



Forschungsstelle Osteuropa Bremen
Arbeitspapiere und Materialien

Nr. 105 – Oktober 2009

**Die Erdgasversorgung der EU
unter besonderer Berücksichtigung der Ukraine als Transitland**

Von
Kateryna Malyhina

Forschungsstelle Osteuropa an der Universität Bremen
Klagenfurter Straße 3, D-28359 Bremen
phone +49 421 218-69601, fax +49 421 218-69607
<http://www.forschungsstelle.uni-bremen.de>

Arbeitspapiere und Materialien – Forschungsstelle Osteuropa, Bremen

Nr. 105: Kateryna Malyhina

Die Erdgasversorgung der EU unter besonderer Berücksichtigung der Ukraine als Transitland

Oktober 2009

ISSN: 1616-7384

Über die Autorin:

Kateryna Malyhina ist Doktorandin an der Forschungsstelle Osteuropa. Das Thema ihres Promotionsvorhabens lautet: »Die Ukraine als Energietransitland zwischen der EU und Russland: Rahmenbedingungen, Handlungsspielräume und energiepolitische Diskurse«. Das vorliegende Arbeitspapier basiert auf ihrer Masterarbeit, die an der Katholischen Universität Eichstätt-Ingolstadt verfasst wurde.

Sprachredaktion: Judith Janiszewski

Satz und Layout: Matthias Neumann

Umschlag nach einem Kunstwerk von Nicholas Bodde

Die Meinungen, die in den von der Forschungsstelle Osteuropa herausgegebenen Veröffentlichungen geäußert werden, geben ausschließlich die Auffassung der Autoren wieder.

Abdruck und sonstige publizistische Nutzung – auch auszugsweise – nur mit vorheriger Zustimmung der Forschungsstelle sowie mit Angabe des Verfassers und der Quelle gestattet.

© 2009 by Forschungsstelle Osteuropa, Bremen

Forschungsstelle Osteuropa

Publikationsreferat

Klagenfurter Str. 3

D-28359 Bremen – Germany

phone: +49 421 218-69601

fax: +49 421 218-69607

e-mail: publikationsreferat@osteuropa.uni-bremen.de

internet: <http://www.forschungsstelle.uni-bremen.de>

Inhalt

Verzeichnis der Abbildungen	4
Verzeichnis der Tabellen	4
Danksagung	5
1. Einleitung	7
1.1. Problemstellung und Zielsetzung	7
1.2. Aufbau der Arbeit	8
2. Analytischer Rahmen: Energiesicherheit	9
2.1. Das Konzept der Energiesicherheit	9
2.2. Entwicklung der EU-Energiepolitik: Versorgungssicherheitsaspekt.....	12
2.3. Die Regulierung von Transitfragen beim Erdgashandel	17
3. Die Rolle der Ukraine als Transitland in der Erdgasversorgung der EU	21
3.1. Erdgasbedarf der EU und Versorgungsoptionen	21
3.2. Die Bedeutung der Ukraine als Transitland für die EU-Erdgasversorgung	26
3.3. Potenzial und Möglichkeiten der Ukraine als Transitland	31
4. Stellenwert der Ukraine in der Energiepolitik der EU	34
4.1. Energieaußenpolitik und Energieaußenbeziehungen der EU	34
4.2. Die EU-Energiebeziehungen mit der Ukraine	37
5. Die Ukraine als Transitland: Die Probleme der Lieferzuverlässigkeit	41
5.1. Vergleichende Analyse der Gaskonflikte 2006 und 2009	41
5.2. Hauptprobleme beim Gastransit durch die Ukraine und die mögliche Rolle der EU bei der Problemlösung.....	45
6. Zusammenfassung	48
Anhang	50
Literaturverzeichnis.....	57
Aktuelle Publikationen der Forschungsstelle Osteuropa.....	67
Kostenlose E-Mail-Dienste der Forschungsstelle Osteuropa.....	69

Verzeichnis der Abbildungen

2.1:	Energiesicherheit als multidimensionales Konzept.....	10
3.1:	Energieträgermix der EU-27 im Jahre 2007.....	21
3.2:	Verbrauch und Produktion von Erdgas in der EU in den Jahren 1997–2007.....	22
3.3:	Erdgaslieferanten der EU und ihre Anteile im Jahre 2007.....	23
3.4:	Existierende und geplante Erdgaspipelinekapazitäten in der EU.....	24
3.5:	Transit russischen Gases durch die Ukraine in Jahren 1991–2008.....	31

Verzeichnis der Tabellen

2.1:	Ansätze zur Energieversorgungssicherheit in den verschiedenen Ländergruppen.....	11
3.1:	Erdgasprofil der EU-27 und ihre Position in der Welt, 2007.....	22
3.2:	Import von Flüssiggas und entsprechende Kapazitäten von LNG-Anlagen in der EU.....	25
3.3:	Existierende Pipeline-Infrastruktur für den Transport aus Russland in die EU und die Türkei.....	27
3.4:	Bedeutung der Ukraine als Gastransitland in den Jahren 1997–2007.....	27
3.5:	Charakteristika von Nord Stream, South Stream und Nabucco.....	28
3.6:	Länder mit den größten Erdgasspeicherkapazitäten.....	32
4.1:	Gemeinsame Regeln in einem sich entwickelnden Eurasischen Energiemarkt.....	37
Anhang 1:	Übersicht der EU-Energiepolitik: 2000–2008.....	50
Anhang 2:	Arten von Transittarif-Methoden.....	53
Anhang 3:	Erdgasprofile der EU-Mitgliedsstaaten im Jahre 2007.....	54
Anhang 4:	Geschätzter Gastransit in die EU im Vergleich zu inländischen Lieferungen im Jahre 2003.....	56

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich besonders bei Heiko Pleines bedanken, der mir sehr wertvolle Tipps und Hinweise zu meiner Masterarbeit gegeben und die Arbeit mit stets wertvoller Kritik begleitet und gefördert hat.

Meinen Eltern, Alexander Malyhin und Valentina Malyhina, die mich bei meiner wissenschaftlichen Arbeit immer wieder ermutigen und unterstützen, bin ich zu besonderem Dank verpflichtet.

Für das Korrekturlesen bedanke ich mich sehr bei Judith Janiszewski und für die technische Redaktion dieses Arbeitspapiers bei Matthias Neumann.

Ebenfalls bin ich den Teilnehmern des Graduiertenkolloquiums »Bodenschätze und Politik in der GUS« für konstruktive und anregende Diskussionen sehr dankbar. Namentlich sind das Gaukhar Abdigaliyeva, Inna Chuvyckina, Anja Franke, Jonas Grätz, Folkert Hardt, Andreas Heinrich, Julia Kusznir, Heiko Pleines und Sebastian Pritzkow.

Der Forschungsstelle Osteuropa bin ich für die Unterstützung und die Veröffentlichung dieser Arbeit sehr verbunden.

1. Einleitung

1.1. Problemstellung und Zielsetzung

Die Gaskrise des Jahres 2009 hat die Fragen der Versorgungssicherheit wieder stärker in den Fokus der EU-Energiepolitik mit dem Zieldreieck einer wirtschaftlichen, umweltverträglichen und sicheren Energieversorgung gerückt.

Erdgasversorgungssicherheit steht für eine ausreichende Verfügbarkeit von Erdgasmengen, die über die vorhandene Infrastruktur bis zum Endverbraucher transportiert werden müssen. Dies bedeutet, dass neben den Gaslieferanten, den Transitstaaten eine besondere Rolle hinsichtlich der Versorgungssicherheit zukommt. Sie ermöglichen erst die Wirtschaftsbeziehungen zwischen Hersteller und Abnehmer und sind meist als Anteilseigner an den Pipelines und als Empfänger von Transitgebühren direkt in die Handelsbeziehungen eingebunden.¹ Deswegen sind die Transitstaaten ein dritter Spieler auf dem Gasmarkt und können teilweise sogar die Rolle eines »Vetospielers« einnehmen.

Die Debatte um die Erdgasversorgungssicherheit ist in der EU größtenteils auf die Notwendigkeit konzentriert, die Gasimportabhängigkeit abzuschaffen bzw. abzumindern. Derzeit ist Russland der dominante Gaslieferer für die EU: Es liefert fast die Hälfte der europäischen Gaseinfuhren. Es soll aber nicht aus dem Blick geraten, dass die Ukraine dabei ein Transitmonopol besitzt. So strömen durch die Ukraine etwa 73 % der russischen Erdgaslieferungen nach Europa. Die Gründe dafür sind die geographische Lage der Ukraine sowie die leistungsstarke Pipeline-Infrastruktur, die noch zu Zeiten der UdSSR gebaut wurde und heute dem Staat gehört.

Deshalb ist die EU mit ihrer Doppelabhängigkeit – im Sinne von »transit and facility dependence«² im Energiebereich – für energiepolitische Streitigkeiten der Ukraine mit Russland sehr anfällig. Die EU ist schon zweimal in Geiselschaft des internen Disputes zwischen den beiden Ländern geraten – in den Jahren 2006 und 2009. Der Abschluss des langfristigen Erdgasvertrags zwischen Russland und der Ukraine im Jahre 2009 wird die Frage der Sicherstellung der Gaslieferungen nicht von der Tagesordnung streichen, weil das Risiko der Zahlungsunfähigkeit der Ukraine, und dementsprechend eines neuen »Gaskriegs«, bestehen bleibt.³

Das vorliegende Arbeitspapier geht der Frage nach, welche Rolle die Ukraine als Gastransitland in der Erdgasversorgung der EU spielt. Damit wird hier der Versuch unternommen, eine Lücke in der europäischen Debatte um die Gasversorgungssicherheit zu schließen, die vorwiegend von der Frage »Wer liefert das Gas nach Europa?« ausgeht und die Frage »Wie fließt das Gas nach Europa?« meist übersieht. Allerdings darf sich die Arbeit in der kritischen Analyse der Bedeutung der Ukraine als Transitland nicht erschöpfen. Die Versorgungssicherheit der EU ist durch die Lieferunzuverlässigkeit der Ukraine unsicher. Deswegen werden hier der europäische Ansatz zur Versorgungssicherheit sowie die Politik der EU gegenüber der Ukraine als Transitland analysiert. Letztere soll nach der positiven Analyse der Gaskonflikte zwischen Russland und der Ukraine und der Aufdeckung von deren Gründen im Ergebnis bewertet werden. Zusammenfassend geht es also darum, sowohl die unmittelbare Rolle der Ukraine in der Erdgasversorgung der EU zu bestimmen als auch die Frage zu beantworten, ob der EU-Versorgungssicherheitsansatz gegenüber der Ukraine als Transitland tatsächlich die Versorgungssicherheit der EU gewährleisten kann.

1 Goldthau/Geden (2007), S. 66.

2 Gasversorgungssicherheit wird von Jonathan Stern (2002) folgendermaßen definiert: »the threats of supply and price disruptions arising from risks associated with the sources of gas supplies, the transit of gas supplies and the facilities through which gas is delivered«. Für die Definition der Energiesicherheit siehe Kapitel 2.1.

3 Vgl. Malygina (2009), S. 7f; Grätz/Westphal (2009), S. 8; Pleines (2009), S. 4. Auf die russisch-ukrainischen Gaskonflikte wird in Kapitel 5 näher eingegangen.

1.2. Aufbau der Arbeit

Da die Analyse auf dem Konzept der Energiesicherheit basiert, wird das Versorgungssicherheitskonzept im ersten Teil vorgestellt. Hierbei sollen der Begriff Erdgasversorgungssicherheit bestimmt, energiepolitische Risiken und entsprechende Maßnahmen erläutert und Konzepte zur Energieversorgungssicherheit kurz dargestellt werden. Der erste Teil bietet auch einen Einblick in die neu entstehende Versorgungssicherheitspolitik der EU, die aber weitgehend durch die hier zu beschreibenden Kompetenzen der Gemeinschaft im Energiebereich geprägt wird. Gleichzeitig wird im ersten Teil auf die Regulierung von Transitfragen beim Erdgashandel eingegangen. An dieser Stelle werden der Energiechartavertrag als rechtlicher Rahmen für die Transitregulierung sowie die Transitregulierung im europäischen und postsowjetischen Raum beschrieben.

Der zweite Teil untersucht die Erdgasversorgung der EU und die Bedeutung der Ukraine als Gas transitland in mittelfristiger Perspektive. Bei der Analyse der EU-Erdgasversorgungslage müssen folgende Frage beantwortet werden:

- Welche Bedeutung hat Erdgas für die EU im Vergleich zu anderen Energieträgern?
- Wie stellt sich das Verhältnis von Angebot und Nachfrage dar? Welche Versorgungsoptionen gibt es?
- Wie groß ist die Abhängigkeit der EU von Erdgasimporten? Wie wird sie sich entwickeln?

Die Rolle der Ukraine wird einerseits durch die Diversifizierungsanstrengungen der EU und Russlands beeinflusst. Deshalb soll die Machbarkeit der geplanten Infrastrukturprojekte »Nord Stream«, »South Stream« und »Nabucco« bewertet werden. Andererseits bestimmen technische Voraussetzungen wie etwa die existierenden Infrastrukturkapazitäten der Ukraine die Gasmengen, die durch die Ukraine geleitet werden.

Der dritte Teil geht dann der Frage nach, welcher Stellenwert der Ukraine in der EU-Energiepolitik zukommt. Zunächst sind die Grundlagen der EU-Energieaußenpolitik und die Energiebeziehungen der EU mit Drittstaaten zu schildern. Im Anschluss daran wird die Energiepolitik der EU gegenüber der Ukraine dargestellt.

Ein weiteres Kapitel beschäftigt sich mit den Problemen der Lieferzuverlässigkeit der Ukraine als Transitland. Um diese bestimmen zu können, werden zunächst die beiden Gaskonflikte zwischen der Ukraine und Russland in den Jahren 2006 und 2009 analysiert und verglichen. Dabei soll aber auch die Möglichkeit eines neuen Gaskonflikts kritisch betrachtet werden. Es wird auch auf eine mögliche Rolle der EU bei der Problemlösung eingegangen.

Abschließend werden die wesentlichen Ergebnisse der Untersuchung zusammengefasst.

2. Analytischer Rahmen: Energiesicherheit

2.1. Das Konzept der Energiesicherheit

Im Allgemeinen wird unter Energiesicherheit »die Minimierung des Risikos von Energiekrisen mit den Mitteln der Politik« verstanden.¹ Im Folgenden wird versucht, zwischen den Begriffen Energiesicherheit und Erdgasversorgungssicherheit zu differenzieren. Danach werden die Risiken bzw. potentiellen Gefahren für die Energiesicherheit und die erforderlichen politische Maßnahmen zu ihrer Gewährleistung näher erläutert. Abschließend werden die Konzepte zur Energiesicherheit kurz dargestellt.

Zum Begriff der Erdgasversorgungssicherheit

Meist wird die Energiesicherheit mit der Energieversorgungssicherheit gleichgesetzt. Dementsprechend ist die Definition der Energiesicherheit bzw. der Energieversorgungssicherheit als »die ausreichende Verfügbarkeit energetischer Rohstoffe zu wettbewerbsfähigen Preisen«² sehr verbreitet. Diese Begriffsbestimmung beinhaltet zwar zwei wichtige Quellen der Unsicherheit – schwankende Preise und Knappheit der Energieressourcen – scheint aber für die Bestimmung der Erdgasversorgungssicherheit unzureichend. Zur Abgrenzung des Begriffs Erdgasversorgungssicherheit vom Begriff Energieversorgungssicherheit müssen die Besonderheiten des Erdgases als Energiequelle berücksichtigt werden. So ist Erdgas im Unterschied zu Öl noch weitgehend leitungsgebunden, was eine gegenseitige Abhängigkeit zwischen Abnehmer-, Hersteller- und Transitländern schafft. Aus diesem Grund wird die Erdgasversorgungssicherheit nach Jonathan Stern (2002) folgendermaßen präzisiert:

the threats of supply and price disruptions arising from risks associated with the sources of gas supplies, the transit of gas supplies and the facilities through which gas is delivered.³

Nach Stern sind die Gefahren der Lieferengpässe und Preisänderungen bei der Erdgasversorgung eine unmittelbare Folge von drei Abhängigkeiten – »source dependence«, »transit dependence« und »facility dependence« – die ihrerseits Resultat der Importabhängigkeit sind.⁴

Traditionell wird zwischen kurzfristigen und langfristigen Risiken der Energieversorgung unterschieden.⁵ Kurzfristig kann die Versorgungssicherheit durch Ereignisse mit negativen Effekten wie etwa politische Störungen, Unfälle oder extreme Wetterbedingungen gefährdet werden. Langfristig wird die Versorgungssicherheit durch solche Faktoren wie langjährige politische Unruhen, Ressourcenmangel oder unzureichende Investitionen in Produktionskapazitäten, Lieferinfrastruktur oder Speichereinrichtungen negativ beeinflusst. Ferner wird zwischen physischen bzw. technischen, ökonomischen, geopolitischen und ökologischen Risiken der Versorgungssicherheit differenziert.⁶

Energiepolitische Risiken und entsprechende Maßnahmen

Seit den 1990er Jahren lassen sich globale Entwicklungen beobachten, durch die das Risiko einer Energiekrise zugenommen hat. So haben die weltweit steigende Nachfrage, insbesondere durch den Nachfrageschub in den Schwellenländern, vor allem aber in China und Indien, die Energiemärkte

1 Dirmoser (2007), S. 5.

2 Vgl. Goldthau/Geden (2007), S. 60; UNDP (2000), S. 125; Yergin (2006), S. 70. Oft wird auch die umweltpolitische Dimension zu dieser Definition der Energiesicherheit hinzugefügt – Vgl. UNDP (2004), S. 42; COM (2000) 769 final, S. 2.

3 Stern (2002), S. 6.

4 Vgl. Stern (2002), S. 12.

5 Vgl. IEA (1995), S. 17; Egenhofer/Legge (2001), S. 4; Stern (2002), S. 6.

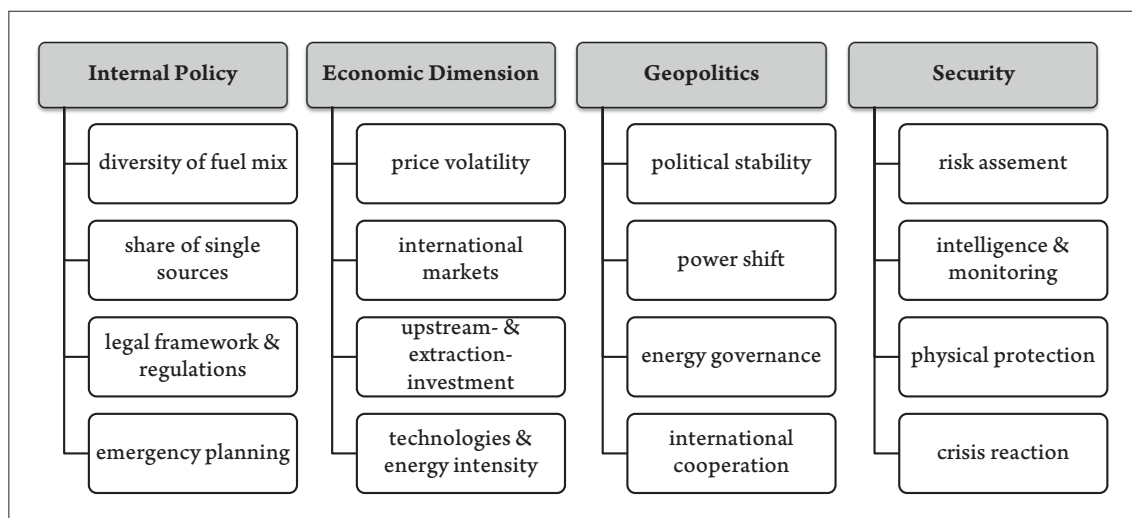
6 Vgl. COM (2000) 769 final, S. 76f. Siehe auch Checchi/Behrens/Egenhofer (2009), S. 3.

angespannt und zum Wettbewerb der Verbraucherländer um fossile Energieträger geführt.⁷ In der EU z. B. führten der immer weiter ansteigende Verbrauch und die rückläufige einheimische Produktion zu einer zunehmenden Importabhängigkeit.⁸ Der Importbedarf wird aber meist durch den Energiekauf aus einer kleinen Gruppe von Exportstaaten – der sog. »strategischen Ellipse«⁹ – befriedigt.¹⁰ Die instabile Situation in dieser Region erhöht das Risiko einer Energiekrise. So könnten Terroranschläge oder militärische Auseinandersetzungen Fördergebiete oder Versorgungsrouten beschädigen.¹¹ Auch Unterinvestition und eine zu langsame Ausweitung der Förderung bergen die Gefahr einer Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage, was zu einem Problem für die Energiemärkte werden kann.¹² Jedoch schränken die Produzentenstaaten die Verfügbarkeit von bzw. den freien Zugang zu ihren Energierohstoffen ein, was als Ressourcennationalismus bezeichnet wird.¹³

All diese Entwicklungen gehören zu den wichtigsten Argumenten in der gegenwärtigen Debatte um die Energieversorgungssicherheit. Zwar mögen einige Behauptungen noch strittig und umfassendere Untersuchungen nötig sein,¹⁴ die genannten Entwicklungen weisen jedoch deutlich auf eine Politisierung der Energielieferungen hin. So wird Energie nicht nur als Wirtschaftsgut, sondern auch als strategisches Gut wahrgenommen.¹⁵ Dies wird durch den Trend zahlreicher Energieaußenpolitiken bestätigt, die eine Reihe von politischen Maßnahmen zur Bewältigung der genannten Gefahren vorsehen.

Die erforderlichen Maßnahmen zur Gewährleistung der Energiesicherheit können nach Dimensionen zusammengefasst werden. So unterscheidet Baumann (2008) zwischen innenpolitischen, wirtschaftlichen, geopolitischen und sicherheitspolitischen Dimensionen der Energiesicherheit.¹⁶ Die entsprechenden Maßnahmen sind in Abbildung 2.1 dargestellt.

Abbildung 2.1: Energiesicherheit als multidimensionales Konzept



Quelle: Baumann, Florian (2009) »Energy and Politics. The Geopolitics of Energy Security«, S. 11.

7 Vgl. Dirmoser (2007), S. 7ff.

8 Diese Entwicklung wird ausführlich in Kapitel 3.1 beschrieben.

9 So wird der Raum von Nordrussland über Zentralasien und den kaspischen Raum bis zum Persischen Golf bezeichnet.

10 Vgl. Westphal (2006), S. 49.

11 Vgl. Geden/Goldthau/Noetzel (2007), S. 3.

12 Vgl. CIEP (2008), S. 5; Götz (2007b), S. 5.

13 Vgl. Geden/Goldthau/Noetzel (2007), S. 3.

14 Vgl. Götz (2007), S. 4.

15 Vgl. CIEP (2008), S. 13.

16 Vgl. Baumann (2008), S. 5. Alhaji differenziert z. B. zwischen sechs konkurrierenden Dimensionen: Wirtschafts-, Umwelt-, Sozial-, Außen-, Technik-, Sicherheitsdimensionen. – Vgl. Alhaji (2008), S. 73ff.

Konzepte der Energieversorgungssicherheit

Das Gewicht der einzelnen Dimensionen variiert aber nach Zeitpunkt und Ort.¹⁷ Zum einen sieht z. B. die europäische Energiesicherheit heutzutage ganz anders aus als vor zehn Jahren.¹⁸ Zum anderen gibt es erhebliche Unterschiede zwischen Industrie- und Entwicklungsländern, zwischen Energie importierenden und exportierenden Ländern oder Regionen.¹⁹ So konzentrieren sich die Energie exportierenden Länder auf die Aufrechterhaltung der konstanten Nachfrage nach ihren Exporten, während die Entwicklungsländer sich verstärkt um die Entwicklung der Energiepreise und ihre Auswirkung auf die Zahlungsbilanz kümmern.²⁰

Deshalb ist es sinnvoll, zwischen verschiedenen Energiesicherheitskonzepten zu unterscheiden. Die Energiesicherheitsprioritäten verschiedener Ländergruppen je nach Wirtschaftslage und Rohstoffverfügbarkeit sind in Tabelle 2.1 zusammengestellt.

Tabelle 2.1: Ansätze zur Energieversorgungssicherheit in den verschiedenen Ländergruppen

	Energy security priorities
Industrialized nations, net importers of energy	<ul style="list-style-type: none"> • Ensuring reliable energy supply; • Diversification of energy supply sources; • Ensuring security of energy infrastructure; • Introduction of new technologies to reduce dependence on energy imports;
Largest sovereign hydrocarbon exporters	<ul style="list-style-type: none"> • Securing positions on strategic markets with reasonable prices • Diversification of energy exports markets; • Ensuring capital and investments in infrastructure and field development • For less developed nations in the group: meeting the population's basic energy needs, creating active demand for the energy sector's services
Largest emerging markets with a fast-growing energy demand	<ul style="list-style-type: none"> • Ability to meet the growing demand for imported energy; • Diversification of energy supply sources; • Ensuring capital and investments in infrastructure and field development; • Introduction of new technologies to reduce dependence on energy imports; • Meeting the population's basic energy needs, creating active demand for the energy sector's services
Net importers of energy with medium incomes	<ul style="list-style-type: none"> • Ability to meet the growing demand for imported energy; • Ensuring capital and investments in infrastructure and field development; • Meeting the population's basic energy needs, creating active demand for the energy sector's services
Net importers of energy with low incomes	<ul style="list-style-type: none"> • Ability to meet the growing demand for imported energy; • Ensuring capital and investments in infrastructure and field development; • Meeting the population's basic energy needs, creating active demand for the energy sector's services

Quelle: Mitrova, Tatyana A. (2006) »Global Energy Security«, S. 5ff (http://en.g8russia.ru/i/eng_nrgsafety.doc)

Aufgrund dieser Prioritätensetzung sind die energiepolitischen Konzepte der Industrieländer auf den ersten Blick sehr ähnlich: So umfassen das Grünbuch der EU-Kommission vom März 2006, der Energieplan der US-Regierung von 2001 oder die Positionspapiere der japanischen Regierung ökonomische, ökologische und sicherheitspolitische Zieldimensionen.²¹ Jedoch werden diese drei

17 Vgl. Alhaji (2008), S. 73; Talus (2008), S. 87.

18 Als Beispiele nennt Talus die Entwicklung von den nationalen Energiemärkten zu einem europaweiten Energiemarkt oder die Erschließung der neuen Mitgliedstaaten im Jahre 2004, was die Energiesicherheit der EU erheblich beeinflusste. – Vgl. Talus (2008), S. 90.

19 Vgl. Talus (2008), S. 87.

20 Vgl. Yergin (2006), S. 71.

21 Vgl. Dirmoser (2007), S. 4.

Dimensionen z. B. in den USA und der Europäischen Union unterschiedlich bewertet. Während in den USA der Versorgungssicherheitsaspekt immer noch eine große Rolle spielt und sich im Konfliktfall große Flexibilität bei Umweltzielen beobachten lässt,²² stand der Nachhaltigkeitsaspekt bislang faktisch im Mittelpunkt der EU-Energiepolitik.²³ Des Weiteren wird in den USA den realistischen Ansätzen in der Sicherheitspolitik im Sinne der Militärpolitik große Bedeutung beigemessen.²⁴ Im Unterschied dazu bleibt der Interdependenz-Ansatz im außenpolitischen Energie-Diskurs der EU prioritär.²⁵

Auf eine ähnliche Differenzierung zwischen den amerikanischen und europäischen Ansätzen zur Energiesicherheit wird im Aufsatz »Energy supply security and geopolitics: A European perspective« von Correljé & van der Linde (2006) hingedeutet. Die Autoren schlagen vor, zwischen »Markets and Institutions« und »Regions and Empires« als zwei möglichen Szenarien für die Entwicklung der globalen Energiesicherheit zu unterscheiden.²⁶ Das erste Szenario ist durch Multilateralismus und globalisierte Märkte gekennzeichnet. Im zweiten Szenario ist das internationale System hingegen in Blöcke aufgeteilt, die um Energieressourcen konkurrieren. Hier sind politische und militärische Strategien prägend, Bilateralismus und Regionalismus. Zwar sehen die Verfasser die Szenarien als widersprüchlich an, es wird aber impliziert, dass die USA eine einseitige Außen- und Energiepolitik bevorzugen, während die EU in ein multilaterales und liberales System hineingewachsen und eingebettet ist.²⁷ Es wird auch angedeutet, dass die asiatischen Staaten mehr zum »Regions and Empires«-Szenario passen und dass die Staaten am Persischen Golf dieses Szenario in ihrem Handeln ernsthaft berücksichtigen.²⁸ Gleichzeitig ist es auch für Russland leichter, einem »Regions and Empires«-Szenario zu folgen.

Durch die beschriebene Anfälligkeit der wichtigsten globalen Akteure für das eine oder das andere Szenario kann ihr Verhalten bezüglich der Energiesicherheit zwar antizipiert, jedoch letztendlich nicht vorhergesagt werden. Wie schon erwähnt, ist das Energiesicherheitskonzept zeitgebunden. Von den USA wird z. B. ein unilaterales Handeln erwartet, haben sie doch im Juni 2008 auf dem EU–USA Gipfel eine Erklärung unterzeichnet, in der die Bedeutung des zunehmenden Wettbewerbs auf den Energiemärkten besonders hervorgehoben wurde.²⁹ Ein anderes Beispiel: Die EU, die ihre Energieversorgung früher primär als wirtschaftliche Frage betrachtet hat, begann vor kurzem, auch die außen- und sicherheitspolitische Dimension der Energieversorgung zu berücksichtigen.³⁰

Im folgenden Kapitel wird die EU-Energiepolitik, insbesondere bezüglich der Versorgungssicherheit, ausführlicher beschrieben.

2.2. Entwicklung der EU-Energiepolitik: Versorgungssicherheitsaspekt

Die EU-Energiepolitik wird im Zieldreieck von Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit verortet. Gemäß dem Grünbuch der EU-Kommission vom 8. März 2006 sollen diese Prinzipien in einem ausgewogenen Verhältnis zueinander stehen.³¹ Jedoch wurde das dritte Haupt-

22 Vgl. Auer (2005): Die neue Energiepolitik der USA – Nicht mehr als ein Anfang, Deutsche Bank Research, aktuelle Themen 340, Energie-Spezial, 14. Dezember 2005. [Online: http://www.dbresearch.com/PROD/CIB_IN_TERNET_EN-PROD/PROD0000000000194347.pdf; Zugriff: 16.02.2009].

