinere Energieanbieter aus dem Inland sowie ausländische Energieversorger beim Erwerb der abzugebenden Kapazitäten im Vorteil.<sup>40</sup> Die zweite

Option ist aus Sicht der abgebenden Unternehmen und der Kommission auch aus anderen Gründen attraktiv: Sie eröffnet häufig die Möglichkeit des Tausches von Kraftwerkskapazitäten und bringt damit auf beiden Seiten neue Wettbewerber in Märkte mit bislang meist hoher Anbieterkonzentration. Die Pflicht zur Veräußerung von Kapazitäten fördert also nicht nur den Wettbewerb auf den nationalen Energiemärkten, in vielen Fällen trägt sie auch zu einer »Europäisierung« der beteiligten Unternehmen bei.<sup>41</sup>

Strom- und Gasversorger, die sich durch Kapazität-zukäufe oder Fusionen schrittweise von nationalen zu europäischen Marktakteuren entwickeln, haben ein wesentlich stärkeres Eigeninteresse an einem funktionierenden regionalen oder europäischen Energiebinnenmarkt. Sie unterscheiden sich damit stark von jenen, deren Tätigkeitsfeld nach wie vor auf einen Mitgliedstaat beschränkt bleibt. Besitzen Energieversorger Anlagen in mehreren (benachbarten) Mitgliedstaaten, gewinnt die Frage der grenzüberschreitenden Optimierung ihres Kraftwerksparks oder ihrer Speicherkapazitäten deutlich an Relevanz. Und umso wichtiger wird auch die Frage des Ausbaus der Interkonnectoren sowie der Harmonisierung von Netzkodizes und Marktregeln.

Die sich bereits vollziehende Europäisierung der großen Energieunternehmen sowie das zu erwartende Anwachsen der grenzüberschreitenden Strom- und Gasflüsse werden auch die Chancen dafür verbessern, die energiepolitischen Perspektiven der Mitgliedstaaten allmählich zu europäisieren. Ein Hindernis für eine solche Perspektivenverschiebung auf Seiten der nationalen Regierungen ist ein tradiertes Verständnis von Energiepolitik, das selbst (teil)privatisierte Energiekonzerne als »nationale Champions« begreift und deren Förderung als Ausdruck des »nationalen Interesses« missversteht. Die zentrale Barriere liegt jedoch in der primären Verantwortung der Mitgliedstaaten für Fragen der Versorgungssicherheit. Ein großer Teil des Strebens nach »nationaler Souveränität« in der Energieversorgung ist auf diese Aufgabenverteilung zurückzuführen. Eine Europäisierung der Energiepolitiken setzt deshalb nicht nur die Existenz eines funktionierenden EU-Energiebinnenmarkts voraus. Sie muss auch durch die Etablierung europäischer Solidaritätsmechanismen ergänzt werden.

<sup>38</sup> Vgl. »EU's List of Energy Projects Blown Off Course Yet Again«, in: *European Voice*, 26.2.2009.

<sup>39</sup> RWE folgte nur wenige Monate später dem Beispiel von E.ON und handelte mit der Kommission zur Abwendung einer Kartellstrafe den Verkauf seines Gasfernleitungsnetzes aus. Dass die Kommission im Rahmen ihrer Exekutivfähigkeit im Einzelfall weitreichende Entflechtungsmodelle durchsetzt, die in den gleichzeitig laufenden Gesetzgebungsverfahren keine Mehrheiten finden, kann allerdings in rechtssystematischer Hinsicht kritisiert werden. Entsprechende Verfahren betreffen selbstverständlich nicht nur deutsche Unternehmen, sondern zum Beispiel auch italienische und französische. Vgl. etwa Europäische Kommission, *Kartellrecht – Kommission akzeptiert Verpflichtungsangebote von GDF Suez zur Stimulierung des Wettbewerbs auf dem französischen Gasmarkt*, IP/09/1872.

<sup>40</sup> Vgl. Europäische Kommission, *Kartellrecht – Kommission öffnet deutschen Strommarkt für den Wettbewerb*, IP/08/1774; »Eon

darf Verkauf des deutschen Stromnetzes starten«, in: *Handelsblatt*, 27.11.2008.

<sup>41</sup> Vgl. »Eon und EdF verhandeln über Kapazitätstausch«, in: *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 22.9.2009.



## Energiesolidarität im Binnenmarkt

Die Debatte über die Notwendigkeit von »Energiesolidarität« flammt in der Europäischen Union immer dann auf, wenn es zu kurz- bis mittelfristigen Unterbrechungen der Lieferung importierter Energieträger kommt. Dies war zum Beispiel der Fall nach dem Stopp russischer Öllieferungen an die litauische Raffinerie Mažeikių Nafta seit Juli 2006 und infolge der wiederholten Gaskonflikte zwischen Russland und der Ukraine (2006, 2009). Im Grundsatz sind sich alle EU-Organe einig, dass dem Prinzip der Energiesolidarität künftig größeres Gewicht zukommen sollte. Umstritten sind jedoch die Details seiner praktischen Ausgestaltung, nicht zuletzt weil dabei die spezifischen Eigenschaften verschiedener Energieträger berücksichtigt werden müssen.

### Das Prinzip der Energiesolidarität

Bei den Verhandlungen zum Vertrag von Lissabon einigten sich die Mitgliedstaaten – vor allem auf Betreiben Polens und Litauens – darauf, das Prinzip der Energiesolidarität neu in das EU-Primärrecht aufzunehmen. Dies verweist zunächst nur auf den hohen symbolischen Wert des Begriffs. Der EU werden mit diesem Schritt keinerlei zusätzliche Kompetenzen zugeordnet. Erstmals wird nun der Anspruch auf gemeinschaftliche Unterstützung im Falle kurzfristiger Versorgungsstörungen explizit erwähnt. Energie wurde aber von der Europäischen Union auch zuvor schon als »öffentliches Gut« betrachtet. Für dessen kontinuierliche Bereitstellung sorgen im Normalfall zwar Energieunternehmen, in letzter Konsequenz ist die Versorgungssicherheit jedoch vom Staat zu gewährleisten. Die Energieversorgung wird von der EU dementsprechend als »Dienstleistung von allgemeinem Interesse« verstanden,<sup>42</sup> die nicht allein den schutzbedürftigen Privatkonsumenten im Blick hat, sondern auch das reibungslose Funktionieren des europäischen Binnenmarkts.

