

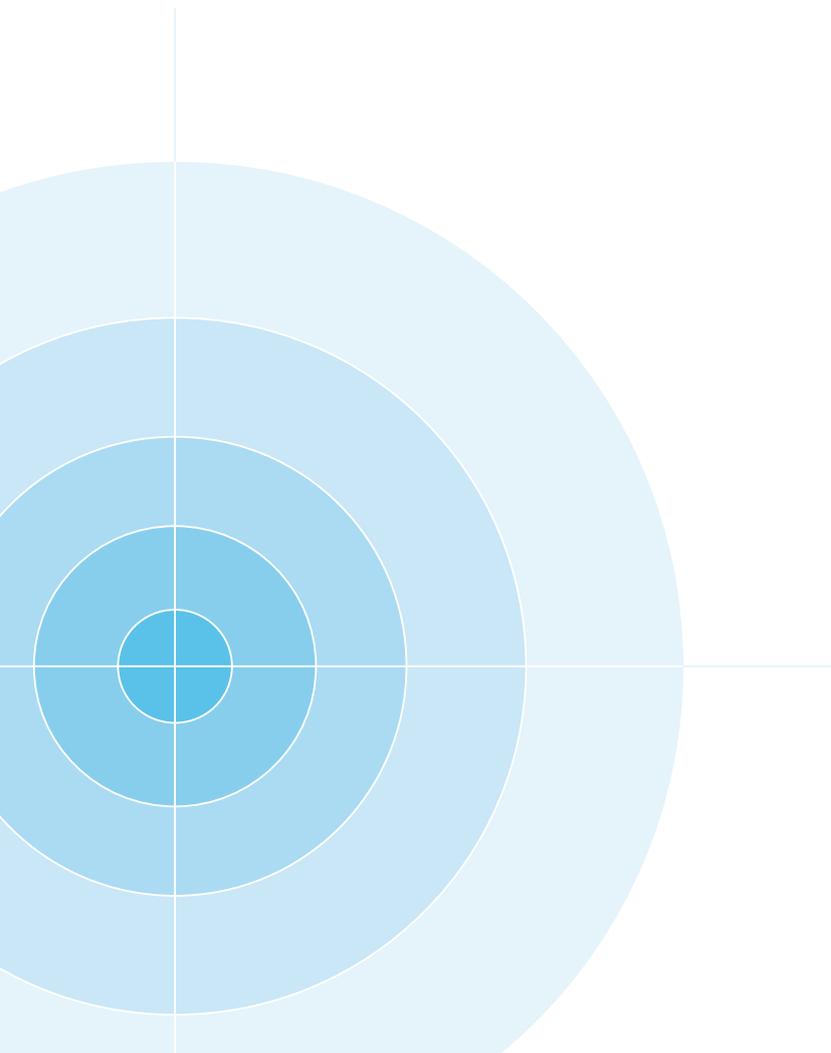
aktuelle analysen

67

Frank Umbach

EUROPÄISCHE ENERGIE- SICHERHEIT IM WANDEL

Globale Energiemegatrends und ihre Auswirkungen



Frank Umbach

EUROPÄISCHE ENERGIE- SICHERHEIT IM WANDEL

Globale Energiemegatrends und ihre Auswirkungen

Impressum

ISBN	978-3-88795-541-0
Herausgeber	Copyright 2017, Hanns-Seidel-Stiftung e.V., München Lazarettstraße 33, 80636 München, Tel. +49 (0)89 / 1258-0 E-Mail: info@hss.de , Online: www.hss.de
Vorsitzende	Prof. Ursula Männle, Staatsministerin a.D.
Generalsekretär	Dr. Peter Witterauf
Autor	Dr. Frank Umbach
Redaktion	Prof. Dr. Reinhard Meier-Walser (Chefredakteur) Barbara Fürbeth M.A. (Redaktionsleiterin) Susanne Berke, Dipl.-Bibl. (Redakteurin) Marion Steib (Redaktionsassistentin)
V.i.S.d.P.	Thomas Reiner
Titelgestaltung	Formidee München
Druck	Hanns-Seidel-Stiftung e.V., Hausdruckerei, München
Hinweis	Die Abgabe dieser Publikation erfolgt kostenfrei im Rahmen der Stiftungsarbeit der Hanns-Seidel-Stiftung e.V. Ein Verkauf oder eine sonstige gewerbliche Nutzung der von der Hanns-Seidel-Stiftung herausgegebenen Medien ist nicht gestattet. Weitere Exemplare können über die Hanns-Seidel-Stiftung, Lazarettstraße 33, 80636 München, E-Mail: publikationen@hss.de bezogen werden. Zur besseren Lesbarkeit der Texte wird auf die gleichzeitige Verwendung männlicher und weiblicher Sprachformen verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für beiderlei Geschlecht.

Alle Rechte, insbesondere das Recht der Vervielfältigung, Verbreitung sowie Übersetzung, vorbehalten. Kein Teil dieses Werkes darf in irgendeiner Form (durch Fotokopie, Mikrofilm oder ein anderes Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung der Hanns-Seidel-Stiftung e.V. reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden. Davon ausgenommen sind Teile, die als Creative Commons gekennzeichnet sind. Das Copyright für diese Publikation liegt bei der Hanns-Seidel-Stiftung e.V. Namentlich gekennzeichnete redaktionelle Beiträge geben nicht unbedingt die Meinung des Herausgebers wieder.

Inhaltsverzeichnis

1. Einführung	5
2. Globale Dimensionen der Energiesicherheit	8
2.1 Energiesicherheit im 21. Jahrhundert – Neue Risiken und Herausforderungen	8
2.2 Erneuerbare Energien: Keine Versorgungssicherheitsrisiken?	11
2.2.1 Cybersecurity von kritischen Energieinfrastrukturen und Erneuerbaren Energien	12
2.2.2 Steigende Abhängigkeiten von kritischen Mineralrohstoffen bei EE und anderen „grünen Technologien“ (Elektromobilität, Batteriespeicher etc.)	15
2.3 Die globale Klimaschutzpolitik und ihre Auswirkungen	18
2.4 Globale Megatrends und Perspektiven des weltweiten Energiemix	20
2.5 Die Auswirkungen der unkonventionellen Gas- und Ölrevolution in den USA auf die globalen Energierohstoffmärkte	24
3. Die Evolution der gemeinsamen europäischen Energie- und Klimapolitik	27
3.1 Ein Überblick über die Entwicklungen seit 2007	27
3.2 Der Wandel der Gasmärkte und die künftige EU-Gasversorgungssicherheit ..	30
3.3 Neue Herausforderungen für die gemeinsame Gasversorgungssicherheit: Russlands neue Gaspipelineprojekte von Nord Stream 2 und TurkStream	36
4. Zusammenfassung und strategische Perspektiven	42
Anmerkungen	46

Europäische Energiesicherheit im globalen Kontext

Frank Umbach

1. Einführung

In der Retrospektive wäre die gemeinsame Energie- und Klimaschutzpolitik der EU ohne die russisch-ukrainischen Gaskonflikte in 2006 und 2009 kaum so schnell vorangekommen. Dies gilt insbesondere mit Blick auf Fragen der Energie- und Gasversorgungssicherheit. Der jüngste Ukraine-Konflikt in 2014 als Folge der völkerrechtswidrigen Annexion der Krim sowie der russischen Unterstützung der gewalttätigen Separatisten in den östlichen Regionen der Ukraine hatte noch einmal erhebliche Auswirkungen auf die gemeinsame EU-Energiepolitik, europäische Energieversorgungssicherheit, die europäisch-russische Gas- und Energiepartnerschaft sowie den europäischen Gasmarkt.

In diesem Kontext war auch die Notwendigkeit deutlich geworden, im Rahmen der Energieaußenbeziehungen der EU mit Energiepartnerstaaten (insbesondere gegenüber Russland) mit einer gemeinsamen politischen Stimme zu sprechen. Zugleich hat die EU 2016 eine globale Außenpolitikstrategie formuliert, mit der sie hofft, bei den internationalen Machtverschiebungen ihre künftigen strategischen Interessen in der Außen-, Sicherheits- und Wirtschaftspolitik auf globaler Ebene besser wahren zu können, da der Einfluss selbst der großen nationalen Mitgliedsstaaten (wie Deutschland) künftig immer beschränkter sein wird.¹

Es werden unverkennbar Fortschritte gemacht in der Ausgestaltung einer gemeinsamen und integrierten Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union (EU) seit 2007 bis hin zur Proklamierung einer „Energie-Union“ in 2015, der Schaffung eines einheitlichen großen Energiebinnenmarktes aller EU-Mitgliedsstaaten und der Etablierung einer gemeinsamen EU-Energieaußenpolitik (offiziell: „EU-Energieaußenbeziehungen“). Dennoch scheint die EU auf diesem Weg zumeist so mit der Umsetzung ihrer Reformvorhaben und Zielvorgaben beschäftigt, dass sie den dramatischen Veränderungen auf den globalen Energiemärkten nur wenig Beachtung schenkt und dabei oft der Eindruck entsteht, dass sie bereits eine „grüne Energieinsel“ und weitgehend abgekoppelt von den globalen Energiemärkten sowie weltweiten Energiemegatrends sei. So wurden die amerikanischen Schiefergas- und Schieferölrevolutionen zunächst wenig beachtet und dann hinsichtlich ihrer globalen Auswirkungen zumeist marginalisiert. Tatsächlich hat diese jedoch nicht nur den amerikanischen Energiemarkt grundlegend verändert, sondern auch die globalen Öl-, Gas- und Kohlemärkte.

Zudem haben die dramatischen Preisgefälle bei Rohöl von 110 US-Dollar (US\$) bis Fröhsommer 2014 auf 27 US\$ im Januar 2016 (gegenwärtig rund 50-60 US\$), aber auch bei Erdgas und Kohle zahlreiche geoökonomische sowie geopolitische Implikationen. In Erwartung einer „Peak-Öl“-Ära von konventionellem Erdöl wurden die verbleibenden konventionellen Erdölreserven auf nur noch rund 50 Jahre kalkuliert. Dabei wurde künftig einerseits eine schleichende Abnahme der weltweiten Ölförderung erwartet, andererseits eine kontinuierliche, aber auch zunehmend volatile Erdölpreisentwicklung. Würde der höchste Produktionsstand gegenüber den verbleibenden Ölreserven erreicht, die dann kontinuierlich abnehmen würden, drohte auch eine Ölpreisexplosion auf 150-200 US\$ pro Fass.²

Gleichzeitig würde unter diesen Bedingungen die zunehmende globale Konkurrenz um dann immer begrenzte Erdölressourcen und ihre machtpolitische Kontrolle wesentlich stärker zunehmen. Je mehr jedoch die westliche Energieversorgung von autoritären Staaten, fanatischen Regimen und unsicheren Exporteuren abhängig ist, umso mehr kann auch die eigene außenpolitische Glaubwürdigkeit und Berechenbarkeit leiden sowie die eigenen außenpolitischen Optionen beschränken, wenn die steigende Importabhängigkeit zu Nachgiebigkeit, vorauseilendem Gehorsam, Unterwürfigkeit, Korruption oder Kungelei in der bilateralen Wirtschafts- und Außenpolitik führt.