23 Vgl. Geden (2008b), S. 1.

24 Vgl. Auer (2005), a. a. O.

25 Vgl. Geden (2008b), S. 1.

26 Vgl. Correljé/van der Linde (2006), S. 533.

27 Vgl. Correljé/van der Linde (2006), S. 536f.

28 Vgl. Ebd, S. 536f.

29 2008 EU–U.S. Summit Declaration [Online: http://www.eu2008.si/en/News_and_Documents/Press_Releases/June/0610EU_USA_Declaration.html; Zugriff: 18.02.2009].

30 Vgl. Geden/Goldthau/Noetzel (2007), S. 3.

31 KOM (2006) 105 endg., S. 11.

ziel der EU-Energiepolitik – die Versorgungssicherheit – bis vor kurzem nur nachrangig behandelt.³² Seit 2008 beginnt sich dies allmählich zu ändern.

In diesem Kapitel werden die Kompetenzen der Gemeinschaft im Energiebereich und die Entwicklung der EU-Energiepolitik in Bezug auf den Versorgungssicherheitsaspekt analysiert.³³

Kompetenzen der EU im Energiebereich

Die Übertragung von Hoheitsrechten im Energiesektor auf eine zwischenstaatliche Einrichtung gehört zum Gründungsgedanken der Europäischen Gemeinschaft. Jedoch verfügt die Energiepolitik der EU im Primärrecht bis heute nicht über ein eigenständiges Energiekapitel.³⁴ Zwar wurde auf die Energie als ein Bereich, in dem Maßnahmen der Gemeinschaft erforderlich sind, im Artikel 3 (u) des Vertrags von Maastricht ausdrücklich Bezug genommen, weitere Hinweise beinhaltet der Vertrag jedoch nicht. Ein bloßer Verweis auf einige konkrete Aktivitäten gibt noch nicht Anlass, daraus die Zuständigkeit der Gemeinschaft in diesen Bereichen abzuleiten.³⁵

Die Aufgabenzuweisung an die EU kann aber auch durch eine umfassende Zielbeschreibung erfolgen.³⁶ So kann die energiepolitische Zuständigkeit der EU für den Energiebinnenmarkt aus Art. 28 EGV sowie Art. 95 EGV und für die Umweltpolitik aus Art. 174 EGV abgeleitet werden. Es gibt jedoch keine direkten Kompetenzen der EU im Bereich der Versorgungssicherheit. Darüber hinaus müssen die Maßnahmen, »welche die Wahl eines Mitgliedstaates zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung erheblich berühren«,³⁷ vom Rat nach Art. 175, Abs. 2 EGV einstimmig beschlossen werden.³⁸

Die erwähnten Regelungen beziehen sich auf die Energiepolitik innerhalb der EU. Die Energieaußenpolitik dagegen zählt nicht zur »ersten Säule« der EU und wird als Teil der EU-Außenpolitik verstanden.³⁹ Die Gemeinsame Außen- und Sicherheitspolitik (GASP) ist jedoch von der Zustimmung aller Mitgliedstaaten abhängig und ist »intergouvernemental«. Dies bedeutet, dass sich das Europäische Parlament nicht an der Beschlussfassung beteiligt, dass die Kommission zur Ausführung der Beschlüsse des Rates nicht verpflichtet ist und dass der Gerichtshof für die Beilegung von Streitigkeiten und die Durchsetzung der getroffenen Entscheidungen nicht zuständig ist.⁴⁰ Somit bleibt die Energieversorgungssicherheit auf der externen Ebene weitgehend in der Zuständigkeit der Mitgliedstaaten.⁴¹

Die Energiepolitik der Europäischen Union ist folglich noch schwach primärrechtlich institutionalisiert.⁴² Mehrere Versuche der Kommission, eine gemeinsame europäische Energiepolitik durchzusetzen, scheiterten stets am Widerstand der Mitgliedstaaten.⁴³ Jedoch hat die Gemeinschaft eine

32 Vgl. Geden (2008b), S. 1.

33 Die Analyse ist auf den Versorgungssicherheitsaspekt beschränkt. Deswegen wird die Energiepolitik der EU bezüglich des Klimawandels außer Acht gelassen (für eine umfassende Beschreibung der EU-Energiepolitik inkl. Klimapolitik siehe Hunt (2008), S. 8–63). Darüber hinaus soll in diesem Kapitel die Entwicklung der EU-Energiepolitik lediglich skizziert werden. Die Energieaußenpolitik der EU wird ausführlicher in Kapitel 4 beschrieben.

34 Vgl. Fischer (2009), S. 51; Westphal (2004), S. 39.

35 Vgl. Talus (2008), S. 97; Haghighi (2008), S. 467.

36 Vgl. Holzer (2007), S. 77.

37 Consolidated Version of the Treaty Establishing the European Community, Official Journal C 325, 24 December 2002.

38 Vgl. Talus (2008), S. 98.

39 Vgl. Schneider/Deja (2008), S. 1.

40 Moussis (2007), S. 449.

41 Vgl. Haghighi (2008), S. 478.

42 Vgl. Fischer (2009), S. 50.

43 Vgl. Holzer (2007), S. 78. Die weitere Entwicklung hängt von der Ratifizierung des Vertrags von Lissabon ab, weil mit ihm bessere Voraussetzungen für eine Energiepolitik auf eigener Kompetenzgrundlage geschaffen werden, obgleich das Vetorecht der EU-Regierungen darin beibehalten wird. – Vgl. Egenhofer (2008), S. 304 u. S. 306;

Reihe von Vorschriften auch ohne ein ausdrückliches Energiekapitel in den Gründungsverträgen angenommen, was im Folgenden verdeutlicht werden soll.

Entwicklung der EU-Energiepolitik

Ursprünglich wurde die »Sicherheit der Energieversorgung« mit der »Sicherheit der Öl-Lieferungen« gleichgesetzt. Erst kürzlich begannen die politischen Entscheidungsträger sich Gedanken um die Sicherheit der Erdgasversorgung zu machen.⁴⁴ Die Europäische Kommission hat sich zum ersten Mal mit den gegenwärtigen und künftigen Herausforderungen der Versorgungssicherheit der EU in ihrem Grünbuch »Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit« von 2000 auseinandergesetzt und damit die Fragen der Energiesicherheit in den Fokus der Öffentlichkeit gerückt.⁴⁵ Das Grünbuch hat die zunehmende Abhängigkeit der EU von Energieeinfuhren verdeutlicht und somit den dringenden Handlungsbedarf für eine gemeinsame Energiepolitik offenbart. Die Kommission kam darin zu dem Schluss, dass die Handlungsmöglichkeiten der EU auf der Nachfrageseite größer seien als auf der Angebotsseite.⁴⁶ Der Schwerpunkt einer langfristigen energiepolitischen Strategie wurde deshalb auf das Nachfragemanagement gelegt. Damit wurde der Rahmen aller folgenden Debatten um die Energiepolitik der EU bis hin zum Jahr 2006 festgelegt, die sich in erster Linie auf die internen Maßnahmen konzentrieren. Im Grünbuch aus dem Jahr 2000 wurde die Vollendung eines Energiebinnenmarktes als eine der beiden wichtigsten Herausforderungen genannt. Als zweite Herausforderung wurde die globale Erwärmung erwähnt, was die künftige Energiepolitik der EU auch stark prägte.

Dementsprechend wurde die Versorgungssicherheitspolitik der EU bis 2006 hauptsächlich im Kontext der Umweltpolitik und der Verwirklichung des Energiebinnenmarktes entwickelt. Auf der einen Seite wurden eine Reihe von politischen Maßnahmen zur Förderung der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz angenommen⁴⁷ (für die Übersicht der EU-Energiepolitik siehe Anhang 1), die die Abhängigkeit der EU von Brennstoffen verringern und damit die Versorgungssicherheit der EU verbessern sollten. Auf der anderen Seite entstand im Zuge der Liberalisierung die Notwendigkeit, den physischen Schutz der europäischen Energieinfrastruktur zu gewährleisten: Nach dem zweiten Energiebinnenmarktpaket aus dem Jahr 2003 hat der Rat die Richtlinien 2004/67/EG und 2005/89/EG über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgas- und Stromversorgung festgelegt.⁴⁸ In diesem Zusammenhang kam es auch zur Stärkung der Politik der transeuropäischen Energienetze,⁴⁹ die als »die Voraussetzung für die tatsächliche Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit« angesehen wurden.⁵⁰ Im Kontext der Entwicklung des Energiebinnenmarktes wurde auch die Mitteilung über die externe Energiepolitik der EU von 2003 herausgearbeitet. Die Mitteilung konstatiert, dass ohne einen angemessenen Verbundgrad der Elektrizitäts- und Erdgasnetze der verschiedenen Länder kein echter wettbewerbsorientierter und sicherer Markt entwickelt werden könne.⁵¹ Deswegen wurden die Fragen der Versorgungssicherheit in diesem Vorschlag der Kommission im Zusammenhang mit der Ausweitung des Energiebinnenmarktes der EU auf ihre Nachbarländer erörtert.

Fischer (2009), S. 50 u. S. 59f.

44 Vgl. Alhaji (2008), S. 67.

45 Vgl. Egenhofer/Legge (2001), S. ii.

46 COM (2000) 769 final.

47 U. a. Aktionsplan zur Verbesserung der Energieeffizienz für 2000–2006, Grünbuch über Energieeffizienz von 2005, Programm »Intelligente Energie für Europa« für 2003–2006, Aktionsplan für Biomasse von 2005, Richtlinien 2001/77/EG, 2002/91/EG, 2003/30/EG usw.

48 Für die Analyse dieser Richtlinien siehe ausführlicher Talus (2008), S. 102–105.

49 Z. B. Mitteilungen der Kommission über die europäische Energieinfrastruktur von 2001 und von 2003; Änderungen der TEN-Energie-Leitlinien mit Entscheidung Nr. 1229/2003/EG, Verordnung (EG) 788/2004, Verordnung (EG) Nr. 807/2004, Verordnung (EG) Nr. 1159/2005.

50 KOM (2001) 775 endg., S. 15.

51 KOM (2003) 262 endg., S. 5.

Nach dem russisch-ukrainischen Erdgaskonflikt von 2006 wurde klar, dass der externen Dimension der europäischen Versorgungssicherheitspolitik mehr Aufmerksamkeit entgegengebracht werden musste. Im März 2006 hat die Europäische Kommission ihr drittes Grünbuch mit dem Titel »Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie« herausgegeben und die Debatte zur Neuformulierung der europäischen Energiepolitik eröffnet.⁵² Ein Hauptaspekt war die Ausarbeitung einer gemeinsamen Energieaußenpolitik (EAP), die die EU »gleichzeitig sowohl auf der nationalen Ebene als auch auf der Gemeinschaftsebene mit einer Stimme verfolgen muss«.⁵³ Unbeachtet von der Wahrnehmung einer neuen Herausforderung, die eine gemeinsame EAP für die EU darstellt, wurden die Erfolge in diesem Bereich »von den Fortschritten in der internen Politik und vor allem von der Schaffung des Energiebinnenmarktes«⁵⁴ abhängig gemacht. Dem Grünbuch folgte die Mitteilung der Kommission »Energiepolitische Außenbeziehungen – Grundsätze – Maßnahmen«, die den Ruf nach einer gemeinsamen EAP durch die Förderung der »Kohärenz zwischen den internen und externen Aspekten der Energiepolitik wie auch zwischen der Energiepolitik und anderen verbundenen Politikbereichen« ergänzt sowie die Schaffung eines Netzwerks von Energiesicherheits-Korrespondenten (NESCO) als »Frühwarnsystem« für mögliche Energiekrisen vorgeschlagen hat.⁵⁵ Die Gaskrise von 2006 hat auch die Gründung der Koordinierungsgruppe »Erdgas« beschleunigt, die schon in der Richtlinie 2004/67 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Erdgasversorgung vorgesehen worden war.

Im Januar 2007 erschien die Mitteilung der Kommission »Eine Energiepolitik für Europa«,⁵⁶ die ein umfassendes »Energie und Klimawandel-Paket« sowie eine erste Überprüfung der Energiestrategie beinhaltet. Auf dem EU-Gipfel im März 2007 hat der Europäische Rat das von der Kommission vorgeschlagene Paket gebilligt und sich auf einen Zwei-Jahres-Aktionsplan einer gemeinsamen Energiepolitik geeinigt. Damit gilt das Jahr 2007 als tatsächlicher Beginn einer integrierten Energie- und Klimapolitik der EU.⁵⁷ Der Aktionsplan fasst verschiedene Stränge der europäischen Energiepolitik zusammen und unterscheidet zwischen fünf vorrangigen Bereichen, nämlich Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarkt, Versorgungssicherheit, Internationale Energiepolitik, Energieeffizienz und erneuerbare Energien sowie Energietechnologie.⁵⁸ Die Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurden klar von anderen energiepolitischen Maßnahmen abgegrenzt:

- Diversifizierung der Energiequellen und Transportrouten
- Entwicklung wirksamerer Krisenreaktionsmechanismen
- Verbesserung der Transparenz der Ölmarktdaten und Überprüfung der Erdöl-Versorgungsinfrastrukturen und Erdöl-Bevorratungsmechanismen der EU
- Analyse der Verfügbarkeit und der Kosten von Erdgasspeichern in der EU
- Bewertung der Auswirkungen der derzeitigen und potenziellen Energieeinfuhren und der Beschaffenheit der betreffenden Netze auf die Versorgungssicherheit in jedem einzelnen Mitgliedstaat
- Einrichtung einer Energiebeobachtungsstelle bei der Kommission.⁵⁹

Diese Maßnahmen wurden jedoch bei der Umsetzung des Energieaktionsplans in den Jahren 2007 bis 2008 nur nachrangig behandelt, da mehr Aufmerksamkeit den Zielen Wirtschaftlichkeit und Nach-

52 Vgl. Institut für Europäische Politik: »Entwicklung einer EU-Energiepolitik« [Online: http://energy.iep-berlin.de/php/entwicklung_energiepolitik.php; Zugriff: 21.02.2009].

53 KOM (2006) 105 endgültig, S. 23.

54 KOM (2006) 105 endgültig, S. 16.

55 KOM (2006) 590 endgültig.

56 KOM (2007) 1 endg.

57 Vgl. Institut für Europäische Politik, a. a. O.

58 7224/1/07 REV 1, S. 16ff.

59 7224/1/07 REV 1, S. 18.

haltigkeit der europäischen Energieversorgung geschenkt wurde.⁶⁰ Mit der zweiten Überprüfung des Energieaktionsplans im November 2008 erfolgte letztendlich ein Perspektivwechsel: Die Europäische Kommission präsentierte ein eigenständiges Paket zur Versorgungssicherheit, das gleichzeitig alle drei Zielrichtungen der europäischen Energiepolitik beinhaltet.⁶¹ Demgemäß soll der neue EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität fünf Schwerpunkte umfassen:

- Infrastrukturbedarf und Diversifizierung der Energieversorgung
- Außenbeziehungen im Energiebereich
- Öl- und Gasvorräte und Krisenreaktionsmechanismen
- Energieeffizienz
- Optimale Nutzung eigener Energieressourcen der EU.⁶²

Gleichzeitig mit der zweiten Überprüfung des Energieaktionsplans hat die Kommission die Mitteilung zur Überarbeitung der Richtlinie über die Sicherheit der Erdgasversorgung (2004/67/EG) und das Grünbuch »Hin zu sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen europäischen Energienetzen« vorgelegt. Die Veränderungen in der Richtlinie zielen darauf ab, die Krisenreaktionsmechanismen der EU-Mitgliedsländer zu verbessern. So wurde in der Mitteilung vorgeschlagen, den langwierigen Gemeinschaftsmechanismus durch einen effektiveren Notfall- und Solidaritätsmechanismus zu vervollkommen, Standards für die Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene besser umzusetzen, »Reserven für die Versorgungssicherheit« zu bestimmen sowie strategische Gasvorräte und mehr Transparenz zu fördern.⁶³ Das neue Grünbuch geht von der Frage aus, wie man ein tatsächlich integriertes und flexibles europäisches Energienetz schaffen kann. In diesem Zusammenhang wird der Schwerpunkt auf »intelligente« Energienetztechnologien und die Vernetzung stärker isolierter Regionen der EU, vor allem aber der Nordseeregion, des Mittelmeerraums und Südeuropas, gelegt.⁶⁴

Aus der oben skizzierten Entwicklung der Versorgungssicherheitspolitik der EU sind folgende Schlussfolgerungen zu ziehen. Zum einen zeigt sich, dass die Gemeinschaft schon eine Reihe von Vorschriften auch ohne ein ausdrückliches Energiekapitel in den Gründungsverträgen angenommen hat. Experten haben darauf aufmerksam gemacht, dass es der Europäische Union trotz der Fülle an Vorschlägen noch immer an konkreten Legislativakten im Versorgungssicherheitsbereich mangelt.⁶⁵ In der Zukunft steht zu erwarten, dass mit der wachsenden Zahl von Richtlinien oder Verordnungen in diesem Bereich die Zuständigkeit der Mitgliedstaaten allmählich immer mehr beschränkt wird.⁶⁶ In jüngster Zeit scheint die Gemeinschaft allmählich die Rolle eines Koordinators der Versorgungssicherheit in der EU zu übernehmen.⁶⁷

Zum anderen sind zwei Wendepunkte in der Entstehung der EU-Versorgungssicherheitspolitik erkennbar:

Erstens wurde der wirtschaftliche Ansatz zur Energiesicherheit durch den geopolitischen Ansatz im Jahre 2006 ergänzt. Allerdings zeigt die Behandlung der Versorgungssicherheit in Anknüpfung an die Vollendung des Energiebinnenmarkts, dass der wirtschaftliche Ansatz zur Energiesicherheit klar bevorzugt wird. Es wird behauptet, dass die Liberalisierung und der zunehmende Handel den Wettbewerb

60 Vgl. Geden (2008b), S. 1.

61 Vgl. Ebd., S. 2; Fischer (2009), S. 59.

62 KOM (2008) 781 endg., S. 4ff.

63 Vgl. KOM (2008) 769 endgültig.

64 Vgl. COM (2008) 782 final, S. 10.

65 Vgl. Institut für Europäische Politik, a. a. O.

66 Vgl. Haghghi (2008), S. 465. Haghghi warnt sogar vor »creeping exclusivity«, dass die Frage der Energiesicherheit in den Händen allein der Gemeinschaft im Laufe der Zeit einsetzen kann. – Vgl. Haghghi (2008), S. 477.

67 Vgl. Talus (2008), S. 111.

zwischen den Exportunternehmen fördern würden und als Folge der Einfluss der exportierenden Länder verringert werde.⁶⁸

Zweitens wurden im Jahre 2008 die Akzente in der EU-Energiepolitik verschoben: Die Fragen der Versorgungssicherheit wurden in den Vordergrund des neuen Aktionsplans für Energiepolitik der EU gerückt. Das neue Konzept der EU-Politik zur Versorgungssicherheit stellt eine pragmatische Kombination von externen und internen Politikansätzen dar, mit einem deutlichen Übergewicht der letzteren.⁶⁹ Zwar sieht der vorgeschlagene Aktionsplan der EU zur Versorgungssicherheit eine stärkere Gewichtung der Energie in den Außenbeziehungen der EU vor, allerdings beziehen sich drei der fünf prioritären Bereiche explizit auf interne Maßnahmen.⁷⁰ Darüber hinaus ist die Anbindung isolierter europäischer Energiemärkte ein vorrangiges Ziel beim Infrastrukturausbau. Als Folge wird eine stärkere innereuropäische Vernetzung bei der Schaffung von Pipelinekapazitäten, die die Diversifizierung der Gaslieferregionen ermöglichen, deutlich vorgezogen.⁷¹ Mit einer neuen EU-Agenda für Energiepolitik ist die partielle Rückkehr zur nachfrageorientierten Versorgungssicherheitspolitik der Jahre 2000–2006 zu erwarten.

2.3. Die Regulierung von Transitfragen beim Erdgashandel

Im vorangegangenen Unterkapitel wurde kurz auf die Frage der Energiesicherheit, insbesondere aber auf die Energieversorgungsicherheit, eingegangen. Unberücksichtigt blieb jedoch bisher die Rolle des Transits bei der Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit. Da die Gaskonflikte zwischen der Ukraine und Russland in den Jahren 2006 und 2009 deutlich gezeigt haben, dass auch Transitprobleme die Energiesicherheit der Abnehmerländer gefährden können, muss auch die Regulierungspraxis im Bereich Transit erörtert werden.

In einem Bericht der europäischen Regulierungsbehörden (European Regulators' Group for Electricity and Gas, ERGEG) über die Preisgestaltung für den Transit aus dem Jahr 2006 wurde Transit folgendermaßen definiert:

transportation of gas from one boundary of the network and/or entry/exit zone to another boundary, potentially the transport of large volumes over long distances.⁷²

Grenzüberschreitende Transitleistungen unterscheiden sich von Übermittlungsleistungen auf dem inländischen Markt nicht nur im geographischen Anwendungsbereich. In einem Bericht der EU-Fernleitungsunternehmen (Gas Transmission Europe, GTE) aus dem Jahr 2005 sind folgende Merkmale für Transit im Hinblick auf Übermittlung angegeben:

- Transientfernungen können länger oder kürzer als die durchschnittliche Übermittlungsentfernung für den heimischen Markt sein
- Transit-Verträge gelten in der Regel für einen längeren Zeitraum als Transportverträge
- Kapazitätsreservierungen und Mengen sind oft höher für den Transit.⁷³

Das Energiecharta-Sekretariat unterscheidet in seinem Bericht über die Gastransittarife in ausgewählten Transitländern aus dem Jahr 2006 vier Arten von Gastransitsystemen:

68 COM (2000) 769 final.

69 Geden (2008), S. 3.

70 Dies betrifft die Energieeffizienz und Krisenvorsorge sowie »Optimale Nutzung eigener Energieressourcen der EU«, weil darunter in erster Linie die Entwicklung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen und der neuen Energietechnologien verstanden wird. – Siehe KOM (2008) 781 endg., S. 4ff.

71 Vgl. Geden (2008), S. 3.

72 ERGEG (2006), S. 4. Für die Definition von Transit siehe auch Art. 7 Abs. 10 (a) des Vertrags über die Energiecharta [Online: http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/GE.pdf; Zugriff: 25.02.2009].

73 GTE (2005), S. 7.

1. Ein Pipelinesystem durch Hoheitsgebiet, das mit dem Gasversorgungssystem des Transitlands nicht verbunden ist, beispielsweise die Transitstrecken aus Turkmenistan durch Kasachstan und Usbekistan, durch die Republik Moldau und von Algerien nach Marokko.
2. Ein Pipelinesystem, das im Besitz eines öffentlichen oder privatwirtschaftlichen Unternehmens ist und überwiegend für den Gastransit, aber auch für die Gasversorgung des Transitlandes benutzt wird. Dazu gehören ein Großteil der Pipelinesysteme für den Transit russischen Gases (in den ehemaligen RGW-Staaten), aber z. B. auch die TAG und WAG-Linien in der EU, die russisches Gas durch Österreich nach Italien und Deutschland transportieren, oder auch die TENP-Linie, die niederländisches Gas in die Schweiz und nach Italien übermittelt.
3. Ein Pipelinesystem, das zwar in das inländische Leitungssystem integriert ist und sich im Besitz von nationalen Übertragungsbetreibern befindet, bei dem jedoch die Gastransitmenge separat gemessen werden kann, wie z. B. bei den ukrainischen und belgischen Pipelinesystemen.⁷⁴
4. Ein Pipelinesystem, in dem Transitgas mit Gas für den Inlandsverbrauch vermischt wird und das wie ein Eimer funktioniert – zusätzlicher Zufluss erhöht hier nur die Gesamtmenge und wird durch entsprechende Outputmengen kompensiert. Solche Pipelinesysteme gibt es in Großbritannien, Deutschland und Frankreich, und in geringerem Umfang in Italien.⁷⁵

Angesichts dieser Vielfalt von Pipelinesystemen, die zusätzlich noch unterschiedliche technische Parameter wie Pipeline-Durchmesser oder Druck aufweisen, verwenden Transitländer auch verschiedene Methoden für die Berechnung der Transittarife. Die vier wichtigsten Methoden sind: »Postal«, »Distance-based«, »Point-to-Point« und »Entry-Exit« Tarife (für die Beschreibung der Tarifmethoden siehe Anhang 2). Die »Distance-based« Tarifmethode wird am häufigsten angewendet.⁷⁶

Anstatt Transittarifen können die Transitländer aber Regierungsgebühren erheben. Laut Bericht des Energiecharta-Sekretariats (2006) ist die Regierungsgebühr in diesem Fall eine Art Steuer, die von einem Transitland für das Recht, Gas durch das Land zu leiten, und für verschiedene Leistungen (z. B. Pipelineschutz) erhoben wird.⁷⁷ Im Unterschied zu den Transittarifen wird die Regierungsgebühr nicht in Abhängigkeit von den Transportkosten berechnet, sondern basiert auf politischen Entscheidungen und Verhandlungen. Dieser Art von Gebühren werden in Tunesien und Marokko für den Transit von algerischem Gas erhoben und in Georgien für den Transit vom aserbaidischen Gas in die Türkei.

Die Transitregulierung unterliegt zumeist nicht den nationalen Regulierungsbehörden, sondern richtet sich nach zwischenstaatlichen Vereinbarungen.⁷⁸ Bedingungen für den Transit werden oft individuell verhandelt und nicht veröffentlicht, was zu Intransparenz führt.⁷⁹ Der Zugang Dritter zum Transitpipelinennetz wird ebenfalls durch individuelle Vereinbarungen festgelegt. Dafür gibt es drei Hauptmodelle:

- *Konzession* – das Pipelinesystem bleibt in der Regel in staatlicher Hand, aber ein privater Betreiber erhält das Recht zum Betrieb des Vermögenswertes und wird verpflichtet den Betrieb aufrecht zu erhalten. Die Vereinbarungen gelten normalerweise für eine längere Zeit – ca. 15 bis 50 Jahre;
- *Privatisierung* – das Pipelinesystem wird Eigentum eines privaten Betreibers, der für unbestimmte Zeit dessen Betrieb übernimmt;

74 Für die Charakteristik des ukrainischen GTS siehe Kapitel 3.3.

75 Energy Charter Treaty Secretariat (2006), S. 20f. Die Studie umfasst die folgenden 15 wichtigsten Gastransitländer: Österreich, Belgien, Tschechische Republik, Deutschland, Polen, Slowakei, Schweiz, Großbritannien, Belarus, Bulgarien, Georgien, Marokko, Tunesien, Russland und die Ukraine.

76 Vgl. Energy Charter Treaty Secretariat (2006), S. 9.

77 Vgl. Ebd., S. 23.

78 Vgl. Ebd.

79 Die Erkenntnis, dass es hier an Transparenz mangelt und diese unbedingt erhöht werden muss ist eines der wichtigsten Ergebnisse der Energie-Charta-Sekretariat-Studie 2006. – Vgl. Energie-Charta-Sekretariat (2006).

- *Management-Vertrag* – das Pipelinesystem wird von privaten Unternehmen betrieben. Eigentümer des Vermögenswertes ist weiterhin der Staat, der auch verpflichtet ist, die Kapitalanlagen zu finanzieren.⁸⁰

Der Transit spielt eine Schlüsselrolle bei der Versorgungssicherheit und birgt erhebliche Investitionsrisiken. Deshalb sind für die Finanzierung von Transitinfrastrukturprojekten häufig internationale Joint Ventures nötig.⁸¹ Darüber hinaus werden langfristige Verträge in der Regel verwendet, um bestehende Investitionen zu schützen und Risiken zu minimieren. Um Investoren für die neuen Infrastrukturprojekte anzulocken, ist ein stabiler und vorhersehbarer rechtlicher Rahmen erforderlich.⁸² Die Notwendigkeit eines solchen Rechtsrahmens wird in Bezug auf die grenzüberschreitende Durchleitung von Gas auch deswegen in Zukunft größer sein, weil mit der steigenden Gasnachfrage in den Verbraucherländern deren Abhängigkeit von den Exportstaaten, aber auch von den Transitländern steigen wird.⁸³

Energiechartervertrag als rechtlicher Rahmen für die Transitregulierung

Einen wichtigen rechtlichen Rahmen für die Transitregulierung stellt der Energiechartavertrag (engl. Energy Charter Treaty, ECT) dar. Der ECT trat im Jahre 1998 in Kraft und wurde bis heute von 51 Staaten weltweit unterzeichnet, von denen aber Staaten wie Australien, Belarus, Island, Norwegen und Russland den Vertrag nicht ratifiziert haben.⁸⁴ Die Transitbestimmungen sind in Artikel 7 festgelegt. So sind die Vertragsparteien dazu verpflichtet, den Energietransit auf der Grundlage von Nicht-Diskriminierung und im Einklang mit dem Grundsatz der Transitfreiheit zu fördern.⁸⁵ Dabei gibt es zwei wichtige Aspekte von Transitfreiheit – Nicht-Diskriminierung beim Zugang zum Transitzipelinennetz und Nicht-Diskriminierung bei der Gewährleistung von Rechten beim Ausbau der Kapazitäten.⁸⁶ Darüber hinaus ist ein besonderes Streitbeilegungsverfahren laut Artikel 7 (7) des Vertrags vorgesehen.