In der beginnenden öffentlichen Debatte über die Notwendigkeit europäischer Energiesolidarität wird häufig übersehen, dass der Aufbau entsprechender Mechanismen den Markt nicht ersetzen, sondern

lediglich ergänzen soll. Ein vollständiger funktionierender Energiebinnenmarkt hätte zunächst einmal zur Folge, dass geographisch und zeitlich begrenzte Versorgungsunterbrechungen in der Regel durch Lieferungen aus anderen europäischen Regionen ausgeglichen würden. Ein solcher Ausgleich geschähe nicht aufgrund von Solidaritätsverpflichtungen, sondern auf Basis der kommerziellen Interessen derjenigen Marktteilnehmer, die über kurzfristig mobilisierbare Reservekapazitäten verfügen.<sup>43</sup> Doch selbst in einem vollendeten Energiebinnenmarkt würde insofern ein Restrisiko bestehen bleiben, als einzelne Mitgliedstaaten in Versorgungskrisen unzureichend abgesichert wären. So könnte die Reservehaltung in der gesamten EU-27 zu gering ausfallen oder die Konsumenten in einem von Lieferausfällen betroffenen Mitgliedstaat sähen sich außerstande, die in Krisenzeiten geforderten Marktpreise zu zahlen. Wenn die EU die Sicherheit der Energieversorgung als öffentliches Gut auffasst, kann sie sich nicht ausschließlich auf die Wirksamkeit von Marktmechanismen verlassen. Sie steht deshalb vor der Aufgabe, marktergänzende Solidaritätsmechanismen zu entwickeln. Die 27 Mitgliedstaaten müssen sich auf deren Anwendbarkeit im Krisenfall verlassen können.<sup>44</sup>

Das von den EU-Organen einhellig formulierte Ziel der Energiesolidarität wirft jedoch zahlreiche Fragen nach den Bedingungen und Möglichkeiten einer tragfähigen Umsetzung auf, sowohl in politisch-administrativer als auch in energiewirtschaftlicher Hinsicht. Um das Prinzip der Energiesolidarität realisieren zu können, sind zunächst eine Reihe von Mindestvoraussetzungen zu erfüllen:

- ▶ Es müssen Notreserven vorhanden sein, die sich im Krisenfall schnell mobilisieren lassen.
- ▶ Es muss logistisch möglich sein, diese Reserven im Krisenfall rasch umzuverteilen.
- ▶ Es müssen einklagbare europarechtliche Verpflichtungen zu grenzüberschreitenden Solidaritätslieferungen im Krisenfall existieren.

<sup>43</sup> Dies war ansatzweise bereits während der russisch-ukrainischen Gaskrise im Januar 2009 zu beobachten, als die mit gut gefüllten Gasspeichern ausgestatteten deutschen Energieversorger durchaus beachtliche Mengen an einige der betroffenen Länder in Mittel- und Südosteuropa lieferten. Dieses Vorgehen wurde in der Öffentlichkeitsarbeit der Unternehmen, der Bundesregierung und der EU-Kommission zwar als »Akt der europäischen Energiesolidarität« präsentiert, folgte jedoch vornehmlich einer kommerziellen Logik. Vgl. »Leere Gasspeicher bringen Gewinn«, in: *Handelsblatt*, 26.1.2009.

<sup>44</sup> Vgl. Claude Mandil, *Energy Security and the European Union – Proposals for the French Presidency*, Paris 2008, S. 8 ff.

<sup>42</sup> Vgl. Peter Becker, *Europäische Daseinsvorsorge. Die Politik der EU zwischen Wettbewerb und Gemeinwohlverpflichtung*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Mai 2005 (SWP-Studie 12/2005).

- ▶ Die Kriterien für die Ausrufung des Krisenfalls müssen vorab eindeutig definiert sein.

Schon bei der Implementierung dieser Mindestvoraussetzungen ist eine Reihe konfliktträchtiger Fragen zu klären, die auch das grundsätzliche Verhältnis von staatlicher und unternehmerischer Verantwortung bei der Gewährleistung von Energieversorgungssicherheit betreffen. In welcher Höhe wären Kosten für zusätzliche Reservekapazitäten und Infrastrukturen wirtschaftlich vertretbar und wer sollte sie letztlich tragen? Welches Maß an Eigenvorsorge muss den Mitgliedstaaten abverlangt werden, bevor sie die Unterstützung ihrer europäischen Partner in Anspruch nehmen können? Wie sehen die Kompensationsmechanismen bei Solidaritätslieferungen aus? Inwieweit wäre bei der Ausgestaltung von Solidaritätsmechanismen zwischen verschiedenen Energieträgern zu differenzieren?

Die EU-Kommission hat die Energiesolidaritätsdebatte mit der Vorlage ihrer 2. Begutachtung der Europäischen Energiestrategie im November 2008 vorstrukturiert, insbesondere mit dem Vorschlag eines »EU-Aktionsplans für Energieversorgungssicherheit und -solidarität«, der im Grundsatz auch vom Europäischen Rat gebilligt wurde.<sup>45</sup> Vorläufig offen bleibt jedoch die konkrete Form der Implementierung.