Aufgrund der Abschwächung des Weltwirtschaftswachstums (vor allem in China), der Expansion der US-Schieferölrevolution sowie eines weltweiten Ausbaus der Erneuerbaren Energien (EE) wird inzwischen eher ein „Peak Oil Demand“-Szenario diskutiert, nachdem eine künftig zurückgehende Ölförderung nicht das Resultat geologischer Faktoren und begrenzter förderbarer Ölvorräte sei, sondern das Resultat neuer technologischer Faktoren, welche die weltweite Nachfrage nach Erdöl (wie im Transportsektor durch Elektromobilität – u. a. neue Antriebsarten) signifikant absinken lassen.³ Da die zunehmende Schieferöl- und Schiefergasförderung in den USA gegenüber vielen anderen konventionellen Öl- und Gasförderländern deutlich billiger ist, setzt diese schon heute viele andere Öl- und Gasförderländer mit höheren Produktionskosten und einer größeren Abhängigkeit ihrer Staatshaushalte von Öl- und Gasexporten vor dem Hintergrund einer Öl- und Gasschwemme und international niedrigen Öl- und Gaspreisen wirtschafts-, innen- und außenpolitisch unter Druck. Dies führt in einigen dieser Staaten bereits zu größeren innenpolitischen Instabilitäten (wie z. B. in Venezuela).

Wenn in den nächsten Jahren und Jahrzehnten EE die fossilen Energieträger weltweit durch eine beschleunigte Dekarbonisierungspolitik im Kontext der globalen Klimaschutzpolitik zunehmend ersetzen sollen, dann sind die OPEC-Staaten und Erdgasproduzenten schon heute umso mehr gezwungen, ihre Gesamtwirtschaft durch kluge Investitions-, Innovations- und Bildungspolitik mittels ihrer bisher riesigen Einnahmequellen durch ihren Rohöl- und Erdgasexport erfolgreich zu diversifizieren oder aber international

abzusteigen und mit innenpolitischen oder gar regionalen Konflikten konfrontiert zu werden.⁴ Das saudische Beispiel, die Bevölkerung durch expansive Sozialprogramme und -ausgaben im Zuge der arabischen Revolutionen ab 2011 politisch ruhigzustellen, mag vorerst erfolgreich gewesen sein. Der innenpolitische Druck auf politische, ökonomische und gesellschaftliche Veränderungen ist damit aber keineswegs kleiner geworden, sondern dürfte künftig an innenpolitischer Brisanz eher weiter zunehmen. So zeigen die anhaltenden politischen Unruhen in Nordafrika, dass sich alle 22 arabischen Staaten gewaltigen gesellschaftlichen Modernisierungsherausforderungen gegenübersehen. Bereits vor 15 Jahren kamen arabische Wissenschaftler in den „Arab-Human Developments Reports“ der UN selbst zum Ergebnis, dass mit Ausnahme Schwarzafrikas keine andere Weltregion derartig düstere Zukunftsperspektiven aufweist.⁵

Vor diesem Hintergrund der dramatischen Veränderungen auf den Weltenergiemärkten soll die gemeinsame EU-Energiepolitik und künftige Energiesicherheit analysiert werden. Dabei sollen zunächst die neuen Anforderungen und Herausforderungen der gegenwärtigen und zukünftigen Energiesicherheit analysiert werden. Dabei gilt es auch, den Mythos kritisch zu hinterfragen, ob die EE keine geopolitischen Dimensionen, Risiken, Verwundbarkeiten und neue außen- sowie wirtschaftspolitische Abhängigkeiten schaffen. Des Weiteren werden die aktuellen globalen Energiemegatrends, die Herausforderungen der globalen Klimaschutzpolitik und die Auswirkungen der US-Schiefergas- und Schieferölrevolution untersucht. Danach soll dann einerseits eine Bilanz der bisherigen gemeinsamen Energiepolitik gezogen werden; andererseits wird der Fokus auf die Gasversorgungssicherheit und Gasimportdiversifizierung sowie den aktuellen Herausforderungen gerichtet, einschließlich des Baus der hoch umstrittenen neuen Gaspipeline Nord Stream 2 sowie ihre möglichen Auswirkungen.

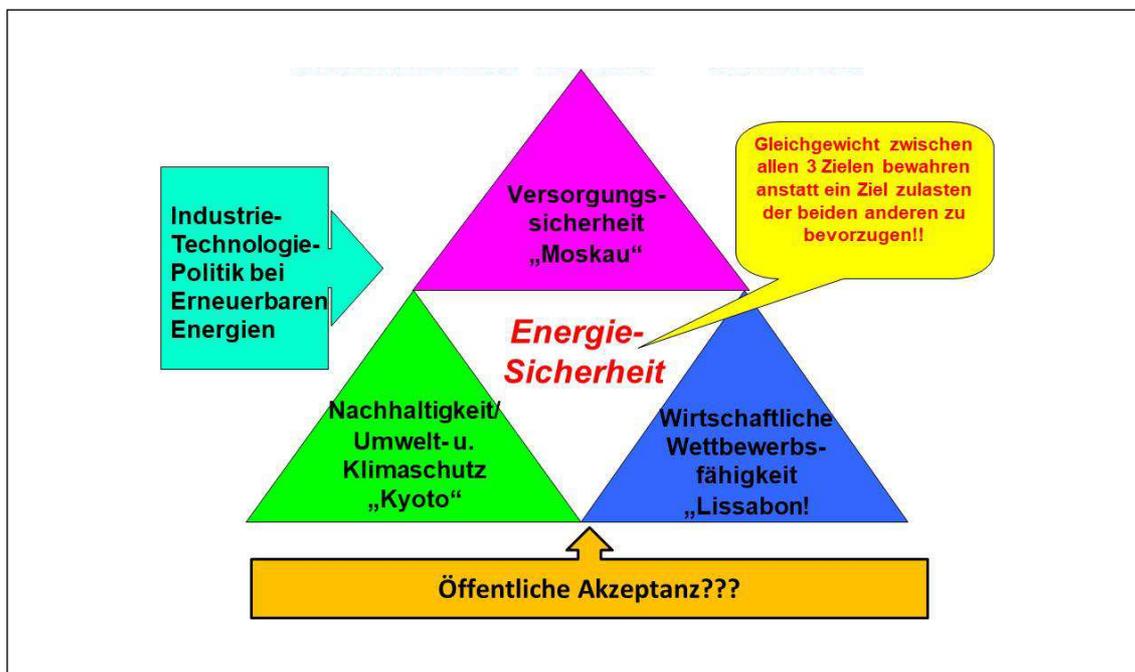
2. Globale Dimensionen der Energiesicherheit

2.1 Energiesicherheit im 21. Jahrhundert – Neue Risiken und Herausforderungen

Traditionell wird unter Energiesicherheit „die Verfügbarkeit von Energie zu allen Zeiten in verschiedenen Formen, in ausreichender Menge und zu erschwinglichen Preisen“ verstanden.⁶ Seit einem Jahrzehnt werden zudem die verstärkten Anstrengungen zum Umwelt- und Klimaschutz berücksichtigt. Die IEA hat zudem in 2012 zwischen kurz- und langfristiger Energiesicherheit differenziert: „long-term energy security is mainly linked to timely investments to supply energy in line with economic developments and environmental needs. On the other hand, short-term energy security focuses on the ability of the energy system to react promptly to sudden changes in the supply-demand balance.“⁷

Demgegenüber beschreibt die „Energietrias“ oder auch das „Energie-Trilemma“ die Notwendigkeit der Aufrechterhaltung eines Gleichgewichtes zwischen den drei Einzelzielen von Klima- und Umweltschutz, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit, da nur so die nationale, regionale und globale Energiesicherheit nachhaltig gewährleistet werden kann (vgl. Abbildung 1). Symbolisch lassen sich die drei Zielsetzungen auch durch die Städte darstellen, die entsprechende Prozesse repräsentieren („Kyoto-Protokoll“, „Lissabon-Strategie“ und „Moskau“ als Sinnbild für die Rolle Russlands bei der Energieversorgung).

Abbildung 1: Energietrias / Energie-Trilemma von Energiesicherheit



Quelle: Frank Umbach

Bei energiepolitischen Entscheidungen sollten aus Sicht der Energieexperten die drei Ziele gleichgewichtig beachtet werden (anders als bei Klimaexperten, die den Umwelt- und Klimaschutz als vorrangig betrachten). Allerdings ist die Bewahrung dieses Gleichgewichtes angesichts der industriepolitischen Motivationen des Ausbaus der EE und vor allem durch Berücksichtigung der öffentlichen Akzeptanz bei langfristigen Investitionsentscheidungen in der politischen Praxis noch schwieriger geworden.

Die zunehmende Verklammerung von Energiesicherheit mit Außen-, Sicherheits-, Innen- und Umweltpolitik wird auch in der EU als komplexes Querschnittsthema verstanden, das ein umfassendes und interdisziplinäres Verständnis – analog zum umfassenden sicherheitspolitischen Verständnis („comprehensive security“) – und dem entsprechend holistischer Analysen bedarf, wie sie z. B. in dem Ansatz der „vernetzten Energiesicherheit“ (analog zur „vernetzten Sicherheitspolitik“) zum Ausdruck kommt. Dieses muss künftig z. B. auch sehr viel stärker den Schutz kritischer Energieinfrastruktur als integralen Bestandteil der künftigen Energieversorgungssicherheit begreifen (siehe auch Kap. 2.2.1). Dies wird auch zur Folge haben, dass die Frage der Stromversorgungssicherheit einen mindestens gleich hochrangigen Stellenwert für die künftige nationale und europäische Energieversorgungssicherheit einnehmen wird, wie dies seit den 70er-Jahren für die Ölversorgung- und seit 2006 auch die Gasversorgungssicherheit zuerkannt worden ist.

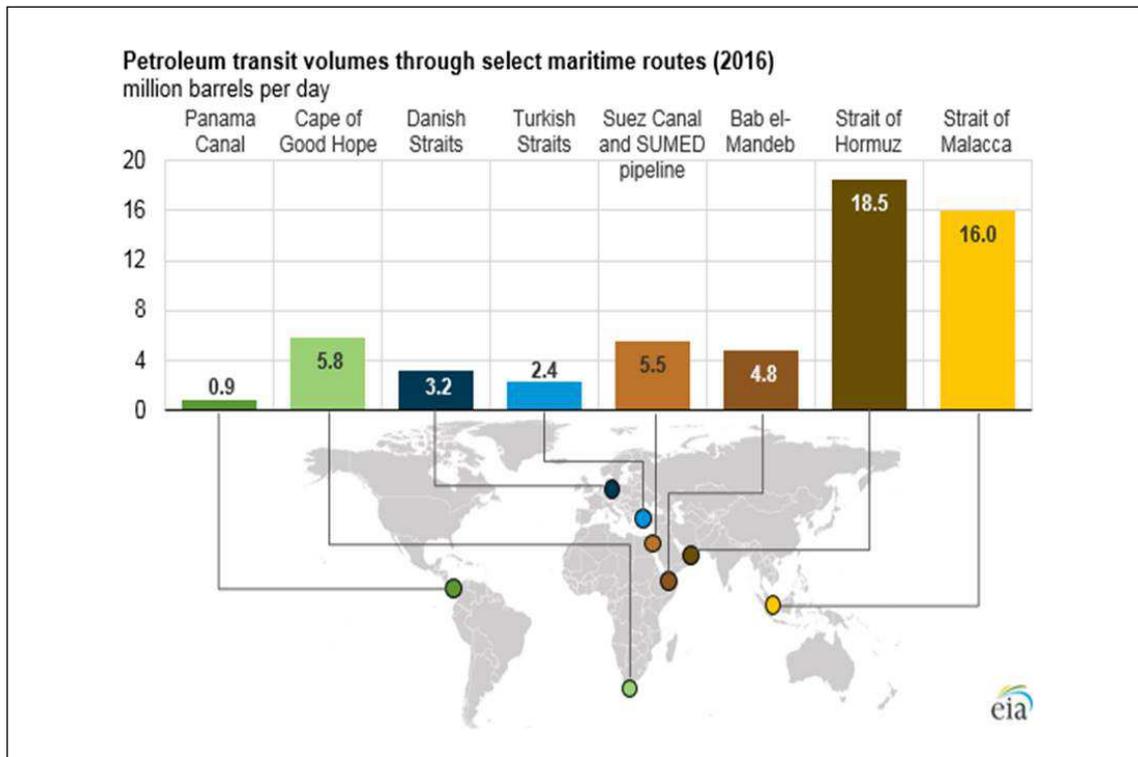
Eine unzureichende und mangelhafte Energieversorgungssicherheit resultiert zumeist aus negativen ökonomischen und politisch-sozialen Entwicklungen auf die physische Verfügbarkeit von Energieressourcen oder Preisen, die nicht länger wettbewerbsfähig und zu volatil sind und so die Energieversorgung einzelner Staaten oder Regionen gefährden.