Seit 2000 wird über das Transit-Protokoll zum Energiechartavertrag verhandelt. Das Protokoll sollte die eher »weichen« Transitbestimmungen des ECT⁸⁷ durch Begriffsbestimmungen (z. B. »verfügbarer Transitzkapazität« oder »Transitfreiheit« in Bezug auf nicht-diskriminierenden und wettbewerbsfähigen Zugang zu den verfügbaren Kapazitäten), Klärung der Methodik zur Festsetzung von Transit-Tarifen⁸⁸ usw. konkretisieren. Allerdings sind die Verhandlungen wegen der unterschiedlichen Ansichten zu einigen Fragen zwischen Russland und der EU in eine Sackgasse geraten. Derzeit ist die Lage äußerst unklar und Fortschritte beim Transit-Protokoll sind in naher Zukunft kaum zu erwarten.⁸⁹

Transitregulierung im europäischen und postsowjetischen Raum

Seit 2003 sind die Transitlinien als Teil der Liberalisierung des Energiebinnenmarktes Gegenstand einer EU-Richtlinie geworden.⁹⁰ Wie in einem ERGEG-Bericht aus dem Jahr 2006 bestätigt wird, hat die zweite Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie (2003/55/EG) die sogenannte »Transit Richtlinie«

80 Vgl. World Bank (2003), S. 46ff; USAID (2002), S. 8ff.

81 Vgl. GTE (2005), S. 8.

82 Vgl. GTE (2005), S. 10.

83 Zwar wächst der Flüssiggashandel weltweit, den leitungsgebundenen Gashandel kann er jedoch nicht ersetzen. Mehr zu Flüssiggashandel in Europa in Kapitel 3.1.

84 Vgl. Konoplyanik (2008b), S. 105.

85 Vgl. Konoplyanik/Wälde (2006), S. 543.

86 Vgl. Belyi (2008), S. 213.

87 Vgl. Konoplyanik/Wälde (2006), S. 543.

88 Vgl. Konoplyanik (2008b), S. 105.

89 Vgl. Stevens (2009), S. 26.

90 Vgl. Energy Charter Treaty Secretariat (2006), S. 20.

(91/296/EWG) und damit die Differenzierung zwischen Transit und Übermittlung in der EU aufgehoben.⁹¹ Somit wird Transit in der EU als eine Unterkategorie von »Übermittlung« verstanden.⁹² Die Richtlinie hat gleichzeitig ein »Third Party Access« (TPA)-Regime⁹³ für alle Übertragungsströme einschließlich des Transits festgelegt. Dabei werden aber auch die ursprünglichen langfristigen Transportverpflichtungen berücksichtigt.⁹⁴ Die Verordnung (1775/55/EC) über die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungen hat die Grundsätze von Nicht-Diskriminierung, Transparenz, Wiedergabe der tatsächlich entstandenen Kosten sowie angemessener Renditen auf Kapitalanlagen vorgeschrieben,⁹⁵ die von den nationalen Regulierungsbehörden bei der Entgeltbildung von Übermittlungszuflüssen befolgt werden müssen.

Hinsichtlich der Transittarife in der EU gibt es in den einzelnen Mitgliedstaaten erhebliche Unterschiede. Obwohl die Europäische Kommission der Auffassung ist, dass entry-exit Transittarife für die Gewährleistung der Nicht-Diskriminierung am besten geeignet sind, sind die Mitgliedstaaten nicht verpflichtet, sich für dieses System zu entscheiden.⁹⁶ So dominieren in der EU laut der Ergebnisse einer Studie des Energiecharter-Sekretariats immer noch die distance-based Transittarife und der Übergang zu entry-exit Tarifen geht nur sehr langsam vonstatten.⁹⁷

Die gleiche Studie hat auch große Unterschiede bei den Transittarifen zwischen den EU- und den Nicht-EU-Ländern gezeigt. Die Transittarife in den GUS-Ländern sind in der Regel deutlich niedriger als in den EU-Ländern.⁹⁸ Darüber hinaus wird ausschließlich die distance-based Tarifmethode für die Ausrechnung von Transittarifen mit der Einheit $\$/1000\text{m}^3/100\text{ km}$ verwendet.

Die Regulierung des Transits im postsowjetischen Raum unterscheidet sich von der in der EU nicht nur bei den Transittarifen. Die Einmischung des Staates in den Pipelinebetrieb ist in der EU aufgrund der Liberalisierungsprozesse auf dem europäischen Energiebinnenmarkt kaum möglich.⁹⁹ In der Ukraine hingegen ist das Pipelinennetz immer noch in Staatsbesitz.¹⁰⁰ Das Netz wird als »strategisches« Gut betrachtet und seine Privatisierung ist laut ukrainischen Rechtsvorschriften verboten. In Moldawien und Belarus hingegen wurden die Pipelinennetze privatisiert, wenn auch aus einem anderem Grund als in der EU. So hat Belarus im Jahre 2006 im Austausch für die Ermäßigungen auf Inlandsgaspreise mit Russland einen Fünf-Jahres-Vertrag für die Lieferung und den Transit von Gas unterzeichnet. Im Rahmen dieses Abkommens erwirbt Gazprom bis zum Jahr 2010 einen 50%-igen Anteil am belarussischen Pipelinennetz.¹⁰¹ In Moldawien besitzt Gazprom ebenfalls über 50 % des Gasleitungssystems.

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit bemüht sich die EU, den kurzfristigen Gashandel und Wettbewerb unter den EU-Mitgliedsländern zu fördern. Zwar zielt die EU darauf ab, das TPA-Regime auch auf den grenzüberschreitenden Energiehandel innerhalb der EU zu übertragen, wird die Transitregulierung in der EU immer noch durch die langfristigen Transitverträge mit Energielieferanten bestimmt. Darüber hinaus gibt es gravierende Unterschiede zwischen der Regulierung von Transitfragen innerhalb der EU und im postsowjetischen Raum.

91 Vgl. ERGEG (2006), S. 9.

92 Vgl. ERGEG (2006), S. 7.

93 D. h. ein Recht auf Nutzung des Netzes eines Dritten zur Durchleitung von Strom bzw. Gas.

94 Vgl. Energy Charter Treaty Secretariat (2006), S. 20; GTE (2005), S. 4f; ERGEG (2006), S. 7.

95 Vgl. Klop (2009), S. 16.

96 Vgl. ebd., S. 41.

97 Vgl. Energy Charter Treaty Secretariat (2006), S. 70.

98 Vgl. ebd., S. 10.

99 Vgl. Stevens (2009), S. 13.

100 Vgl. Malygina (2009), S. 8.

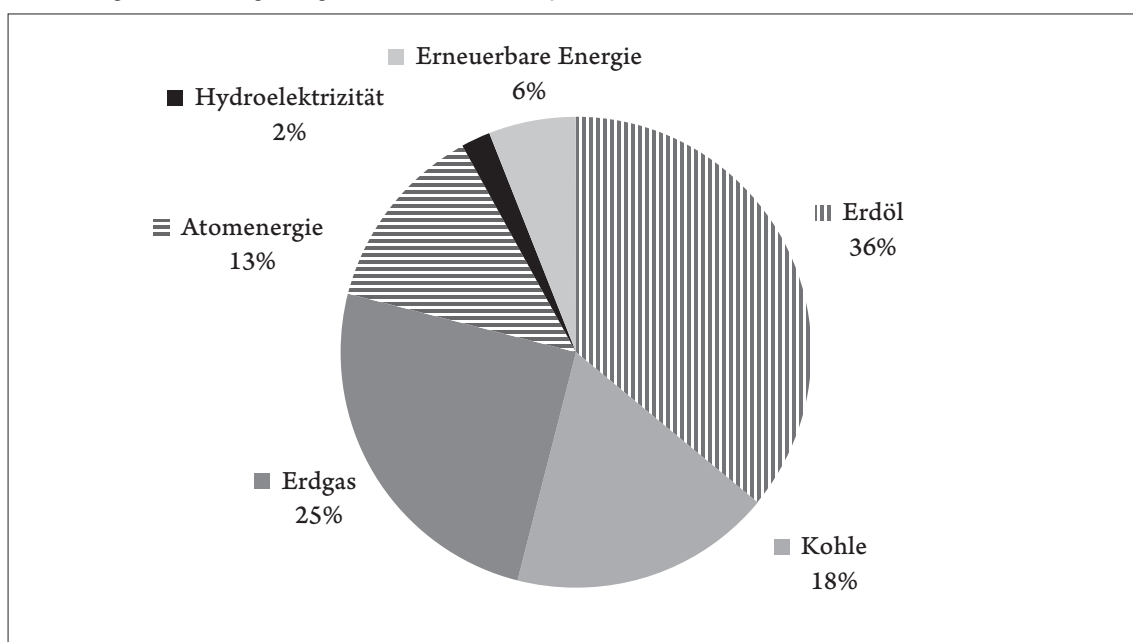
101 Vgl. ebd.

3. Die Rolle der Ukraine als Transitland in der Erdgasversorgung der EU

3.1. Erdgasbedarf der EU und Versorgungsoptionen

Erdgas hat eine zentrale Bedeutung für die Energieversorgung der EU. Der Erdgasanteil am gesamten Primärenergieverbrauch der EU lag im Jahr 2007 bei 25 % (siehe Abbildung 3.1). In den 1990er Jahren aber betrug er noch 6 % weniger.¹ Die zunehmende Bedeutung von Erdgas ist mit der Klimapolitik der EU in den letzten Jahren zu erklären, denn sie ersetzt Kohle und Erdöl durch das umweltfreundlichere Erdgas aus ökologischen Gründen.²

Abbildung 3.1: Energieträgermix der EU-27 im Jahre 2007



Quelle: Rapport Annuel Eurogas 2008, S. 27.

Die energiewirtschaftliche Situation variiert in den einzelnen Mitgliedstaaten jedoch beträchtlich. So weist etwa Frankreich einen hohen Anteil von Atomenergie auf, während in der polnischen und tschechischen Energieversorgung Kohle dominiert.³ Unterschiedlich groß ist auch der Anteil von Erdgas am nationalen Energieträgermix: von über 35 % in den Niederlanden, Großbritannien, Ungarn, Rumänien und Italien bis zu unter 15 % in Portugal, Frankreich, Slowenien, Bulgarien, Polen, Griechenland, Finnland und Schweden (die Erdgasprofile der einzelnen Mitgliedstaaten sind im Anhang 3 zusammengefasst).

Dank ihrer relativen Nähe zu den Erdgasförderregionen der Welt hat die EU im Vergleich zu anderen Regionen eine günstige Position.⁴ So hat sie Zugang zu ca. 45 % des weltweiten Erdgaspotenzials.⁵ Die EU selbst verfügt allerdings nur über etwa 1,9 % der nachgewiesenen Welterdgasreserven und damit über den kleinsten Anteil unter allen Regionen (siehe Tabelle 3.1 auf der nächsten Seite).

1 Vgl. Europäische Kommission/Generaldirektion Energie und Verkehr (2008), S. 7.

2 Vgl. Götz (2007a), S. 115; Noël (2008), S. 7.

3 Vgl. Belkin (2008), S. 21.

4 Vgl. CIEP (2008), S. 36; Götz (2009), S. 4.

5 Zuzüglich Russland und Nordafrika, oder 68 % wenn man noch den Nahen Osten als Lieferregion hinzufügt – vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2008), S. 23.

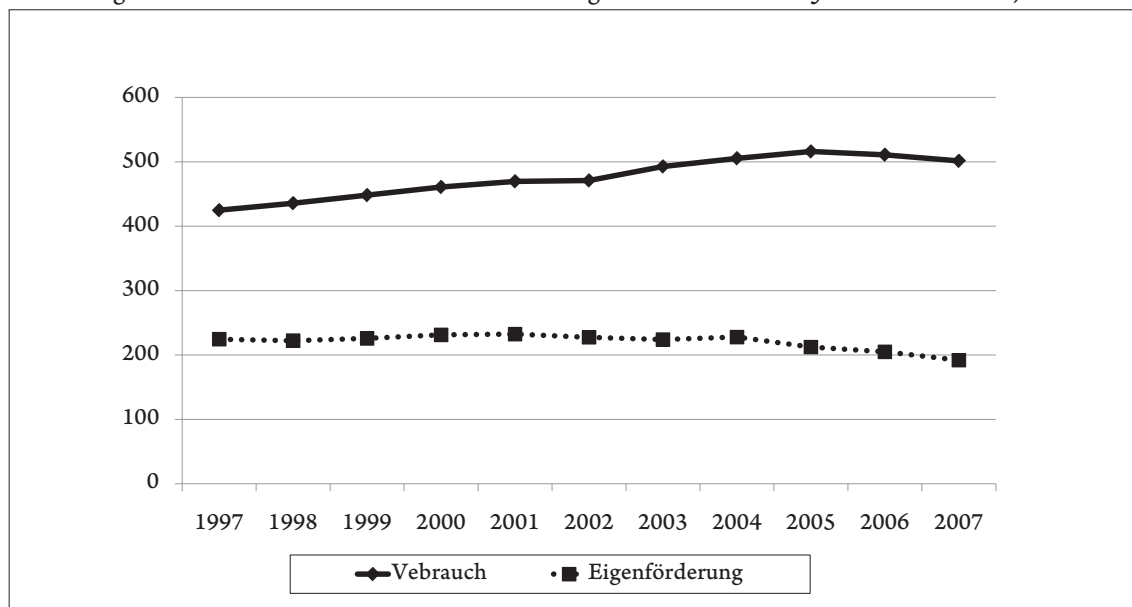
Tabelle 3.1: Erdgasprofil der EU-27 und ihre Position in der Welt, 2007

	Mrd. m ³	%
Ressourcen, 10 ⁹ m ³	3776	1,8
Reserven, 10 ⁹ m ³	3393	1,9
Förderung	210,3	7
Verbrauch	522,5	17,3
Erdgasexporte	85,4	9,3
Erdgasimporte	390,7	42,3

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2008), S. 48ff.

Die Gasnachfrage in den EU-Ländern ist in den Jahren 1997 bis 2007 um 18 % gestiegen und hat im Jahre 2007 das Niveau von 522 Mrd. m³ erreicht (siehe Abbildung 3.2).⁶ Mehr als zwei Drittel des gesamten EU-Erdgasverbrauchs entfällt auf sechs Länder – Großbritannien, Deutschland, Italien, Frankreich, die Niederlande und Spanien –, die voraussichtlich auch weiterhin die nachfragestärksten Mitgliedstaaten bleiben werden. In Südeuropa stieg der Gasverbrauch zwischen den Jahren 1997 und 2007 besonders schnell: In Portugal um das 43-fache, in Griechenland um das 20-fache.

Wegen der Erschöpfung der Gasfelder in der Nordsee geht die Eigenförderung im europäischen Raum allmählich zurück. Die gesamte Erdgasproduktion in der EU betrug im Jahre 2007 etwa 210 Mrd. m³ und ist seit 1997 um ca. 15 % zurückgegangen (siehe Abbildung 3.2). Bei den derzeitigen Produktionsraten reichen die nachgewiesenen Erdgasreserven der EU lediglich noch für die nächsten 15 Jahre und die des EWR für etwa 20 Jahre.⁷

Abbildung 3.2: Verbrauch und Produktion von Erdgas in der EU in den Jahren 1997–2007, Mrd. m³

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, June 2008.

Nur sechs EU-Mitgliedstaaten fördern mehr als 5 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr.⁸ Diese sind Großbritannien, die Niederlande, Dänemark, Deutschland, Rumänien und Italien. Dabei entfallen etwa 70 % der

6 Falls nicht anders angegeben, sind alle prozentualen Änderungen in den Jahren 1997–2007 nach BP Statistical Review of World Energy, June 2008 ausgerechnet.

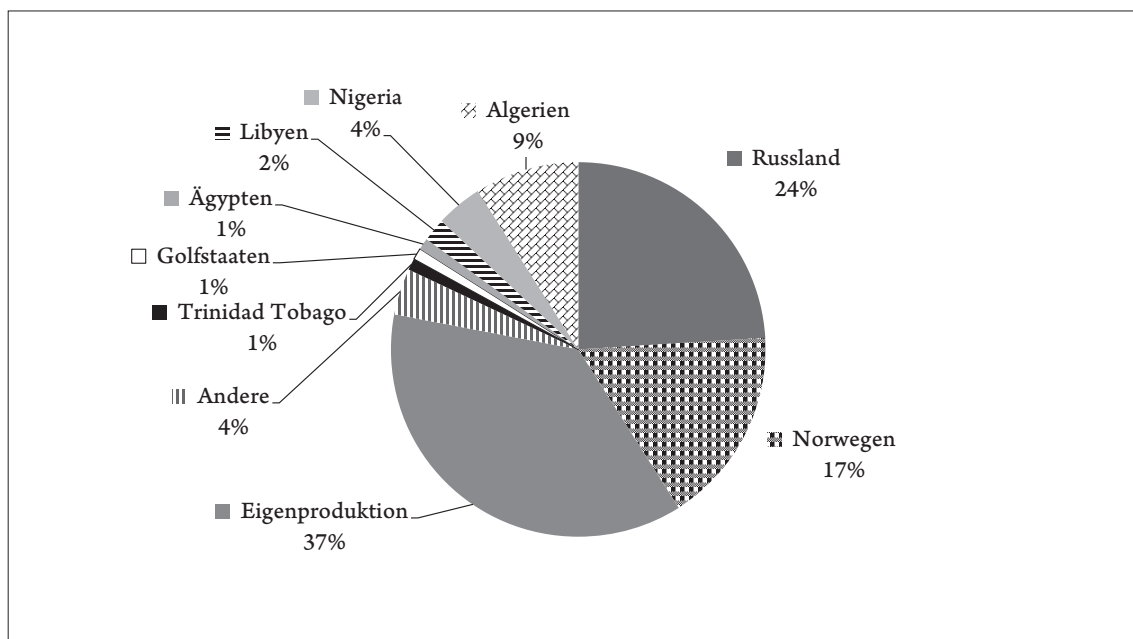
7 Vgl. Europäische Kommission/Generaldirektion Energie und Verkehr (2008), S. 23.

8 Vgl. CIEP (2008), S. 42.

gesamten EU-Erdgasproduktion auf die Niederlande und Großbritannien, deren Erdgasreserven dementsprechend um 30 % (von 1,79 auf 1,25 Billionen m³) und 47 % (von 0,77 auf 0,41 Billionen m³) zwischen den Jahren 1997 und 2007 geschrumpft sind.

Wegen der rückläufigen Eigenförderung und des steigenden Erdgasbedarfs ist die EU auf den Erdgasimport angewiesen. Bei der Betrachtung der EU-Erdgasposition in der Welt wird diese Diskrepanz sofort deutlich: Während etwa 7 % des weltweiten Erdgases in der EU-27 produziert werden, importiert die EU etwa 42 % der Welterdgaseinfuhren. Die Importquote der EU lag im Jahre 2005 bei 57 % des Erdgasverbrauchs.⁹ Die wichtigsten Erdgaslieferanten der EU sind Russland (24 % des Erdgasverbrauchs), Norwegen (17 %) und Algerien (9 %) (siehe Abbildung 3.3). Dabei wird Erdgas hauptsächlich durch Pipelines in die EU transportiert – 2007 nahmen 87 % aller Erdgasimporte diesen Weg.¹⁰ Die europäischen Gasnetze wurden entlang der wichtigen Transitrouten aufgebaut: von Osten nach Westen für die russischen Gaseinfuhren, im Norden für die Gasversorgung aus Norwegen und den Niederlanden, und im Süden für das Gas aus Algerien und Libyen.¹¹ Deutschland, Frankreich und Großbritannien sind die größten Verbraucher von norwegischem Gas,¹² während die osteuropäischen Staaten weitgehend von russischen Gasexporten abhängig sind. Insbesondere in Litauen, Lettland, Ungarn und der Slowakei wird mit russischem Gas etwa ein Drittel des Energieverbrauchs gedeckt, obwohl die Gaseinfuhren aus Russland in absoluten Zahlen relativ klein sind (siehe Anhang 3).¹³

Abbildung 3.3: Erdgaslieferanten der EU und ihre Anteile im Jahre 2007



Quelle: Rapport Annuel Eurogas 2008, S. 27.

Die gesamte Erdgaspipelinekapazität der EU liegt heute bei 375 Mrd. m³/Jahr,¹⁴ zusammen mit zusätzlichen im Bau befindlichen Kapazitäten liegt sie bei 467 Mrd. m³/Jahr und durch die geplanten und vorgeschlagenen Kapazitätserweiterungen könnte sie aufbeinah 650 Mrd. m³/Jahr erhöht werden (siehe Abbildung 3.4 auf der nächsten Seite).¹⁵

9 Vgl. IEA (2008), S. 136.

10 Siehe Abbildung in Rapport Annuel Eurogas (2008), S. 31.

11 Vgl. IEA (2008), S. 134.

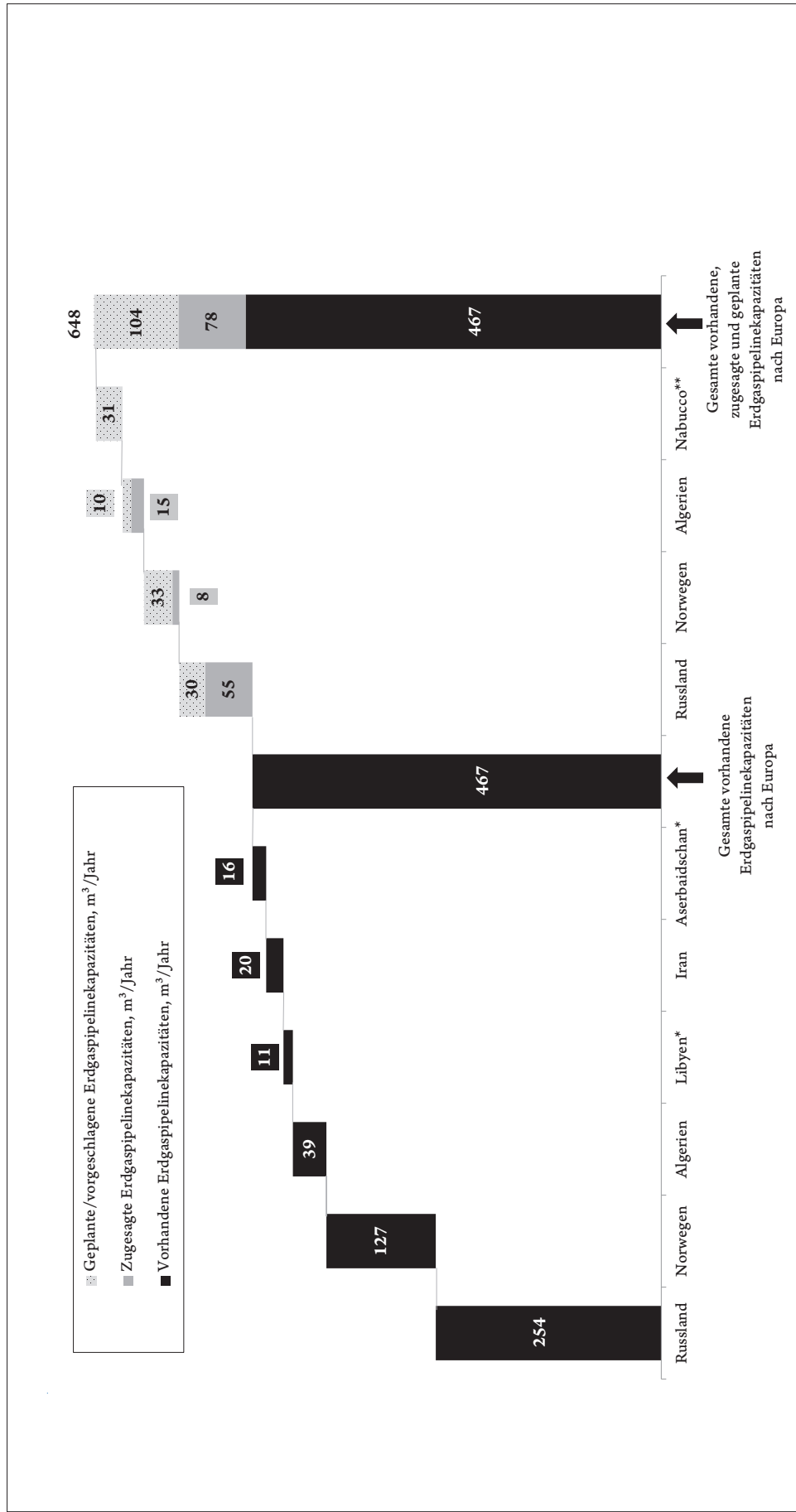
12 Vgl. Belkin (2008), S. 19.

13 Vgl. Noël (2008), S. 13.

14 Vgl. IEA (2008), S. 136.

15 Vgl. CIEP (2008), S. 41.

Abbildung 3.4: Existierende und geplante Erdgaspipelinekapazitäten in der EU, Mrd. m³/Jahr



* Inklusive vorgeschlagener Ausweitung der Kapazität in der nahen Zukunft.

** Nabucco könnte die vorhandene Exportkapazität von Iran bzw. Aserbaidschan nutzen. Wenn Nabucco diese Kapazität nutzt, wäre seine zusätzliche Kapazität nach Europa gleich Null. Anm.: Wegen Auf- oder Abrundens können die Summen im Diagramm von den tatsächlichen Summen abweichen.

Quelle: CIEP (2008), S. 41.

Derzeit ist der Anteil von Flüssiggas an der Erdgasversorgung der EU noch immer niedrig: Nur 13 % der Erdgasimporte – 49,57 Mrd. m³ im Jahre 2007 – werden mit Flüssiggastankern transportiert. Die Hauptversorger der EU mit Flüssiggas sind Algerien (30 % des Flüssiggasverbrauchs), Nigeria (27 %), Katar (15 %) und Ägypten (12 %).¹⁶ Nach unterschiedlichen Schätzungen werden sich die Flüssiggasimporte in die EU in den Jahren 2015 bis 2020 fast verdoppeln und etwa 120–140 Mrd. m³ pro Jahr betragen.¹⁷ Allerdings ist Verflüssigung von Erdgas ein sehr teurer Prozess, der den Ausbau einer entsprechenden Infrastruktur erfordert – Flüssiggastanker, LNG-Anlagen zur Verflüssigung von Erdgas in den exportierenden Ländern sowie LNG-Anlagen zur Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas in den importierenden Ländern.¹⁸ In der EU gibt es heute Überkapazitäten von LNG-Anlagen¹⁹ – 12 sind in Betrieb und 51 befinden sich noch in der Planungsphase oder im Bau.²⁰ Die Hauptimporteure des Flüssiggases unter den EU-Mitgliedstaaten sind Spanien und Frankreich (siehe Tabelle 3.2).

Tabelle 3.2: Import von Flüssiggas und entsprechende Kapazitäten von LNG-Anlagen in der EU, Mrd. m³

	LNG-Import im Jahr 2007	Anlagen zur Wiederverdampfung des Erdgases im Jahr 2006	
		Maximale Kapazität	im Bau
Belgien	2,71	4,5	4,5
Frankreich	13,35	14,8	8,3
Griechenland	0,93	2,3	4,3
Großbritannien	1,51	4,6	26,5
Italien	2,32	3,5	16
Portugal	2,80	5,2	-
Spanien	25,95	39,9	12,8
EU-27	49,57	74,8	72,4

Quelle: Zusammengefasst nach Nies »Oil and Gas Delivery to Europe« 2008, S. 137 und Rapport Annuel Eurogas 2008, S. 31.

So beträgt die gesamte EU-Importkapazität durch Pipelines und LNG-Anlagen fast 480 Mrd. m³ pro Jahr, was wahrscheinlich für die Befriedigung des EU-Erdgasbedarfs bis Mitte des nächsten Jahrzehnts ausreichend wird.²¹ Allerdings ist die Entwicklung des EU-Erdgasbedarfs aber durch eine wachsende Unsicherheit gekennzeichnet.²² Es gibt zahlreiche Prognosen für die EU-Gasnachfrage,²³ die ganz unterschiedliche Voraussagen treffen und angesichts der globalen Wirtschaftskrise jeweils korrigiert werden müssen. Darüber hinaus hängt die Erdgasnachfrage der EU von den Fortschritten bei der Umsetzung der angekündigten Umweltziele ab. So kann die Gasimportabhängigkeit der EU bei erfolgreicher Klima- und Energiepolitik auf 71 % sinken oder andernfalls auf 77 % (etwa 540 Mrd. m³ pro Jahr) im Jahr 2020 ansteigen.²⁴

16 Vgl. Eurogas (2008), S. 31.

17 Vgl. IEA (2008), S. 137.

18 Vgl. Kosacheva (2007), S. 17.

19 Vgl. Clingandael (2008), S. 72.

20 Vgl. Nies (2008), S. 47f.

21 Vgl. IEA (2008), S. 136.

22 Vgl. Ebd., S. 137; CIEP (2008), S. 72.

23 Für den Überblick über Gasnachfrageprognosen siehe Götz (2007c).

24 Vgl. Europäische Kommission/Generaldirektion Energie und Verkehr (2008), S. 15.

Auch wenn die genauen Verbrauchsdaten schwer vorhersagbar sind, wird die Abhängigkeit der EU von Erdgaseinfuhren in Anbetracht der rückläufigen einheimischen Erdgasproduktion in jedem Falle steigen. Dabei könnte sich die Importstruktur der EU künftig etwas ändern.

Einerseits ist die EU bestrebt ihre Gaslieferwege zu differenzieren, um die Energiesicherheit zu gewährleisten. Dafür ist eine Reihe von Projekten geplant, wie zum Beispiel Pipelines aus Nordafrika, die Nabucco-Pipeline oder die Erweiterung der LNG-Kapazitäten.²⁵

Andererseits bezweifeln viele Wissenschaftler, die Fähigkeit Russlands die EU-Erdgasnachfrage zu decken.²⁶ Die russischen Gasfelder in Westsibirien sind fast erschöpft. Um weiterhin auf dem derzeitigen Produktionsniveau zu bleiben, muss Russland neue Förderfelder entwickeln. Allerdings kauft Russland heute hauptsächlich bestimmte Teile des europäischen Infrastrukturnetzes und investiert in den Bau von Umgehungsleitungen, statt in die Entwicklung neuer Gasfelder.²⁷ Darüber hinaus ist das Potenzial russischer Ausfuhren im Wesentlichen durch den steigenden inländischen Verbrauch begrenzt.²⁸ Der Inlandsverbrauch ist angesichts der niedrigen Energieeffizienz sowie der geringen Inlandspreise sehr hoch: Etwa zwei Drittel der russischen Gasproduktion werden im Inland verbraucht.²⁹ Letztendlich will Russland sein Gas auch nach Asien exportieren, wozu die vorgeschlagene Altai-Pipeline von Westsibirien nach China dienen soll. Dies würde einen Teil der Gasmengen von Westen nach Osten umleiten.³⁰

Angesichts der oben beschriebenen Entwicklungen könnte der Anteil Russlands an den europäischen Erdgasimporten in Zukunft abnehmen, während die europäischen Gasimporte aus Afrika und dem Nahen Osten steigen werden.³¹ Zwar wird sich dadurch die relative Bedeutung Russlands als Gasversorger der EU etwas verringern, das heutige Volumen der Gasexporte aus Russland nach Europa wird aber kaum abnehmen. Auch wenn die Exporte auf dem derzeitigen Niveau stagnieren, wird Russland weiterhin ein wichtiger Gaslieferant für die EU sein.