### Die praktische Umsetzung von Energiesolidarität

Im *Elektrizitätssektor* ist ein echter Solidaritätsmechanismus beim gegenwärtigen Stand der Technologie kaum sinnvoll umzusetzen. Die Stabilität von Elektrizitätsnetzen kann nur bei einem kontinuierlichen Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch gewährleistet werden, während es zugleich kaum möglich ist, Strom in großen Mengen und über längere Zeiträume zu speichern. Solange die EU darauf verzichtet, Elektrizität in einem größeren Umfang zu importieren, kann sich eine Versorgungssicherheitspolitik im Stromsektor, die über den Prozess der Binnenmarktintegration hinausgeht, im Wesentlichen auf zwei Schritte beschränken: zum einen den Aufbau ausreichender eigener Produktionskapazitäten und zum zweiten

technische Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität.<sup>46</sup>

Gemeinschaftliche Vorgaben zur Mindestbevorratung eines Energieträgers existieren bislang einzig im *Ölsektor*. Die 2009 zum wiederholten Male novellierte Richtlinie zur Ölbevorratung verpflichtet die Mitgliedstaaten darauf, zwischen 16 und 25 Prozent ihres durchschnittlichen Jahresverbrauchs zum Zwecke der Krisenvorsorge vorzuhalten. Es ist allerdings missverständlich, wenn die EU-Organe die Vorgaben zur Ölbevorratung unisono als Ausdruck europäischer Energiesolidarität deklarieren. Denn anders als bei dem Bevorratungs- und Krisenreaktionsmechanismus der Internationalen Energieagentur (IEA)<sup>47</sup> – der für 19 EU-Mitgliedstaaten parallel zur Anwendung kommt – sehen die EU-Ölbevorratungsrichtlinien für die Mitgliedstaaten seit jeher keinerlei Verpflichtungen vor, die eigenen Vorräte im Krisenfall mit ihren Partnern zu teilen.<sup>48</sup> Auch die jüngste Novelle<sup>49</sup> der EU-Ölbevorratungsrichtlinie dient in erster Linie der Gewährleistung der Eigenvorsorge der Mitgliedstaaten, die Gemeinschaft verfügt im Krisenfall über keine wirksamen Handlungsbefugnisse. Zwar ist die Kommission befugt, beim Eintreten einer Ölversorgungskrise Maßnahmen zu deren solidarischer Bewältigung vorzuschlagen. Es verbliebe jedoch in der Kompetenz jedes einzelnen Mitgliedstaats, über die Verwendung seiner eigenen Vorräte zu entscheiden. Doch auch wenn – entgegen den vielfachen Beteuerungen von Kommission und Rat – ein europäischer Solidaritätsmechanismus für Rohöl und Raffinerieprodukte faktisch nicht existiert, so ist dessen Einführung auch gar nicht vordringlich. Anders als die primär netzgebundenen Energiemärkte für Elektrizität und Gas ist der Ölsektor auf europäischer wie auch auf globaler Ebene hochgradig integriert, nicht zuletzt aufgrund der

<sup>46</sup> Diese Maßnahmenbereiche stehen auch im Zentrum der Richtlinie zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung (2005/89/EG).

<sup>47</sup> Eine Mitgliedschaft in der von 28 Staaten getragenen IEA setzt eine Mitgliedschaft in der OECD voraus. Als vorerst letzter EU-Mitgliedstaat wurde Ende 2008 Polen in die IEA aufgenommen. Mitgliedstaaten der EU, aber nicht der IEA sind Estland, Litauen, Lettland, Slowenien, Bulgarien, Rumänien, Malta und Zypern.

<sup>48</sup> Für einen Vergleich der beiden Systeme siehe Sanam S. Haghighi, *Energy Security. The External Legal Relations of the European Union with Major Oil and Gas Supplying Countries*, Oxford/Portland 2007, S. 128ff.

<sup>49</sup> Vgl. Richtlinie 2009/119/EG des Rates vom 14. September 2009 zur Verpflichtung der Mitgliedstaaten, Mindestvorräte an Erdöl und/oder Erdölzerzeugnissen zu halten.

<sup>45</sup> KOM(2008) 781; für eine Analyse des *2nd Strategic Energy Review* vgl. Oliver Geden, *Mehr Pragmatismus, weniger Geopolitik. Effiziente Ansätze für die Energieversorgungssicherheit der EU*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, November 2008 (SWP-Aktuell 83/2008).

vergleichsweise flexiblen Transportsysteme. Ein mehr als kurzfristiger physischer Ausfall der Ölversorgung ist in Europa sehr unwahrscheinlich, zumal Ersatzmengen in der Regel problemlos auf den Spot-Märkten geordert werden können.<sup>50</sup>

Am dringendsten stellt sich die Frage nach einem funktionierenden europäischen Solidaritätsmechanismus im *Erdgassektor*. Bei diesem Energieträger ist nicht nur der innereuropäische Markt vergleichsweise hoch fragmentiert, auch die nationalen Souveränitätsvorbehalte sind aufgrund der steigenden Importanteile gravierend. Der russisch-ukrainische Gas-konflikt 2009 hat jedoch gezeigt, dass die EU selbst für einen lediglich zweiwöchigen Ausfall ihrer wichtigsten Importroute nur unzureichend gewappnet ist. Innerhalb der EU-27 war zwar zu jedem Zeitpunkt der Krise eine ausreichende Menge an Gas vorhanden. Das im Westen Europas überschüssige Gas konnte jedoch nicht oder nur mit großer Verzögerung in die besonders betroffenen Mitgliedstaaten transportiert werden.<sup>51</sup> In vielen europäischen Regionen mangelt es nicht nur an Gasspeichern, sondern auch an zwischenstaatlichen Verbindungsleitungen sowie an tragfähigen Krisenplänen. Die bislang umfangreichste Unterbrechung der Gasimporte in der Geschichte der EU hat einem von der Kommission bereits wenige Monate zuvor eingeleiteten Prozess erheblichen Auftrieb verschafft: der Revision der Richtlinie 2004/67/EG zur Gewährleistung einer sicheren Gasversorgung. Deren Verbesserung zählt fraglos zu den wichtigsten energiepolitischen Projekten der kommenden Jahre.