Mangelnde Verfügbarkeit auf dem Weltrohölmarkt kann auch Folge maritimer Störungen auf den internationalen Seefahrtswegen und den Nadelöhren der Schifffahrtsstraßen (der sogenannten Choke-Points wie die Straße von Hormuz) durch Piraterie, Terrorismus oder zwischenstaatlichen Konflikten sein. Abbildung 2 veranschaulicht, wo solche Nadelöhre liegen und welche Bedeutung sie bezogen auf die transportierte Rohölmenge haben. In jüngster Zeit haben so die arabischen Revolutionen seit Frühjahr 2011, die anhaltenden politischen Instabilitäten in Nordafrika und Mittleren Osten (Syrien, Irak, Libyen) als Folge von politischen Unruhen und regionalem Terrorismus (wie durch den „Islamischen Staat“) und der Ukraine-Konflikt mit der Krim-Annexion 2014 die internationale Energiesicherheit gefährdet und zu größeren Preissprüngen auf den Energiemärkten geführt.⁸

Zudem ist das Verständnis von „Energiesicherheit“ in den Produzenten- und Transitstaaten unterschiedlich von jenem in den Verbraucherländern. Während letztere primär an Versorgungssicherheit („supply security“) interessiert sind, spielt für die Produzentenländer vor allem die „Nachfragesicherheit“ („demand security“) die ausschlaggebende Rolle. Demgegenüber sind Transitstaaten (wie die Ukraine bei Gas) mit Blick auf hohe Transit-

einnahmen von fossilen Energietransporten (wie russisches Gas nach Europa) über ihr Territorium sowohl an Versorgungssicherheit als auch Nachfragesicherheit interessiert.

Abbildung 2: Petroleum-Transitvolumen von ausgewählten Chokepoints



Quelle: EIA 2017

Des Weiteren hängt das jeweilige Konzept der „nationalen Energiesicherheit“ nicht zuletzt von der spezifischen geographischen Lage des Landes, seiner Innenpolitik und traditionellen staatlichen, wirtschaftlichen und Außenhandels- bzw. Geschäftsbeziehungen zu ausländischen Partnern ab.⁹

Zugleich ist die globale Energiesicherheit mehr denn je von dem geökonomischen und geopolitischen Aufstieg Chinas zur neuen Wirtschafts- und Energiesupermacht geprägt. Kaum ein Problem der weltweiten Energie- und Klimapolitik kann die chinesische Energie- und Klimapolitik ausblenden. Auch Indien wird der globalen Energie- und Klimapolitik in den folgenden Jahren und Jahrzehnten einen immer größeren Stempel aufdrücken.

Dabei zeichnen sich bereits seit mehr als einem Jahrzehnt auch die zunehmenden geopolitischen Auswirkungen sowohl auf die Energieaußen- als auch Sicherheits- und Verteidigungspolitik dieser beiden neuen Supermächte ab. Hierzu gehören insbesondere die maritimen Dimensionen der globalen Energieversorgungssicherheit, die zukünftig noch erheblich an strategischer Bedeutung gewinnen werden. So werden der internationale

Containerverkehr und die Energietransporte von Rohöl und Flüssiggas (LNG) weiter stark zunehmen. In 2016 wurden rund 61 % der globalen Rohölproduktion und weiterverarbeiteten Raffinerieprodukte als Seefracht über die Weltmeere transportiert.¹⁰

Als besonders kritisch galten und gelten die Nadelöhre der Schifffahrtsstraßen (Choke Points), wie die Straße von Hormuz im Persischen Golf, die für ein Viertel Weltöltransporte verantwortlich ist (rund 18,5 mb/d in 2016) und diese bis 2030 um mehr als ein Drittel weiter ansteigen sollten. Durch die Straße von Malakka in Südostasien werden 80 % der chinesischen, japanischen, koreanischen und taiwanesischen Öl- und Gasimporte (rund 16 mb/d und etwa 90,7 bcm an LNG in 2016)¹¹ sowie 90 % des deutschen und europäischen Asienhandels transportiert. Mehr als 20 % des Welthandels – vor allem auch Energieressourcen und Rohstoffe – werden über diese Seewege transportiert, die nach 2002 das zunehmende Ziel von Piraterieüberfällen wurden.

Vor diesem geopolitischen Hintergrund von Risiken und Verwundbarkeiten der weiter ansteigenden maritimen Energietransporte ist die weltweite Revolution des Energiemix durch den schnellen Ausbau von EE, einem damit verbundenen Rückgang der Öl- und Gasabhängigkeiten sowie eine damit ebenfalls verbundene Dezentralisierung der zukünftigen weltweiten Energieversorgung prinzipiell zu begrüßen.

2.2 Erneuerbare Energien: Keine Versorgungssicherheitsrisiken?

Der Großteil der aktuellen Debatten über die zukünftige globale Energiesicherheit ist auf den Dekarbonisierungsübergang vom fossilen Zeitalter auf ein künftiges der EE gerichtet. Der Fokus dieser Diskussionen ist in hohem Maße auf ein Nachfragemanagement und die Integration von EE mit einer künftig eher dezentralen Ausrichtung des künftigen Energiesystems und damit verbundener Technologieinnovationen, technokratischer Lösungs- und Regulierungsansätze sowie neuer Marktdesigns gerichtet. Vielfältige politische Dimensionen einer Dekarbonisierung des Weltenergiemix – wie die strategischen Interessen der Öl- und Gasförderländer – werden in diesen Diskussionen häufig entweder ganz ausgeblendet oder marginalisiert.¹² Dies gilt auch für eine Vielzahl von neuen Technologien sowie Sicherheitsfragen der Digitalisierung und einer zunehmenden Vernetzung von staatlichen, kommerziellen und privaten Energieinfrastrukturen.

Auch die Problematik einer zunehmenden Abhängigkeit der EE und anderer „grüner Technologien“ (wie z. B. bei der Batteriespeicherung sowie Elektromobilität) von sogenannten kritischen Rohstoffen und Mineralien hat bisher keineswegs die ausreichende strategische Bedeutung erhalten. Zwar werden diese Fragen zunehmend von Experten diskutiert.¹³ Die Fragen der Rohstoffversorgungssicherheit werden noch weitgehend isoliert von jenen der Energiesicherheit analysiert und sind weder in das öffentliche Bewusst-

sein noch auf eine höhere politische Agenda gelangt. Aber schon jetzt bleibt festzuhalten, dass ein auf EE basierendes Zeitalter der internationalen Energiepolitik und -sicherheit nicht das Ende von Geopolitik und neuen Risiken, Verwundbarkeiten und Sicherheits Herausforderungen bedeutet. Gleichzeitig werden die traditionellen geopolitischen Risiken der Versorgungssicherheit – zumindest in einer längeren Übergangsperiode in ein nicht-fossiles Zeitalter – keineswegs verschwinden. Die maritimen Sicherheitsdimensionen und neuen machtpolitischen Rivalitäten (USA-China, China-Indien, China-Japan etc.) könnten ebenfalls zunehmen.

2.2.1 Cybersecurity von kritischen Energieinfrastrukturen und Erneuerbaren Energien¹⁴

Der „WannaCry“-Cybervirus hatte im Frühjahr 2017 weltweit mehr als 200.000 Computer in mehr als 150 Ländern infiziert und auf Festplatten gespeicherte Daten verschlüsselt. Die Hacker forderten von ihren Opfern eine Zahlung in Höhe von 300 € in Bitcoin, damit diese einen Entschlüsselungscode erhielten. Die sichtbaren Auswirkungen von „WannaCry“ auf den britischen Nationalen Gesundheitsdienst (NHS), wo ein Drittel des IT-Netzwerks ausfiel, zeigten die potenziell verheerende Wirkung auf kritische Infrastrukturen wie Krankenhäuser auf. Der Virus infizierte auch einige der weltweit größten Konzerne und beleuchtete einmal mehr, dass sich viele Regierungen, Unternehmen sowie ihre kritischen Infrastrukturen immer gefährlicheren Cyberangriffen ausgesetzt sehen.

Unter Sicherheitsexperten gelten vor allem „kritische Infrastrukturen“ als besonders gefährdet, da sie für das Überleben des Staates und die Aufrechterhaltung seiner vitalen staatlichen Funktionen von herausragender Bedeutung sind. Diese schließen Informations- und Telekommunikationssysteme ebenso ein wie die Sektoren Transport und Verkehr, Energieversorgung, Gesundheitswesen, Finanz- und andere sensible Dienstleistungen. Sie sind durch ein hohes Maß an interner Komplexität und einer hochgradigen gegenseitigen Abhängigkeit sowie Verwundbarkeit gekennzeichnet.

Kritische Infrastrukturen wurden seit den Terroranschlägen vom 11. September 2001 immer häufiger Zielscheibe von Cyberangriffen. Dabei spielt der Energiesektor eine besondere Rolle. So wurden 2009 Viren im amerikanischen Stromnetz entdeckt, die aus China und Russland stammen sollen und womöglich die USA in einer außenpolitischen Krise politisch erpressbar machen könnten. 2014 war in den USA der Energiesektor der am meisten angegriffene Industriezweig durch komplexere Cyberangriffe.

Die Schädigung oder Unterbrechung sensitiver Funktions- und Kommunikationsprozesse innerhalb und zwischen „kritischen Infrastrukturen“ kann weitreichende politische, soziale und wirtschaftliche Auswirkungen haben, die sich zudem kaskadenartig schnell auf andere (Nachbar-)Staaten erstrecken können.

Alle kritischen Infrastrukturen sind in modernen Industriegesellschaften durch eine zunehmende integrierte Vernetzung gekennzeichnet und durch zwei Dinge miteinander verbunden: Strom und das weltweite Internet. Gelingt die längerfristige Unterbrechung von Strom als die „Blutader moderner industrieller Staaten und Gesellschaften“ sowie / oder des Internets, sind lebenswichtige staatliche Funktionen wie Energie- und Wasserversorgung und damit viele andere kritische Infrastrukturen nicht mehr gewährleistet. Dabei gilt mehr denn je: Je stärker Industriegesellschaften und deren kritische Infrastrukturen durch das Internet vernetzt sind, umso stärker sind auch die potenziellen Risiken und Verwundbarkeiten ausgeprägt.

Dabei gelten Cyberangriffe auf die europäische Energieversorgung und kritische Energieinfrastrukturen als die wahrscheinlich größte aller Bedrohungen. Kritische Energieinfrastrukturen umfassen Einrichtungen und Netzwerke insbesondere zur Stromerzeugung, aber auch zur Förderung von Öl und Gas, Lagerung und Raffinerien, Flüssiggasterminals sowie Transport- und Verteilungssysteme. Als besonders verwundbar und sensitiv gelten ausgerechnet die Energiekontrollzentren mit ihren SCADA-Systemen (Supervisory Control and Data Acquisitions) zur Steuerung und Kontrolle der Energieversorgung.

Zwar haben die EU-28 und ihre Mitgliedsstaaten seit 2005 die potenziellen Gefahren derartiger Cyberangriffe auf kritische Infrastrukturen erkannt und entsprechende nationale und multilaterale Gegenstrategien zur Stärkung sowie Härtung kritischer Infrastrukturen entwickelt. Doch hapert es noch immer bei der vollständigen Implementierung sowohl auf staatlicher als auch auf EU-Ebene. Doch greifen auch hierbei nationale Sicherheitskonzepte allein zu kurz, da solche Cyberangriffe ein nie dagewesenes Niveau an Raffinesse erreicht haben und die Verletzlichkeit von digitalen Systemen und Netzwerken in den letzten Jahren weiter exponentiell angestiegen ist. Dabei hinken die neu verabschiedeten Gesetze und Regulierungen den technologischen sowie digitalen Entwicklungen fast immer hinterher.