3.2. Die Bedeutung der Ukraine als Transitland für die EU-Erdgasversorgung

Die Ukraine ist bislang das wichtigste Gastransitland im europäischen Raum (siehe Anhang 4). Die Gründe dafür sind die günstige geographische Lage der Ukraine sowie die leistungsstarke Pipeline-Infrastruktur. So verlaufen die wichtigsten Routen für Gaslieferungen in die EU-Länder durch die Ukraine – »Bruderschaft«, »Nordlicht«, Trans-Balkans, die alle noch zu Zeiten der UdSSR gebaut wurden (siehe Tabelle 3.3 auf der nächsten Seite).

Derzeit fließen 23 % des Gases für Europa und 73 % der russischen Erdgasexporte nach Europa durch das ukrainische Pipelinennetz. Wie die Tabelle 3.4 auf der nächsten Seite verdeutlicht, ist die Bedeutung der Ukraine für die Erdgasversorgung der EU und für den Transit des russischen Gases nach Europa im letzten Jahrzehnt gesunken: In relativen Zahlen ist ihr Anteil an der Versorgung um etwa 5 % und am Transit um etwa 10 % zurückgegangen.

25 Vgl. Heinrich (2008), S. 69.

26 Vgl. z. B. Perovic/Orttung 2008; Nies (2008).

27 Vgl. Nies (2008), S. 56; Perovic/Orttung (2008), S. 9f

28 Vgl. Nies (2008), S. 61; Götz (2007a), S. 117.

29 Wegen der globalen Wirtschaftskrise ist der Erdgasverbrauch in Russland wie auch in der EU etwas zurückgegangen.

30 Vgl. Perovic/Orttung (2008), S. 9.

31 Vgl. Götz (2009), S. 8; Perovic/Orttung (2008), S. 8.

Tabelle 3.3: Existierende Pipeline-Infrastruktur für den Transport aus Russland in die EU und die Türkei, Mrd. m³ 32

Existierende Gaspipelines	Route	Kapazität
»Bruderschaft« / »Union« (Sowjetisches Pipelinennetz)	Russland – Ukraine – Zentraleuropa	130
»Nordlicht« (Sowjetisches Pipelinennetz)	Russland – Belarus – Ukraine – Zentraleuropa	25
Trans-Balkans (Sowjetisches Pipelinennetz)	Russland – Ukraine – Balkan	20
Finnland Connector (Sowjetisches Pipelinennetz, ausgebaut 1999)	Russland – Finnland	20
Jamal-Europa (seit 1999 in Betrieb)	Russland – Belarus – Polen – Westeuropa	33
»Blue Stream« (seit 2005 in Betrieb)	Russland – Schwarzes Meer – Türkei	16
Gesamtkapazität		244

Quelle: Forschungsstelle Osteuropa (Ukraine-Analysen 50/09, S. 10).

Tabelle 3.4: Bedeutung der Ukraine als Gastransitland in den Jahren 1997–2007

Jahr	Russische Erdgasexporte in die EU und die Türkei, Mrd. m ^{3*}	Gaskonsum der EU und der Türkei, Mrd. m ^{3**}	Gastransit durch die Ukraine in die EU und die Türkei, Mrd. m ^{3***}	Bedeutung der Ukraine als Transitland	
				für die Erdgasversorgung der EU und der Türkei, %	für die russischen Erdgasexporte in die EU und die Türkei, %
1997	120,9	434,5	108,4	27,1	89,7
1998	125,0	446,0	114,9	27,8	91,9
1999	131,1	460,6	118,7	27,7	90,6
2000	133,8	475,4	112,3	25,5	83,9
2001	131,9	485,6	105,3	23,4	79,8
2002	134,2	488,4	106,1	23,5	79,0
2003	142,7	513,6	112,4	23,8	78,8
2004	145,3	527,5	120,4	24,8	82,9
2005	159,8	542,9	121,5	24,5	76,1
2006	161,8	541,4	113,8	23,2	70,3
2007	154,4	536,5	112,1	23,3	72,6

* Russischer Föderaler Dienst für Statistik [Online: <http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsd/DBlnet.cgi>; Zugriff: 28.03.2009].

** Ausgerechnet für die EU-27 und die Türkei nach BP Statistical Review of World Energy 2008, [Online: <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>; Zugriff: 28.03.2009].

*** Für die Quelle der Daten siehe Abbildung 3.5 im Unterkapitel 3.3.

Quelle: Eigene Zusammenstellung.

Heute ist eine Reihe von Infrastrukturprojekten in Planung, die, wenn sie tatsächlich umgesetzt werden, die Bedeutung der Ukraine als Gastransitland für die Erdgasversorgung der EU künftig verringern können. Dazu gehören die von Russland geförderten Pipelines »Nord Stream« (ehemals North European Gas Pipeline, auch Ostseepipeline) und »South Stream« sowie die von der EU und den USA unterstützte Nabucco-Pipeline. Die ersten beiden Projekte werden von Russland absichtlich,

um Transitstaaten wie die Ukraine und Belarus zu umgehen,³³ aus politischen (auf Grund der Gas-konflikte mit diesen Staaten) und wirtschaftlichen (um die Kosten für Transitgebühren zu sparen) Gründen vorangetrieben. Zwar unterliegt das Nabucco-Projekt einer anderen Logik und spiegelt die Diversifizierungsanstrengungen der EU unter Umgehung Russlands wider,³⁴ im Grunde stellt es aber ein Umgehungsprojekt bezüglich der Ukraine dar, da die Route nicht über ukrainisches Territorium verlaufen soll.³⁵ In Tabelle 3.5 sind die wichtigsten Merkmale dieser Projekte zusammengefasst.

Tabelle 3.5: Charakteristika von Nord Stream, South Stream und Nabucco

	Nord Stream*	South Stream	Nabucco**
Route	Russland (Wyborg) – Deutschland (Greifswald)	Russland – Schwarzes Meer – Bulgarien. Dann entweder nach Serbien/Rumänien – Ungarn – Österreich oder nach Griechenland– Italien	Zentralasien/Ägypten/ Naher Osten – Türkei – Bulgarien – Rumänien – Ungarn – Österreich
Länge	1.220 km (unter dem Meeresboden)	900 km (unter dem Meeresboden)	3.300 km
Kapazität	55 Mrd. m ³ /Jahr (2 Leitungsstränge mit einer Transportkapazität von je 27,5 Mrd. m ³ /Jahr)	30–47 Mrd. m ³ /Jahr	31 Mrd. m ³ /Jahr
Kosten	€ 7,4 Mrd.***	€ 19–24 Mrd.	€ 7,9 Mrd.
Eigen-tümer/ Betreiber	Nord Stream AG Aktionäre – OAO Gazprom (Russland, 51 %), Winters-hall Holding AG (20 %), E.ON Ruhrgas AG (Deutsch-land, 20 %), N.V. Neder-landse Gasunie (Nieder-lande, 9 %)	South Stream AG Aktionäre – OAO Gazprom (Russland, 50 %), ENI S.p.A. (Italien, 50 %) Geplant ist, mit jedem Tran-sitland ein Joint Venture für den Betrieb des jeweiligen Abschnitts der Pipeline zu gründen.	Nabucco International GmbH Aktionäre – Botas AS (Türkei, 16,7 %), Bulgarian Energy Holding EAD (Bulgarien, 16,7 %), Trans-gaz S.A. (Rumänien, 16,7 %), MOL Plc (Ungarn, 16,7 %), OMV Gas & Power GmbH (Österreich, 16,7 %), RWE AG (Deutschland, 16,7 %)
Geplante Inbetrieb-nahme	2011 – 1. Leitungsstrang 2012 – 2. Leitungsstrang	2015	2015 (Abschnitt Türkei – Österreich – ab 2013)

* Für Details siehe Internetseite des Projekts: www.nord-stream.com.

** Für Details siehe Internetseite des Projekts: www.nabucco-pipeline.com.

*** Nur Baukosten. Betriebs- und Wartungskosten sind nicht enthalten, was zu weiterer Verteuerung führen kann. – Vgl. Larsson (2007), S. 34.

Quelle: in Anlehnung an Nies 2008, Loskot-Strachota 2008 und eigene Ergänzungen

Die Umsetzung dieser Projekte ist allerdings mit vielen Problemen verbunden, wodurch die Bauarbeiten immer wieder verzögert werden. So wurde die Inbetriebnahme der Nabucco-Pipeline (erster Teil) bereits von 2011 auf 2013, der South Stream-Pipeline von 2013 auf 2015, der Nord Stream-Pipeline von 2010 auf 2011 verschoben. Angesichts der globalen Finanzkrise und hoher Projektkosten ist es aber sehr wahrscheinlich, dass auch die neuen Fristen nicht eingehalten werden können.

33 Vgl. Locatelli (2008), S. 10; Kosacheva (2007), S. 11; Mangott (2008), S. 26; CIEP (2008), S. 22.

34 Vgl. Mangott (2008), S. 24.

35 Dass die Rolle der Ukraine als Transitland durch die Nabucco-Pipeline geschmälert wird, wird auch durch die Tatsache bestätigt, dass die Ukraine als Alternative für Nabucco den Bau der White Stream-Pipeline vorschlägt, die von Aserbaidschan durch Georgien über die Krim in der Ukraine in die EU verlaufen soll.

Von den drei Pipelines befindet sich nur das Nord-Stream-Projekt in einer fortgeschrittenen Planungsphase.³⁶ Russland ist es zwar bereits gelungen, die wichtigsten EU-Partner für sein South-Stream-Projekt vertraglich zu binden,³⁷ noch ist aber keine genaue Route für dieses Vorhaben bestimmt. So hat es sich jüngst erwiesen, dass sich in Abhängigkeit von der endgültigen Streckenauswahl die Kosten für die South-Stream-Pipeline zwischen €19–24 Mrd. belaufen könnten – doppelt so viel wie zunächst veranschlagt wurde.³⁸ Für Nabucco sind inzwischen alle Machbarkeitstudien abgeschlossen,³⁹ Gaslieferverträge mit den Produzentenstaaten wurden aber noch nicht unterzeichnet.⁴⁰

Als Lieferanten für Nabucco kommen Aserbaidschan, Turkmenistan, Iran, der Irak und Ägypten in Frage, wobei Aserbaidschan derzeit als Hauptgasversorger gehandelt wird. Allerdings wird allein aserbaidchanisches Gas für den Vollausbau und die dementsprechende finanzielle Rentabilität des Projekts nicht ausreichen: So hat Aserbaidschan eine sehr begrenzte Lieferkapazität und Verpflichtungen gegenüber anderen Staaten wie etwa Georgien und der Türkei.⁴¹ Darüber hinaus wurde im März 2009 eine Absichtserklärung zwischen Aserbaidschan und Russland, die langfristige Gasversorgung Russlands zu Marktpreisen betreffend, unterzeichnet.⁴² Ähnliche Probleme wird es mit Turkmenistan geben, das langfristige vertragliche Lieferverpflichtungen mit Russland, aber auch mit der Volksrepublik China und Iran hat. Die Exportkapazitäten Turkmenistans sind deshalb fast völlig »ausgebucht« und derzeitige Produktionszuwächse in Turkmenistan sind für den Vollausbau der Nabucco-Pipeline nicht ausreichend. Aus diesem Grund ist Turkmenistan ein unsicherer Partner für das Nabucco-Projekt.⁴³

Die iranischen Gasvorkommen sind zwar für die Wirtschaftlichkeit der Nabucco-Pipeline von großer Bedeutung, aufgrund des iranischen Nuklearprogramms jedoch äußerst problematisch.⁴⁴ Die Gas mengen aus dem Irak und Ägypten sind für den Nabucco-Vollausbau wiederum nicht ausreichend.

Die absehbaren Lieferprobleme der Nabucco-Pipeline verringern deutlich die Attraktivität des Projekts für potenzielle Investoren⁴⁵ und lassen die russischen Projekte auf den ersten Blick zuverlässiger erscheinen. Allerdings kann auch für Russland der Vollausbau der von ihm forcierten Pipelines problematisch werden. Die Gründe dafür wurden bereits im letzten Unterkapitel genannt. Hier ist nur zu ergänzen, dass das Nord-Stream-Projekt derzeit nur Gasmengen aus dem Gasfeld »Juschno-Russkoje« zur Verfügung hat, die lediglich für den ersten Strang ausreichen. Für den zweiten Strang ist das Gasfeld »Stockman« vorgesehen, das aber noch nicht erschlossen ist. Das South-Stream-Projekt hingegen ist noch nicht an bestimmte Gasressourcen geknüpft.⁴⁶

Ein weiteres Problem liegt darin, dass South und Nord Stream als Unterwasserpipelines geplant sind, aber auch ein Teil von Nabucco unter dem Kaspischen Meer verlaufen soll, um die turkmenischen

36 Vgl. Socor, Vladimir: No Gas Sources Foreseen for Gazprom's South Stream (Eurasia Daily Monitor Volume: 6, Issue: 29), 12.02.2009 [Online: http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=34496&tx_ttnews%5BbackPid%5D=27&cHash=9df696b0dd; Zugriff: 18.04.2009].

37 Diese sind Österreich, Griechenland, Italien, Ungarn und Bulgarien (Vgl. Baran (2008), S. 13ff). Außerhalb der EU – Serbien. Rumänien ist folglich das einzige »Nabucco«-Konsortiummitglied, das am South-Stream-Projekt nicht teilnimmt. Zur innereuropäischen Uneinigkeit gegenüber Nabucco siehe ausführlicher Kapitel 4.1.

38 Vgl. Socor, Vladimir: Gazprom Reveals Unaffordable Costs of South Stream Project (Eurasia Daily Monitor, Volume: 6, Issue: 29), 12.02.2009 [Online: www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=34495; Zugriff: 18.04.2009].

39 Vgl. Westphal (2009b), S. 27.

40 Vgl. Loskot-Strachota (2008), S. 3.

41 Vgl. Mangott (2008), S. 25.

42 Russland–Aserbaidschan Gasabkommen schadet Nabucco, 1.04.2009 [Online: www.euractiv.com/de/energie/russland-aserbaidschan-gasabkommen-schadet-nabucco/article-180855; Zugriff: 18.04.2009].

43 Vgl. Mangott (2008), S. 25.

44 Vgl. Mangott (2008), S. 25; Xypaki et al. (2008), S. 10.

45 Vgl. Xypaki et al. (2008), S. 11; Baran (2008), S. 10.

46 Vgl. Socor, Vladimir: No Gas Sources Foreseen for Gazprom's South Stream, a. a. O.

Gasvorräte einbeziehen zu können. Dies führt zu zweierlei Problemen. Einerseits steigen die Kosten für die Projekte beträchtlich, weil die Unterwassertechnologien sehr aufwändig sind.⁴⁷ Andererseits müssen die Anrainerstaaten dem Bau der Pipeline in ihren Hoheitsgewässern zunächst zustimmen. Im Fall von Nord Stream ist dies eines der größten Hindernisse bei der Projektrealisierung. Der Protest der Ostsee-Anrainerstaaten aus ökologischen Gründen verzögert den Baubeginn seit längerem und lässt die Baukosten steigen.⁴⁸ Gleichzeitig ist der völkerrechtliche Status des Kaspischen Meeres bzw. die Aufteilung des Kaspischen Meeres unter den fünf Anrainerstaaten⁴⁹ bis heute nicht geklärt und umstritten, was die Umsetzung des Nabucco-Projekts noch verhindern könnte.⁵⁰ Eine Alternative wäre, Gas aus Zentralasien zu verflüssigen und in Tankern über das Kaspische Meer zu transportieren, was wiederum das Projekt verteuern würde.⁵¹

Was das South Stream-Projekt betrifft, so ist Russland gezwungen, entweder mit der Ukraine oder mit der Türkei über den Routenverlauf durch die jeweiligen Hoheitsgewässer zu verhandeln. Wegen der Gaskonflikte mit der Ukraine und der Absage Rumäniens an das Projekt erwägt Russland jetzt eine längere Strecke durch die türkischen Hoheitsgewässer zu bauen.⁵² Das zöge aber nicht nur zusätzliche Kosten nach sich, sondern könnte in der Türkei ganz neue Probleme hervorrufen: So hat Russland seine frühere Absicht aufgegeben, Blue Stream II als Erweiterung von Blue Stream I (Pipeline, die russisches Gas, unter dem Schwarzen Meer in die Türkei transportiert) bis nach Europa zu bauen.⁵³ Aber auch im Nabucco-Fall könnte die Position der türkischen Regierung zu Schwierigkeiten führen: Die Türkei hat bereits gedroht, das Projekt mit den EU-Beitrittsverhandlungen zu verknüpfen.⁵⁴

Abgesehen von all diesen Problemen, die die drei Infrastrukturprojekte unmittelbar betreffen, wird ihre Umsetzung durch übermäßige Politisierung erschwert. So werden oft die Begriffe »Energiepoker«⁵⁵, »Great Game«⁵⁶, »nächster Kalter Krieg«⁵⁷ oder »Pipeline Race«⁵⁸ in der wissenschaftlichen Literatur und in der öffentlichen Diskussion verwendet, um den geopolitischen Machtkampf um Energieressourcen, Liefer- und Transitregionen zu beschreiben. So wird South Stream hauptsächlich als ein Konkurrenzprojekt für die geplante Nabucco-Pipeline angesehen, weil es auf die gleichen Märkte wie Nabucco abzielt und einer beinahe identischen Route folgt.⁵⁹ Nord Stream dagegen ist wegen des Widerstands einer Vielzahl von Staaten »not just a Pipeline«⁶⁰.

Theoretisch könnten die drei Umgehungsprojekte, wenn sie voll ausgebaut wären und ihre volle Kapazität ausschöpften, die Ukraine als Gastransitland ersetzen. Dennoch wäre die Ukraine wettbewerbsfähig als Transitland für die Erdgasversorgung der EU, denn die Transitkosten und entsprechend die Gaspreise für die EU wären hier niedriger. Dafür sprechen die Eigenschaften des ukrainischen Pipelinenetzes, die im nächsten Unterkapitel beschrieben werden. Allerdings ist dieses Szenario angesichts der oben beschriebenen Probleme höchst unrealistisch. Deshalb wird die Ukraine

47 Vgl. Götz (2007d), S. 4.

48 Für die umfassenden Analysen der Ostseepipeline-Problematik siehe ausführlicher Whist (2008); Larsson, (2007).

49 Diese sind Iran, Kasachstan, Aserbaidshjan, Turkmenistan und Russland.

50 Vgl. Kosacheva (2007), S. 9; Mangott (2008), S. 26.

51 Vgl. Westphal (2009b), S. 28.

52 Vgl. Socor, Vladimir: No Gas Sources Foreseen for Gazprom's South Stream, a.a.O.

53 So wollte die Türkei den Bau von Blue Stream II an den Bau der Ölpipeline Samsun–Ceyhan koppeln. Die Parteien konnten sich jedoch nicht über die Kosortiumsanteile an der Ölpipeline einigen, was ebenfalls zum Scheitern von Blue Stream II führte. – Vgl. Baran (2008), S. 12.

54 Vgl. Westphal (2009b), S. 28.

55 Titel des Buchs von Kneissl (2006).

56 Kneissl (2006), S. 18.

57 Titel des Aufsatzes von Umbach (2006).

58 Vgl. Götz (2008), S. 93.

59 Vgl. Baran (2008), S. 9.

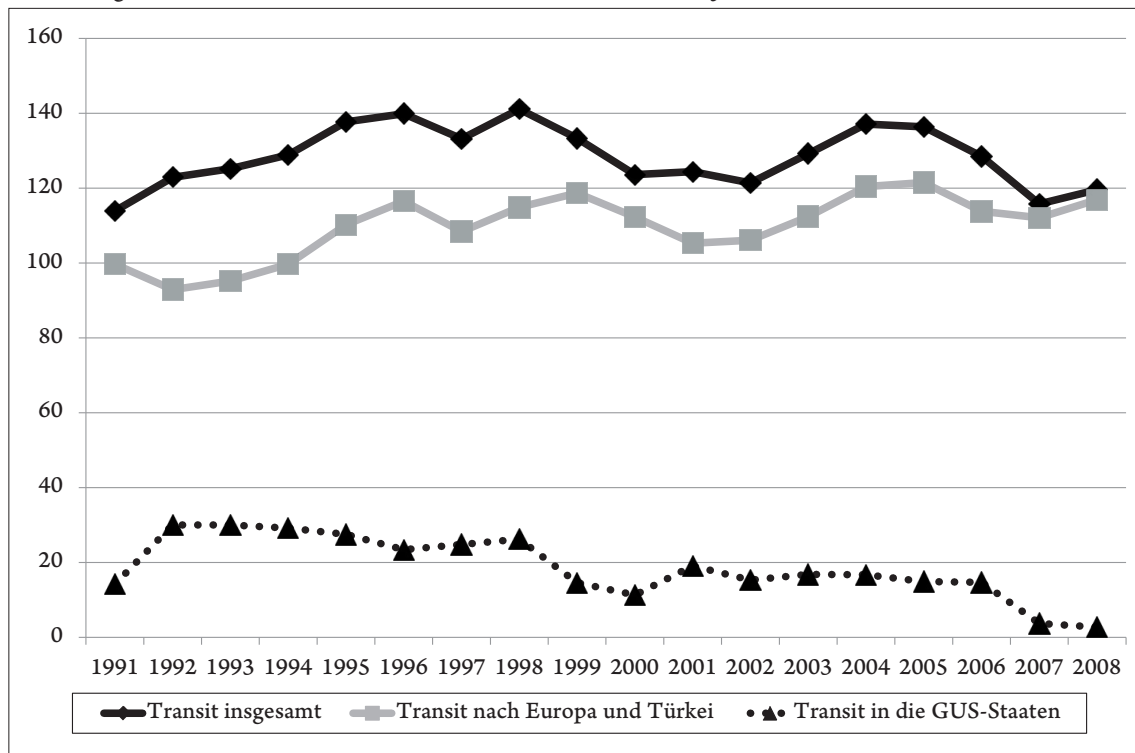
60 Whist (2008), S. 1.

auch in absehbarer Zeit ein wichtiges Gastransitland bleiben, auch wenn ihre relative Bedeutung im nächsten Jahrzehnt etwas abnehmen könnte.

3.3. Potenzial und Möglichkeiten der Ukraine als Transitland

Im Vergleich zu anderen Pipelinenetzen ist das ukrainische Pipelinetz nach dem russischen das leitungsstärkste in Europa. Es ist 37.600 km lang⁶¹, hat 73 Kompressorstationen, 1607 Gasverteilungsstationen und 13 Untergrundgasspeicher mit einer Gesamtkapazität von 32 Mrd. m³.⁶² Das ukrainische Gastransportsystem (GTS) kann bis 290 Mrd. m³ pro Jahr empfangen (»Inputkapazität«) und bis 175 Mrd. m³ pro Jahr übertragen (»Outputkapazität«). Nach technischen Gesichtspunkten ist das ukrainische GTS nur mit dem slowakischen Pipelinetz vergleichbar. Jedoch wird durch die Ukraine etwa 2,6-mal mehr Gas als durch die Slowakei transportiert. Die Durchsatzkapazität in Richtung Europa beträgt etwa 140 Mrd. m³, während die tatsächlich nach Europa transportierte Gasmenge rund 110–120 Mrd. m³ pro Jahr beträgt (siehe Abbildung 3.5). Darüber hinaus könnten die Kapazitäten des ukrainischen GTS mit Investitionen in Höhe von 5,55 Mrd. US-Dollar um etwa 60 Mrd. m³ pro Jahr erhöht werden,⁶³ was eine wesentlich günstigere Variante als die oben beschriebenen Alternativen wäre.

Abbildung 3.5: Transit russischen Gases durch die Ukraine in Jahren 1991–2008, Mrd. m³



Quelle: Russian Analytical Digest 53/09, S. 6; Nacional'na Bezpeka i Oborona (Nationale Sicherheit und Verteidigung) Nr. 3/2002, S. 30.

Die Ukraine verfügt über die drittgrößten Erdgasspeicherkapazitäten weltweit (siehe Tabelle 3.6 auf der nächsten Seite). Fünf von dreizehn Untergrundgasspeichern (UGS)⁶⁴ befinden sich im Westen

61 Die gesamte Länge inkl. des Pipelinenetzes für die Versorgung der ukrainischen Endkunden.

62 Enerhetyčna strategija Ukraïny (Die Energiestrategie der Ukraine). [Online: <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>; Zugriff: 20.04.2009].

63 Master-Plan on the Modernisation of Ukraine's Gas Transit System. [Online: http://ec.europa.eu/external_relations/energy/events/eu_ukraine_2009/bekker_en.pdf; Zugriff: 20.04.2009].

64 Gasspeicher sind für die Versorgungssicherheit wichtig, weil sie ermöglichen, ein praktisch konstantes Angebot und eine saisonal abhängige Nachfrage zusammenzubringen.

des Landes, womit sie für die Bedienung der europäischen Kunden sehr gut geeignet sind.⁶⁵ Wenn der Spothandel mit Erdgas weltweit zunimmt, könnte die Ukraine in Zukunft die freien Kapazitäten in ihrer UGS europäischen Unternehmen zur Verfügung stellen.⁶⁶

Tabelle 3.6: Länder mit den größten Erdgasspeicherkapazitäten

Nr.	Land	Installierte Arbeitsgasvolumenkapazität, Mio. m ³	Anzahl der Untergrundgasspeicher (UGS)
1	USA	110.485	417
2	Russland*	90.045	23
3	Ukraine	34.065	13
4	Deutschland	19.772	41
5	Italien	17.300	10
6	Kanada	14.070	42
7	Frankreich	11.633	15
8	Niederlande	4.750	3
9	Usbekistan	4.600	3
10	Kasachstan	4.203	3
	Welt insgesamt**	340.087	634

* inkl. langfristiger Reserven

** d. h., alle Länder

Quelle: <http://www.dvgw.de/gas/gasspeicherung/untertage/>

Die Ukraine hat langjährige Erfahrung mit dem Gastransport. Die von Russland nach Westen führenden Exportpipelines wurden noch in den 1970er/1980er Jahren gebaut. Gerade aus diesem Grund muss das ukrainische Pipelinennetz dringend modernisiert werden. Fast ein Drittel der Gaspipelines und Kompressorstationen müssten erneuert werden. Der schlechte technische Zustand des ukrainischen GTS verursacht einen hohen Verbrauch von so genanntem »technischen« Gas, das für einen reibungslosen Transit notwendig ist: Zu diesen Zweck werden jährlich fast 7 Mrd. m³ verbrannt.⁶⁷ Laut einer von der EU finanzierten Prüfung des ukrainischen GTS sind Modernisierungsinvestitionen in Höhe von 2,5 Mrd. Euro für die Jahre 2009 bis 2015 nötig.⁶⁸

Zwar bemüht sich die Ukraine, ihr GTS mit eigenen Mitteln zu modernisieren, bisher sind die bereitgestellten Mittel aber nicht ausreichend. Heute gibt es sichtbare Zeichen dafür, dass die Modernisierung des ukrainischen GTS letzten Endes doch voranschreiten wird. Im Juni 2008 haben die USA und die EU in einer Gipfel-Erklärung angekündigt, die Ukraine bei der Sanierung und Modernisierung ihres GTS zu unterstützen.⁶⁹ Ende 2008 hat die Ukraine eine »Charta über strategische Partnerschaft«⁷⁰ mit den

65 Vgl. Pirani (2007), S. 73.

66 Vgl. Nacional'na Bezpeka i Oborona (Nationale Sicherheit und Verteidigung) Nr. 8/2008, Kiew: Razumkov-Zentrum, S. 22.

67 Vgl. Nacional'na Bezpeka i Oborona (Nationale Sicherheit und Verteidigung) Nr. 3/2002, Kiew: Razumkov-Zentrum, S. 32.

68 Vgl. Hochrangige Investorenkonferenz über die Modernisierung des Gastransitsystems der Ukraine, Pressemitteilung IP/09/451, Brüssel, den 20. März 2009 [Online: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/09/451&format=PDF&aged=0&language=DE&guiLanguage=en>; Zugriff: 18.04.2009].

69 2008 EU–U.S. Summit Declaration [Online: www.eu2008.si/en/News_and_Documents/Press_Releases/June/0610EU_USA_Declaration.html; Zugriff: 18.02.2009].

70 Chartija Ukraïna–SŠA pro strategične partnerstvo (Charta Ukraine-USA über strategische Partnerschaft) [On-

USA unterzeichnet, die eine enge Zusammenarbeit der beiden Parteien in Fragen der Modernisierung der ukrainischen Gasinfrastruktur und der Gründung einer bilateralen Gruppe für Energie vorsieht. Am 23. März 2009 fand die internationale Investorenkonferenz »EU-Ukraine: Partner bei der Sicherung der Gasversorgung Europas« in Brüssel statt.⁷¹ Nach der Konferenz haben die EU, die Ukraine und die internationalen Finanzinstitutionen eine gemeinsame Erklärung unterzeichnet, in der der notwendige Rahmen für Investitionen in die Modernisierung des ukrainischen GTS festgelegt wurde.

Zusammenfassend ist die Ukraine ein bedeutendes Gastransitland aufgrund ihrer strategisch günstigen geographischen Lage und der exzellenten Erreichbarkeit der wichtigen EU-Märkte, aufgrund des leistungsstarken Pipelinenetzes, der zweitgrößten unterirdischen Speicheranlagen in Europa. Nach Einschätzung von Experten braucht man etwa 9–25 Mrd. US-Dollar, um so ein Pipelinetz inklusive Untergrundgasspeicher wie in der Ukraine aufzubauen.⁷² Allerdings besteht in der Ukraine auch ein hoher Investitions- und Modernisierungsbedarf für den Erhalt der existierenden Pipeline-Kapazitäten.

line: http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=840_140; Zugriff: 19.03.2009].