Die noch immer geltenden Rechtsvorschriften, die vom Rat nur wenige Tage vor dem Vollzug der ersten Runde der EU-Osterweiterung und ohne Mitentscheidung des Parlaments verabschiedet wurden, sind rela-

tiv schwach ausgeprägt. Die Richtlinie legt weder die Höhe von Notfallreserven fest noch definiert sie einen grenzüberschreitenden Krisenreaktionsmechanismus. Den Mitgliedstaaten werden keinerlei Solidarverpflichtungen auferlegt. Die Empfehlungen der von der Kommission im Krisenfall einzuberufenden »Koordinierungsgruppe Erdgas« sind für die Mitgliedstaaten nicht bindend. Mit dem im Juli 2009 vorgelegten Proposal für eine Verordnung zur Erhöhung der Gasversorgungssicherheit unterbreitet die Kommission deshalb eine Reihe umfassenderer Vorschläge, insbesondere zur Schaffung ausreichender Reservekapazitäten und funktionierender Krisenreaktionsmechanismen.<sup>52</sup>

Die Speicherung von Gas ist aufgrund seiner stofflichen Eigenschaften um ein Vielfaches teurer als jene von Öl. Daher ist es schon aus Kostengründen nicht sinnvoll, eine – auf den ersten Blick naheliegende – Vorratshaltung von 90 Verbrauchstagen einzuführen. Erschwerend kommt hinzu, dass der Bau von Unterspeichern an die Erfüllung spezifischer geologischer Voraussetzungen gekoppelt ist, die in den EU-Mitgliedstaaten aber nicht gleichermaßen gegeben sind.<sup>53</sup> Da der Gebrauch von Erdgas in einigen Anwendungsbereichen jedoch kurzfristig substituiert werden kann – in der Produktion von Strom und industrieller Prozesswärme etwa durch den alternativen Einsatz von Kohle oder Öl –, ist es zugleich nicht zwingend, eine Notfallreserve allein auf Vorratshaltung zu gründen. Möglich ist auch die in der Energiewirtschaft fest etablierte Option »unterbrechbarer Verträge«. Für die Gewährung eines geringeren Gasbezugspreises nimmt der Abnehmer die Möglichkeit in Kauf, dass seine Belieferung bei Versorgungsschwierigkeiten eingeschränkt wird und er kurzfristig zum »fuel switch« genötigt wäre.

Die Kommission entwickelt in ihrem Verordnungsvorschlag eine neue Architektur der Risikoprävention. Diese schreibt den Mitgliedstaaten zwar ein einheitliches Vorsorgeniveau vor, überlässt ihnen aber die Entscheidung, welche Instrumente sie zu diesem Zweck einsetzen wollen. Selbst beim Ausfall der

<sup>50</sup> Für die besonderen Charakteristika des Ölsektors vgl. Enno Harks, *Der globale Ölmarkt. Herausforderungen und Handlungsoptionen für Deutschland*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Mai 2007 (SWP-Studie 11/2007), S. 10ff. In ihrer Versorgungssicherheit gefährdet sind allenfalls einzelne Raffinerien in Osteuropa, deren Logistik vollständig auf die – in den letzten Jahren nicht immer zuverlässige – Belieferung durch die russische Druschba-Pipeline ausgerichtet ist. Dieses Problem ist jedoch nicht durch Solidaritätsmechanismen, sondern nur durch eine Diversifizierung von Transportinfrastrukturen zu lösen. Vgl. European Commission, *Oil Infrastructures. An Assessment of the Existing and Planned Oil Infrastructures within and towards the EU*, SEC(2008) 2869.

<sup>51</sup> Vgl. Kirsten Westphal, *Russisches Erdgas, ukrainische Röhren, europäische Versorgungssicherheit. Lehren und Konsequenzen aus dem Gasstreit 2009*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Juli 2009 (SWP-Studie 18/2009), S. 20ff.

<sup>52</sup> Vgl. Europäische Kommission, Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG, KOM(2009) 363, 2009/0108 (COD).

<sup>53</sup> Zudem ist bereits absehbar, dass die zukünftig in verstärktem Umfang geplante Speicherung von Kohlendioxid aus Kraftwerksprozessen um ähnliche geologische Formationen konkurrieren wird wie die Erdgasspeicherung.

wichtigsten Gasinfrastruktur mitten im Winter (*n-1*-Regel) soll es in jedem Mitgliedstaat möglich sein, Privathaushalte und andere »geschützte Verbraucher« wie Schulen und Krankenhäuser noch 60 Tage lang zu versorgen. Auf Basis von regelmäßig abzugebenden Risikoabschätzungen würde jeder Mitgliedstaat darlegen müssen, wie er seine Vorsorgeverpflichtungen zu erfüllen gedenkt. Nationale Regierungen, die das geforderte Vorsorgeniveau nicht erreichen, können auf eher unspektakuläre Maßnahmen setzen, wie den Ausbau von Gasspeichern, das Schließen von Lücken im Pipelinenetz und unterbrechbare Verträge mit Großverbrauchern. Oder aber sie treiben den Bau neuer Terminals zur Gasverflüssigung (LNG) und von Importpipelines voran. Zudem besteht die Möglichkeit, den Gasbedarf selbst zu beeinflussen, und zwar durch anspruchsvolle Effizienzprogramme oder den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energieträger, insbesondere Biogas.<sup>54</sup>

Die Kommission sieht das von ihr vorgeschlagene Modell weniger als Instrument der akuten Krisenreaktion, sondern vor allem als Beitrag zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit des Gasbinnenmarkts. Insofern soll auch die bereits etablierte Verantwortungshierarchie nicht angetastet werden. In Fragen der Gasversorgungssicherheit sind zunächst die Unternehmen gefordert, dann die Mitgliedstaaten und erst zuletzt die Gemeinschaft. Angesichts der bestehenden Tendenz zur regionalen Integration mitgliedstaatlicher Energiemärkte dürfte zukünftig noch eine weitere Zwischenstufe etabliert werden: die der regionalen Versorgungssicherheitskooperation. Indes sieht der Kommissionsentwurf keine europarechtlich einklagbare Verpflichtung vor, beim Eintreten eines vorab definierten Krisenfalls grenzüberschreitende Unterstützungsleistungen zu tätigen. Die meisten der EU-15-Staaten, vor allem solche, die wie Deutschland, Österreich oder Italien bereits jetzt über große Gasspeicherkapazitäten verfügen, lehnen ein solches System strikt ab. Die Kernelemente der neuen Verordnung würden dementsprechend zwar große Fortschritte bei der Gasmarktintegration und der Versorgungssicherheit mit sich bringen, jedoch wird man in diesem Zusammenhang nicht ernstlich von einem System der *Energiesolidarität* sprechen können.<sup>55</sup>

<sup>54</sup> Vgl. Oliver Geden, *Effektive Gaskrisenvorsorge in Europa. Wegweisende Kommissionsvorschläge für eine neue Architektur der Risikoabsicherung*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, August 2009 (SWP-Aktuell 50/2009).