Heute haben sich diese regionalen Stromnetze auf ganze Länder ausgedehnt und die einzelnen EU-Mitgliedsstaaten sind wiederum miteinander verbunden, um so einen liberalisierten, gemeinsamen Energiemarkt für die EU-27 zu schaffen (früher: UCTE; heute: ENTSO-E). Aus dieser Verknüpfung zur Stärkung der Energieversorgungssicherheit der Mitgliedsstaaten resultiert jedoch auch eine immer stärkere Abhängigkeit von der Robustheit und Stabilität der Stromnetze der Partner. Das gemeinsame europäische Stromversorgungs- und -verteilungssystem ist demnach nur so stark wie sein schwächstes Glied. Werden die Frequenz- und Laststeuerungsprozesse gestört, die auf SCADA-Systemen mit verwundbaren Internetverbindungen basieren, oder sollten Fehlfunktionen in der Koordination zwischen Transmission System Operators (TSO) in den jeweiligen Kontrollregionen auftreten, kann dies schnell länderübergreifende Auswirkungen haben und zu großflächigen Stromausfällen führen. Sollte es Angreifern tatsächlich gelingen, diese Systeme

nachhaltig zu stören, zu manipulieren oder gar zu kontrollieren, könnte dies katastrophale Auswirkungen auch auf alle anderen kritischen Infrastrukturen haben, die von einer stabilen Stromversorgung und einem sicheren Zugang zum Internet abhängig sind. Eine Risikoanalyse des Büros für Technikabschätzung (TAB) des Deutschen Bundestages kam bereits 2011 zu dem Ergebnis, dass bei einem mehrtägigen nationalen Stromausfall innerhalb von weniger als einer Woche ein völliger Zusammenbruch der staatlichen und öffentlichen Ordnung drohe.

Somit führen die gemeinsame und integrierte europäische Energiepolitik sowie die transnationalen Stromnetze zwar einerseits zur Stärkung der Energieversorgungssicherheit, vor allem in Krisenzeiten, andererseits aber auch zu zahlreichen neuen Verwundbarkeiten und kaskadenartigen Auswirkungen auf zahlreiche andere EU-Staaten.

Auch die Einführung neuer Technologien wie Smart Grid und Smart Metering und die damit verbundene künftige Digitalisierung des Stromsektors wird die Angriffsmöglichkeiten für Hacker potenzieren, zumal erst in jüngerer Zeit begonnen wurde, entsprechende Sicherheitsstandards festzulegen. Da diese jedoch zumeist den technologischen Entwicklungen und auch den immer komplexeren, ausgefeilten und heimtückischen Angreiferfähigkeiten von Advanced Persistent Threats (APTs) hinterherlaufen, muss auch in dieser Hinsicht mit größeren und erfolgreichen Cyberangriffen gerechnet werden. Ein hundertprozentiger Schutz selbst bei tief gestaffelten Schutzmaßnahmen (einschließlich der Abschottung besonders kritischer Komponenten) einer umfassenden Sicherheitsarchitektur und Strategie ist in absehbarer Zeit nicht zu garantieren.

Am 23. Dezember 2015 kam es zu einem historisch weltweit beispiellosen Cyberangriff in der Ukraine: Zum ersten Mal war ein Cyberangriff auf einen Energiesektor erfolgt, der Stromausfälle in drei unterschiedlichen westlichen Regionen der Ukraine mit rund 230.000 Menschen zur Folge hatte, die für 6 Stunden ohne Strom auskommen mussten. Insgesamt waren 27 Stromverteilungseinrichtungen ausgefallen und 103 Städte vollständig sowie weitere 186 Städte teilweise von einer Stromversorgung ausgeschlossen.

Die Besorgnis war nicht zuletzt auch deshalb so groß, weil die Stromversorgung in den USA und der EU noch viel automatisierter und vernetzter ist. Tatsächlich war die Ukraine insofern noch in einer glücklichen Situation, da sie die Stromversorgung manuell durch veraltete Schaltkreisschalter wiederherstellen konnte. Wie amerikanische und europäische Stromexperten konstatierten, wären die USA und die EU-Staaten zwar prinzipiell besser auf die Abwehr eines solchen Cyberangriff vorbereitet gewesen. Doch aufgrund ihrer fortgeschrittenen Automatisierung, Digitalisierung und Vernetzung wäre die vergleichbar schnelle Wiederherstellbarkeit der Stromversorgung sehr viel problematischer und zeitaufwendiger gewesen.

In den USA wurde im November 2011 das Curran-Gardner-Wasserwerk in Springfield (Bundesstaat Illinois) durch russische Hacker angegriffen. Der Angriff zielte auf die Fernwartefunktion der SCADA-Systeme, mit dem die Kontrollsysteme manipuliert wurden. Eine Wasserpumpe ging so lange immer wieder an und aus, bis diese durch Überlastung schließlich durchbrannte, ohne dass das Wasserwerk selbst noch eine Kontrolle über die Pumpe hatte. Auch in Deutschland gab es bei einem Stahlkonzern in 2014 einen Angriff auf das industrielle Steuer- und Kontrollsystem, in deren Folge ein Hochofen nicht mehr geregelt heruntergefahren werden konnte und massive Beschädigungen der Anlage die Folge war. Tatsächlich gelten Hunderte von deutschen Fabrikationsanlagen und sogar Rechenzentren als völlig unzureichend geschützt, wie eine Untersuchung im Mai 2014 feststellte. Dies trifft auch auf den deutschen Energiesektor zu. Im Dezember 2012 gab das deutsche Stromunternehmen 50 Hertz zu, dass es Zielscheibe eines schweren Cyberangriffs wurde, der sich über fünf Tage erstreckte und der Bundesregierung gemeldet worden sei. Im April 2016 teilte RWE als Betreiber des Kernkraftwerks Grundremmingen mit, Schadsoftware im System der Brennelementlademaschine gefunden zu haben, die offensichtlich der Herstellung einer Internetverbindung galten. Eine Steuerung von außen wäre jedoch ebenso nicht möglich gewesen wie die Infizierung des Kontroll- und Steuersystems (SCADA), da die Steuerung der Lademaschine und das SCADA-System vom Internet abgekoppelt seien.

US-Experten haben bereits 2009 vor einem erfolgreichen Cyberangriff auf die amerikanische Stromversorgung gewarnt, der ökonomische Kosten von 700 Mrd. US\$ hervorrufen könne, und haben diesen mit einem gleichzeitigen Einschlag von 40 bis 50 großen Hurrikans verglichen. Dabei sind vor allem kaskadenartige Kettenreaktionen auf das transnationale Stromnetz nur schwer zu antizipieren. So hatte menschliches und technisches Versagen in 2006 im Emsland einen kürzeren Stromausfall erzeugt, von dem schließlich insgesamt 12 Länder (einschl. Marokkos) und 15 Mio. Menschen betroffen waren.

2.2.2 Steigende Abhängigkeiten von kritischen Mineralrohstoffen bei EE und anderen „grünen Technologien“ (Elektromobilität, Batteriespeicher etc.)

Auch der Ausbau von „heimischen“ EE kann sehr wohl zu geopolitischen Verwundbarkeiten und Importabhängigkeiten führen. Doch sind diese anders gelagert als bei den fossilen Energieträgern. So nehmen diese bei EE tendenziell zu, weil für den Bau und den Betrieb von Windkraftanlagen, Solarzellen, Batteriespeichern und anderen neuen „grünen Technologien“ sogenannte kritische (nicht-energetische) Rohstoffe und Mineralien – wie z. B. die Seltenen Erden (Rare Earths Elements / REE) – benötigt werden.¹⁵

Die Palette kommerzieller und militärischer Einsatzgebiete dieser kritischen Rohstoffe ist mannigfaltig und reicht von Mobiltelefonen über Computerfestplatten bis hin zu Präzisi-

onslenk Waffen und Munition. Einige der Anwendungsgebiete wie Windturbinentechnik basieren auf Dauer-REE-Magneten mit unverwechselbaren Eigenschaften wie etwa der Fähigkeit, einer Entmagnetisierung bei sehr hohen Temperaturen zu widerstehen.

Bereits bis 2010 stieg die weltweite Nachfrage nach Seltenen Erdmetallen auf rund 170.000 t pro Jahr an, von denen 160.000 t in China gefördert wurden.¹⁶ Zu jenem Zeitpunkt hatte China ein weltweites Produktions- und Exportmonopol von mehr als 95 %. Peking hatte bereits zu diesem Zeitpunkt seine Beinahe-Monopolstellung durch einen zuvor nicht-angekündigten befristeten Stopp seiner Exporte nach Japan als außen-, sicherheits- und industriepolitisches Instrument und Druckmittel ausgenutzt, nachdem es im Ostchinesischen Meer als Folge eines schwelenden und ungelösten Territorial- sowie Ressourcenkonfliktes um die Senkaku-Inselgruppe zwischen beiden Staaten erneut zu einem diplomatischen Konflikt kam. Nachdem der Exportstopp zunächst nur Japan betraf, wurde er im Oktober 2010 sogar auf die USA und die EU ausgeweitet, weil Japan über diese die Seltenen Erden aus China importierte und so den Exportstopp versuchte zu umgehen. Von Mitte der 60er- bis zum Anfang der 80er-Jahre entstammten noch 70 % der weltweiten Seltenen Erden aus dem südlich von Las Vegas befindlichen Bergwerk Mountain Pass. Ende der 70er-Jahre begann China seine Produktions- und Exporttätigkeiten für die Seltenen Erden jedoch erheblich zu steigern. Infolge des dadurch entstehenden Preisdrucks mussten zahlreiche amerikanische Bergwerke den Betrieb als unrentabel einstellen. Anfang der 2000er-Jahre waren die meisten Seltenen-Erdmagnet-Anlagen samt ihrer Patente nach China transferiert worden. In 2009 begann China, seine Exporte der Seltenen Erden sukzessiv zu verringern, was dann zu einer weltweiten Preishausse für alle Seltenen Erden führte. Mit dem globalen Vormarsch umweltfreundlicher Technologien, der zunehmenden Abhängigkeit der Rüstungsindustrien von Seltenen Erden sowie dem Beinahe-Monopol Chinas und seinen verschärften Exporteinschränkungen seit 2010 drohten die Preise sich mittelfristig bei einer weltwirtschaftlichen Erholung wieder stärker zu erhöhen.

Zudem konnte bisher kaum Ersatz für einige der Seltenen Erden wie Neodym gefunden werden – ein Element, das die Leistung von Magneten bei großer Hitze erhöht und auch für Festplatten, Windkraftanlagen und Elektromotoren bei Hybrid-Fahrzeugen von entscheidender Bedeutung ist. Prinzipiell können Windkraftanlagen zwar auch ohne Seltene Erden gebaut werden. Allerdings können die REE die Windenergiekosten pro Megawatt senken, die Effizienz der Anlagen steigern und dazu beitragen, den Bedarf an anderen Materialien wie Stahl und Kupfer zu reduzieren.

Westliche Experten befürchteten zudem, dass China für die Zukunft eine umfassendere vertikale Integration des Marktes für Seltene Erden plane. Dies könnte die weltweite chinesische Dominanz festigen oder noch weiter ausweiten. So hat China im letzten Jahrzehnt überall in der Welt riesige Rohstoffmengen aufgekauft und zugleich die eigenen Export-

beschränkungen und Ausfuhrquoten bei Seltenen Erden entgegen seiner WTO-Verpflichtungen erweitert.