71 Ausführlicher über die Konferenz unter http://ec.europa.eu/external_relations/energy/eu_ukraine_en.htm.

72 Vgl. Pirani (2007), S. 74.

4. Stellenwert der Ukraine in der Energiepolitik der EU

Im Jahr 2006 hat der Hohe Vertreter für Außensicherheit Javier Solana zwei Säulen der externen Dimension der EU-Versorgungssicherheitspolitik in seinem Bericht »An External Policy to Serve Europe's Energy Interests« festgelegt: Diversifizierung und Funktionierende Märkte.¹ Im Folgenden wird argumentiert, dass die erste Säule in der EU kaum umgesetzt wird, während die Realisierung der zweiten Säule wesentlich erfolgreicher verläuft, obgleich es auch hier bestimmte Probleme gibt. Grund dafür ist die unterschiedliche Behandlung der beiden Säulen. Während für den Erfolg der Diversifizierungsbemühungen eine gemeinsame Energieaußenpolitik der EU nötig wäre, können Funktionierende Märkte direkt in Zusammenarbeit mit den Nachbarstaaten geschaffen werden. In diesem Kapitel soll auch die Energiezusammenarbeit der EU mit der Ukraine behandelt und dabei der Stellenwert der Ukraine innerhalb der Energiepolitik der EU bestimmt werden.

4.1. Energieaußenpolitik und Energieaußenbeziehungen der EU

Trotz heftiger Diskussionen um die Notwendigkeit einer gemeinsamen Energieaußenpolitik der EU gleich nach dem ersten russisch-ukrainischen Erdgaskonflikt im Jahre 2006, gibt es in der Praxis bis heute weder eine gemeinsame noch kohärente Energieaußenpolitik (EAP) der EU. So erschweren nationale Souveränitätsvorbehalte und die beschränkten Kompetenzen der Europäischen Gemeinschaft im Bereich Außenpolitik den Weg zu einer gemeinsamen EAP.² Die Entscheidung der Mitgliedstaaten, die Gestaltung ihres jeweiligen Energiemixes sowie der Energielieferungen nicht auf die supranationale Ebene zu übertragen, hindert die EU bisher daran, »mit einer Stimme« zu sprechen. So gibt es große Unterschiede zwischen den mitgliedstaatlichen Energieversorgungsstrukturen. Die nationalen Energiemärkte hängen von Energieimporten wie auch bestimmten Energierohstoffen und Lieferregionen in unterschiedlichem Maße ab.³ Dementsprechend verfolgen die einzelnen EU-Staaten ganz unterschiedliche Energiestrategien.⁴ Sie haben kein einheitliches Verhältnis zu Russland als wichtigstem EU-Gaslieferanten.⁵ Dafür gibt es zahlreiche Beweise. So hat z. B. Polen zum einen im Jahre 2006 ein Veto gegen die Verhandlungen über ein neues Partnerschafts- und Kooperationsabkommen (PKA) mit Russland eingelegt unter Verweis auf die ausstehende Ratifizierung des Energiecharta-Vertrags durch Russland sowie das Embargo gegen Fleischimporte aus Polen. Zum anderen haben Italien und Frankreich im Jahre 2006 bilaterale Verträge mit Russland unterzeichnet, die die Staaten dazu verpflichten, russisches Gas langfristig zu importieren und Gazprom den teilweisen Zugang zu ihren Energiemärkten zu ermöglichen.⁶

Bezüglich der Versorgungssicherheit sind Widersprüche zwischen den bilateralen Vorhaben und den gemeinschaftlich festgesetzten Prioritäten besonders im Bereich der Infrastrukturprojekte zur Diversifizierung der Erdgasversorgung der EU erkennbar.⁷ So z. B. beteiligen sich drei der Nabucco-Konsortiumsmitglieder, OMV aus Österreich, MOL aus Ungarn und Bulgargaz aus Bulgarien, gleichzeitig am Konkurrenzprojekt South Stream-Pipeline.⁸ Darüber hinaus bezweifeln die Regierungen Deutsch-

1 Council of the European Union (2006), S. 2. Der Bericht wird oft als »Solana Paper« bezeichnet.

2 Für die Kompetenzen der EU im Energiebereich siehe ausführlicher Kapitel 2.2.

3 Vgl. Geden (2008a), S. 361.

4 Als einer der bedeutendsten Schritte zu einer gemeinsamen EAP in letzter Zeit kann die Einführung der Gegenseitigkeitsklausel (sog. »Gazprom-Klausel«) angesehen werden. Diese soll massive Verkäufe europäischer Energieanlagen an ausländische Unternehmen wie Russlands Gazprom verhindern. Obwohl die endgültige Formulierung im Vergleich zur ersten Version etwa verwässert wurde, stellt die Klausel eine Mindesteinigung der EU-Staaten in ihrer Stellung gegenüber Russland dar.

5 Vgl. Van der Linde (2007), S. 300.

6 Vgl. Belyi (2008), S. 206.

7 Vgl. Geden (2008a), S. 361; Bertelsmann Stiftung (2007), S. 10f.

8 Merkel: Keine EU-Gelder für Nabucco, 3.03.2009. [Online: <http://www.euractiv.com/de/energie/merkel-keine-eu>]

lands, Frankreichs und Italiens die Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit der Nabucco-Pipeline. So lehnt Deutschland die Gaspipeline-Finanzierung mit öffentlichen Geldern trotz entsprechender Forderungen der zentral- und osteuropäischen Mitgliedsländer unter der Führung Polens ab.⁹ Folglich hat die EU im März 2009 die Nabucco-Pipeline lediglich 200 Mio. Euro aus dem 5 Mrd. Euro teuren Konjunkturpaket zugewiesen und unter den allgemeinen Titel »Süd-Gas-Korridor« in der Auflistung der zu finanzierenden Infrastrukturprojekte gestellt.¹⁰ Des Weiteren gibt es auch gegenüber der *Nord Stream*-Pipeline keinen Konsens unter den Mitgliedsländern. Von Deutschland wird das Projekt unterstützt, die Baltischen Staaten und Polen lehnen es ab.¹¹ So wirkt die fehlende gemeinsame EAP negativ auf die Umsetzung der ersten Säule innerhalb der externen Versorgungssicherheitspolitik der EU, nämlich die Diversifizierung von Gaslieferwegen.

Die Außenpolitik der EU darf aber nicht mit den Außenbeziehungen der EU verwechselt werden.¹² So bekommen Energiefragen in den Außenbeziehungen der Gemeinschaft immer mehr Gewicht. Die EU unterhält bereits mit einer Vielzahl von Staaten Energiedialoge: mit dem Golfkooperationsrat (u. a. Saudi-Arabien, Qatar) und den Staaten der Maschrik/Maghreb-Region (u. a. Algerien, Ägypten), mit weiteren Ländern über die Europäische Nachbarschaftspolitik (u. a. Libyen, Aserbajdschan, Ukraine, Georgien), es gibt einen energiepolitischen Dialog mit afrikanischen Ländern und bilaterale Energiedialoge mit Russland, den USA sowie China, Indien, Brasilien etc.¹³ Müller-Kraenner (2007) weist darauf hin, dass die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Mittelpunkt der energiepolitischen Zusammenarbeit der EU mit ihren unmittelbaren Nachbarn steht, während der Klimaschutz ein Leitmotiv in der energiepolitischen Kooperation mit den USA und den Schwellenländern ist.¹⁴ Dies kann dadurch erklärt werden, dass die Kooperation zwischen der EU und den benachbarten Regionen bei Energiefragen der Logik der Funktionierenden Märkte folgt, also der zweiten Säule innerhalb der EU-Versorgungssicherheitspolitik. So sollen die Ausdehnung des europäischen Rechtsrahmens und somit die Integration möglichst vieler Partnerstaaten in den Energiebinnenmarkt die Energieversorgungssicherheit der EU gewährleisten.¹⁵ Im »Solana Paper« aus dem Jahr 2006 heißt es:

Well-functioning world markets are the best way of ensuring safe and affordable energy supplies. (...) This could be achieved by the EU extending its own energy market to include its neighbours within a common regulatory area with shared trade, transit and environmental rules. (...) We need to convince non EU consumer countries that world energy markets can work for them. If they were to conclude that the only route to security lay in bilateral deals, the risk of disruption of the energy system would grow.¹⁶

Nach Westphal hat die EU ihren ersten Versuch, eine pan-europäische Energiegemeinschaft zu schaffen, schon in den 1990er Jahren durch die Verabschiedung eines Energiecharta-Vertrags unternommen.¹⁷

gelder-nabucco/article-179897; Zugriff: 10.03.2009]

- 9 Poland defies Germany over Nabucco pipe, 18.03.2009. [Online: <http://www.euractiv.com/en/eu-summit/poland-defies-germany-nabucco-pipe/article-180409>; Zugriff: 22.03.2009]
- 10 Nabucco von Liste der Energieprojekte gestrichen, 17.03.2009. [Online: <http://www.euractiv.com/de/meinung/nabucco-liste-energieprojekte-gestrichen/article-180342>; Zugriff: 22.03.2009].
- 11 Vgl. Belyi (2008), S. 206.
- 12 Vgl. Moussis (2007), S. 423. Die externen Beziehungen der EU sind oft mit der Rolle der Union in einer GASP vermischt, so dass die Unterscheidung manchmal sehr schwerfällt. Die Außenbeziehungen im Unterschied zur Außenpolitik werden im üblichen Beschlussfassungsprozess der Gemeinschaft entschieden. – Vgl. ebd.
- 13 Für eine umfassende Beschreibung der Energiebeziehungen der EU mit Drittstaaten siehe Haghighi (2007).
- 14 Vgl. Müller-Kraenner (2007), S. 25.
- 15 Es muss darauf aufmerksam gemacht werden, dass die Europäische Union ein Regel-Exporteur ist – nicht nur in der Energiepolitik. Renner (2009) bringt zum Ausdruck, dass die »Extra-Territorialisierung« der Politiken der EU und die Erweiterung der internen Vorschriften über die Grenzen der EU eine Form der externen »Governance« der Union seien. Dieser Prozess wird als »Europäisierung« bezeichnet und dieses Muster wird immer häufiger auch auf die Energiepolitik übertragen. – Vgl. Renner (2009).
- 16 Council of the European Union (2006), S. 2.
- 17 Vgl. Westphal (2006), S. 55.

Jedoch scheiterte dieser Versuch, da Russland den Vertrag nicht ratifizierte. Dann konzentrierte man sich stärker auf regionale Projekte und der Ansatz hat eine mehr regionale Ausprägung bekommen. Im Jahr 2002 begann der so genannte Athener Prozess mit den Staaten Südosteuropas, der im Oktober 2005 in einem Vertrag über eine Energiegemeinschaft mündete. Das langfristige Ziel der Energiegemeinschaft ist die Schaffung eines gemeinsamen integrierten Energiemarktes, was durch die Übernahme des *acquis communautaire* der EU im Energiebereich zu erreichen ist.¹⁸ Die Energiegemeinschaft umfasst die Mitgliedsländer der EU und neun südosteuropäische Länder¹⁹ mit einer möglichen Erweiterung um die Länder Norwegen, Türkei, Ukraine und Moldawien.²⁰

Diese Energiegemeinschaft ist aber nicht das einzige Beispiel für eine gelungene Umsetzung des Ansatzes der »erweiterten Energiegemeinschaft«. Konoplyanik (2006) ist der Meinung, dass die EU-Nachbarschaftspolitik und die Idee von den »gemeinsamen Räumen« mit Russland eine vereinfachte Version der Philosophie des »exporting EU-acquis« seien.²¹ Westphal (2007) fasst die EU-Außenbeziehungen zu ihren Nachbarländern in konzentrischen Kreise zusammen, je nach Geltungsstärke von EU-Normen und Regelungen im Energiebereich. So besteht der innere Kreis aus Beitritts- sowie Kandidatenländern, der EFTA sowie dem Europäischen Wirtschaftsraum. Hier wird der *acquis communautaire* fast ganz übernommen. Im nächsten Kreis befindet sich die Energiegemeinschaft der südosteuropäischen Länder, auf die die energiepolitische Rechtsgrundlage der EU schrittweise ausgedehnt wird. Den äußeren Kreis bilden die Staaten der Nachbarschaftspolitik, inklusive Russland. Legale Harmonisierung und Annäherung werden hier jeweils individuell vereinbart.²²

So eine Anordnung in konzentrischen Kreisen, in denen die abnehmende Geltungskraft sowie die begrenzte Wirksamkeit des Energiecharta-Vertrags zum Ausdruck kommt, verweisen auf die Grenzen des Ansatzes der »erweiterten Energiegemeinschaft«. Zum einen wird an diesem Ansatz oft beklagt, dass der Energiebinnenmarkt der EU selbst noch unvollkommen sei²³ und es Schwierigkeiten bei seiner Schaffung innerhalb der Union gebe.²⁴ Dabei wird die externe Energiepolitik der EU durch Meinungsunterschiede zwischen den Mitgliedsländern bezüglich der Entwicklung des Energiebinnenmarktes entwertet. Zum anderen stößt dessen praktische Anwendung auf den Widerstand vieler Energielieferanten.²⁵ Konoplyanik hebt hervor, dass solch ein Ansatz nur gegenüber Transitstaaten und einigen Energieproduzenten, die die EU als Model für eine ökonomische Entwicklung ansehen, erfolgreich sein könne.²⁶ Ähnlich wie Westphal teilt er den entstehenden Eurasischen Energiemarkt in Blöcke, je nach Wirkungsgrad des EU- *acquis* bzw. der Regelungen des Energiecharta-Vertrags (siehe Tabelle 4.1 auf der nächsten Seite). Darüber hinaus sieht Konoplyanik den Energiecharta-Vertrag als Teil des *acquis*, weil er die Mindeststandards der Liberalisierung darstellt, die der ersten Gasdirektive der EU entsprechen.²⁷

18 Vgl. Altmann (2008), S.323.

19 Serbien, Kroatien, Bosnien und Herzegowina, die ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien, Rumänien, Bulgarien, Albanien, Montenegro und UNMIK.

20 Ausführlicher über die Energiegemeinschaft siehe www.energy-community.org.

21 Konoplyanik (2006a), S. 11.

22 Vgl. Westphal (2007), S. 243f.

23 Vgl. Hunt (2008), S. 62.

24 Vgl. Youngs (2007), S. 6; Westphal (2007), S. 249f.

25 Vgl. Youngs (2007), S. 8, Konoplyanik (2008a), S. 109; van der Linde (2007), S. 301.

26 Konoplyanik (2008a), S. 109.

27 Vgl. Konoplyanik (2008a), S. 110f.

Tabelle 4.1: Gemeinsame Regeln in einem sich entwickelnden Eurasischen Energiemarkt

Countries	Applicable rules
European Union: 27 member-states	EU legislation (<i>acquis</i>), including in energy, fully applies
Energy Community Treaty: 27 EU members plus seven South-East European countries (Croatia, Serbia, Montenegro, Bosnia, Macedonia/FYROM, Albania, Kosovo/UNMIK) plus five observers (including Turkey, Georgia)	EU <i>acquis</i> on the internal electricity and gas markets applies
EU candidates: Croatia, Macedonia and Turkey; Serbia and other Balkan countries hope to obtain candidate status	Croatia and Macedonia applying energy <i>acquis</i> as members of Energy Community Treaty; Turkey in the process of alignment with <i>acquis</i> , but full compliance not expected until closer to accession date
European Neighbourhood Policy: CIS (Armenia, Azerbaijan, Belarus, Georgia, Moldova, Ukraine) and Northern Africa (Algeria, Egypt, Israel, Jordan, Lebanon, Libya, Morocco, the Palestinian Authority, Syria, Tunisia)	Enhanced energy co-operation based on national action plans with Ukraine and Moldova (as well as Israel, Jordan, Morocco, the Palestinian Authority and Tunisia); partial application of EU energy policies and legislation possible in the future
EU-Russia Strategic Partnership agreement: EU and Russia	New treaty to be based on shared principles and objectives; applicability of <i>acquis</i> rejected by Russia
Energy Charter Treaty (ECT): 51 signatories in Europe and Asia, of which 46 have ratified	ECT rules fully applicable to all members; EU has gone further in liberalising its internal energy market; but not clear whether its demands that other ECT member-states follow are realistic
ECT observers: 20 countries in Europe, Asia, Middle East, Africa, North and Latin America	Shared ECT aims and principles but ECT rules not binding; unlikely to accept the more liberal rules of the <i>acquis</i>

Quelle: Konoplyanik (2008a), S. 115

So dreht sich der EU-Energiesicherheitsansatz in seiner externen Dimension um die Achse der »Markt-Governance«.²⁸ Damit schwebt er zwischen Markt und Geopolitik. Man kann behaupten, dass das Konzept der erweiterten Energiegemeinschaft eine geostrategische Antwort auf die geopolitische Energiepolitik Russlands sei. Die EU bekomme dadurch mehr Macht und Einfluss und sichere in solcher Weise ihre Position auf den Energiemärkten, insbesondere wenn es um die wachsende globale Konkurrenz um Energieressourcen geht. Tatsächlich wurde die Schaffung einer erweiterten Energiegemeinschaft schon in vielen offiziellen Dokumenten der EU als Ziel aufgeführt.²⁹ Dennoch scheint der Ansatz eher wirtschaftlicher als politischer Natur zu sein. Dabei ist die fehlende gemeinsame Energieaußenpolitik der EU der beste Beweis für den apolitischen Grundton des Energiesicherheitskonzepts der EU.³⁰ Die Idee einer erweiterten Energiegemeinschaft stützt sich ausschließlich auf Logik von funktionierenden Märkten und wird im Rahmen der Energieaußenbeziehungen der EU verfolgt.

4.2. Die EU-Energiebeziehungen mit der Ukraine

Wie schon erläutert, versucht die EU, ihre Energieversorgung durch die Schaffung offener Märkte sicherzustellen. In diesem Unterkapitel werden die Energiebeziehungen der EU mit der Ukraine beschrieben und dabei der Stellenwert der Versorgungssicherheit in der bilateralen Zusammenarbeit bestimmt.

28 Vgl. Youngs (2007), S. 1.

29 Z. B. KOM (2003) 262 endg./2; KOM (2006) 105 endg.; KOM (2006) 590; KOM (2007) 1 endg.; Rat der Europäischen Union (2007): Schlussfolgerungen des Vorsitzes – 8./9. März 2007, 7224/1/07 REV 1.

30 Somit entwickelt sich die Energiesicherheit der EU allmählich nach dem »Markt and Institutions« anstatt dem »Regions and Empires«-Szenario. Für Beschreibung der Szenarien siehe Kapitel 2.

In den Energiebeziehungen zwischen der EU und der Ukraine kann man drei Phasen unterscheiden:

1. Phase 1994–2003

Die erste Phase der bilateralen Energiebeziehungen ist durch schwach definierte Ziele und allgemeine Erwartungen gekennzeichnet. Der Schwerpunkt der Zusammenarbeit lag überwiegend auf der Gewährleistung der Nuklearsicherheit, obgleich schon im Abkommen über Partnerschaft und Zusammenarbeit (PKA) aus dem Jahr 1994³¹ festgehalten worden war, dass die energiepolitische Kooperation der EU mit der Ukraine auf den »Grundsätzen der Marktwirtschaft und der Gesamteuropäischen Energiecharta vor dem Hintergrund der schrittweisen Integration der Energiemärkte in Europa«³² basieren müsse. So wurde die Nuklearkooperation in einem separaten Artikel des PKA reguliert und als Priorität in den bilateralen Beziehungen in der Gemeinsamen Strategie der EU für die Ukraine aus dem Jahr 1999 genannt. Weitere Bereiche der Zusammenarbeit sollten die Sicherheit der ukrainischen Energieversorgung, die Infrastrukturmodernisierung sowie die Förderung von Energieeffizienz und Energiesparen sein.

Zunehmend wurde auch die Unterstützung der EU bei Reformen im Energiesektor sichtbar. Diese wurde zunächst in der Gemeinsamen Strategie der EU für die Ukraine explizit formuliert und sollte sich auf die Aspekte Preisliberalisierung, verbesserte Zahlungseingänge und Privatisierung der Vertriebsgesellschaften sowie Umsetzung des finanziellen Sanierungsplans für den Energiesektor konzentrieren.³³ Die Ausarbeitung eines Energieplans für die Ukraine wurde trotzdem an die Zusammenarbeit mit der EBWE und der Weltbank geknüpft.³⁴

2. Phase 2004–2007

Nach der Erweiterung der EU um zehn Länder im Jahre 2004 sowie der Orangen Revolution in der Ukraine im gleichen Jahr begann eine neue Phase in den Energiebeziehungen zwischen der EU und der Ukraine. Diese Phase ist charakterisiert durch die Intensivierung der Zusammenarbeit im Energiebereich und die Formulierung konkreter Ziele sowie die Überprüfung ihrer Umsetzung. Im Dezember 2004 wurde im Rahmen der Europäischen Nachbarschaftspolitik (ENP) ein Aktionsplan mit der Ukraine³⁵ unterzeichnet, der auch energiepolitische Maßnahmen beinhaltete.³⁶ Als eine der Maßnahmen wurde das »schrittweise Konvergieren/Angleichung an mit den Grundsätzen des EG-Strom- und Gasbinnenmarkts« genannt. Des Weiteren sollte das zukünftige energiepolitische Konzept der Ukraine an die energiepolitischen Zielsetzungen der EU angeglichen werden. In diesem Zusammenhang wurde viel über die Möglichkeit der finanziellen und rechtlichen Umstrukturierung des Gastransits durch die Ukraine entsprechend der EU-Gasrichtlinie 2003/55/EG gesprochen.

Im November 2004 startete auch die so genannte »Baku-Initiative« für die energiepolitische Zusammenarbeit zwischen der EU und den Partnerländern in der Region Schwarzes Meer/Kaspisches Meer, an der die Ukraine ebenfalls teilnimmt. Das Ziel der Baku-Initiative ist es, die jeweiligen

31 Das Abkommen trat am 1. März 1998 in Kraft.

32 Partnership and Co-operation Agreement between the European Communities and their Member States, and Ukraine (signed 14.06.94).

33 Gemeinsame Strategie des Europäischen Rates vom 11. Dezember 1999 für die Ukraine (1999/877/GASP) L 331/4.

34 Vgl. Entschließung des Europäischen Parlaments zu der Gemeinsamen Strategie der Europäischen Union für die Ukraine (C5-0208/2000 – 2000/2116(COS)), 15. März 2001.

35 EU/Ukraine Action Plan [Online: http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/action_plans/ukraine_enp_ap_final_en.pdf; Zugriff: 3.04.2009].

36 Der Aktionsplan wurde nach Förderung der Ukraine und im Lichte der Orangen Revolution im Jahre 2005 überarbeitet und gestärkt. Er umfasst sechs prioritäre Bereiche der Zusammenarbeit, darunter sieben Maßnahmen. Die energiepolitische Kooperation wurde im Bereich »Verkehr, Energie, Informationsgesellschaft und Umwelt« platziert und enthält sieben Maßnahmen.

Energiemärkte schrittweise in den EU-Energiebinnenmarkt zu integrieren sowie den Transport der umfangreichen kaspischen Öl- und Gas-Ressourcen in Richtung Europa zu fördern.³⁷

Im Dezember 2005 wurde ein »Memorandum of Understanding« (MoU) über die Zusammenarbeit im Energiebereich zwischen der EU und der Ukraine³⁸ unterzeichnet. Das Memorandum legt im Detail Ziele, Instrumente und Bereiche der Zusammenarbeit fest und stellt heute die Grundlage der energiepolitischen Zusammenarbeit zwischen der EU und der Ukraine dar. So besteht das MoU aus Road Maps für fünf spezifische Bereiche³⁹:

- nukleare Sicherheit
- Integration von Strom- und Gasmärkten
- Verbesserung der Energieversorgungssicherheit und des Transits von Kohlenwasserstoffen
- Effizienzerhöhung, Sicherheit und Umwelt-Standards im Kohle-Sektor
- Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels

Im Memorandum wurde die besondere Rolle der Ukraine als wichtiges Transitland für die Energieversorgung der EU hervorgehoben. Zum ersten Mal wurde die Implementierung des *acquis communautaire* in den Bereichen Energie, Umwelt, Wettbewerb und erneuerbare Energien deutlich als Ziel definiert und mit einem konkreten Zeitplan im Anhang zum Entwurf des Vertrags zur Gründung der Energiegemeinschaft verbunden. Das Memorandum ist jedoch kein rechtsverbindliches Dokument, obgleich seine Umsetzung im Rahmen der jährlichen Fortschrittsberichte regelmäßig auf dem EU-Ukraine-Gipfel überprüft wird.

Im November 2006 hat die Ukraine den Beobachterstatus im Vertrag zur Gründung der Energiegemeinschaft bekommen. Der vollständige Beitritt zur Gemeinschaft ist aber durch die positive Bewertung der Sicherheit aller in Betrieb befindlichen ukrainischen Atomkraftwerke bedingt.⁴⁰ Seit 2007 arbeitet die Ukraine mit der EU im Energiebereich auch im Rahmen »Schwarzmeer-synergie«.⁴¹

3. Phase seit 2008

2008 trat die energiepolitische Zusammenarbeit der EU mit der Ukraine in eine neue Phase ein. Die Neuformulierung der Energiebeziehungen ist noch nicht abgeschlossen. Im November 2008 nahm die EU-Kommission Verhandlungen mit der Ukraine über den Beitritt zur Europäischen Energiegemeinschaft auf.⁴² Der rasche Abschluss der Verhandlungen über die Mitgliedschaft der Ukraine in der Energiegemeinschaft ist im Rahmen der neuen EU-Initiative »Östliche Partnerschaft«⁴³ vorgesehen.⁴⁴ Das Ziel dieses neuen Instruments ist die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit der EU. So ist die Schaffung von vier multilateralen politischen Plattformen u. a. zum Thema Energieversorgungssicherheit vorgesehen.⁴⁵ Zu den Vorreiterinitiativen gehören die Förderung der regionalen Strommärkte, der Energieeffizienz und erneuerbaren Energieträger sowie die Entwick-

37 Baku Initiative [Online: http://ec.europa.eu/transport/international/regional_cooperation/caucasus_central-asia_en.htm; Zugriff: 3.04.2009].

38 Memorandum of Understanding on cooperation in the field of energy between Ukraine and the European Union, 2005. [Online: <http://www.ukraineeu.mfa.gov.ua/eu/en/publication/content/6936.htm>; Zugriff: 3.04.2009].

39 Der fünfte Bereich wurde im März 2008 vereinbart.

40 Vgl. Shapovalova (2008), S. 5.

41 Vgl. KOM (2007), 160 endg.

42 Kiew tritt Europäischer Energiegemeinschaft im nächsten Jahr bei?, 27.11.2008, [Online: <http://www.nrcu.gov.ua/index.php?id=475&listid=80252>; Zugriff: 19.04.2009].

43 Die Östliche Partnerschaft wird Armenien, Aserbaidschan, Belarus, Georgien, Moldawien und die Ukraine umfassen.

44 KOM (2008), 823 endg., S. 9.

45 Ebd., S. 14f.

lung des südlichen Energiekorridors. Für die Ukraine stellt die Modernisierung des eigenen Pipelinenetzes eine Priorität in der künftigen Partnerschaft dar. In diesem Zusammenhang muss auch die Überwachung der Erdgas- und Erdöllieferungen in die Ukraine verbessert werden.

Die europäische Energiepolitik gegenüber der Ukraine zeichnet sich durch einen langsamen Wandel aus: von der bloßen Nuklearkooperation hin zur Integration der Ukraine in den europäischen Energiebinnenmarkt. Dabei sind die Fragen der Energieversorgungssicherheit allmählich in den Vordergrund der Energiebeziehungen der EU gerückt. Zwar ist die Ukraine ein wichtiges Transitland für die Energieversorgung der EU, dennoch bekommt sie keine besondere Behandlung: Die mit der Ukraine geschlossenen Abkommen wie etwa das PKA, der ENP-Aktionsplan oder das MoU⁴⁶ wurden parallel entwickelt und etwa zum gleichen Zeitpunkt auch mit anderen EU-Nachbarländern unterzeichnet.

Angesichts der Bestrebungen der Ukraine, ein EU-Mitglied zu werden, kann der oben beschriebene Ansatz der erweiterten Energiegemeinschaft in seiner Anwendung gegenüber der Ukraine erfolgreich sein. In der Energiestrategie der Ukraine vom Jahr 2006 wurde die Integration der Ukraine in den Energiebinnenmarkt der EU als endgültiges Ziel der Ukraine formuliert.⁴⁷ Kann diese Energiepolitik der EU gegenüber der Ukraine aber dabei helfen, die Probleme mit der Lieferzuverlässigkeit der Ukraine als Transitland zu lösen?

46 So hat die EU z. B. ein MoU im Energiebereich mit Aserbaidschan im November 2006 und mit Kasachstan im Dezember 2006 unterzeichnet.

47 Enerhetyčna strategija Ukraïny (Die Energiestrategie der Ukraine). [Online: <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>; Zugriff: 20.04.2009].

5. Die Ukraine als Transitland: Die Probleme der Lieferzuverlässigkeit

Durch den wiederholten Gasstreit zwischen der Ukraine und Russland in Jahren 2006 und 2009 ist deutlich geworden, dass die Ukraine ein unzuverlässiges Transitland für die Gasversorgung der EU ist. Auf den ersten Blick scheinen die Gründe für die Entstehung der Konflikte in den schlechten politischen Beziehungen zwischen den beiden Ländern zu liegen. Das stimmt aber nur teilweise. In diesem Kapitel werden zunächst die beiden Gaskonflikte analysiert und verglichen. Danach werden die Hauptprobleme mit der Unzuverlässigkeit der Ukraine als Transitland analysiert und eine mögliche Lösung durch die Integration der Ukraine in den EU-Energiemarkt dargestellt.

5.1. Vergleichende Analyse der Gaskonflikte 2006 und 2009

Um Gaskonflikte zwischen Russland und der Ukraine besser zu verstehen, werden in diesem Abschnitt Gemeinsamkeiten und Unterschiede der beiden Konflikte festgestellt. Dabei soll aber auch die Möglichkeit eines neuen Gaskonflikts kritisch betrachtet werden.