<sup>55</sup> Die Verhandlungen über die Ausgestaltung der Verordnung werden voraussichtlich im Laufe des Jahres 2010 ab-

geschlossen werden. Der Hergang der Beratungen in Rat und Parlament lässt erwarten, dass der Kommissionsentwurf in vielen Punkten abgeschwächt werden wird. Vgl. zu den Beratungen etwa den vom Industriausschuss des Parlaments im März 2010 verabschiedeten Bericht A7-0112/2010.

## Energieaußenpolitik im gemeinsamen Markt

Ein funktionierender europäischer Energiebinnenmarkt wird bislang primär aus wettbewerbspolitischen Gründen angestrebt. Erfolge auf diesem Gebiet würden sich jedoch auch positiv auf eine gemeinsame EU-Energieaußenpolitik auswirken. Im Mittelpunkt dieser Politik steht die Sicherheit der Erdgasversorgung. Der ebenfalls leitungsgebundene Elektrizitätssektor ist bislang aufgrund der sehr geringen Nettoimporte aus Nicht-EU-Ländern nicht als prominenter Gegenstand der Energieaußenpolitik betrachtet worden.<sup>56</sup> Die Vollendung des europäischen Gasbinnenmarkts hätte zuallererst den Effekt, dass ein Teil der derzeit an die EU-Energieaußenpolitik gestellten Anforderungen obsolet werden würde. Ein integrierter und mit Mechanismen der Risikoversorge und Krisenreaktion versehener Energiemarkt würde die in einigen Mitgliedstaaten weit verbreitete Sorge minimieren, man könne durch seinen Hauptlieferanten aus politischen Gründen kurzfristig von der Gaszufuhr abgeschnitten werden. Eine solche Motivlage wird vor allem Russland bzw. Gazprom regelmäßig unterstellt. Doch ganz unabhängig davon, für wie wahrscheinlich man diese hält, wäre die Sorge vor politisch motivierten Lieferstopps in einem funktionierenden Gasbinnenmarkt unbegründet. Kein Mitgliedstaat wäre im Krisenfall auf sich allein gestellt, denn in einem integrierten Markt ließen sich sehr schnell Gaslieferungen aus anderen europäischen Regionen mobilisieren. Dies wissend, wäre es aus Sicht eines Lieferanten unsinnig, einen gezielten Vertragsbruch zu begehen. Schließlich bliebe ein solcher als politisches Mittel nicht nur wirkungslos, er würde auch zu einem Vertrauensverlust und zu finanziellen Einbußen führen.

Der Gefahr von Versorgungsengpässen sehen sich hauptsächlich solche Mitgliedstaaten ausgesetzt, die über keine nennenswerte Eigenproduktion und ledig-

lich einen einzigen Lieferanten verfügen. Ihr versucht man in der Regel durch eine stärkere Diversifizierung des Gasbezugs zu begegnen. Dies geschieht gegenwärtig bevorzugt durch Planungen zum Bau neuer Importpipelines – mit den entsprechenden energieaußenpolitischen Implikationen. Mit der Vollendung des europäischen Gasbinnenmarkts hingegen ließe sich für die einzelnen Mitgliedstaaten ein wesentlich größerer Diversifizierungseffekt erzielen, und das zu erheblich geringeren politischen Kosten. Afrikanisches Gas könnte dann bei Bedarf unkompliziert nach Osteuropa gelangen, russisches auf die Iberische Halbinsel, norwegisches nach Griechenland.

Mit einem funktionierenden Energiebinnenmarkt würde es der EU zudem wesentlich leichter fallen, das allgemein akzeptierte Grundprinzip der europäischen Energieaußenpolitik, das »Sprechen mit einer Stimme gegenüber Dritten«, auch zu praktizieren. Die energiepolitischen Interessen und Handlungsperspektiven der Mitgliedstaaten lägen in einem gemeinsamen Markt bedeutend näher beieinander, als dies gegenwärtig aufgrund der getrennten Teilmärkte der Fall ist. Zwar käme es nach einer Vollendung des Energiebinnenmarkts nicht zu einer völligen Angleichung der nationalen Energiemixe oder Importabhängigkeitsstrukturen. Für die energieaußenpolitischen Präferenzen der nationalen Regierungen wären die verbleibenden Unterschiede jedoch nur noch von untergeordneter Bedeutung.

Da ein gemeinsamer Gasbinnenmarkt einem großen Pool mit einer Vielzahl von Zuflüssen ähneln würde, wäre der derzeit größte Streitpunkt der europäischen Energieaußenpolitik obsolet: der Verlauf großer Importinfrastrukturen. So wäre es beispielsweise in versorgungssicherheitspolitischer Hinsicht für Polen und die baltischen Staaten nicht mehr ausschlaggebend, dass die Ostsee-Gaspipeline Nord Stream Russland und Deutschland direkt miteinander verbinden wird und die Südanrainer der Ostsee faktisch umgeht. Denn käme es in diesen EU-Ländern tatsächlich einmal zu den immer wieder befürchteten Versorgungsunterbrechungen, könnten diese Staaten in einem gemeinsamen Markt binnen kürzester Zeit auch von europäischen Gashändlern

<sup>56</sup> Dies wird sich im Zuge der Projektierung großräumiger Solarstromprojekte in Nordafrika zu ändern beginnen. Wenn die Binnenmarktintegration bei Strom und Gas in den nächsten Jahren jeweils mit der gleichen Geschwindigkeit voranschreitet, ist zu erwarten, dass die EU-Mitgliedstaaten bei künftigen Solarstromlieferbeziehungen sehr viel leichter zu einer gemeinsamen Haltung gegenüber Dritten finden werden, als dies derzeit bei Gasimporten der Fall ist.

mitversorgt werden.<sup>57</sup> Auch die Standorte von LNG-Terminals wären in einem Gasbinnenmarkt nicht länger eine Frage der energiepolitischen Souveränität der einzelnen Mitgliedstaaten. Deutschland oder Polen benötigen nicht zwingend einen »eigenen« LNG-Terminal, wenn ausreichende Verbindungskapazitäten zu entsprechenden Anlagen in Nachbarländern bestehen, die ohnehin mitunter nur sehr schwach ausgelastet sind.<sup>58</sup>