Die politischen sowie ökonomischen Richtlinien Chinas werden – im Gegensatz zu denen westlicher Regierungen – oftmals von längerfristigen Strategien und Konzepten bestimmt. Chinas Politik in Bezug auf Seltene Erden bildet dabei keine Ausnahme. Der Führer und Reformers Chinas, Deng Xiaoping, hatte bereits 1992 geäußert: „Der Nahe Osten verfügt über Öl, China über Seltene Erden.“

Zwar verfügt China bei der Förderung der Seltenen Erden weiterhin über ein De-facto-Monopol bei Produktion und Exporten mit derzeit weiterhin rund 85-90 % im Weltmaßstab. Allerdings verfügt China lediglich über 35 % der globalen Reserven und bis zu 57 % der weltweiten Ressourcen. China dominiert die Produktion teilweise auch deswegen, weil es bisher einen die Umwelt stark verschmutzenden und billigen Abbau von Seltenen Erden toleriert, der in westlichen Staaten undenkbar wäre.

Zudem müssen chinesische Exportbeschränkungen seit 2006 und vor allem seit 2009/10 nicht nur im Zusammenhang mit der chinesischen Strategie bezüglich Bodenschätze und des Fast-Fördermonopols bei Seltenen Erden, sondern auch im Kontext seiner staatlichen Industriepolitik betrachtet werden. Vor dem Hintergrund einer weltweit steigenden Nachfrage sowie potenzieller Konflikte um Ressourcen mit den USA, der EU, Japan und anderen Staaten gelten die eigenen REE-Reserven als strategisches Instrument zur Forcierung seiner Industriepolitik, die westliche Hochtechnologie zunehmend von kritischen Rohstoffen wie Seltene Erden von China abhängig macht.

Der diplomatische Konflikt über die Seltenen Erden führte sowohl in den USA als auch in der EU zu einer Überprüfung der Rohstoffabhängigkeiten und verstärkten weltweiten Diversifizierungsanstrengungen.¹⁷ Doch weder die Eröffnung neuer Minen außerhalb der USA noch die Erforschung alternativer Rohstoffe als Substitution kann das derzeitige chinesische Förder- und Exportmonopol bei Seltenen Erden und anderen kritischen Rohstoffen kurzfristig signifikant verändern. So dauert die Eröffnung von Minen außerhalb der USA und Europas durchschnittlich mindestens sieben Jahre. Auch die Erforschung alternativer Rohstoffe ist zeitaufwendig und hat häufig insoweit ihre Grenzen, als diese dann oft die Effizienz von „grünen“ Hochtechnologien mindern. Vor diesem Hintergrund warnte der Experte Harald Elsner von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) bereits im September 2011: „Trotz bereits eingesetzter großer Bemühungen um Maximierung der SE-Recyclingquoten ist absehbar, dass zukünftig nur diejenigen Unternehmen von den großen Marktchancen in vielen Bereichen der ‚grünen Technologien‘ profitieren können, die sich in der Rohstoffversorgung mit Seltenen Erden abgesichert haben.“¹⁸

Gerade die Forcierung der internationalen Klimapolitik zur Förderung des weltweiten Ausbaus der EE und der Energieeffizienz führt zu einer immer größeren Abhängigkeit von kritischen Rohstoffen, die gegenwärtig sowohl in ihrer Verfügbarkeit auf den Rohstoffmärkten als auch bei ihrer Förderung in wenigen Ländern häufig begrenzt sind.

China verfügt auch bei zahlreichen anderen Rohstoffen und Mineralien über eine hohe Angebotskonzentration, bei denen sich die Dominanz Chinas als Bergbauland und Raffinadeproduzent wie auch als Nettoexporteur und Produzent von Zwischenprodukten zeigt. Demgegenüber hat Südafrika eine herausgehobene Angebotsstellung bei Platin, welches für Autokatalysatoren, die chemische und Erdölindustrie sowie Medizin- und Biotechnik ein entscheidender Rohstoff ist. Die Demokratische Republik Kongo ist der weltgrößte Produzent von Kobalt, welches entscheidend für die Batterietechnik ist. Das Land ist jedoch seit vielen Jahren politisch stark instabil und mit hoher Korruption belastet, was die Versorgungssicherheit für Kobalt erheblich in Frage stellt.¹⁹ Jüngst ist vor allem Lithium für Batteriespeicher (und damit Chile) in den internationalen Fokus gerückt und hat eine Preisexplosion erlebt.

Diese zunehmende Abhängigkeit der EE und zahlreicher Effizienztechnologien wird sich bei neuen Speichertechnologien (Autobatterien bei Elektrofahrzeugen etc.) weiter verschärfen und völlig neue Versorgungs- sowie Wertschöpfungsketten benötigen. Diese werden wiederum neue geopolitische Abhängigkeiten und Verwundbarkeiten für die zukünftige Energieversorgungssicherheit zur Folge haben.

2.3 Die globale Klimaschutzpolitik und ihre Auswirkungen

Die Verabschiedung des Pariser Klimaabkommens vom Dezember 2015 ist vor allem in Europa als ein großer Erfolg gefeiert worden. Ein Jahr später, am 4. November 2016, konnte das Abkommen bereits in Kraft treten. Gegenwärtig haben 153 Länder von 197 das Abkommen bereits ratifiziert.²⁰ Weltweit haben 147 Staaten auch ihre „Nationally Determined Contribution (NDC)“-Pläne unterbreitet, in der sie ihre konkreten nationale Beiträge zu den global vereinbarten Klimaschutzzielen und Dekarbonisierungsstrategien für die Umsetzung des Pariser Abkommens unterbreitet haben.²¹ Allerdings unterscheiden sich die eingereichten NDCs sowohl hinsichtlich ihres Umfangs als auch ihres Ehrgeizes sowie tatsächlichen Verpflichtungen, so dass viele Fragezeichen bleiben, ob sie alle mit Blick auf ihre Verpflichtungen und Ziele wirklich vollständig umgesetzt werden.

Zwar stagnieren inzwischen die weltweiten CO₂-Emissionen bereits im dritten Jahr.²² Doch nahm der CO₂-Anteil in der Atmosphäre weiter zu.²³ Zudem ist die Kluft zwischen den immer ambitionierteren Klimaschutzzielen, wie die auf dem Pariser Gipfel verschärfte Zielsetzung der Verringerung der Klimaerwärmung auf 1,5-2°C, und den globalen Energie-

megatrends eher größer als kleiner geworden. Nicht nur die Mehrheit der internationalen Energieexperten hält selbst das frühere 2°C-Ziel seit Jahren für nicht realistisch, zumal das global verbleibende CO₂-Budget für das 1,5°C-Ziel bereits in 4-5 Jahren und jenes für 2°C in 15-20 Jahren aufgebraucht sein dürfte.²⁴ Zudem sind die reichen Industrieländer bisher nicht in der Lage oder willens, den finanziellen Versprechungen zur Umsetzung der Klimaschutzziele in den ärmeren Ländern durch eine Unterstützung in Höhe 100 Mrd. US\$ in den „U.N. Green Climate Fund“ nachzukommen. Außerdem fehlen von den notwendigen 12,7 Bill. US\$ an Investitionen in EE und andere „grüne Energieinfrastrukturen“ zur Umsetzung des Pariser Klimaabkommens noch immer rund 5,3 Bill. US\$.²⁵

Eine Analyse des Massachusetts Institute of Technology (MIT) vom Februar 2016 stellte bereits mit einer 95-prozentigen Wahrscheinlichkeit fest, dass selbst im Best-Case-Szenario einer vollständigen Implementierung der von den Regierungen zugesagten NDCs die Klimaerwärmung lediglich zwischen 2,7°C und 3,5°C reduziert werden kann und daher weitaus drastischere Schritte der Dekarbonisierung notwendig wären, um zumindest das 2-Grad-Ziel zu erreichen.²⁶ Dies aber würde nicht nur einen schnellen weltweiten Kohleausstieg zur Folge haben, der derzeit jedoch bis 2040/50 kaum realistisch ist, sondern müsste auch den gleichzeitig noch unrealistischeren Ausstieg aus der globalen Öl- und Gaswirtschaft einläuten. Doch selbst der in den USA so erfolgreiche Kohle-zu-Gas-Wechsel im nationalen Energiemix kann in den meisten anderen Weltregionen und Ländern nicht vergleichbar wiederholt werden, weil es an ausreichender Gasinfrastruktur fehlt, deren umfangreicher Neubau in den meisten anderen Ländern zumindest in kurzfristiger Perspektive zu kostspielig und Gas insgesamt als Energieträger deutlich teurer ist als Kohle.

Daher haben zahlreiche Klimaexperten einerseits ihre Aufmerksamkeit inzwischen zunehmend auf die Verringerung der negativen Auswirkungen eines Klimawandels gerichtet, andererseits unkonventionelle Anstrengungen der Emissionsreduzierungen (wie Projekten zu „negativen Emissionen“) in die Diskussion gebracht.²⁷ Doch die z. B. zunächst vielversprechende Kombination von Bioenergie mit Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) erscheint nicht nur in Deutschland und anderen Staaten Europas schon deshalb wenig umsetzbar, als die Politik CCS-Projekte bereits vor Jahren angesichts des Widerstandes von Umwelt-NGOs beerdigt hat und die Notwendigkeit von CCS bis dahin nur in Verbindung mit Kohle-Projekte zu legitimieren versuchte.

Zwar hat eine globale Divestment-Bewegung seit 2014 zunehmend weltweit an Stärke und politischen Einfluss gewonnen. In 2016 übertrafen Erneuerbare Energien bei der weltweiten Stromerzeugung erstmals Kohle als der bisher wichtigste Energieträger bei der Stromerzeugung.²⁸ In 2016 machten die globalen Investitionen in EE rund 70 % (288 Mrd. US\$) der gesamten Investitionen (420 Mrd. US\$) im weltweiten Stromsektor aus. Doch

während die weltweiten Investitionen in EE um 18 % gegenüber dem Vorjahr zurückgingen und sich auch die Investitionen in gasbefeuerte Stromerzeugung um 40 % auf 31 Mrd. US\$ verringerten, nahmen die weltweiten Kohleinvestitionen um knapp ein Viertel auf 78 Mrd. US\$ zu.²⁹

Auch wenn durch den angekündigten Austritt aus dem Pariser Abkommen die USA in den folgenden Jahren eher sich selbst außenpolitisch isolieren werden, so dürften die möglichen Auswirkungen auf die globalen Klimaschutzbemühungen eher begrenzt bleiben, zumal der formelle Austritt der USA nicht vor November 2020 vollzogen werden kann³⁰ – zu einem Zeitpunkt, wenn die USA sich mitten in einem neuen US-Wahlkampf um das Präsidentenamt befinden.

Während somit zwar eine globale Energiewende in zumindest mittel- bis längerfristiger Perspektive bereits unumkehrbar erscheint, so ist sie für die globale Klimaschutzpolitik und ihre Ziele weiterhin völlig unzureichend. In diesem Spagat sieht sich auch die EU mit ihrer integrierten Energie- und Klimapolitik gefangen, bei der sie sich selbst in einer weltweiten Führungsrolle sieht und dementsprechend den angekündigten Austritt der USA aus dem Pariser Klimaabkommen heftig kritisiert hat, aber dennoch an dem Abkommen und ihrem Umsetzungsplan trotz Vorbehalte in den osteuropäischen Mitgliedsländern daran festhalten will.