Die beiden Gaskonflikte weisen eine Reihe von Gemeinsamkeiten auf. Erstens verliefen sie fast nach demselben Schema¹:

Russland und die Ukraine verlängern den Liefervertrag nicht rechtzeitig, obwohl die Verhandlungen bereits vor Jahresbeginn begonnen hatten. Russland verlangt von der Ukraine Weltmarktpreise² für importiertes Gas. Die Ukraine aber besteht darauf, dass die Erhöhung der Preise nur zusammen mit einer Erhöhung von Transitgebühren stattfinden soll. Da die Parteien vor Jahreswechsel keine Einigung erzielen können, stellt Russland die Gaslieferungen an die Ukraine ab 1. Januar ein. Die Ukraine garantiert zwar ihre Gaslieferungen nach Europa, entnimmt jedoch bei reduzierten Lieferungen aus Russland so genanntes technisches Gas aus dem für Europa bestimmten Transitvolumen, wodurch die Gasversorgung der EU gefährdet wird. Daraufhin schlägt Russland vor, die Ukraine solle ihr Gasleitungssystem (an Russland) verkaufen oder vermieten. Die Ukraine lehnt den Vorschlag ab.

Aus diesem Schema lässt sich ableiten, dass beide Parteien ihre Taktiken bereits ausgearbeitet haben und ihr Verhalten im Falle eines weiteren Gaskonflikts vermutlich kaum von ihrem Vorgehen in den Jahren 2006 und 2009 abweichen würde. Wenn sich die EU nicht in verstärktem Maße für zuverlässige Gaszulieferungen engagiert, steigt die Gefahr eines erneuten Gasstreits zwischen Russland und der Ukraine, denn für beide Länder ist es dann verlockend, die Probleme nach dem alten Muster zu lösen.

Zweitens wurden nach beiden Auseinandersetzungen finanziell vorteilhafte Vereinbarungen für Russland getroffen. Dementsprechend weniger vorteilhaft sind die Abkommen für die Ukraine.³ So war das Abkommen von 2006 für Gazprom vorteilhaft, weil es den Tauschhandel beendete und die Ukraine aus den direkten Verhandlungen mit den zentralasiatischen Lieferländern ausschloss. Des Weiteren verblieben die Transitgebühren auf dem niedrigen Niveau von 1,6 US-Dollar pro 1000 m³ auf 100

1 Das Schema ist sehr vereinfacht, beschreibt aber im Großen und Ganzen Verhaltensmuster der Ukraine und Russlands während der Gaskonflikte. In der Erneuerung des Gaskonflikts von 2009 spielten aber auch die Gasschulden vor Gazprom eine wichtige Rolle.

2 Da es keinen Markt für Gas gibt, gibt es auch keine Weltmarktpreise. Dieser Begriff wurde aber überwiegend in der Presse benutzt. Gemeint wird das Europäische Netback-Niveau – der durchschnittliche Verkaufspreis auf dem europäischen Markt abzüglich der Kosten für Transport.

3 Für die Beschreibung der Vereinbarungen nach dem Gaskonflikt von 2006 siehe Götz (2006), S. 4f, Pirani/Stern/Yafimava (2009), S. 8f; Stern (2006), S. 9f und der Vereinbarungen nach dem Gaskonflikt von 2009 siehe Malygina (2009), S. 11f; Grätz/Westphal (2009), S. 9f.

km bis 2010, während die Gaspreise jedes Jahr neu verhandelt werden sollten.⁴ Und auch die im Jahre 2009 unterzeichneten Abkommen sind für Gazprom sehr günstig. Es ist Gazprom gelungen, einen hohen Basispreis von 450 US-Dollar pro 1000 m³ in der Preisformel festzuschreiben, nach der alle weiteren Importpreise berechnet werden. Trotz rascher Angleichung des Gaspreises an den Marktpreis wird die Transitgebühr für das russische Gas im Jahr 2009 auf dem Niveau von 2008, nämlich bei 1,7 US-Dollar je 1000 m³ auf 100 km, verbleiben. Darüber hinaus hat Gazprom seine Präsenz auf dem ukrainischen Gasmarkt verstärkt und ein Viertel des Marktes erhalten.⁵

Das Erbe des Abkommens von 2006 verhinderte es nach Auffassung von Balmaceda (2009) rechtzeitig eine für alle Beteiligten zufrieden stellende Einigung im Jahre 2008 zu finden.⁶ So spitzten sich die Ereignisse am Jahreswechsel 2008/2009 noch weiter zu, weil Timoschenko den im Abkommen von 2006 installierten Zwischenhändler aus dem Gashandel zwischen Russland und der Ukraine auszuschalten verlangte. Die Unzufriedenheit mit dem neuen Abkommen aus dem Jahr 2009 könnte erneut einen Gaskonflikt zwischen Russland und der Ukraine entzünden. Die im Jahr 2009 vereinbarten Verträge wurden schon kurz nach ihrer Unterzeichnung in der Ukraine durch Präsident Viktor Jutschtschenko heftig kritisiert.⁷

Drittens sind die intransparente Aushandlung der Lieferpreise und die fehlenden Mechanismen zur Streitschlichtung weitere Ähnlichkeiten in den beiden Konflikten. Meister (2009) sieht die Hauptursachen der Gaskonflikte darin, dass es keine klaren Regeln für Preisverhandlungen, für das Vorgehen beim Auslaufen von Lieferverträgen sowie zur Streitbeilegung gebe.⁸ Die Aushandlung der Verträge erfolgte beide Male unter enormem politischem Druck, da sich sowohl das russische Energieunternehmen Gazprom (knapp 51 %) als auch der ukrainische Energiekonzern »Naftogaz Ukrainy« (100 %) in Staatsbesitz befinden.⁹ Insbesondere nach der Unterzeichnung des Abkommens von 2006 forderten Wirtschaftswissenschaftler die Transparenzerhöhung im Gashandel zwischen Russland und der Ukraine,¹⁰ weil das Abkommen zwei Zwischenhändler heranzog und damit die Bereicherung der Oligarchenkreise auf beiden Seiten begünstigte.¹¹ Aber auch im Gaskonflikt von 2009 sieht Balmaceda (2009) Rentseeking,¹² Korruption und informelle Netzwerke im ukrainischen Energiesektor als Schlüsselprobleme an.¹³ Pirani (2009) hingegen misst den ukrainischen Oligarchen in beiden Konflikten geringere Bedeutung bei und bezweifelt ihre Einflusskraft.¹⁴

Viertens spielte der Energiechartavertrag keine Rolle bei der Konfliktlösung, sowohl im Jahre 2006 als auch im Jahre 2009. Das Problem ist, dass Russland weder den Energiechartavertrag noch sein Transit-Protokoll ratifiziert hat. Pirani et al. (2009) indes bestreiten, dass der ECT und sein Transit-Protokoll im Falle der russisch-ukrainischen Gasbeziehungen überhaupt funktionieren kann: In Anbetracht der unterschiedlichen Positionen der beiden Parteien sei die Wiederaufnahme des Transits von russischem Gas nach Europa ohne Unterzeichnung des Liefervertrags mit der Ukraine so gut wie ausgeschlossen gewesen.¹⁵ Allerdings konnte das ECT-Sekretariat seiner Meinung nach trotz allem

4 Vgl. Balmaceda (2009), S. 19.

5 Vgl. Malygina (2009), S. 5f.

6 Vgl. Balmaceda (2009), S. 19.

7 Vgl. Malygina (2009), S. 5f.

8 Vgl. Meister (2009), S. 3. Der Vertrag von 2009 enthält aber eine internationale Schiedsklausel, die bedeutet, dass im Falle der Nicht-Zahlungen seitens der Ukraine diese von Russland in Stockholm bestritten werden können. – Vgl. Pirani/Stern/Yafimava (2009), S. 45.

9 Vgl. Meister (2009), S. 3.

10 Vgl. z. B. Stern (2006), Konoplyanik (2006), Harks (2006).

11 Vgl. Pleines (2008), S. 9; Harks (2006), S. 55.

12 D. h. das Verhalten von Marktakteuren, das darauf abzielt, staatliche Eingriffe in die marktvermittelte Ressourcenallokation herbeizuführen, um ein zusätzliches Einkommen zu erwirtschaften.

13 Vgl. Balmaceda (2009), S. 19.

14 Vgl. Pirani (2009), S. 18.

15 Vgl. Pirani/Stern/Yafimava (2009), S. 62.

beweisen, dass es ein wichtiges Instrument für die Regelung der Transitbeziehungen sei. So konnte z. B. die Initiative zur Monitoring-Mission im Gaskonflikt von 2009, die später von der Europäischen Kommission in der Ukraine eingesetzt wurde, vom ECT-Sekretariat ausgehen.¹⁶

Angesichts so vieler Gemeinsamkeiten mag es scheinen, dass der Gasstreit aus dem Jahr 2009 eine genaue Widerspiegelung der Ereignisse des Jahres 2006 ist. Es gibt aber auch bestimmte Unterschiede.

So haben die unterschiedlichen Wetterverhältnisse den Konflikt von 2009 in besonderer Weise belastet/zugespitzt: Während es 2006 eher mild war, herrschte 2009 ein sehr kalter Winter. Aufgrund dessen sowie der unterschiedlichen Dauer der Konflikte (2006 waren es nur vier Tage, 2009 dagegen mehr als zwei Wochen) als auch der unterschiedlich gearteten Lieferstörungen (2006 gab es Lieferrückgänge, 2009 dagegen einen Lieferstopp) sind auch die wirtschaftlichen Folgen für die europäischen Länder in den beiden Konfliktjahren unterschiedlich. So musste im Jahr 2006 kein EU-Land die Kundenversorgung aufgrund der reduzierten russischen Lieferungen unterbrechen¹⁷ und in den meisten Ländern bewirkten die Rückgänge wenig mehr als Unbequemlichkeit.¹⁸ Im Jahr 2009 dagegen gab es große Versorgungsprobleme, so dass die Slowakei und Rumänien sogar Gas-Notstände ausrufen mussten. Die südosteuropäischen Länder waren 2009 besonders stark betroffen.¹⁹

Auch die veränderte weltwirtschaftliche und geopolitische Lage im Jahr 2009 gegenüber 2006 hat dazu beigetragen, dass der zweite Gasstreit von ziemlich langer Dauer war. Beim ersten Konflikt war Russland an einem raschen Ende des Gaskonflikts interessiert, da es im Juli 2006 die Präsidentschaft der G-8 übernehmen würde.²⁰ Im Gegensatz dazu haben sich die aufgrund der globalen Finanzkrise und des fallenden Ölpreises drastisch verschlechternden wirtschaftlichen Bedingungen im Jahr 2009 den Konflikt verschärft und zu Unnachgiebigkeit auf beiden Seiten geführt. Dies bedeutet für Gazprom weniger Einkünfte im Jahr 2009. Angesichts des Schuldenberges, der durch Kredite für Investitionsprojekte enorm angewachsen war, wollte das Energieunternehmen auf keine einzige Kopeke verzichten.²¹ Noch stärker als Russland war die Ukraine zum Zeitpunkt des Gaskonflikts von 2009 von der Finanzkrise betroffen: Der IWF hatte ihr einen Rekordkredit von 16,5 Mrd. US-Dollar im November 2008 gewährt. Die Erhöhung der Gaspreise war für die Ukraine demzufolge von existentieller Bedeutung²²: So verlangte die Ukraine einen anderen Zeitpunkt als Russland für die Kopplung der Gaspreise an den Ölpreis.²³ Diese Diskussionen zögerten eine Einigung ebenfalls hinaus.

Die Motive Russlands in den Gaskonflikten mit der Ukraine, die sowohl dem Ruf des Landes als zuverlässiger Energielieferant schaden als auch beträchtliche wirtschaftliche Verluste nach sich zogen, waren in beiden Auseinandersetzungen unterschiedlich.²⁴ In der europäischen Presse wurde der erste Gaskonflikt weitgehend als »Bestrafung« der Ukraine für die Orange Revolution Ende 2004 interpretiert²⁵: Seitdem betreibt die Ukraine eine Politik, die ihre Unabhängigkeit von Russland verstärken

16 Vgl. Pirani/Stern/Yafimava (2009), S. 51.

17 Vgl. Stern (2006), S. 9.

18 Vgl. Pirani/Stern/Yafimava (2009), S. 8.

19 Vgl. Pirani/Stern/Yafimava (2009), S. 53ff.

20 Vgl. Götz (2006), S. 5.

21 Vgl. Pirani (2009), S. 16; Meister (2009), S. 3.

22 Vgl. Meister (2009), S. 2.

23 Der Gaspreis folgt dem Ölpreis mit einem Abstand von sechs Monaten. Die Ölpreise waren im Juli 2008 am höchsten. Wegen der Finanzkrise gab es dann in der zweiten Hälfte des Jahres einen raschen Preissturz.

24 Es ist ziemlich schwierig die tatsächliche Motivation Russlands in den beiden Konflikten festzustellen. So gibt es auch andere als die bisher angeführten Erklärungen für das russische Verhalten. Pirani et al. (2009) z. B. erklären den Gaskonflikt von 2006 in erster Linie mit den wirtschaftlichen Interessen Russlands, die darin lagen die Gaspreise für die Ukraine an das Europäische Netback-Niveau anzugleichen (Vgl. Pirani/Stern/Yafimava (2009), S. 7f). Pleines (2009) vertritt die These, dass Russland den Gaskonflikt von 2009 nutzte, um der Ukraine ihre Abhängigkeit von Russland zu verdeutlichen (Vgl. Pleines (2009), S. 5). Die Autorin fasst die in der Literatur meist zitierten Erklärungen zusammen.

25 Auch einige Autoren verweisen auf Folgen der Orangen Revolution als politische Dimension des Gaskonflikts im

soll; das Streben der Ukraine nach einem NATO- (und ferner einem EU-) Beitritt wird jedoch vom Kreml nicht begrüßt. Folglich wurde auf ukrainischer Seite die Schuld am ersten Gaskonflikt vor allem Gazprom und Russland zugeschoben, weil sie die »Energie-Waffe« zum Einsatz gebracht hätten. Beim zweiten Gaskonflikt wollte Russland den Europäern zeigen, dass die Ukraine ein hohes Transitrisiko birgt und dadurch die Erdgasversorgung der EU gefährdet. Russland strebte mit der Involvierung Europas in den Konflikt einen neuen Modus Operandi bezüglich der Unterhaltung eines ukrainischen Pipelinennetzes an.²⁶ So versucht Russland schon seit langem, das ukrainische Gastransportsystem zu übernehmen, was stets auf Gegenwehr in Kiew stößt.²⁷ Während das erste Vorhaben Russlands tatsächlich gelungen ist und die Ukraine im Gaskonflikt von 2009 gleichermaßen wie Russland beschuldigt wurde,²⁸ scheiterte das zweite erneut: Trotz der schwierigen wirtschaftlichen Situation lehnt die ukrainische Regierung weiterhin alle Vorschläge ab, ihr Pipelinennetz entweder zu privatisieren oder einem internationalen Gas-Konsortium die Kontrolle zu übergeben.²⁹ Aufgrund dieses Misserfolgs besteht auch weiterhin die Gefahr, dass Russland abermals versuchen wird, das ukrainische Pipelinennetz zu übernehmen, wodurch es zu einem neuen Gaskonflikt kommen könnte.

Letztendlich hat auch die EU auf beide Konflikte unterschiedlich reagiert. Der russisch-ukrainische Gasstreit Anfang 2006 hat die EU erschüttert. Wegen der raschen Beilegung des Konflikts war aber keine Einmischung seitens der EU nötig. Nach dem ersten Gaskonflikt forderte die EU die Ausarbeitung einer gemeinsamen europäischen Energiepolitik, eine weitere Liberalisierung der Energiemärkte³⁰ sowie eine Verringerung der Abhängigkeit von russischem Gas.³¹ Auf den zweiten Gaskonflikt war Brüssel schon viel besser vorbereitet und hat eine aktive Position bei dessen Beilegung eingenommen. Während der ersten Tage des Konflikts hat die Europäische Kommission jedoch wie im Jahr 2006 den Gasstreit zunächst nur beobachtet.³² Als es dann zu Verzögerungen bei der Konfliktbeilegung kam, hat sich die Kommission doch eingemischt und eine Monitoring-Mission in die Ukraine geschickt.³³ Obwohl es noch zu früh ist, über die Konsequenzen des zweiten Gaskonflikts für die europäische Energiepolitik zu sprechen, können trotzdem bereits einige Aussagen getroffen werden. So hat das Europäische Parlament in seiner Plenartagung vom 2.–5. Februar 2009 als Reaktion auf den Gaskonflikt eine Verbesserung der Krisenreaktionsmechanismen und einen Ausbau der Verbindungsleitungen und Infrastrukturprojekte innerhalb der EU, also genau die Maßnahmen, die in Zweiter Überprüfung für die Energiestrategie der EU vorgesehenen waren (siehe Kapitel 2.2.), gefordert.³⁴

Abschließend kann festgestellt werden, dass das Risiko eines erneuten Gaskonflikts zwischen Russland und der Ukraine weiterhin bestehen bleibt. Nach dem ersten Gaskonflikt waren viele Autoren der Meinung, dass die unterzeichnete Vereinbarung zwischen der Ukraine und Russland von 2006 nicht von langer Dauer sein würde und die Gasversorgung Europas wieder gestört werden könnte.

Jahre (2006). – Vgl. Stern (2006), S. 13; Harks (2006), S. 52.

26 Vgl. Pirani (2009), S. 17.

27 Vgl. Malygina (2009), S. 13; Pleines (2009), S. 5, Pirani/Stern/Yafimava (2009), S. 18; Pirani (2007), S. 19f.

28 Vgl. Westphal (2009a), S. 23; Malygina (2009), S. 11; Pirani (2009), S. 15.

29 Vgl. Malygina (2009), S. 14.

30 Vgl. Guillet (2007), S.14.

31 Vgl. Stern (2006), S.12.

32 Es wurde zunächst behauptet, dass der Konflikt »rein kommerziell« sei und bilateral gelöst werden solle. – Vgl. Pirani/Stern/Yafimava (2009), S. 46.

33 Pirani et al. (2009) bestehen aber darauf, dass die Kommission eine eher untergeordnete Rolle bei der Beilegung des Gaskonflikts spielte: Ihre Monitoring-Mission sei nicht besonders erfolgreich gewesen und erst nach dem Zusammenschluss eines internationalen Konsortiums aus verschiedenen europäischen Energieunternehmen konnte eine Vereinbarung zwischen Russland und der Ukraine erreicht werden (Vgl. Pirani/Stern/Yafimava (2009), S. 48f). Dies bestätigt einmal mehr, dass die Einflussmöglichkeiten der EU-Institutionen in der Energieaußenpolitik nach wie vor sehr begrenzt sind.

34 Die Lehren aus der Gaskrise: Entwurf für eine zukünftige Energiepolitik. [Online: http://www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/infopress/20090203IPR48106/20090203IPR48106_de.pdf; Zugriff: 12.04.2009].

Diese These wird in der wissenschaftlichen Literatur auch nach der Unterzeichnung des Abkommen von 2009 vertreten. Die vergleichende Analyse der beiden Gaskonflikte macht deutlich, dass Unterschiede zwischen ihnen eher situativer Natur sind, während es viele Gemeinsamkeiten gibt. Deshalb gehen die Probleme im Zusammenhang mit den Gaskonflikten über rein kommerzielle Fragen hinaus und Europäisches Engagement ist nötig, um sie zu bewältigen. Im nächsten Unterkapitel werden die weiterhin bestehenden Probleme sowie die mögliche Rolle der EU bei deren Lösung eingehend diskutiert.

5.2. Hauptprobleme beim Gastransit durch die Ukraine und die mögliche Rolle der EU bei der Problemlösung

Die oben durchgeführte Analyse der beiden Gaskonflikte war nötig, um die Hauptprobleme identifizieren zu können. Die Lösung dieser Probleme könnte in der Integration der Ukraine in den europäischen Energiemarkt liegen.³⁵ Mögliche Konsequenzen der Eingliederung sollen im folgenden Kapitel betrachtet werden.

Nach dem zweiten Gaskonflikt im Jahr 2009 wurden de jure die formalen Grundlagen für einen stabilen Erdgashandel gelegt.³⁶ De facto stellen die neuen Verträge aber lediglich einen »trägerischen Frieden«³⁷ dar. Die Konsequenzen aus den Verträgen von 2009, insbesondere wenn eine der Parteien damit unzufrieden ist, können zu einem erneuten Gaskonflikt führen. Auch nach dem Gaskonflikt von 2009 gibt es heute sowohl für Russland als auch für die Ukraine immer noch genügend Gründe, den neu erzielten Status Quo zu verändern: Einerseits sind einige Politiker in der Ukraine mit den neuen Abkommen nicht zufrieden; andererseits ist es Russland wieder nicht gelungen, sein Ziel – die Kontrolle über das ukrainischen Gastransportsystem – zu erreichen. Auch die Tatsache, dass es bereits Fälle in der Geschichte der Gasbeziehungen zwischen Russland und der Ukraine gab, in denen die beiden Parteien die von ihnen verabschiedeten Verträge schon vor ihrem Ablauf revidierten,³⁸ erhöht das Risiko, dass die vor kurzem unterzeichneten Verträge nicht bis 2019 eingehalten werden. Das Hauptproblem beim Gastransit durch die Ukraine liegt laut Westphal (2009) darin, dass der Grundsatz des »pacta sunt servanda« nicht grundlegendes Prinzip der Rechtskultur in den beiden Ländern sei.³⁹

Um einen neuen Gaskonflikt zu vermeiden, schlagen viele Autoren die Wiederaufnahme der Diskussionen über ein verbindliches internationales Regelwerk vor. Allerdings spielte, wie bereits erläutert, der Energiechartavertrag keine Rolle bei der Beilegung beider Gaskonflikte. Alle Versuche Brüssels, Russland zur Ratifizierung des Energiechartavertrags zu bewegen, blieben erfolglos. Stattdessen hat der russische Ministerpräsident Wladimir Putin vor kurzem vorgeschlagen, ein neues internationales System zur Regulierung der Transitbeziehungen zu konzeptualisieren.⁴⁰ Allerdings bezweifeln Pirani et al. (2009) die Wirksamkeit des Vorschlags: Einerseits dauerte es mehr als ein Jahrzehnt bis mehr

35 Heute spricht man nicht von der direkten Integration der Ukraine in den EU-Energiemarkt, sondern nur von dem Beitritt der Ukraine zur Energiegemeinschaft in Südosteuropa. Weil das Ziel der Energiegemeinschaft eine Übernahme des *acquis communautaire* der EU im Energiebereich ist, werden die Konsequenzen des Beitritts der Ukraine zur Energiegemeinschaft in Südosteuropa mit der Integration in den europäischen EU-Markt in dieser Arbeit gleichgesetzt.

36 Vgl. Pleines (2009), S. 6.

37 Der Titel des Aufsatzes von Grätz/Westphal (2009).

38 Im Juni 2002 z. B. wurde ein langfristiger Vertrag zwischen dem russischen Energieunternehmen Gazprom und dem ukrainischen Naftogaz Ukrainy über den Transit russischen Gases durch die Ukraine für die Jahre 2003–2013 unterzeichnet. Angesichts der neuen Abkommen aus den Jahren 2006 und 2009 ist die Gültigkeit dieses Vertrags unklar.

39 Vgl. Westphal (2009a), S. 25.

40 Prime Minister Vladimir Putin's speech at the opening ceremony of the World Economic Forum [Online: <http://premier.gov.ru/eng/visits/world/95/1921.html>; Zugriff: 18.04.2009].

als 50 Staaten den Energiechartavertrag ratifiziert hatten; andererseits kann die russische Initiative auf den Widerstand Russland-skeptischer Staaten stoßen.⁴¹

Zwar soll die internationale Verrechtlichung der Energiebeziehungen das letztendliche Ziel bleiben, es gibt aber eine Alternative für die Lösung des problematischen Gastransits durch die Ukraine: Integration des ukrainischen Energiemarktes in den EU-Energiemarkt.⁴² Derzeit hat die Ukraine keine rechtlichen Verpflichtungen vor der EU bezüglich der Transitlieferungen von russischem Gas: Die Transitfragen werden ausschließlich zwischen der Ukraine und Russland verhandelt. Durch die Integration der Ukraine in den europäischen Energiemarkt würde die Ukraine ein Teil des gemeinsamen Rechtsbereichs mit den anderen europäischen Verbraucherländern werden. Als Folge dessen würde es weniger um das Energie-Dreieck Russland–Ukraine–EU gehen, sondern vielmehr um den Energiedialog zwischen der EU und Russland, wodurch das Transitproblem verringert, wenn nicht sogar beseitigt werden könnte.⁴³

Wegen der engen Verknüpfung von Politik und Wirtschaft in Russland und in der Ukraine haben die Konflikte sowohl eine wirtschaftliche, als auch eine politische Dimension. Dabei fällt es schwer zu entscheiden, welche dieser Dimensionen ausschlaggebend ist. Einige Autoren haben noch nach dem ersten Gaskonflikt die Meinung geäußert, dass Russland erst nach der Angleichung der Importpreise an das Europäische Netback-Niveau bzw. deren Bindung an den Erdölpreis weniger politische Einflussmöglichkeiten auf GUS-Staaten haben wird.⁴⁴ Entsprechend der neuen Verträge von Anfang 2009 werden die Gaspreise für die Ukraine letztendlich nach einer bestimmten Formel berechnet und an den Ölpreis gekoppelt. Aus diesem Grund sieht Goldthau (2009) den Gasstreit 2009 sogar als endgültige Entpolitisierung der bilateralen Gasbeziehungen im GUS-Raum an.⁴⁵ Die Autorin ist der Meinung, dass die Gasbeziehungen zwischen zwei Ländern im Laufe der Entwicklungen aber wieder politisiert werden können: So kann Russland künftig die ausstehenden Zahlungen für importiertes Gas als Druckmittel für die Übergabe des ukrainischen Gastransitsystems benutzen.⁴⁶

Das Risiko einer Zahlungsunfähigkeit der Ukraine wird von vielen Autoren zum Ausdruck gebracht.⁴⁷ Die fristgerechte Begleichung der Gasrechnungen ist aufgrund der Finanzkrise für die Ukraine jetzt zwar noch schwieriger geworden. Eigentlich war die Rechnungsbegleichung aber schon immer das Problem in den Gasbeziehungen zwischen den beiden Ländern.⁴⁸ Unmittelbarer Grund dafür ist die schwierige finanzielle Situation beim ukrainischen Energiekonzerns Naftogaz Ukrainy. In letzter Zeit befand sich Naftogaz beständig am Rande des Bankrotts: Sein Schuldenstand beläuft sich auf rund 9 Mrd. US-Dollar.⁴⁹ Die erhaltenen Kredite verwendete das Energieunternehmen für die laufenden Operationen und tätigte kaum Investitionen. Darüber hinaus erhält das Unternehmen beträchtliche Subventionen aus dem Staatshaushalt: Im Jahr 2008 wurden für diesen Zweck mehr als 1 Mrd. US-Dollar überwiesen. Offensichtlich sind Reformen im ukrainischen Energiesektor dringend nötig, um aus dieser Sackgasse wieder herauszukommen. Die Regierung hat aber bisher an der Funktions-

41 Vgl. Pirani/Stern/Yafimava (2009), S. 52.

42 Die Strategie der erweiterten Energiegemeinschaft wird von der EU in ihren Energieaußenbeziehungen verfolgt. Siehe Kapitel 4.1.

43 Bei solcher Herangehensweise bestehen allerdings zwei Risiken. Erstens könnte die Ukraine diesen Prozess trotz ihres Wunsches auf Beitritt zur europäischen Energiegemeinschaft verzögern, weil die Rolle der Ukraine als Transitland dann definitiv vermindert werden würde. Zweitens könnte Russland diese Entscheidung als Einmischung in seine geopolitische Einflussphäre betrachten und folglich Widerstand leisten.

44 Vgl. Smith (2006), S. 4; Pleines (2008), S. 47.

45 Vgl. Goldthau (2009): Gasstreit: Nach der Krise ist vor der Krise, in: Der Standard, 14. Januar 2009 [Online: http://derstandard.at/?url=/?id=1231151874279%26sap=2%26_pid=11749644; Zugriff: 14.03.2009].

46 Vgl. Malygina (2009), S. 14.

47 Vgl. Pleines (2009), S.6, Malygina (2009), S. 14; Grätz/Westphal (2009), S. 10.

48 Zur Geschichte der Gasbeziehungen zwischen Russland und der Ukraine Vgl. Pirani/Stern/Yafimava (2009), Stern 2006, Pleines (2006), Guillet (2007).

49 Vgl. Malygina (2009), S. 13.

weise des Unternehmens nichts verändert: So hat Naftogaz im Jahre 2008 zweimal ein staatliches Bail-out⁵⁰ bekommen.⁵¹

Chow/Elkind (2009) erklären die Unfähigkeit der Ukraine, Gasreformen durchzuführen, durch die Tatsache, dass die Kontrolle über den Gassektor als ein wichtiges Gut im politischen Wettbewerb angesehen wird: Die Parteien, die den ukrainischen Gassektor kontrollieren, nutzen ihre Positionen, um Reformen zu blockieren und Gewinn zu machen.⁵² Nach Chow/Elkind sind der unvollständige Übergang der Ukraine zur Marktwirtschaft, der chronische Mangel an Investitionen und die intransparente Politik die wichtigsten Probleme im ukrainischen Gassektor.⁵³

Angesichts des Bestrebens der Ukraine, eines Tages Mitglied der EU zu werden, könnte der Beitritt zur europäischen Energiegemeinschaft Anreize schaffen, bestimmte Reformen doch durchzuführen. Es ist bewiesen, dass die staatliche Verwaltung im ukrainischen Energiesektor sehr ineffizient ist. Die Angleichung der ukrainischen Vorschriften an den *acquis communautaire* der EU im Energiebereich würde bedeuten, dass die Unabhängigkeit des ukrainischen Netzbetreibers gewährleistet würde und dass der Netzbetreiber entsprechend den Grundsätzen von Transparenz, Wiedergabe der tatsächlich entstandenen Kosten sowie angemessener Renditen auf Kapitalanlagen handeln müsste (siehe Kapitel 2.3.). Im Ergebnis all dieser Prozesse könnte die finanzielle Situation des ukrainischen Energieunternehmens verbessert und die Zahlungsfähigkeit der Ukraine für die Gasimporte aus Russland erhöht werden. Genauere Konsequenzen der Liberalisierung des ukrainischen Energiemarktes müssen aber in anderen Studien erst noch untersucht werden.