Die Energieunternehmen würden aber auch in einem vollendeten Gasbinnenmarkt nach wie vor miteinander konkurrieren und beim Gasimport selbstverständlich versuchen, für sich die günstigsten Konditionen zu erreichen. Die europäische Versorgungssicherheit wird deshalb auch in Zukunft auf bilateralen vertraglichen Vereinbarungen basieren. Doch anders als bislang würde dies nicht zu politischen Spannungen innerhalb der EU führen, da solche Vereinbarungen nicht mehr den Verdacht auf sich ziehen könnten, ein Mitgliedstaat betreibe Energieaußenpolitik auf Kosten seiner europäischen Partner. Sobald der EU-Gasbinnenmarkt so funktioniert, dass grundsätzlich alle Konsumenten gleichermaßen Zugang zu dem in Europa zirkulierenden Gas haben, wird der politische Streitwert einzelner Importkontrakte und Pipelineprojekte stark abnehmen.

Anders als es die häufig verwendete Metapher von den 500 Millionen Kunden suggeriert, die ein einiges Europa in die Waagschale werfen könne, wird auch eine noch so effektive EU-Energieaußenpolitik kaum einen Einfluss auf den Abschluss und die Ausgestaltung konkreter Lieferverträge haben, eben weil die Unternehmen jeweils nur einen Bruchteil des europäischen Endkundenmarkts hinter sich versammeln.<sup>59</sup> Eine »gebündelte Verhandlungsmacht« der

europäischen Gasimportunternehmen wäre nur dann realisierbar, wenn sich die Unternehmen zu Einkaufskonsortien zusammenschlossen – was aber dem wettbewerbsorientierten Grundgedanken der europäischen Binnenmarktpolitik diametral entgegensteht.

Eine gemeinsame EU-Energieaußenpolitik wird ihren Mehrwert primär in der politischen Sphäre beweisen müssen. Dazu gehört die Herstellung und Gewährleistung verlässlicher rechtlicher Rahmenbedingungen in den außenwirtschaftspolitischen Beziehungen zu Drittstaaten oder die diplomatische Unterstützung von Infrastrukturvorhaben in europäischem Interesse, insbesondere wenn – wie bei der Nabucco-Pipeline – vertrauensvolle Energieaußenbeziehungen zu Liefer- und Transitstaaten neu aufgebaut werden müssen.

<sup>57</sup> In einem um Elemente der Krisenvorsorge oder gar Solidaritätsverpflichtungen ergänzten Binnenmarkt wäre es der Bundesregierung sehr viel leichter gefallen, dem Konflikt um die Ostseepipeline seine – in einer segregierten Marktstruktur vollkommen legitime – versorgungssicherheitspolitische Komponente zu nehmen und verstärkt die monetären (Transitgebühren) oder ideologischen (Haltung zu Russland) Aspekte der polnischen bzw. baltischen Haltung zu thematisieren. Vgl. auch Kai-Olaf Lang, *Polens Energiepolitik. Interessen und Konfliktpotentiale in der EU und im Verhältnis zu Deutschland*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Juni 2007 (SWP-Studie 13/07).

<sup>58</sup> Vgl. Aad Correnjé/Dick de Jong/Jacques de Jong, *Crossing Borders in European Gas Networks: The Missing Links*, Den Haag: CIEP, September 2009 (Clingendael Energy Paper 2009/2), S. 17ff.

<sup>59</sup> Die Metapher von der Bündelung von »500 Millionen Kunden« auf Seiten der EU ist schon deshalb irreführend,

weil Gasexporteure wie Gazprom selbst im lukrativen europäischen Endkundensektor tätig sind, in Deutschland etwa über das gemeinsam mit der BASF-Tochter Wintershall betriebene Unternehmen WINGAS.

## Prioritäten und Handlungsoptionen

Die Europäisierung der Energiewirtschaft und vor allem der Energiepolitik kam seit Mitte der 1990er Jahre nur sehr langsam voran. Die Implementierung der seit 2008 verabschiedeten europäischen Rechtsakte dürfte diesen Prozess jedoch deutlich beschleunigen. Je stärker die Integration eines – möglicherweise um Solidaritätsmechanismen ergänzten – Energiebinnenmarkts voranschreitet, desto schneller werden sich die Handlungsmuster der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Akteure europäisieren. In einem gemeinsamen Markt mit harmonisierten regulatorischen Rahmenbedingungen werden nationale Grenzen für Energieunternehmen kaum noch von Bedeutung sein. Die Mitgliedstaaten wiederum werden de facto nur noch über eingeschränkte Steuerungsmöglichkeiten verfügen.

Diese Entwicklung wird von einer schrittweisen Verlagerung der energiepolitischen Kompetenzen von der mitgliedstaatlichen auf die europäische Ebene begleitet sein, etwa bei der Marktregulierung, der Planung des Infrastrukturausbaus oder durch die primär klimapolitisch motivierten Vorgaben für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Dies muss nicht zwingend mit Änderungen im EU-Primärrecht einhergehen, zumal in diesem Politikfeld mit großen Empfindlichkeiten seitens der Mitgliedstaaten zu rechnen ist. Die Entwicklung seit 2007 hat jedoch gezeigt, dass die nationalen Regierungen auch jetzt schon bereit sind, wesentliche Einschränkungen ihrer vertraglich festgeschriebenen Souveränität bei der Gestaltung des Energiemix und der Versorgungsstrukturen zu akzeptieren. Hier ist beispielsweise der Wechsel von nationalen hin zu einer EU-weiten Obergrenze im Emissionshandel ab 2013 zu nennen oder die Verpflichtung auf eine signifikante Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger, die jeder Mitgliedstaat bis 2020 zu erfüllen hat.<sup>60</sup>