2.4 Globale Megatrends und Perspektiven des weltweiten Energiemix

Trotz des Pariser Klimaabkommens und der weiterhin ambitionierten Klimaschutzpolitik basiert der weltweite Energiemix noch immer zu rund 81 % auf den fossilen Energieträgern Öl, Kohle und Gas. Allerdings sind in den letzten 9 Jahren die Kosten bei Windkraft um 71 und bei Solarkraft um 83 % gefallen und könnten bis 2040 sich um weitere 47 % bei Windkraft an Land und 66 % bei Photovoltaik verringern. Dementsprechend könnten beide EE zusammen rund 34 % (gegenwärtig nur 5 %) der weltweiten Elektrizitätserzeugung ausmachen.³¹ Dennoch erwartet die IEA, dass auch 2040 der weltweite Energiemix noch immer zu 58-74 % auf fossilen Energieträgern basiert.³²

Zwar haben sich inzwischen die Subventionen bei fossilen Energieträgern vor allem aufgrund der Preisgefälle auf den Erdöl- und Erdgasmärkten von mehr als 500 Mrd. US\$ in 2013 auf rund 350 Mrd. US\$ in 2016 verringert. Doch sind sie weiterhin deutlich höher als jene bei EE, die derzeit bei rund 150 Mrd. US\$ liegen und von dabei von einst 240 Mrd. US\$ ebenfalls bereits gefallen sind. Die weltweiten Kostenreduzierungen und der Abbau von Subventionen bei den EE werden alleine nicht ausreichen, um eine effiziente Dekarbonisierung im globalen Stromsektor sicherzustellen. Während im weltweiten Transportsektor aufgrund der Elektromobilität zwar nicht unerhebliche Einsparungen

beim Erdölverbrauch möglich sind, dürfte dieser beim Fracht- und Luftverkehr sowie in der petrochemischen Industrie global weiter steigen.³³

Zudem darf nicht übersehen werden, dass noch immer mehr als 1,2 Mrd. Menschen in Afrika südlich der Sahara-Zone keinen Zugang zu Elektrizität haben und weitere 2,7 Mrd. Menschen abhängig von fester Biomasse beim Kochen sind. Diese Zahlen sollen zwar bis 2040 trotz einer weiter anhaltenden Bevölkerungszunahme von derzeit 7 auf rund 9 Mrd. Menschen signifikant reduziert werden. Doch werden nach derzeitigen Einschätzungen auch dann noch mehr als 500 Mio. Menschen völlig ohne Strom und weitere 1,8 Mrd. Menschen ohne Zugang zu anderen Energiequellen als traditioneller Biomasse sein.³⁴

Die früheren Warnungen der IEA u. a. vor einem nahe bevorstehenden Ende des Zeitalters von „billigen Erdöl“ haben sich inzwischen als falsch erwiesen. Stattdessen vollzogen sich seit 2014 eine Reihe positiver Entwicklungen, die zuvor eher unterschätzt worden waren. Hierzu gehört auch der weltweite Ausbau der EE als Folge sowohl der globalen Klimaschutzpolitik, aber noch mehr der bereits erwähnten drastischen Preiskürzungen bei Windkraft und im Solarsektor. Darüber hinaus wirkten sich auch der strukturelle Wandel vor allem der chinesischen Wirtschaft und in ihrer Folge die Verlangsamung von Wirtschaftswachstum und Energiebedarf aus. Der Energieverbrauch Chinas nahm in 2016 nur noch um 1,3 % zu.³⁵

In 2016 stieg der weltweite Primärenergieverbrauch (PEV) im dritten darauffolgenden Jahr um lediglich 1 % gegenüber dem Vorjahr an, blieb damit deutlich unter dem Durchschnitt des letzten Jahrzehnts mit einer jährlichen Steigerung des PEV von 1,8 %. Doch trotz des prozentual beeindruckenden Anstiegs der EE von 14,1 % in 2016 machten die EE im globalen PEV weiterhin nur 4 % aus.³⁶

Entsprechend dem Leitszenario (NPS) der IEA von 2016 dürfte die weltweite Energienachfrage um rund 30 % (jährlich um durchschnittlich 1,5%) bis 2040 weiter zunehmen. In den OECD-Staaten könnte der Energiebedarf jährlich sogar leicht um 0,1 % (EU: -0,5 %) zurückgehen.³⁷ Dabei werden die EE am stärksten weltweit zunehmen. Gegenüber dem Vorjahr wurden die Prognosen der IEA für den Ausbau von EE um rund 13 % nach oben angehoben.³⁸ Bei den fossilen Energieträgern dürfte am stärksten Erdgas um fast 50 % zunehmen, während der weltweite Kohleverbrauch allenfalls noch leicht ansteigen könnte (mit 0,2 % pro Jahr) oder stagnieren sowie leicht rückgängig sein dürfte. In 2016 ist der globale Kohleverbrauch um 2 % gefallen und könnte womöglich bereits seinen historischen Peak erreicht haben.³⁹

Ein globaler Kohleausstieg ist jedoch weder für die IEA noch für die meisten anderen Energieinstitute und Experten bis 2040 realistisch. Zwar könnte der Kohleanteil bei der Weltstromproduktion von 41 % in 2014 auf 36 % bereits in 2021 fallen.⁴⁰ Doch sind

weiterhin 272,9 Gigawatt (GW) an weltweiten Kohlekraftwerken im Bau, wenngleich bis zu 606,4 GW an neuen Kohlekraftwerkskapazitäten vorerst gestoppt wurden.⁴¹ 2016 war der weltweite Kohleverbrauch um 2 % gefallen.⁴² Nach einigen Prognosen könnten nur 35 % der gegenwärtig neu geplanten Kohlekraftwerke tatsächlich gebaut werden. Aber vor allem in Asien dürfte Kohle mit 34 % bei der Stromversorgung bis 2040 weiterhin eine zentrale Rolle spielen.⁴³

Gleichzeitig dürfte Gas zum zweitgrößten Energieträger aufsteigen (siehe Tabelle 1). Nach einigen anderen Prognosen könnte Gas künftig sogar an Erdöl vorbei zum künftig wichtigsten Energieträger weltweit bis 2040 aufsteigen, wenn sich der Transportsektor noch schneller umgestaltet und den Erdölverbrauch noch stärker reduzieren sollte (siehe Abbildung 3). Nach dem Leitszenario (NPS) der IEA würde die globale Erdölnachfrage trotz Elektromobilität von derzeit rund 93 mb/d auf 103 mb/d in 2040 steigen. Am stärksten wird das weltweite Wachstum im Stromsektor sein, dessen Nachfrage bis 2040 um rund 40 % zunehmen und dabei zu rund 60 % durch EE abgedeckt würde.⁴⁴

Tabelle 1: Globaler Primärenergiebedarf 2014-2040 (in Megatonnen Öleinheiten; NPS)

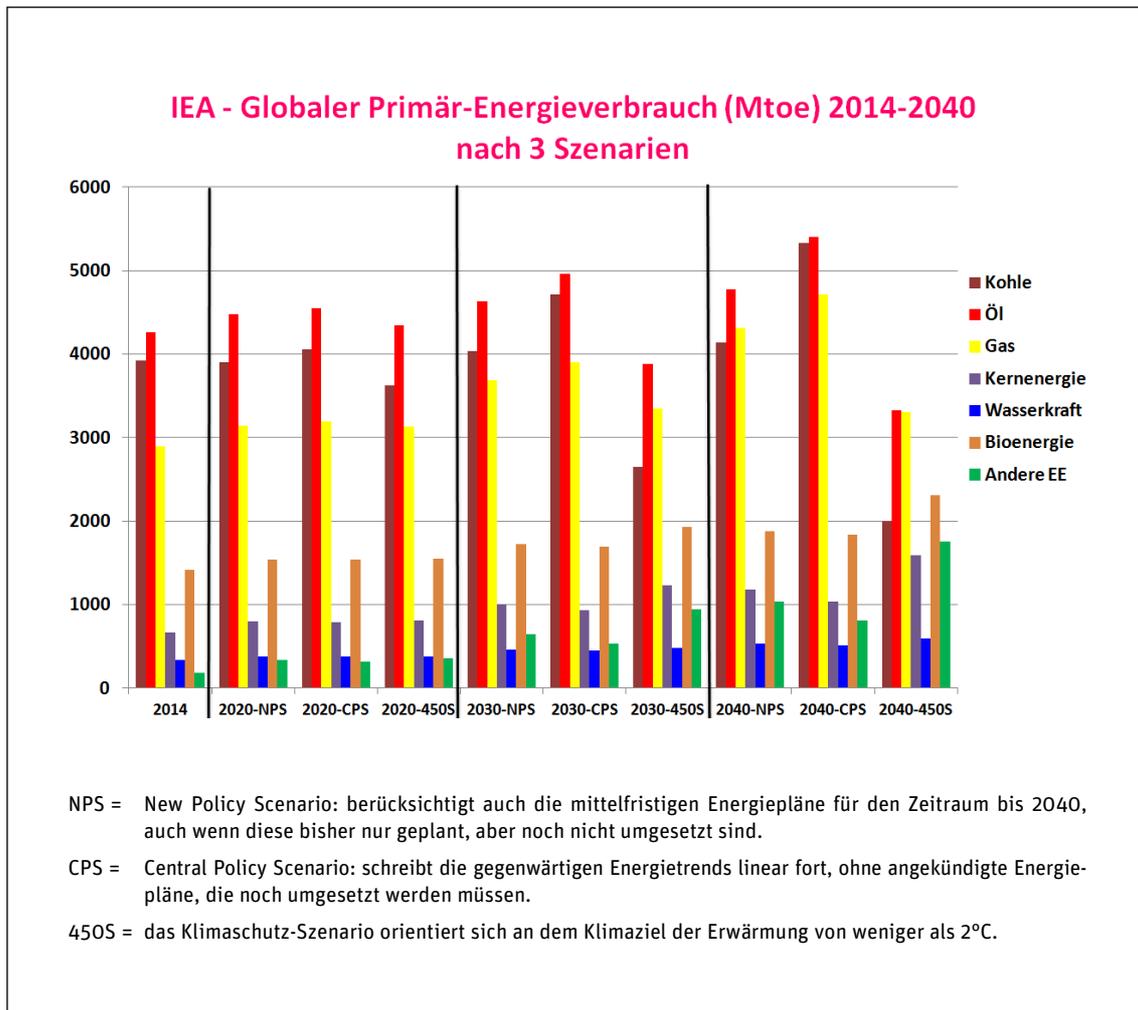
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2014-2040*
Kohle	3.926	3.906	3.955	4.039	4.101	4.140	0.2 %
Erdöl	4.266	4.474	4.577	4.630	4.708	4.775	0.4 %
Erdgas	2.893	3.141	3.390	3.686	4.011	4.313	1.5 %
Kernenergie	662	796	888	1.003	1.096	1.181	2.3 %
Wasserkraft	335	377	420	463	502	536	1.8 %
Bioenergie	1.421	1.543	1.633	1.721	1.804	1.883	1.1 %
Andere EE	181	339	478	643	835	1.037	6.9 %
Total	13.684	14.576	15.340	16.185	17.057	17.866	1.0 %

* durchschnittliche jährliche Wachstumsrate in Prozent

Quelle: IEA, World Energy Outlook (WEO) 2016, Paris 2016, S. 65

Um die zukünftige weltweite Energienachfrage und ihren Anstieg zu garantieren, sind nach Berechnungen der IEA rund 44 Billionen (Bill.) US\$ an Investitionen notwendig. Aus ihrer Sicht müssten hiervon noch immer rund 60 % in die fossilen Energieträger gehen und nur 23 % in die EE. Weitere 23 Bill. US\$ werden für Verbesserungen der Energieeffizienz als notwendig erachtet.

Abbildung 3: IEA – Globaler Primär-Energieverbrauch (Mtoe) 2014-2040 nach Szenarien



Quelle: Frank Umbach auf der Basis von IEA, World Energy Council 2016, Paris 2016

Ein noch schnellerer weltweiter Ausbau der EE hängt zudem wesentlich davon ab, ob eine technische Lösung zur Speicherung von Strom sowohl für die OECD-Staaten als auch für die industriellen Schwellen- und Entwicklungsländer bezahlbar im großen Maßstab mittelfristig gefunden und umgesetzt werden kann. Bis dahin müssen weiterhin fossile Kraftwerke, Kernenergie und moderne Bioenergien die Grundlastsicherung übernehmen, da Sonne und Wind nicht 24 Stunden zur Verfügung stehen. Dies führt faktisch für eine längere Übergangsperiode zu zwei parallelen energiepolitischen Systemen, die *beide* subventioniert werden müssen. Eine Blaupause wie die deutsche Energiewende ist aber nicht einmal in Europa für viele wirtschaftlich schwächere Länder finanzierbar.