Die Integration in den europäischen Energiemarkt könnte der Ukraine ebenso dabei helfen, ihre Energieeffizienz zu erhöhen. Derzeit ist die ukrainische Volkswirtschaft 2–2,5-mal energieintensiver als die Volkswirtschaften der Europäischen Union. So verbraucht die Ukraine jährlich etwa 60–70 Mrd. Kubikmeter, was dem gesamten Verbrauch der Tschechischen Republik, der Slowakei, Ungarns und Polens zusammen entspricht. Beim Gastransit durch die Ukraine liegt eines der Hauptprobleme darin, dass die Ukraine gleichzeitig ein großer Verbraucher und ein Transitland für russisches Gas ist.⁵⁴ Deshalb birgt die Verbesserung der Energieeffizienz ein enormes Potenzial zur Senkung der Gasimporte aus Russland. Damit könnten auch die Diskussionen um Preise, Transit-Tarife und Verträge vermindert werden.⁵⁵ Obwohl die EU und die Ukraine im Bereich Energieeffizienz schon seit einigen Jahren zusammenarbeiten (siehe Kapitel 4.2.), würde die Ukraine erst durch den Beitritt zur europäischen Energiegemeinschaft dazu verpflichtet werden, zahlreiche EU-Richtlinien bezüglich der Energieeffizienz zu implementieren. Dies würde die Steigerung der Energieeffizienz in der Ukraine sicherlich vorantreiben. Auch die Implementierung von EU-Richtlinien zur Liberalisierung des Energiemarkts würden in diese Richtung wirken: Die empirische Evidenz deutet darauf hin, dass die Privatisierung, Preisliberalisierung und Umstrukturierung von Unternehmen einen positiven Einfluss auf die Verbesserungen der Energieeffizienz haben.⁵⁶

50 D. h. Schuldenübernahme durch Dritte, insbesondere durch den Staat, im Fall einer Finanz-/Wirtschaftskrise.

51 Vgl. Chow/Elkind (2009), S. 89.

52 Vgl. Ebd., S. 81.

53 Vgl. Chow/Elkind (2009), S. 79 Für die Probleme der Ukraine im Energiesektor siehe auch Shapovalova (2008).

54 Vgl. Pleines (2009), S. 5; Götz (2007a), S. 122.

55 Vgl. Harks (2006), S. 56; Pirani/Stern/Yafimava (2009), S. 58.

56 Vgl. Kolesnichenko/Tsarenko (2007), S. 8.

6. Zusammenfassung

Mit einem Anteil von 25 % am gesamten Primärenergieverbrauch der EU hat Erdgas eine zentrale Bedeutung für die Energieversorgung der Union. Zwar ist die Gasnachfrage in den EU-Ländern im letzten Jahrzehnt um 18 % gestiegen und hat im Jahre 2007 das Niveau von 522 Mrd. m³ erreicht, aber die Entwicklung des EU-Erdgasbedarfs ist durch wachsende Unsicherheit gekennzeichnet: Zahlreiche Prognosen für die EU-Gasnachfrage treffen je unterschiedliche Voraussagen und müssen angesichts der globalen Wirtschaftskrise jeweils korrigiert werden. Auch wenn die genauen Verbrauchsraten schwer vorhersagbar sind, wird die Abhängigkeit der EU von Erdgaseinfuhren in Anbetracht der rückläufigen einheimischen Erdgasproduktion in jedem Falle steigen.

Heute spielen Russland und die Ukraine Schlüsselrollen in der Erdgasversorgung der EU: Mit einem Anteil von 24 % des Erdgasverbrauchs ist Russland ein dominanter Erdgaslieferant der EU; 73 % der russischen Erdgasexporte nach Europa werden aber durch das ukrainische Pipelinenetz geleitet. Die Ukraine ist bislang das wichtigste Gastransitland im europäischen Raum, weil sie eine günstige geographische Lage hat, über eine leistungsstarke Pipeline-Infrastruktur verfügt und die zweitgrößten unterirdischen Speicheranlagen in Europa besitzt. Nach Einschätzung von Experten braucht man etwa 9–25 Mrd. US-Dollar, um so ein Pipelinenetz inklusive Untergrundgasspeicher wie in der Ukraine aufzubauen. Allerdings besteht in der Ukraine ein hoher Investitions- und Modernisierungsbedarf für den Erhalt der existierenden Pipelinekapazitäten.

Im letzten Jahrzehnt ist die relative Bedeutung der Ukraine für die Erdgasversorgung der EU um etwa 5 % sowie für den Transit des russischen Gases nach Europa um etwa 10 % zurückgegangen und könnte noch weiter sinken, falls die Umgehungsprojekte »Nord Stream«, »South Stream« und »Nabucco« ausgebaut würden. Die Umsetzung dieser Projekte ist allerdings mit vielen Problemen verbunden, weshalb die Bauarbeiten immer wieder vertagt werden. Angesichts der globalen Finanzkrise und hoher Projektkosten ist es sehr wahrscheinlich, dass auch die neuen Fristen – Mitte des nächsten Jahrzehnts – nicht eingehalten werden können. Deshalb wird die Ukraine auch in absehbarer Zeit ein wichtiges Gastransitland bleiben, obzwar ihre relative Bedeutung im nächsten Jahrzehnt etwas abnehmen könnte.

Aufgrund der wiederkehrenden Gaskonflikte mit Russland ist die Ukraine zu einem unzuverlässigen Transitland für die Gasversorgung der EU geworden. Diese Gaskonflikte beeinflussen aber auch die Energiepolitik der EU. So z. B. wurde der wirtschaftliche Ansatz der EU zur Energiesicherheit nach dem ersten Gaskonflikt zwischen Russland und der Ukraine im Jahre 2006 um einen geopolitischen Ansatz ergänzt: Bis 2006 wurde die Versorgungssicherheitspolitik der EU hauptsächlich im Kontext der Umweltpolitik und der Verwirklichung des Energiebinnenmarktes entwickelt; erst seit 2006 wird der Notwendigkeit einer gemeinsamen Energieaußenpolitik der EU mehr Aufmerksamkeit entgegengebracht.

Dennoch konzentriert sich die EU bei der Gewährleistung der Energieversorgung primär auf die Umsetzung interner Maßnahmen wie etwa Steigerung der Energieeffizienz, Energieeinsparung, Ausbau erneuerbarer Energien, innereuropäische Infrastrukturvernetzung oder Verbesserung von Krisenreaktionsmechanismen. Die externe Dimension des EU-Energiesicherheitsansatzes beruht auf zwei Säulen – Diversifizierung und Funktionierende Märkte – und schwebt heute zwischen Geopolitik und Markt. Die erste Säule der externen Dimension der EU-Versorgungssicherheitspolitik wird jedoch kaum umgesetzt. Für den Erfolg der Diversifizierungsbemühungen wäre eine gemeinsame Energieaußenpolitik der EU nötig, die es in der Praxis bis heute nicht gibt. Die Realisierung der zweiten Säule verläuft wesentlich erfolgreicher, weil die Schaffung offener Märkte direkt durch die Zusammenarbeit mit den Nachbarstaaten angestrebt wird. Hier wird ein sogenannter Ansatz der »erweiterten Energiegemeinschaft« verfolgt: so sollen die Ausdehnung des europäischen Rechtsrahmens und somit die Integration möglichst vieler Partnerstaaten in den Energiebinnenmarkt die Ener-

gieversorgungssicherheit der EU gewährleisten. Ein Beispiel für eine gelungene Umsetzung dieses Ansatzes ist die Energiegemeinschaft in Südosteuropa.

Die Analyse der Energiebeziehungen zwischen der Ukraine und der EU hat gezeigt, dass der Ansatz der »erweiterten Energiegemeinschaft« auch gegenüber der Ukraine verfolgt wird. So hat sich die energiepolitische Zusammenarbeit zwischen der EU und der Ukraine von einer bloßen Nuklearkooperation hin zur Integration der Ukraine in den europäischen Energiebinnenmarkt gewandelt. In der Arbeit wurde verdeutlicht, wie eine solche Herangehensweise seitens der EU der Ukraine dabei helfen konnte, ihre Probleme bei der Lieferzuverlässigkeit zu lösen. Die Gaskonflikte sind lediglich Ausdruck dieser schon seit langem existierenden Probleme. Hierzu zählen das niedrige Niveau der Rechtsverbindlichkeit zwischen beiden Ländern, die Unfähigkeit der Ukraine, ihre Gasrechnungen zu bezahlen, und die hohe Gasabhängigkeit der Ukraine von Russland aufgrund des hohen Gasverbrauchs. Diese Probleme sind struktureller Natur und können nicht auf einen Schlag gelöst werden. Dennoch bleibt die Ukraine noch auf lange Zeit ein wichtiger Akteur in der Erdgasversorgung der EU. Aus diesem Grund könnte die Integration der Ukraine in den EU-Energiemarkt zwar eine nur langsam wirksam werdende, aber eindeutig richtige Antwort auf die Frage nach der Sicherheit der Gasversorgung der EU sein.

Anhang

Anhang 1: Übersicht der EU-Energiapolitik: 2000–2008¹

External Energy Policy	Renewable Energy	Energy Efficiency	Internal energy market	Security of energy supply
	2000 – Green Paper “Towards a European strategy for the security of energy supply”			
		Directive 2000/55/EC 2000 – Communication “Action Plan to improve energy efficiency in the Euro- pean Community” Action plan (2000–2006)		
	Directive 2001/77/EC	Regulation (EC) No 2422/2001	2001 – Communica- tion “European energy infrastructure”	
	Directive 2002/91/EC Sixth Research and Technical Development Framework Programme (2002–2006)		2002 – Communication “The internal market in energy: Coordinated measures on the security of energy supply”	
2003 – Communication “Development of energy policy for the enlarged Euro- pean Union, its neighbours and partner countries.”	Directive 2003/30/EC		2003 – Internal energy market second package	
	Directive 2003/96/EC		2003 – Communication “Energy Infrastructure and Security of Supply”	
	“Intelligent Energy for Europe” programme (2003–2006)		Decision 1229/2003/EC (on TEN-E, repealed in 2006)	
	2004 – Communication “Renewable energy: the share of renewable energy in the EU in 2004” Directive 2004/8/EC		Directive 2004/67/EC (security of natural gas supply) Regulation (EC) 788/2004 (on TEN-E) Regulation (EC) 807/2004 (on TEN-E)	

(Fortsetzung auf nächster Seite)

1 Die Tabelle ist möglicherweise unvollständig, beinhaltet jedoch die wichtigsten energiepolitischen Entscheidungen der EU seit 2000. Die Politik der EU bezüglich des Klimawandels ist hier nicht berücksichtigt.

External Energy Policy	Renewable Energy	Energy Efficiency	Internal energy market	Security of energy supply
	<p>2005 – Biomass Action Plan</p>	<p>2005 – Green paper »Energy Efficiency – or Doing More With Less«</p>	<p>Directive 2005/89/EC (security of electricity supply) Regulation (EC) 1775/2005 (on natural gas transmission networks) Regulation (EC) 1159/2005 (as Amendment to Regulation (EC) No 2236/95 on TEN-E)</p>	
<p>2006 – Communication “External energy relations – from principles to action”</p>	<p>2006 – Biofuels Progress Report 2006 – Communication “An EU strategy for biofuels” 2006 – Communication “Renewable Energy Road Map”</p>	<p>Directive 2006/32/EC 2006 – Communication “Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential”</p>	<p>Directive 2006/67/EC (on minimum stocks of oil products) 2006 – Communication “Priority Interconnection Plan” Decision 1364/2006/EC (TEN-E Guidelines)</p>	
	<p>2006 – The Global Energy Efficiency and Renewable Energy Fund</p>		<p>2006 – Communication “Prospects for the internal gas and electricity market”</p>	
	<p>2006 – Green Paper “A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy«</p>			
	<p>2007 – Communication “An energy policy for Europe”</p>			
	<p>“Intelligent Energy – Europe” programme (2007–2013)</p>			

External Energy Policy	Renewable Energy	Energy Efficiency	Internal energy market	Security of energy supply
2007 – EP Resolution on towards a common European foreign policy on energy		Action Plan for Energy Efficiency (2007–12)	2007 – Internal energy market third package Regulation (EC) 680/2007 (financial aspect of TEN-E) Decision C(2007)3945 and Decision 2007/60/EC (on TEN-E)	
EUROPEAN COUNCIL ACTION PLAN (2007 – 2009) ENERGY POLICY FOR EUROPE (EPE)				
2008 – Communication » Second Strategic Energy Review«				
2008 – Communication “20 20 by 2020 Europe’s climate change opportunity” 2008 – Communication “Offshore Wind Energy: Action needed to deliver on the Energy Policy Objectives for 2020 and beyond”	2008 – Communication “Energy efficiency: delivering the 20% target” 2008 – Communication “Establishment of the working plan for 2009–2011 under the Ecodesign Directive” 2008 – Communication “Addressing the challenge of energy efficiency through Information and Communication Technologies” 2008 – Communication “Europe can save more energy by combined heat and power generation”	2008 – Communication on the Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 concerning measures to safeguard security of natural gas supply	2008 – Communication “Progress in creating the internal gas and electricity market”	
2008 – EP Resolution on Global Energy Efficiency and Renewable Energy Fund	2008 – Green Paper “Towards a Secure, Sustainable and Competitive European Energy Network” Decision 2008/593/EC (on TEN-E)			

Quelle: Eigene Zusammenfassung, <http://energy.iiep-berlin.de/>; <http://europa.eu/scadplus/leg/en/s14000.htm>

Anhang 2: Arten von Transittarif-Methoden

Features	Types of Tariff Methodologies			
	Postal tariffs	Distance-based tariffs	Point-to-Point tariffs	Entry/Exit tariffs
Characteristic	A single fixed fee for the transport of any volume of gas within the area covered by the tariff	A shipper is required to pay a charge based on the distance between designated entry and exit points (Units: € or \$/m ³ /h/100 km/year; \$/1000m ³ /100 km)	A specific tariff is quoted for every entry/exit pair within the system	A specific form of point-to-point system; a separate tariff is quoted for each entry and exit point
System Type	low-pressure distribution systems	Systems in which gas moves in one direction for long distances, with rather few intermediate takeoff points	Highly meshed systems with numerous points of injection and delivery	
Advantages	Simple, transparent and easy for new entrants to use	Simple, transparent and cost reflective in an apparent way for one directional flows	Explicit and cost-reflective, provided the system is physically modelled correctly	Allow for the development of a much more flexible market ; allow charges to be based on marginal costs
Disadvantages	Discriminatory between consumers in different parts of large systems; do not provide signals for efficient use of the system	May be not cost-reflective where linear gas flows are subject to some kind of displacement; favour incumbent users on the basis of portfolio effect	Opaque and sometimes very complex, portfolio effect	Questionable if it is suitable for linear long-distance systems; prices distortion between long-distance and short-distance; transportation, which increase the risk of cross-subsidization*

* Vgl. GTE Report 2005, S. 8f.

Quelle: Eigene Darstellung nach Energy Charter Report 2006, S. 31ff.

Anhang 3: Erdgasprofile der EU-Mitgliedsstaaten im Jahre 2007

Land	Eigene Produktion	Verbrauch	Netto-Import EU (Mrd. m3)	Netto-Import nicht-EU	Einfuhr von Gazprom	Gazprom-Anteil an		Anteil am Energieträgermix
						Verbrauch	Einfuhr	
(%)								
Belgien	0	17,5	300,8	10	4,3	24,6	43,0	25,4
Bulgarien	0,3	3,4	0	3,2	2,8	82,4	87,5	13,1
Dänemark	8,9	4,1	-169,5	0	0	0	0,0	20
Deutschland	15,3	86	212	64,7	34,5	40,1	53,3	22,3
Estland	0	1	0	1	0,9	90,0	90,0	15,5
Finnland	0	4,4	0	4,4	4,7	100	106,8	10,3
Frankreich	1,1	45,8	288,7	36,8	10,1	22,1	27,4	14,1
Griechenland	0	4	0	4	3,1	77,5	77,5	11,2
Großbritannien	77,2	97,6	-181	24,4	15,2	15,6	62,3	40,7
Irland	0,4	5	180,9	0	0	0	0,0	29,7
Italien	9,5	82,9	306,2	64,3	22	26,5	34,2	36
Lettland	0	1,6	0	1,6	1	62,5	62,5	30
Litauen	0	3,4	0	3,4	3,4	100	100	30,9
Luxemburg	0	1,4	58	0	0	0	0	28,3
Niederlande	65,2	39,8	-1653,1	16,8	5,5	13,8	32,7	43
Österreich	1,9	8,1	-74	8,9	5,4	66,7	60,7	21,4
Polen	4,3	13,9	31,1	8,6	7	50,4	81,4	13,1
Portugal	0	4,2	0	4,2	0	0	0	14,2
Rumänien	11,3	15,5	0	4,6	4,5	29,0	97,8	37
Schweden	0	1,1	41,8	0	0	0	0	1,7
Slowakei	0,1	5,5	-3,8	5,5	6,2	100	100	28,1

(Fortsetzung auf nächster Seite)

Land	Eigene Produktion	Verbrauch	Netto-Import EU (Mrd. m3)	Netto-Import nicht-EU	Einfuhr von Gazprom	Gazprom-Anteil an		Anteil am Ener- gieträgermix
						Verbrauch	Einfuhr (%)	
Slowenien	0	1,1	-1,8	1,1	0,6	54,5	54,5	13,4
Spanien	0,1	37,6	-4,3	37,7	0	0	0	20,8
Tschechien	0,1	8,7	0	8,1	7,2	82,8	88,9	17,4
Ungarn	2,1	12,8	23,4	8,7	7,5	58,6	86,2	39,8
EU-27	197,8	506,4	-644,6	322,13	145,9	28,8	45,3	24,6

Anmerkungen: Malta und Zypern sind nicht aufgeführt.

Quelle: Eigene Zusammenfassung nach Rapport Annuel Eurogas 2008; OAO Gazprom, Annual report 2007

Anhang 4: Geschätzter Gastransit in die EU im Vergleich zu inländischen Lieferungen im Jahre 2003, Mrd. m³

Country	Domestic Supplies	Transit	
Ukraine	68	115	All Russian gas to non-FSU, except those deliveries via Poland and Belarus
Slovakia	7	88	All Austrian and Czech transit plus Russia to Austria and the Czech Republic
Czech Republic	9	40	Reported Gazprom transit contract and transit volumes of VNG and Wintershall/Wingas
Belarus	16	30	All Russian gas to Poland and partly to Germany plus part of gas towards Ukraine
Germany	86	28	All Norwegian gas to Italy Austria and Czech Republic, Dutch gas to Italy, Belgium gas to Italy, Russian gas to France and Switzerland.
Belgium	16	28	All Dutch gas to France, some Norwegian gas to Italy and Spain and UK gas to France and Germany
Austria	9	27	Russian gas to Croatia, France, Germany, Hungary, Italy, Netherlands, Slovenia and Switzerland minus gas through Czech Republic and Poland
Poland	13	20	Part of Russian gas to Germany and the Netherlands
Tunisia	3*	21	All Algerian gas to Italy
Romania	18	17	All Russian gas to Bulgaria, Greece and Turkey
Switzerland	3	15	All Belgian, Dutch and Norwegian gas to Italy
Bulgaria	3	14	All Russian gas to Greece and partly to Turkey
Morocco	2*	9	All Algerian gas to Portugal and Spain
France	44	3	All Norwegian gas to Spain
Spain	24	2	All Algerian gas to Portugal
Total:	319	457	

* 2002 figures

Quelle: Gas Transit Tariffs in selected Energy Charter Treaty Countries 2006, S. 19

Literaturverzeichnis

Offizielle Dokumente

- Consolidated Version of the Treaty Establishing the European Community, Official Journal C 325, 24 December 2002.
- Council of the European Union (2006): An External Policy to Serve Europe's Energy Interests, Joint Paper by the Commission and the Secretary General/High Representative Javier Solana for the European Council, Brussels, S160/06, June 2006.
- Der Vertrag über die Energiecharta [Online: http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/GE.pdf; Zugriff: 25.02.2009].
- Enerhetyčna strategija Ukraïny (Die Energiestrategie der Ukraine). [Online: <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>; Zugriff: 20.04.2009].
- EU/ Ukraine Action Plan [Online: http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/action_plans/ukraine_enp_ap_final_en.pdf; Zugriff: 3.04.2009].
- Europäische Kommission (2000): Towards a European strategy for the security of energy supply, Grünbuch, COM (2000) 769 final.
- Europäische Kommission (2001): Europäische Energieinfrastruktur, Mitteilung der Kommission, KOM (2001) 775 endg.
- Europäische Kommission (2003): Über die Entwicklung einer Energiepolitik für die erweiterte Europäische Union, ihre Nachbarn und Partnerländer, Mitteilung der Kommission, KOM (2003) 262 endg./2.
- Europäische Kommission (2006): Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, Grünbuch, KOM (2006) 105 endg.
- Europäische Kommission(2006): Energiepolitische Außenbeziehungen – Grundsätze – Maßnahmen, Mitteilung der Kommission, KOM (2006) 590.
- Europäische Kommission(2007): Eine Energiepolitik für Europa, Mitteilung der Europäischen Kommission, KOM (2007) 1 endg.
- Europäische Kommission (2007): Die Schwarzmeersynergie – eine neue initiative der regionalen Zusammenarbeit, Mitteilung der Kommission, KOM (2007) 160 endg.
- Europäische Kommission (2008): Östliche Partnerschaft, Mitteilung der Kommission, KOM (2008) 823 endg.
- Europäische Kommission (2008): Towards a secure, sustainable and competitive European energy network, Grünbuch, COM (2008) 782 final.
- Europäische Kommission (2008): Zur Richtlinie 2004/67/EG vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung, Mitteilung der Kommission, KOM (2008) 769.
- Europäische Kommission (2008): Zweite Überprüfung der Energiestrategie – EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität, Mitteilung der Kommission, KOM (2008) 781 endg.
- Europäisches Parlament (2001): Entschließung des Europäischen Parlaments zu der Gemeinsamen Strategie der Europäischen Union für die Ukraine (C5-0208/2000 – 2000/2116(COS)), 15. März 2001.
- Memorandum of Understanding on cooperation in the field of energy between Ukraine and the European Union, 1 December 2005. [Online: <http://www.ukraineu.mfa.gov.ua/eu/en/publication/content/6936.htm>; Zugriff: 3.04.2009].

- Partnership and Co-operation Agreement between the European Communities and Their Member States, and Ukraine (signed 14.06.94).
- Rat der Europäischen Union (1991): Richtlinie 91/296/EWG des Rates vom 31. Mai 1991 über den Transit von Erdgas über große Netze, ABl. L 147 vom 12.6.1991.
- Rat der Europäischen Union (1999): Gemeinsame Strategie des Europäischen Rates vom 11. Dezember 1999 für die Ukraine (1999/877/GASP) ABl. L 331/4.
- Rat der Europäischen Union (2004): Richtlinie 2004/67/EG des Rates vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung, ABl. 2004 L 127/92.
- Rat der Europäischen Union (2006): Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen, ABl. 2006 L 033/22.
- Rat der Europäischen Union (2007): Schlussfolgerungen des Vorsitzes – 8./9. März 2007, 7224/1/07 REV 1 [Online: <http://register.consilium.europa.eu/pdf/de/07/st07/st07224-re01.de07.pdf>; Zugriff: 23.10.2009].
- Rat der Europäischen Union/Europäisches Parlament (2003): Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, ABl. Nr. L 176.
- Slovenian Presidency of the EU (2008): EU–U.S. Summit Declaration, Press Release [Online: http://www.eu2008.si/en/News_and_Documents/Press_Releases/June/0610EU_USA_Declaration.html; Zugriff: 14.03.2009].

Sekundärliteratur

- Alhaji, Anas F. (2008): What is Energy Security?, in: Energy Politics, Issue IV: Spring 2008, pp. 62–82. [Online: <http://www.energypolitics.org/14g.pdf>; Zugriff: 21.03.2009].
- Altmann, Franz-Lothar (2008): Vertrag mit einer wichtigen Transitregion: Energiegemeinschaft EU-Südosteuropa, in: Braml, Josef V. et al. (Hrsg.): Weltverträgliche Energiesicherheitspolitik (Jahrbuch Internationale Politik 2005/2006), München: Oldenbourg, S. 322–327.
- Auer, Josef (2005): Die neue Energiepolitik der USA – Nicht mehr als ein Anfang, Deutsche Bank Research, aktuelle Themen 340, Energie-Spezial, 14. Dezember 2005. [Online: http://www.dbrsearch.com/PROD/CIB_INTERNET_EN-PROD/PROD000000000194347.pdf; Zugriff: 21.03.2009].
- Balmaceda, Margarita M. (2009): Zwischenhändler und die innerukrainische Dimension des Gaskonflikts, in: Pleines, Heiko (Hrsg.): Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Arbeitspapiere und Materialien der Forschungsstelle Osteuropa, Nr. 101, Bremen, S. 19–21 [Online: <http://www.forschungsstelle.uni-bremen.de/images/stories/pdf/ap/fsoAP101.pdf>; Zugriff: 23.10.2009].
- Baran, Zeyno (2008): Security Aspects of the South Stream Project, Brussels: European Parliament, October 2008.
- Baumann, Florian (2008): Energy Security as Multidimensional Concept, Policy Analysis, No. 1, Munich: Centre for Applied Policy Research.
- Belkin, Paul (2008): The European Union's Energy Security Challenges, US Congress Research Service, No. RL 33636, Washington, Updated January 30, 2008.
- Belyi, Andrei V. (2008): EU External Energy Policies: A Paradox of Integration, in: Orbie, Jan (Ed.): Europe's Global Role: External Policies of the European Union, Aldershot: Ashgate, pp. 203–216.
- Bertelsmann Stiftung (2007): Europa im Wettlauf um Öl und Gas. Leitlinien einer europäischen Energieaußenpolitik, Gütersloh: Bertelsmann Stiftung, Mai 2007. [Online: http://www.bertelsmannstiftung.de/bst/de/media/xcms_bst_dms_21446_21447_2.pdf; Zugriff: 21.03.2009].

- Borisocheva, Ksenia (2007): Analysis of the Oil- and Gas-Pipeline-Links between EU and Russia. An Account of Intrinsic Interests, Greece: Centre for Russia and Eurasia (CERE), November 2007.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2008): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007, Kurzstudie, Hannover: BGR.
- Checchi, Arianna/ Behrens, Arno/ Egenhofer, Christian (2009): Long-Term Energy Security Risks for Europe: A Sector-Specific Approach, in: CEPS Working Paper No. 309, January 2009.
- Chow, Edward/ Elkind, Jonathan (2009): Where East Meets West: European Gas and Ukrainian Reality, The Washington. Quarterly, January 2009, pp. 77–92.
- Clingendael International Energy Programme (CIEP) (2008): The Gas Supply Outlook for Europe: The Roles of Pipeline Gas and LNG, The Hague: CIEP.
- Correljé, Aad F./ van der Linde, Coby (2006): Energy supply security and geopolitics: A European perspective, in: Energy Policy (Oxford) 34, pp. 532–543.
- Dirmoser, Dietmar (2007): Energiesicherheit. Neue Knappheiten, das Wiederaufleben des Ressourcennationalismus und die Aussichten für multilaterale Ansätze, Bonn/Berlin (Reihe: Friedrich-Ebert-Stiftung (Hrsg.): Kompass 2020. Deutschland in den internationalen Beziehungen – Ziele, Instrumente, Perspektiven).
- Egenhofer, Christian/ Legge, Thomas (2001): Security of Energy Supply: A Question for Policy or the Markets?, report by a CEPS Working Party, Brussels: CEPS.
- Egenhofer, Christian (2008): Noch keine Europäische Energieaußenpolitik, in: Braml, Josef V. et al. (Hrsg.): Weltverträgliche Energiesicherheitspolitik (Jahrbuch Internationale Politik 2005/2006), München: Oldenbourg, S. 303–307.
- Energy Charter Treaty Secretariat (2006): Gas Transit Tariffs in selected Energy Charter Treaty Countries, Brussels, January 2006. [Online: http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Gas_Transit_Tariffs_-_2006_-_ENG.pdf; Zugriff: 7.03.2009].
- ERREG (2006): Report on the transmission pricing (for Transit) and how it interacts with Entry-Exit Systems, (Ref: E06-GFG-18-03). [Online: [http://www.ereg.org/portal/page/portal/ERREG_HOME/ERREG_PC/ARCHIVE1/Gas%20Transmission%20Pricing%20\(for%20Transit\)/E06-GFG-18-03_Pricing-Transit_2006-12-06_Published%20versi.pdf](http://www.ereg.org/portal/page/portal/ERREG_HOME/ERREG_PC/ARCHIVE1/Gas%20Transmission%20Pricing%20(for%20Transit)/E06-GFG-18-03_Pricing-Transit_2006-12-06_Published%20versi.pdf); Zugriff: 9.03.2009].
- European Commission/ Directorate-General for Energy and Transport (2008): Europe's energy position : present & future; Demand, resources, investments, Luxembourg : Office for Official Publications of the European Communities.
- Fischer, Severin (2009): Energie- und Klimapolitik im Vertrag von Lissabon. Legitimationserweiterung für wachsende Herausforderungen, in: integration 1/2009, S. 50–62.
- Geden, Oliver (2008a): Die Energie- und Klimapolitik der EU – zwischen Implementierung und strategischer Neuorientierung, in: integration 4/2008, S. 353–364.
- Geden, Oliver (2008b): Mehr Pragmatismus, weniger Geopolitik. Effiziente Ansätze für die Energieversorgungssicherheit der EU, SWP Aktuell 2008/A 83, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik.
- Geden, Oliver/ Goldthau, Andreas/ Noetzel, Timo (2007): »Energie-NATO« und »Energie-KSZE« – Instrumente der Versorgungssicherheit? Die Debatte um Energieversorgung und kollektive Sicherheitssysteme, SWP-Diskussionspapier, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Mai 2007.
- Goldthau, Andreas/ Geden, Oliver (2007): Europas Energieversorgungssicherheit – ein Plädoyer für einen pragmatischen Ansatz, in: IPG 4/2007, S. 58–73.
- Götz, Roland (2006): Die wirtschaftliche Seite des Gaskonflikts, in: Ukraine-Analysen Nr. 02, Bremen: Forschungsstelle Osteuropa, S. 4–6 [Online: <http://www.laender-analysen.de/ukraine/pdf/UkraineAnalysen02.pdf>; Zugriff: 23.10.2009].