Die EU-Energiepolitik krankt bislang an zwei wesentlichen Defiziten. Zum einen verzichten die EU-Organe auf explizite Prioritätensetzungen, stecken sich also eine Vielzahl formal gleichberechtigter Poli-

tikziele und tendieren häufig dazu, das Wünschenswerte über das Machbare zu stellen. Zum anderen werden die drei großen energiepolitischen Herausforderungen – Energiebinnenmarkt, Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit – allenfalls auf konzeptioneller Ebene zusammengebracht. Zudem werden die drei Politikbereiche in der energiepolitischen Praxis der EU noch immer weitgehend getrennt voneinander bearbeitet. Beide Defizite wirken sich auch in der bislang bescheidenen Bilanz der EU-Energieaußenpolitik aus. Nicht nur sind die Hoffnungen zuweilen unrealistisch hoch, die in ein gemeinsames Auftreten gegenüber Produzenten- und Transitländern gesetzt werden. Es wird bisher auch kaum wahrgenommen, in welchem Ausmaß energieaußenpolitische Erfolgspotentiale von EU-internen Maßnahmen abhängen. Eine gemeinsame EU-Energieaußenpolitik ist derzeit nicht nur das zentrale Instrument, sondern auch der symbolische Leistungsausweis einer europäischen Versorgungssicherheitspolitik. Diese EU-Energieaußenpolitik wird sehr viel effektiver ausfallen können, wenn die notwendigen Voraussetzungen auf der Binnen(markt)-seite gegeben sind. Darüber hinaus können EU-interne Ansätze auch die gegenwärtig an die Energieaußenpolitik herangetragenen Erwartungen zum Teil gegenstandslos machen, etwa durch eine binnenmarktorientierte (und eventuell um solidarische Elemente ergänzte) Krisenvorsorge im Gassektor.

Die Versorgungssicherheit der EU wird jedoch nicht nur durch die hier ausführlich behandelten Schritte zur Schaffung eines funktionierenden Energiebinnenmarkts beeinflusst. Weitere Faktoren sind vor allem anderen die Gesamtmenge und Struktur des europäischen Energiebedarfs. Eine ambitionierte EU-Klimapolitik wird in den kommenden Dekaden starke Verschiebungen hervorrufen, etwa durch eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz, die Elektrifizierung des Transportsektors oder einen starken Ausbau des Anteils erneuerbarer Energieträger. Es lässt sich bislang erst in Ansätzen abschätzen, wie schnell und auf welche Weise die notwendige Transformation hin zu einer *low carbon economy* vollzogen werden wird und wie sich dies im Detail auf die Entwicklung des Strom- und Gasverbrauchs und die jeweils notwendigen Im-

<sup>60</sup> Vgl. Franzjosef Schafhausen, »Das Brüsseler Klimapaket – wichtige Wegmarke für die internationalen Verhandlungen«, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 59 (2009) 3, S. 34–41.

portmengen auswirken wird.<sup>61</sup> Sollten die Europäer in der zweiten Dekade des 21. Jahrhunderts beweisen können, dass sie den Weg der *Dekarbonisierung* im Energiesektor konsequent beschreiten, dürfte dies nicht nur ihre Verwundbarkeit bei fossilen Energieträgern mindern. Es würde sich auch positiv auf ihre Verhandlungsmacht gegenüber den entsprechenden Lieferländern auswirken.

Die europäische Versorgungssicherheitspolitik wird neben all diesen Faktoren aber auch die eigenen Handlungskapazitäten in den verschiedenen Teilfeldern im Auge behalten müssen. Kennzeichnend sollte dabei eine strikte Zielorientierung sein, nicht eine Ideologisierung einzelner Politikinstrumente. Eine strategiegeleitete Versorgungssicherheitspolitik sollte zuallererst danach fragen, welche Instrumente den EU-Organen gegenwärtig zur Verfügung stehen und wie die EU mittel- bis langfristig ihre Handlungskapazitäten erweitern kann. So wünschenswert eine effektive EU-Energieaußenpolitik auch sein mag – solange sie nicht zu realisieren ist, weil die Voraussetzungen auf der Binnen(markt)seite fehlen, kann die Antwort nicht im beständigen Einfordern eines einheitlichen europäischen Auftretens gegenüber Dritten bestehen. Der erste Schritt liegt darin, die notwendigen Bedingungen für eine effektive Energieaußenpolitik zu erfüllen. Dabei sollten auch solche Instrumente zum Einsatz kommen, die auf den ersten Blick in keinem direkten Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit oder der Außenpolitik zu stehen scheinen. Ein solcher Ansatz müsste sich konsequenterweise auch der in den vergangenen Jahren meist gemiedenen Frage stellen: Sollte das Projekt einer genuin europäischen Energieaußenpolitik in seiner Bedeutung nicht vorübergehend – also bis zur Schaffung seiner binnenmarktseitigen Voraussetzungen – stark herabgestuft werden? Dies wäre keineswegs gleichbedeutend mit einer Absage an große Pipelineprojekte, dem Entzug der politischen Unterstützung für europäische Gasimportunternehmen oder einem Verzicht der Einflussnahme auf Liefer- und Transitländer. Es hieße lediglich, *vorläufig* zu akzeptieren, dass das Feld der Energieaußenpolitik nach wie vor eine Domäne der Mitgliedstaaten ist und dass eine wirkungsvolle europäische Herangehensweise zwar anzustreben ist, aber

unter den derzeitigen Rahmenbedingungen noch keinen signifikanten Mehrwert zu erbringen vermag.

Um eine Stärkung ihrer Versorgungssicherheit zu erreichen, sollte sich die EU darauf konzentrieren, die Schaffung eines reibungslos funktionierenden Energiebinnenmarkts mit wesentlich mehr Nachdruck voranzutreiben als bisher. Bei der anstehenden Entscheidung über die Formulierung und Implementierung eines neuen, ab 2011 geltenden EU-Energieaktionsplans sind aus versorgungssicherheitspolitischer Sicht die drei folgenden Maßnahmenbereiche von entscheidender Bedeutung.