2.5 Die Auswirkungen der unkonventionellen Gas- und Ölrevolution in den USA auf die globalen Energierohstoffmärkte

Die Erschließung größerer unkonventioneller Gasvorkommen in den USA ab etwa 2006 hat nicht nur auf dem US-amerikanischen Energiemarkt eine wirkliche Revolution ausgelöst, sondern trägt auch maßgeblich zur grundsätzlichen Neugestaltung der weltweiten Öl- und Gasmärkte bei und bildet die Grundlage für eine zunehmend größere Rolle von Erdgas in der Weltwirtschaft. So rief die IEA in 2012 bereits „Das goldene Zeitalter für Gas“ aus.⁴⁵ Dabei sind die noch förderbaren unkonventionellen Gasressourcen (Schiefergas, Kohleflözgas und „Tight Gas“) deutlich größer als die konventionellen. Dementsprechend hat sich die Endlichkeit konventioneller Gasreserven von rund 55 Jahren auf rund 150-250 Jahren aller weltweiten konventionellen und unkonventionellen Gasreserven erweitert.

Die USA galten vor 2006 als der zukünftig weltweit größte LNG-Importeur, der in wenigen Jahren auch Japans weltweiten Spitzenplatz verdrängen würde. Mit dem weiteren Ausbau ihrer Schiefergasrevolution werden die USA künftig zumindest im nordamerikanischen Kontext (einschl. Kanadas) zum Selbstversorger. In 2009 haben die USA bereits Russland als weltgrößten Erdgasproduzenten abgelöst und die LNG-Exporte Qatars als global größten LNG-Exporteur um mehr als 60 % übertroffen. In 2012 stieg die Erdgasförderung der USA auf 681,4 bcm (20,4% der Weltförderung) an, während Russlands nur 592,3 bcm (17,6% der weltweiten Förderung) produzierte. In 2016 stiegen die USA bereits zum Nettoexporteur von LNG auf und könnten in 2025 zum Netto-Pipeline-exporteur und 2021 zum Netto-Exporteur von Gas allgemein werden.

Seit 2014 sind die USA gleichzeitig der weltgrößte Produzent sowohl von Erdgas als auch Erdöl.⁴⁶ Kein anderer Staat konnte in den letzten Jahrzehnten derart seine Gas- und Rohölförderung ausweiten und damit zugleich die frühere gewaltige Importabhängigkeit von Öl- und LNG-Einfuhren drastisch verringern. In 2040 könnte Erdgas beim amerikanischen PEV die führende Rolle von Erdöl übernehmen. Die konventionellen und unkonventionellen Gasreserven der USA werden derzeit auf rund 100 Jahre bei gegenwärtigem Verbrauch beziffert.⁴⁷

Die Schiefergasrevolution hat beim amerikanischen PEV zu einem Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas geführt, der sich durch 2014 erlassene neue Umweltregulierungen bis Ende 2016 verfestigt hat. Doch während der Kohleanteil in der Stromerzeugung damit weiter fallen wird, käme die gesamte Kohlekapazität in MW-Stunden bis 2040 gleich.⁴⁸

Der Kohle-zu-Gas-Wechsel im US-Energiemix hat nicht nur den heimischen Kohleverbrauch signifikant deutlich verringert und zu wesentlich größeren Kohleexporten nach Europa und Asien geführt,⁴⁹ sondern seit 2007 das inzwischen niedrigste Emissionsniveau

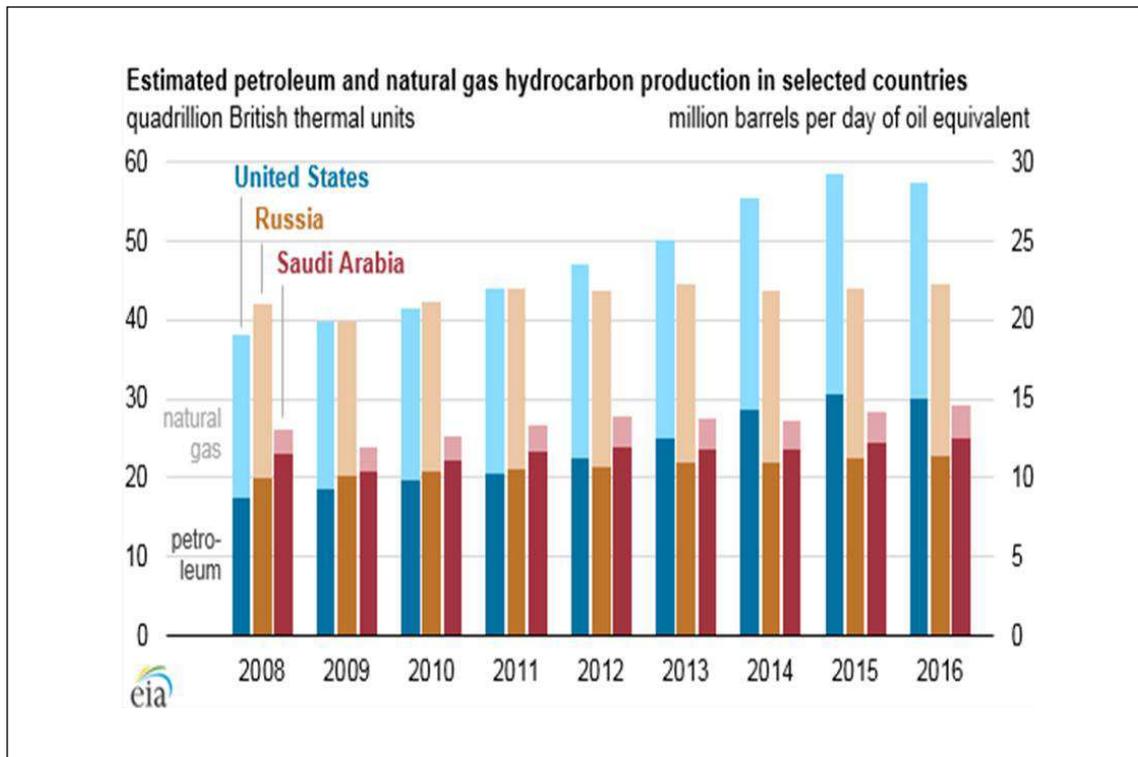
seit Anfang der 90er-Jahre geschaffen. Dennoch wird der Kohle-zu-Gas-Wechsel allein nicht ausreichen, um die von den USA angestrebten CO₂-Emissionen auf das Ziel einer Klimaerwärmung von nur 2°C bis 2050 zu reduzieren.

Sowohl Europa als auch Asien haben zunächst die tiefgreifenden geökonomischen und geopolitischen Auswirkungen der US-Schiefergasrevolution für ihre eigenen regionalen Gasmärkte und ihre Energiepolitik völlig unterschätzt. Doch sowohl Europa als auch Asien verfügen selbst über nicht unwesentliche unkonventionelle Gasreserven wie Schiefergas.⁵⁰ Doch während in Europa einerseits der politische Widerstand in den meisten Ländern (wie Deutschland und Frankreich) gegen die Förderung von Schiefergas und -öl offensichtlich zu groß ist, haben sich in anderen europäischen Staaten (wie Polen) entsprechende unkonventionelle Gas- und Ölexplorationen bisher als eher enttäuschend erwiesen. Nur in Großbritannien und in der Ukraine sind gewisse Fortschritte, aber noch kein wirklicher Durchbruch zu einer größeren kommerziellen Nutzung der vorhandenen unkonventionellen Öl- und Gasförderung zu verzeichnen. Die weltweiten geologischen Untersuchungen zur Bestimmung der unkonventionellen Gasressourcen und -reserven sind jedoch vielfach noch in vollem Gang.⁵¹ Die größten Fortschritte außerhalb der USA sind derzeit in Kanada, China, Australien und Argentinien zu beobachten.⁵²

Gleichzeitig hat die US-Schieferölrevolution, basierend auf der Fracking-Technologie, auch die Rohölversorgungssicherheit der USA signifikant verbessert, wie der Vergleich der Öl- und Gasförderung mit Saudi-Arabien und Russland in Abbildung 4 zeigt. Entgegen der Erwartungen Saudi-Arabiens und vieler Ölexperten außerhalb der USA steigerte sich die US-Tight-Öl-Förderung selbst im Zuge des dramatischen weltweiten Rohölpreisverfalls von 115 US\$ im Juni 2014 auf lediglich 45 US\$ im Januar 2015. Seit 2010 sind fast eine Billion US\$ in die Upstream-Öl- und Gasaktivitäten der USA investiert worden und weitere 200 Mrd. US\$ in den Bau von Pipelines und anderer Öl- sowie Gasinfrastruktur,⁵³ welche den Öl- und Gas-Boom auf den globalen Energiemärkten möglich gemacht haben.

Trotz der OPEC-Förderstopps seit Anfang 2016, dem Bankrott vieler kleiner US-Ölfirmen und dem Verlust von fast 120.000 Arbeitsplätzen verringerte sich die gesamte Ölförderung der USA jedoch aufgrund der innerhalb kürzester Zeit beeindruckenden Effizienzsteigerungen, Betriebskostensenkungen und Technologieinnovationen nur marginal auf 8,5 mb/d. Die durchschnittlichen Produktionskosten sind seit 2014 für US-Schieferölfelder noch einmal um 30-40 % gesunken (international nur um 10-12 %). In 2016 galten rund 60 % der US-Schieferölförderung bereits bei einem Ölpreis von 60 US\$ pro Fass als kommerziell profitabel – während dies z. B. nur noch für 20 % der konventionellen Tiefwasser-Erdöl-Förderung galt. Dabei gilt es zu beachten, dass die USA über rund 50 % der globalen Öltraffineriekapazitäten (hiervon wiederum 50 % an der Golf-Küste) verfügen, die rund 56 % der weltweiten Ölprodukte produzieren.⁵⁴

Abbildung 4: US-Öl- und Gasförderung im Vergleich mit Saudi-Arabien und Russland (2008-2016)



Quelle: U.S. Energy Information Agency 2017

Auch wurden weitere neue billige Vorkommen entdeckt und trieben eine zweite Welle der US-Schieferölförderung nach oben. So sind die durchschnittlichen Breakeven-Preise des „Permian Beckens“ in Texas und New Mexico gegenwärtig auf rund 30-40 Dollar pro Fass abgesunken – in einigen Feldern sogar auf unter 30 Dollar. Das Permian-Becken ist zur Heimat der größten Anzahl von bereits gebohrten, aber unvollständig ausgebeuteten unkonventionellen Erdölfeldern (drilled but uncompleted wells/DUCs) der USA geworden.⁵⁵ Dieses Gebiet ist zur wichtigsten neuen Produktionsquelle geworden und könnte sogar allein auf ein Förderniveau von 8-9 mb/d zunehmen.⁵⁶ Die derzeitigen Grenzen der Förderung liegen eher bei der unzureichenden Transportinfrastruktur wie Pipelines, um das geförderte Erdöl in die Höfen und Raffinerien abzutransportieren, sowie einem Mangel an Bohrmannschaften und Ausrüstung.⁵⁷ Der Wert der Öl- und Gasressourcen des Permian Beckens wird bei den derzeitigen Marktpreisen allein auf 25-100 Bill. US\$ geschätzt.⁵⁸

Dabei war augenscheinlich, dass ein größerer Teil der US-Schieferölförderung sich besser und flexibler an veränderte Marktbedingungen anpassen kann. Insofern gilt die US-Schiefergas- und -ölförderung heute als „skalierbar“ und offeriert die Möglichkeit, dass die Förderung wieder schnell aufgenommen sowie Investitionen gesteigert und Gewinne wieder schnell eingefahren werden können.