- Götz, Roland (2007a): Die Bedeutung der Ukraine für die Erdgasversorgung Europas: Konflikte und Alternativen, in: Martin Malek (Hrsg.): Die Ukraine: zerrissen zwischen Ost und West? eine Bestandsaufnahme der Außen- und Sicherheitspolitik unter Präsident Viktor Juschtschenko, Wien: Landesverteidigungsakademie, S. 113–134.
- Götz, Roland (2007b): Die Debatte um Europas Energieversorgungssicherheit, in: SWP-Diskussionspapier Mai, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik.
- Götz, Roland (2007c): Der künftige Erdgasbedarf Europas, in: SWP-Diskussionspapier Mai, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik.
- Götz, Roland (2007d): Gazproms Diversifizierungsstrategie der Exportpipelines und Exportrichtungen, in: SWP-Diskussionspapier Mai, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik.
- Götz, Roland (2008): A pipeline race between the EU and Russia?, in: Barysch, Katinka (Ed.): Pipelines, politics and power. The future of EU–Russia energy relations, London: Center for European Reform, pp. 93–102.
- Götz, Roland (2009): Pipeline-Popanz. Irrtümer der europäischen Energiedebatte, in: Osteuropa, Bd. 59, 1/2009, S. 3–18.
- Grätz, Jonas/ Westphal, Kirsten (2009): Trügerischer Friede? Kosten und Nutzen der Gasverträge zwischen Russland und der Ukraine, in: Pleines, Heiko (Hrsg.): Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Arbeitspapiere und Materialien der Forschungsstelle Osteuropa, Nr. 101, Bremen, S. 7–10 [Online: <http://www.forschungsstelle.uni-bremen.de/images/stories/pdf/ap/fsoAP101.pdf>; Zugriff 23.10.2009].
- GTE (2005): Transit Report, (Ref. 05TR033). [Online: http://ec.europa.eu/energy/gas/madrid/doc-10/gte_transit.pdf; Zugriff: 7.03.2009].
- Guillet, Jérôme (2007): Gazprom as a Predictable Partner. Another Reading of the Russian–Ukrainian and Russian–Belarusian Energy Crises, Russie.Nei.Visions No. 18, Paris: Ifri.
- Haghighi, Sanam S. (2007): Energy Security: The External Legal Relations of the European Union with Major Oil and Gas Supplying Countries, Oxford/Portland, Or.: Hart Publishing.
- Haghighi, Sanam S. (2008): Energy Security and the Division of Competences between the European Community and its Member States, in: European Law Journal, Vol. 14, No. 4, pp. 461–482.
- Harks, Enno (2006): The Conundrum of Energy Security, Gas in Eastern and Western Europe, in: the International Spectator, Vol. 41, No. 3, July – September 2006, pp. 47–58.
- Heinrich, Andreas (2008): Gazprom's Expansion Strategy in Europe and the Liberalization of EU Energy Markets, in: Orttung, Robert/ Perovic, Jeronim/ Pleines, Heiko/ Schröder, Hans-Henning (eds.): Russia's Energy Sector between Politics and Business, Arbeitspapiere und Materialien der Forschungsstelle Osteuropa Nr. 92, S.67–74 [Online: <http://www.forschungsstelle.uni-bremen.de/images/stories/pdf/ap/fsoAP92.pdf>; Zugriff 23.10.2009].
- Holzer, Verena L. (2007): Europäische und deutsche Energiepolitik. Eine volkswirtschaftliche Analyse der umweltpolitischen Instrumente, Baden-Baden: Nomos.
- Hunt, Michael (2008): EU-Energy Policy in 2007–2008, in: Hunt, Nigel/ Talus, Kim (Ed.): The EU Energy Directory – 1st ed., Rixensart: Euroconfidential, pp. 8–63.
- International Energy Agency (IEA) (1995): The IEA Natural Gas Security Study, Paris: OECD.
- International Energy Agency (IEA) (2008): Natural Gas Market Review 2008 – Optimising investments and ensuring security in a high-priced environment, Paris: OECD/ IEA.
- Klop, Manuel (2009): Charting the Gaps: EU regulation of gas transmission tariffs in the Netherlands and the UK, Oxford: OIES.
- Kneissl, Karin (2006): Der Energiepoker – Wie Erdöl und Erdgas die Weltwirtschaft beeinflussen, München: Finanzbuch.
- Kolesnichenko, Anna/ Tsarenko, Anna (2007): Overview of Implementation of Effective Energy-Saving Policy in the EU and Opportunities for Ukraine, Kyiv: CASE.

- Konoplyanik, Andrei (2006a): Russia–EU, G-8, ECT and Transit Protocol, in: *Russian/CIS Energy & Mining Law Journal*, Vol. IV, No. 3/2006, pp. 9–12.
- Konoplyanik, Andrei (2006b): Russian – Ukrainian Gas Dispute: Prices, Pricing and ECT, in: *Russian/CIS Energy & Mining Law Journal*, Vol. IV, No. 1/2006, pp. 15–19.
- Konoplyanik, Andrei/ Wälde, Thomas (2006): Energy Charter Treaty and its Role in International Energy, in: *Journal of energy & natural resources law*, Vol. 24, No 4/2006, pp. 523–558.
- Konoplyanik, Andrei (2008a) Regulating energy relations: Acquis or Energy Charter?, in: Barysch, Katinka (Ed.): *Pipelines, politics and power. The future of EU–Russia energy relations*, London: Center for European Reform, pp. 107–113.
- Konoplyanik, Andrei (2008b): Box: What is the Energy Charter?, in: Barysch, Katinka (Ed.): *Pipelines, politics and power. The future of EU–Russia energy relations*, London: Center for European Reform, pp. 103–105.
- Larsson, Robert L. (2007). *Nord Stream, Sweden and Baltic Sea Security*, Stockholm: Swedish Defence Research Agency (FOI), FOI-R-2251-SE.
- Locatelli, Catherine (2008): *EU Gas Liberalization as a Driver of Gazprom Strategies?*, *Russie.Nei. Visions* No. 26, Paris: Ifri.
- Loskot-Strachota, Agata (2008): *Nabucco vs. South Stream – Rivalry over Balkan Gas Pipelines*, Warsaw: Center for Eastern Studies, Issue 3.
- Malygina, Katerina (2009): *Der neue Gasvertrag: Bedrohung und Risiken für die Ukraine*, in: Pleines, Heiko (Hrsg.): *Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Arbeitspapiere und Materialien der Forschungsstelle Osteuropa*, Nr. 101, Bremen, S. 11–14 [Online: <http://www.forschungsstelle.uni-bremen.de/images/stories/pdf/ap/fsoAP101.pdf>; Zugriff 23.10.2009].
- Mangott, Gerhard (2008): *Gasversorgung aus Zentralasien: In den Fängen der Geopolitik*. [Online: <http://www.energy20.net/pi/index.php?StoryID=317&articleID=145141>; Zugriff: 21.03.2009].
- Meister, Stefan (2009): *Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine*, in: *DGAP standpunkt 2/2009*, Berlin: Deutsche Gesellschaft für Auswärtige Politik [Online: <http://www.dgap.org/publikationen/view/1dde2ebecd887aae2eb11dd94b86ffea14153c953c9.html>; Zugriff: 23.10.2009].
- Mitrova, Tatyana A. (2006): *Global Energy Security*, Moscow. [Online: http://en.g8russia.ru/i/eng_nrgsafety.doc; Zugriff: 20.02.2009].
- Moussis, Nicholas (2007): *Guide to European Policies*, 13., rev. ed., Rixensart: Europ. Study Service.
- Müller-Kraenner, Sascha (2007): *Die Energieaußenpolitik der Europäischen Union*, in: *DNR EU-Rundschreiben, Sonderheft II/2007: Europa vor der Energiewende?*, S. 25–27.
- Nacional'na Bezpeka i Oborona (Nationale Sicherheit und Verteidigung) Nr. 3/2002, Kiew: Razumkov-Zentrum.
- Nacional'na Bezpeka i Oborona (Nationale Sicherheit und Verteidigung) Nr. 8/2008, Kiew: Razumkov-Zentrum.
- Nies, Susanne (2008): *Oil and Gas Delivery to Europe – An Overview of Existing and Planned Infrastructures*, Paris: Ifri.
- Noël, Pierre (2008): *Beyond Dependence: How to Deal with Russian Gas*, London: ECFR.
- Perovic, Jeronim/ Orttung, Robert (2008): *Russia's Energy Policy: Should Europe Worry?*, in: Orttung, Robert/ Perovic, Jeronim/ Pleines, Heiko/ Schröder, Hans-Henning (Eds.): *Russia's Energy Sector between Politics and Business, Arbeitspapiere und Materialien der Forschungsstelle Osteuropa*, Nr. 92, Bremen, S. 7–12 [Online: <http://www.forschungsstelle.uni-bremen.de/images/stories/pdf/ap/fsoAP92.pdf>; Zugriff 23.10.2009].
- Pirani, Simon (2007): *Ukraine's Gas Sector*, London: OIES.

- Pirani, Simon (2009): Der russisch-ukrainische Gaskonflikt 2009, in: Pleines, Heiko (Hrsg.): Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Arbeitspapiere und Materialien der Forschungsstelle Osteuropa, Nr. 101, Bremen, S. 15–18 [Online: <http://www.forschungsstelle.uni-bremen.de/images/stories/pdf/ap/fsoAP101.pdf>; Zugriff 23.10.2009].
- Pirani, Simon/ Stern, Jonathan/ Yafimava, Katja (2009): The Russo–Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment, London: OIES.
- Pleines, Heiko (2006): Die Energiefrage in den ukrainisch–russischen Beziehungen, in: Ukraine-Analysen Nr. 02, Bremen: Forschungsstelle Osteuropa, S. 2–4 [Online: <http://www.laender-analysen.de/ukraine/pdf/UkraineAnalysen02.pdf>; Zugriff: 23.10.2009].
- Pleines, Heiko (2008): Der Erdgaskonflikt zwischen Russland und der Ukraine, in: Pleines, Heiko (Hrsg.): Die Ukraine zwischen Ost und West. Außenpolitische und kulturelle Orientierungen, Arbeitspapiere und Materialien der Forschungsstelle Osteuropa, Nr. 99, Bremen, S. 45–47 [Online: <http://www.forschungsstelle.uni-bremen.de/images/stories/pdf/ap/fsoAP99.pdf>; Zugriff: 23.10.2009].
- Pleines, Heiko (2009): Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt 2009 im Überblick, in: Pleines, Heiko (Hrsg.): Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Arbeitspapiere und Materialien der Forschungsstelle Osteuropa, Nr. 101, Bremen, S. 5–6 [Online: <http://www.forschungsstelle.uni-bremen.de/images/stories/pdf/ap/fsoAP101.pdf>; Zugriff 23.10.2009].
- Renner, Stephan (2009): The Energy Community of Southeast Europe: A neofunctionalist project of regional integration, European Integration online Papers (EIoP) Vol. 13 (2009) No. 1. [Online: http://www.eiop.or.at/eiop/index.php/eiop/article/view/2009_001a/88; Zugriff: 21.03.2009].
- Schneider, Jörg / Deja, Michal (2008): Die Energieaußenpolitik der Europäischen Union, Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, Europathema Nr. 06/08. [Online: <http://www.bundestag.de/wissen/analysen/2008/energieaussenpolitik.pdf>; Zugriff: 14.03.2009].
- Shapovalova, Natalia A. (2008): Ukraine: Lynchpin for European Energy Security, Democracy Backgrounder No. 15, Madrid: FRIEDE.
- Smith, Keith C. (2006): Security Implications of Russian Energy Policies, CEPS Policy Briefs No. 90, Brussels: CEPS.
- Stern, Jonathan (2002): Security of European Natural Gas Supplies – The impact of import dependence and liberalization, London: Journal of the Royal Institute of International Affairs, July 2002.
- Stern, Jonathan (2006): The Russian–Ukrainian gas crisis of January 2006, London: OIES.
- Stevens, Paul (2009): Transit Troubles: Pipelines as a Source of Conflict, London: Chatham House (The Royal Institute of International Affairs).
- Talus, Kim (2008): Energy Security in European Energy Law, in: Hunt, Nigel/ Talus, Kim (Ed.): The EU Energy Directory: legislation, policy, contacts – 1st ed., Rixensart: Euroconfidentiel, pp. 85–111.
- Umbach, Frank (2006): Europas nächster Kalter Krieg. Die EU braucht endlich die GEEP. Eine gemeinsame Politik zur Energiesicherheit, in: Internationale Politik 61 (2), S. 6–14.
- UNDP (2000): World Energy Assessment. Energy and the Challenge of Sustainability, New York: UNDP.
- UNDP (2004): World Energy Assessment – Overview: 2004 Update, New York: UNDP.
- USAID (2002): Gas Transportation system of Ukraine: Problems and ways for the formation of market relations, Ukraine Energy Regulatory, Legal and Market Development Support Project. [Online: http://kiev.ballonoffconsulting.com/download/gas_transport_system_en.pdf; Zugriff: 17.03.2009].

- Van der Linde, Coby (2007): External energy policy: Old fears and new dilemmas in a larger Union, in: Sapir, André (Ed.): *Fragmented power: Europe and the global economy*, Brussels: Bruegel, pp. 266 – 307.
- Westphal, Kirsten (2004): Handlungsbedarf. Die Energiepolitik der Europäischen Union, in: *Europa unter Spannung, Energiepolitik zwischen Ost und West, Osteuropa 9–10/2004*, S. 39–54.
- Westphal, Kirsten (2006): Energy Policy between Multilateral Governance and Geopolitics: Whither Europe?, in: *IPG 4/2006*, pp. 44–62.
- Westphal, Kirsten (2007): Liberalisiert, monopolisiert, fixiert. Antinomien des Energiemarkts in Europa, in: *Osteuropa*, Bd. 57, 2–3/2007, S. 241–256.
- Westphal, Kirsten (2009a): Europas Handlungsspielraum, in: Pleines, Heiko (Hrsg.): *Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Arbeitspapiere und Materialien der Forschungsstelle Osteuropa, Nr. 101*, Bremen, S. 22–26 [Online: <http://www.forschungsstelle.uni-bremen.de/images/stories/pdf/ap/fsoAP101.pdf>; Zugriff 23.10.2009].
- Westphal, Kirsten (2009b): Die Nabucco-Erdgaspipeline und die Europäer, in: Pleines, Heiko (Hrsg.): *Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Arbeitspapiere und Materialien der Forschungsstelle Osteuropa, Nr. 101*, Bremen, S. 27–28 [Online: <http://www.forschungsstelle.uni-bremen.de/images/stories/pdf/ap/fsoAP101.pdf>; Zugriff 23.10.2009].
- Whist, Bendik S. (2008): Nord Stream: Not Just a Pipeline. An Analysis of the Political Debates in the Baltic Sea Region Regarding the Planned Gas Pipeline from Russia to Germany, FNI Report 15/2008, Lysaker.
- World Bank (2003): Ukraine Challenges Facing the Gas Sector. [Online: <http://siteresources.worldbank.org/INTECAREGTOPENERGY/34004325-1112025344408/20772948/ukrainegassector.pdf>; Zugriff: 07.03.2009].
- Xypaki, Maria/ Maragopoulos, Nikos/ Boutelis, Konstantinos (2008): Nabucco – South Stream: competitive or complementary pipelines?, Centre for Russia and Eurasia (CERE): Greece.
- Yergin, Daniel (2006): Ensuring Energy Security, in: *Foreign Affairs March/April 2006*, pp. 69–82.
- Youngs, Richard (2007): Europe's External Energy Policy: Between Geopolitics and the Market, CEPS Working Document No. 278, Brussels:CEPS.

Sonstige Internetquellen

- Baku Initiative [Online: http://ec.europa.eu/transport/international/regional_cooperation/caucasus_central-asia_en.htm; Zugriff: 03.04.2009].
- BP Statistical Review of World Energy 2008, [Online: <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>; Zugriff: 04.03.2009].
- Die Lehren aus der Gaskrise: Entwurf für eine zukünftige Energiepolitik, Pressemitteilung, Brüssel: Europäisches Parlament. [Online: http://www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/infopress/20090203IPR48106/20090203IPR48106_de.pdf; Zugriff: 12.04.2009].
- Eurogas (2008): Rapport Annuel Eurogas 2008, Brussels: Eurogas. [Online: <http://www.eurogas.org/uploaded/Annual%20Report%202007-2008.pdf>; Zugriff: 04.03.2009].
- Gazprom (2008): Annual Report 2007, Moscow: OAO Gazprom [Online: http://www.gazprom.com/documents/Annual_Eng_2007.pdf; Zugriff: 21.03.2009].
- Goldthau (2009): Gasstreit: Nach der Krise ist vor der Krise, in: *Der Standard*, 14.01.2009 [Online: http://derstandard.at/?url=/?id=1231151874279%26sap=2%26_pid=11749644; Zugriff: 19.04.2009].

- Hochrangige Investorenkonferenz über die Modernisierung des Gastransitsystems der Ukraine, Pressemitteilung IP/09/451, Brüssel, den 20. März 2009** [Online: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/09/451&format=PDF&aged=0&language=DE&guiLanguage=en>; **Zugriff: 18.04.2009**].
- Institut für Europäische Politik: EU Energy Policy Monitoring, Online-Plattform.** [Online: <http://energy.iep-berlin.de/php/index.php>; **Zugriff: 19.02.2009**].
- Kiew tritt Europäischer Energiegemeinschaft im nächsten Jahr bei?, 27.11.2008** [Online: <http://www.nrcu.gov.ua/index.php?id=475&listid=80252>; **Zugriff: 19.04.2009**].
- Master-Plan on the Modernisation of Ukraine's Gas Transit System** [Online: http://ec.europa.eu/external_relations/energy/events/eu_ukraine_2009/bekker_en.pdf; **Zugriff: 20.04.2009**].
- Merkel: Keine EU-Gelder für Nabucco, 03.03.2009** [Online: <http://www.euractiv.com/de/energie/merkel-keine-eu-gelder-nabucco/article-179897>; **Zugriff: 10.03.2009**].
- Nabucco von Liste der Energieprojekte gestrichen, 17.03.2009** [Online: <http://www.euractiv.com/de/meinung/nabucco-liste-energieprojekte-gestrichen/article-180342>; **Zugriff: 22.03.2009**].
- Poland defies Germany over Nabucco pipe, 18.03.2009** [Online: <http://www.euractiv.com/en/eu-summit/poland-defies-germany-nabucco-pipe/article-180409>; **Zugriff: 22.03.2009**].
- Prime Minister Vladimir Putin's speech at the opening ceremony of the World Economic Forum** [Online: <http://premier.gov.ru/eng/visits/world/95/1921.html>; **Zugriff: 18.04.2009**].
- Russischer Föderaler Dienst für Statistik** [Online: <http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsd/DBlnet.cgi>; **Zugriff: 04.03.2009**].
- Russland–Aserbaischan Gasabkommen schadet Nabucco, 01.04.2009** [Online: www.euractiv.com/de/energie/russland-aserbaischan-gasabkommen-schadet-nabucco/article-180855; **Zugriff: 18.04.2009**].
- Socor, Vladimir: Gazprom Reveals Unaffordable Costs of South Stream Project (Eurasia Daily Monitor, Volume: 6, Issue: 29), 12.02.2009** [Online: www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=34495; **Zugriff: 18.04.2009**].
- Socor, Vladimir: No Gas Sources Foreseen for Gazprom's South Stream (Eurasia Daily Monitor Volume: 6 Issue: 29), 12.02.2009** [Online: http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=34496&tx_ttnews%5BbackPid%5D=27&cHash=9df696b0dd; **Zugriff: 18.04.2009**].

Arbeitspapiere und Materialien der Forschungsstelle Osteuropa

ISSN 1616-7384

- Nr. 105 **Die Erdgasversorgung der EU
unter besonderer Berücksichtigung der Ukraine als Transitland**
Von Kateryna Malyhina
(Oktober 2009)
- Nr. 104 **Das Ende des postsozialistischen Raums?**
(Ent-)Regionalisierung in Osteuropa
Beiträge für die 17. Tagung Junger Osteuropa-Experten
Veranstaltet von: Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde, Berlin,
Forschungsstelle Osteuropa an der Universität Bremen und Europäische Akademie Berlin
(September 2009)
- Nr. 103 **Dekonstruktion von Korruption.**
Die Bedeutung des EU-Beitritts für die westeuropäische Medienberichterstattung
über Korruption in Rumänien
Von Leyla Safta-Zecheria
(September 2009)
- No. 102 **An Assessment of Policy Measures to Support Russia's Real Economy**
By Yuri V. Simachev, Andrei A. Yakovlev, Boris V. Kuznetsov,
Michael Y. Gorst, Aleksandr V. Daniltsev, Michael N. Kuzyk, Sergey N. Smirnov
(June 2009)
- Nr. 101 **Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009**
Von Heiko Pleines (Hg.)
(Februar 2009)
- Nr. 100 **Die »Untergrunduniversität« der Prager Bohemisten.**
Ein Fallbeispiel für Parallelkultur in der »normalisierten« ČSSR
Von Karoline von Graevenitz
(November 2008)
- Nr. 99 **Die Ukraine zwischen Ost und West.**
Außenpolitische und kulturelle Orientierungen
Von Heiko Pleines (Hg.)
(Oktober 2008)
- Nr. 98 **Modernisierung in Ost- und Ostmitteleuropa?**
Dynamiken innerstaatlichen und internationalen Wandels
Beiträge für die 16. Tagung Junger Osteuropa-Experten
Veranstaltet von: Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde, Berlin,
Forschungsstelle Osteuropa an der Universität Bremen und Europäische Akademie Berlin
(September 2008)
- Nr. 97 **Der bewaffnete Konflikt um Südossetien und internationale Reaktionen**
Von Heiko Pleines, Hans-Henning Schröder (Hg.)
(September 2008)
- Nr. 96 **Und die Krähe trägt ein rotes Sternchen**
Die politische Karikatur im polnischen Untergrund der Jahre 1981 bis 1989
Von Wolfgang Schlott
(September 2008)
- Nr. 95 **»Das Andere Osteuropa von den 1960er bis zu den 1980er Jahren«**
Berichte zur Forschungs- und Quellenlage
Forschungsstelle Osteuropa an der Universität Bremen (Hg.)
(Mai 2008)

Die Arbeitspapiere erscheinen sechs Mal jährlich und können als PDF-Datei von der Website der Forschungsstelle Osteuropa (www.forschungsstelle.uni-bremen.de) heruntergeladen werden. Die Druckfassung ist nur im Abonnement für Bibliotheken erhältlich und kostet pro Jahr € 25,- zzgl. Versandkosten.

Aktuelle Bücher aus der Forschungsstelle Osteuropa

Analysen zur Kultur und Gesellschaft im östlichen Europa

- Bd. 21 **Isabelle de Kéghel:**
Die Staatssymbolik des neuen Russland.
Traditionen – Integrationsstrategien – Identitätsdiskurse
LIT-Verlag (Münster) 2008, 256 S., br., ISBN 3-8258-8862-2, € 24,90

Archiv zur Zeitgeschichte und Kultur Osteuropas. Quellen – Bestände – Analysen

- Bd. 2 **Forschungsstelle Osteuropa (Hg.):**
Monographien im Zweiten Umlauf Polens
1976 – 1989
ibidem-Verlag (Stuttgart) 2008, 506 S., Hardcover, ISBN 978-3-89821-883-2, € 89,90
- Bd. 1 **Wolfgang Eichwede (Hg.):**
Das Archiv der Forschungsstelle Osteuropa.
Sowjetunion, Russland, Polen, Tschechoslowakei, Ungarn, DDR
ibidem-Verlag (Stuttgart) 2009, 178 S., Hardcover, ISBN 978-3-89821-983-9, € 79,90

Changing Europe

- Bd. 6 **Sabine Fischer, Heiko Pleines (eds.):**
The EU and Central & Eastern Europe.
Successes and Failures of Europeanization in Politics and Society
ibidem-Verlag (Stuttgart) 2009, 165 S., br., ISBN 978-3-89821-948-8, € 24,90
- Bd. 5 **Julia Kusznir, Heiko Pleines (eds.):**
Trade Unions from Post-Socialist Member States in EU Governance.
ibidem-Verlag (Stuttgart) 2008, 196 S., br., ISBN 978-3-89821-857-3, € 24,90
- Bd. 4 **Sabine Fischer, Heiko Pleines (eds.):**
Crises and Conflicts in Post-Socialist Societies.
The Role of Ethnic, Political and Social Identities
ibidem-Verlag (Stuttgart) 2008, 218 S., br., ISBN 978-3898218559, € 29,90
- Bd. 3 **Daniela Obradovic, Heiko Pleines (eds.):**
Civil Society Groups from the New Post-Socialist Member States in EU Governance
ibidem-Verlag (Stuttgart) 2007, 244 S., br., ISBN 978-3-89821-750-7, € 29,90
- Bd. 2 **Jochen Tholen, David Lane, Gyorgy Lengyel (eds.):**
Restructuring of the Economic Elites after State Socialism.
Recruitment, Institutions and Attitudes
ibidem-Verlag (Stuttgart) 2007, 350 S., br., ISBN 978-3-89821-754-5, € 34,90
- Bd. 1 **Sabine Fischer, Heiko Pleines, Hans-Henning Schröder (eds.):**
Movements, Migrants, Marginalisation.
Challenges of Social and Political Participation in Eastern Europe and the Enlarged EU
ibidem-Verlag (Stuttgart) 2007, 224 S., br., ISBN 3-89821-733-7, € 29,90

Soviet and Post-Soviet Politics and Society (SPPS)

- Bd. 75 **Heiko Pleines (Hg.):**
Corporate Governance in post-sozialistischen Volkswirtschaften
ibidem-Verlag (Stuttgart) 2008, 240 S., br., ISBN 978-3-89821-766-8, € 34,90
- Bd. 73 **Julia Kusznir:**
Der politische Einfluss von Wirtschaftseliten in russischen Regionen.
Eine Analyse am Beispiel der Erdöl- und Erdgasindustrie, 1992-2005
ibidem-Verlag (Stuttgart) 2008, 354 S., br., ISBN 978-3-89821-821-4, € 34,90

Einzelveröffentlichung

- Heidrun Hamersky, Heiko Pleines, Hans-Henning Schröder (Hg.):**
Eine andere Welt? Kultur und Politik in Osteuropa 1945 bis heute.
Festschrift für Wolfgang Eichwede
ibidem-Verlag (Stuttgart), 2007, 338 S., Hardcover, ISBN 978-3-89821-751-4, € 59,90

Kostenlose E-Mail-Dienste der Forschungsstelle Osteuropa unter www.laender-analysen.de

Caucasus Analytical Digest

Der Caucasus Analytical Digest bietet einmal monatlich englischsprachige Kurzanalysen sowie illustrierende Daten zu einem aktuellen Thema.

Abonnement unter: <http://www.res.ethz.ch/analysis/cad/>

Polen-Analysen

Die Polen-Analysen bieten zweimal monatlich eine Kurzanalyse zu einem aktuellen Thema aus Politik, Wirtschaft oder Kultur, ergänzt um Grafiken und Tabellen. Zusätzlich gibt es eine Chronik aktueller Ereignisse.

Abonnement unter: <http://www.deutsches-polen-institut.de/Newsletter/subscribe.php>

Russland-Analysen

Die Russland-Analysen bieten vierzehntägig eine Kurzanalyse zu einem aktuellen Thema, ergänzt um Grafiken und Tabellen. Zusätzlich gibt es eine Chronik aktueller politischer Ereignisse.

Abonnement unter: fsopr@uni-bremen.de

Russian Analytical Digest

Der Russian Analytical Digest bietet zweimal monatlich englischsprachige Kurzanalysen sowie illustrierende Daten zu einem aktuellen Thema.

Abonnement unter: <http://www.res.ethz.ch/analysis/rad/>

kultura. Russland-Kulturanalysen

Die Russland-Kulturanalysen diskutieren in kurzen, wissenschaftlich fundierten, doch publizistisch aufbereiteten Beiträgen signifikante Entwicklungen der Kultursphäre Russlands. Jede Ausgabe enthält zwei Analysen und einige Kurztexte bzw. Illustrationen. Erscheinungsweise: zweimonatlich, in je einer deutschen und englischen Ausgabe.

Abonnement unter: fsopr@uni-bremen.de

Ukraine-Analysen

Die Ukraine-Analysen bieten zweimal monatlich eine Kurzanalyse zu einem aktuellen Thema aus Politik, Wirtschaft oder Kultur, ergänzt um Grafiken und Tabellen. Zusätzlich gibt es eine Chronik aktueller Ereignisse.

Abonnement unter: fsopr@uni-bremen.de

Zentralasien-Analysen

Die Zentralasien-Analysen bieten monatlich eine Kurzanalyse zu einem aktuellen Thema aus Politik, Wirtschaft oder Kultur, ergänzt um Grafiken und Tabellen. Zusätzlich gibt es eine Chronik aktueller Ereignisse.

Abonnement unter: zentralasien-analysen@dgo-online.org

Bibliographische Dienste

Die vierteljährlich erscheinenden Bibliographien informieren über englisch- und deutschsprachige Neuerscheinungen zu Polen, Russland, Tschechischer und Slowakischer Republik, Ukraine sowie zu den zentralasiatischen und kaukasischen Staaten. Erfasst werden jeweils die Themenbereiche Politik, Außenpolitik, Wirtschaft und Soziales.

Abonnement unter: fsopr@uni-bremen.de