Mit der verstärkten *Förderung des Ausbaus der inner-europäischen Verbindungsleitungen* muss die EU dazu beitragen, die physisch-infrastrukturellen Voraussetzungen für einen gemeinsamen Strom- und Gasbinnenmarkt zu schaffen. Hier ist nicht nur eine deutliche Ausweitung der bereitgestellten Finanzmittel notwendig, sondern vor allem eine Verbesserung der grenzüberschreitenden Kooperation. Dabei wird die Infrastrukturpolitik der EU insbesondere auf eine Beschleunigung der Verfahren abzielen müssen. Kurzfristig sollte die EU dazu übergehen, für vorrangige grenzüberschreitende Projekte grundsätzlich von Beginn an europäische Koordinatoren zu nominieren. Diese sollten bereits zwischen den Interessengruppen vermitteln, bevor sich Verfahrensblockaden verfestigen können. Mittelfristig wird die EU nicht umhinkommen, eine Angleichung der nationalen Planungs- und Genehmigungsverfahren in Gang zu setzen.

Mit der *Harmonisierung der Netzkodizes und Marktregeln* muss die EU gewährleisten, dass die Förderung des innereuropäischen Ausbaus von Energieleitungen auch tatsächlich zur Etablierung grenzüberschreitender Strom- und Gasmärkte führt. Bestimmte Fragen besitzen eher technischen Charakter, wie jene der Angleichung von Bestimmungen für Netzanschluss, -transparenz und -sicherheit oder der Regeln für die Zuweisung knapper Leitungskapazitäten im grenzüberschreitenden Handel. Dabei wird die energiepolitische Relevanz dieser Themen häufig unterschätzt. Für den Fall, dass sich Unternehmen und Regulierer nicht zügig auf adäquate Regeln einigen können, sollte die Kommission gegenüber den Dachorganisationen der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOE, ENTSOG) sowie den nationalen Regulierungsbehörden deutlich machen: Sie wird von der Kompetenz zur Verabschiedung verbindlicher Leitlinien Gebrauch machen, die ihr im Rahmen des Dritten Binnenmarktpakets zugewiesen wurde.

<sup>61</sup> Vgl. etwa European Commission, *Europe's Energy Position* [wie Fn. 14], S. 47ff; International Energy Agency, *World Energy Outlook 2009*, Paris 2009, S. 334ff; ENTSOE, *European Ten Year Network Development Plan 2010–2019*, Brüssel 2009, S. 36ff.



Der dritte Maßnahmenbereich betrifft die *Etablierung effektiver Krisenreaktionsmechanismen*, vor allem beim Erdgas. In diesem Bereich wird vieles von der Ausgestaltung der Verordnung zur Gasversorgungssicherheit abhängen, die im Laufe des Jahres 2010 verabschiedet werden soll. Bereits jetzt zeichnet sich jedoch ab, dass es den – in Fragen der Versorgungssicherheit besonders sensiblen – mittelosteuropäischen Mitgliedstaaten nicht gelingen wird, ihren Vorstellungen von europäischer Energiesolidarität Geltung zu verschaffen. Um das damit einhergehende innereuropäische Konfliktpotential so gering wie möglich zu halten, sollte die Kommission die entsprechenden Staaten dazu ermutigen und dabei unterstützen, untereinander Verpflichtungsmechanismen zu etablieren, die über die europäischen Mindeststandards hinausgehen. Diese im Verordnungsentwurf angelegte Option in Anspruch zu nehmen, brächte einige der neuen Mitgliedstaaten in die – bislang nur selten eingenommene – Rolle von Integrationsvorreitern. Zudem würde ihnen dies auch die Verantwortung auferlegen, zu beweisen, dass die Umsetzung von Solidaritätsmechanismen in einer energiemarktkonformen Weise tatsächlich möglich ist.

## Abkürzungen

AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CCS	Carbon Capture and Storage
CEPS	Center for European Policy Studies (Brüssel)
CIEP	Clingendael International Energy Programme
ECFR	European Council on Foreign Relations (London)
EGV	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
ERREG	European Regulators' Group for Electricity and Gas
EU	Europäische Union
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
IEA	Internationale Energieagentur
ISO	Independent System Operator
ITO	Independent Transmission Operator
LNG	Liquefied Natural Gas
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation Erdölexportierender Staaten)
toe	tons of oil equivalent (Tonnen Rohöleinheiten)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
TEN-E	Trans-European Energy Networks (Transeuropäische Energienetze)

## Zur weiteren Lektüre

Heinz Kramer

### **Die Türkei als Energiedrehscheibe: Wunschtraum und Wirklichkeit**

SWP-Studie 9/2010, April 2010, 36 Seiten  
<[www.swp-berlin.org/common/get\\_document.php?asset\\_id=6997](http://www.swp-berlin.org/common/get_document.php?asset_id=6997)>

Isabelle Werenfels / Kirsten Westphal

### **Solarstrom aus Nordafrika:**

#### **Rahmenbedingungen und Perspektiven**

SWP-Studie 3/2010, Februar 2010, 40 Seiten  
<[www.swp-berlin.org/common/get\\_document.php?asset\\_id=6824](http://www.swp-berlin.org/common/get_document.php?asset_id=6824)>

Susanne Dröge / Oliver Geden / Kirsten Westphal

### **Internationale Energie- und Klimapolitik: Spielräume für Akzentsetzungen der Bundesregierung**

SWP-Aktuell 59/2009, November 2009, 8 Seiten  
<[www.swp-berlin.org/common/get\\_document.php?asset\\_id=6498](http://www.swp-berlin.org/common/get_document.php?asset_id=6498)>

Oliver Geden

### **Effektive Gaskrisenvorsorge in Europa.**

#### **Wegweisende Kommissionsvorschläge für eine neue Architektur der Risikoabsicherung**

SWP-Aktuell 50/2009, August 2009, 4 Seiten  
<[www.swp-berlin.org/common/get\\_document.php?asset\\_id=6249](http://www.swp-berlin.org/common/get_document.php?asset_id=6249)>

Kirsten Westphal

### **Russisches Erdgas, ukrainische Röhren, europäische Versorgungssicherheit.**

#### **Lehren und Konsequenzen aus dem Gasstreit 2009**

SWP-Studie 18/2009, Juli 2009, 41 Seiten  
<[www.swp-berlin.org/common/get\\_document.php?asset\\_id=6144](http://www.swp-berlin.org/common/get_document.php?asset_id=6144)>