3. Die Evolution der gemeinsamen europäischen Energie- und Klimapolitik

3.1 Ein Überblick über die Entwicklungen seit 2007

Die russisch-ukrainischen Gaskrisen von 2006 und 2009 bildeten den wichtigsten Impetus und Katalysator für die Initiierung einer gemeinsamen EU-Energiepolitik und eines einheitlichen, weitgehend liberalisierten Energiebinnenmarktes. Auch wenn alle Zielsetzungen von 2007 und später noch nicht realisiert werden konnten, so ist der Fortschritt auf diesem Weg doch vielfach größer als in anderen europäischen Politikfeldern und weit aus besser, als viele Diskussionen über die Transformationsprobleme nahelegen. Aufgrund der Gaskrisen von 2006 und 2009 stand von Beginn an im Rahmen der seit 2007 forcierten gemeinsamen EU-Energiepolitik die Frage der Energieversorgungssicherheit und die Gaspolitik sowie Abhängigkeit von Russland im Mittelpunkt der Diskussionen und verabschiedeten Energiestrategien.

Auf dem Frühjahrsgipfel der Staats- und Regierungschefs der EU im März 2007 war eine gemeinsame „integrierte Klima- und Energiepolitik“ mit einem „Energieaktionsplan“ und die „20-20-20-Strategie“ verabschiedet worden. Die Energiestrategie der EU dient der Gewährleistung einer stabilen Energieversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen und einer nachhaltigen Umwelt- und Klimaschutzpolitik. Darüber hinaus soll sie die Reform der Liberalisierungsanstrengungen der Energiepolitik der Mitgliedsstaaten forcieren, um so einen gemeinsamen Energiemarkt aller EU-Mitgliedsstaaten zu schaffen, so dass kein EU-Staat nach 2015 von den europäischen Gas- und Elektrizitätsnetzen abgeschottet sein bzw. dessen Energiesicherheit nicht durch den Mangel entsprechender Verbindungen gefährdet werden darf.⁵⁹

Dabei sind die Reformen des EU-Energiebinnenmarktes in vielfältiger Weise eng mit den Bemühungen um Energieimportdiversifizierungen (vor allem bei Gaseinfuhren) verbunden. So werden auch die Reformbemühungen der Energiepolitik der Nachbarländer, wie jenen in Südosteuropa (als Mitglieder der European Energy Community), aktiv unterstützt, um eine weitgehende Harmonisierung mit dem EU-internen Markt und das Projekt des Südlichen Gaskorridors zu fördern.

Zwar sind die drei klassischen Ziele („sauber, bezahlbar und sicher“) der Energietrias („Energietrilemma“) in der gemeinsamen EU-Energiepolitik und der Energiestrategien der einzelnen Mitgliedsstaaten zumeist verankert. Doch sah bisher die politische Wirklichkeit häufig anders aus, da diese Ziele in der politischen Realität der europäischen Energiepolitik nicht gleichberechtigt verfolgt wurden.

Aus Sicht der Europäischen Kommission sind die „integrierte Energie- und Klimapolitik“ und der Energieaktionsplan von 2007 mit seinen drei 20-%-Zielen ein Erfolg und haben

zahlreiche positive Entwicklungen befördert. Doch die EU ist bereits der weltweit größte Importeur von Energie, was Zweifel an ihrer künftigen wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit sowie an ihrer Energieversorgungssicherheit hervorruft. Die EU kann diesen Wettbewerbsvorteil der USA bei wesentlich billigeren Energiepreisen nicht allein mit größeren Energieeffizienzmaßnahmen kompensieren, sondern muss sich auch der Konkurrenzfähigkeit bei den Energiepreisen stellen.

Vor diesem Hintergrund ist der Faktor der Wettbewerbsfähigkeit innerhalb des Energietrias vor allem gegenüber dem Klima- und Umweltschutz in der neuen Energiestrategie 2014 aufgewertet worden, die mit der Botschaft der Notwendigkeit einer „industriellen Erneuerung“ verkauft wird. Ein gleichzeitig veröffentlichter Bericht der Kommission zu Energiepreisen und -kosten bestätigt, dass die Energiepreise seit 2008 in der EU in beinahe jedem Mitgliedsland gestiegen sind und dies weniger auf die Rohstoffpreise bei fossilen Energieträgern, sondern vor allem aufgrund von Steuern und Abgaben, aber auch höherer Netzkosten zurückzuführen ist.⁶⁰ Die Untersuchung bestätigt, dass die Strompreise für die Industrie in der EU doppelt so hoch sind wie jene in den USA und etwa 20 höher als in China. Die Gaspreise sind für die Industrie 3- bis 4-mal so hoch wie in den USA und Russlands und 12 % höher als in China. Auch der Vorstandsvorsitzende Lakshmi Mittal des indischen Stahlkonzerns ArcelorMittal warnte, dass die hohen Energiekosten die verarbeitende Industrie in Europa als das Rückgrat der europäischen Wirtschaft zerstören könnten.⁶¹

Tabelle 2: EU-Zielmarken ihrer integrierten gemeinsamen Energie- und Klimapolitik

Anteile	Zielmarken / Jahr	Stand 2015/2016
Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) am Bruttoendenergieverbrauch:	<ul style="list-style-type: none"> • 2020: 20 % • 2030: >27 % (national jedoch nicht bindend) 	~17 % (2016 geschätzt)
Anteil der EE an der Stromerzeugung (Bruttostromverbrauch):	<ul style="list-style-type: none"> • 2020: 30 % • 2030: 50 % 	29 % (2016: hiervon 12 % Wasserkraft; gesamt: +45 % seit 2011)
Emissions-Reduzierungen (seit 1990):	<ul style="list-style-type: none"> • 2020: 20 % • 2030: 30-40 % 	23 % (2016)
Energie-Effizienz Erhöhung zur Reduzierung des Primärenergieverbrauchs (PEV):	<ul style="list-style-type: none"> • 2020: 20 % • 2030: >27 % (Erhöhung auf 30-40 % in Diskussion) 	18,4 % (2015)

Quelle: Frank Umbach, basierend auf verschiedenen EU-Statistiken

Die neue Energiestrategie vom Oktober 2014 sieht als verbindliches Ziel für 2030 eine Senkung der Treibhausgasemissionen auf dem Gebiet der EU um 40 % gegenüber dem Stand von 1990 vor (EU-Zielmarken siehe Tabelle 2). Hierfür hat die Kommission auch eine umfangreichere Reform des Emissionshandelssystems (ETS) unterbreitet. Doch eine umfassende Reform des ETS mit der Einführung einer Marktstabilitätsreserve könnte frühestens 2018 erfolgen, zumal die Verschiebung der Versteigerung von 900 Mio. Zertifikaten auf 2019-2020 beschlossen wurde.

Ebenso wurde als verbindliches Ziel auf EU-Ebene beschlossen, den Anteil der EE am Energieverbrauch der EU bis 2030 auf mindestens 27 % zu erhöhen. Doch soll dieses nicht – wie im Energieaktionsplan von 2007 – durch verbindliche Zielvorgaben für die einzelnen 28 Mitgliedsstaaten umgesetzt werden. In 2015 betrug der Anteil der EE am EU-Energiemix noch 16,7 %, so dass das Erreichen des ursprünglichen 20-%-Ziels im Jahr 2020 noch keineswegs sicher ist.⁶² Dies gilt umso mehr, als entgegen der globalen Trends und der Kostensenkungen bei EE die europäischen Investitionen seit 2011 um 50 % auf 44 Mrd. Euro (18% der weltweiten Investitionen) in 2016 gefallen sind. Der Anteil der EE bei der europäischen Stromerzeugung ist von 21,5 % in 2011 auf 27,5 % gestiegen und könnte bis 2030 auf 50 % zunehmen.⁶³

Zudem will die Kommission dem nationalen Wildwuchs und Alleingängen bei den Fördertöpfen der EE entgegenwirken und auch hier eine Europäisierung einleiten, die einem stärker marktorientierten Konzept und dem kosteneffizienten Bedingungsfaktor Rechnung trägt, wonach die Förderung der einzelnen EE entsprechend der besten geographischen und natürlichen Rahmenbedingungen (Sonnenschein- und Windverhältnisse) in Europa erfolgen soll. Dennoch hofft die Kommission, dass sich der Anteil der EE bis 2030 bei der Stromerzeugung von derzeit 21 auf 45 % erhöhen wird.

Das 40-%-Ziel der Emissionsminderung bis 2030 durch den Ausbau der EE oder durch Förderung anderer Energieträger sowie Maßnahmen basiert auf einer weitgehend technologieneutralen Politik der Mitgliedsstaaten selbst. Damit wird einerseits den Forderungen nach einer größeren Flexibilität Rechnung getragen, andererseits auch der beunruhigenden Aussicht, dass sich die Energiesystemkosten von 12,8 % des EU-BIP in 2010 weiter auf 14 % bis 2030 erhöhen dürften.⁶⁴

Nach neuesten Angaben ist das 20-%-Ziel der Emissionsreduzierung gegenüber 1990 inzwischen bereits erreicht und übertroffen. Dagegen ist das 40-%-Ziel gegenwärtig höchst unsicher und wird auch durch den Brexit Großbritanniens als zweitgrößten Emittenten in Frage gestellt.⁶⁵ Trotz der Reduzierung des Kohleverbrauchs drängen Umweltlobbys und einige EU-Staaten (wie Frankreich), die freilich kaum Kohleverstromung haben, auf einen völligen Kohleausstieg, während sich Deutschland und osteuropäische Staaten allenfalls eine Reduzierung vorstellen können.⁶⁶

Im Herbst 2014 konnte sich die EU auf ein neues Energieeffizienzziel bis 2030 festlegen, obwohl die Erreichung des 20-%-Ziels bis 2020 nicht völlig sicher ist. Während die Kommission ein 30-%-Ziel für 2030 bei Erhöhung der Energieeffizienz vorgeschlagen hat, plädiert das Europäische Parlament für ein noch ambitionierteres 40-%-Ziel für 2030. Zugleich erhoffte sich die Kommission, dass die vollständige Integration der nationalen Energiemärkte und die Schaffung wirklich wettbewerbsfähiger gemeinsamer Energiemärkte die EU 40-70 Mrd. Euro an Energiekosten bis 2030 einsparen lässt. Insoweit sind deutlich Fortschritte bei der Umsetzung der energiepolitischen Zielvorgaben bis 2020 erzielt worden, doch die Zweifel der Vorgaben für 2030 sind bisher keineswegs ausgeräumt.

Trotz vielfacher Skepsis hat auch die in 2015 proklamierte „Energie-Union“ der EU infolge der Krim-Annexion und der Besetzung der Ostukraine durch von Russland unterstützten Separatisten nicht unerhebliche Fortschritte gemacht. Die Energieunion soll auf der Grundlage einer ehrgeizigen Klimapolitik den Energiebinnenmarkt und die Zusammenarbeit innerhalb und außerhalb der EU vertiefen, erweitern und krisenfest ausgestalten. Gleichzeitig soll sie die Energieversorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit langfristig stärken. Die Energie-Union basiert auf 5 Säulen: (1) Stärkung der Versorgungssicherheit; (2) Ausbau des Energiebinnenmarktes mit einem Stromverbundziel bis 2020, um mindestens 10 % der nationalen Stromerzeugungskapazität grenzüberschreitend mit den Nachbarstaaten zu verbinden; (3) Stärkung der Energieeffizienz (siehe oben); (4) Verhinderung von Treibhausgasen und (5) Verstärkung von Forschung und Innovation sowie der Wettbewerbsfähigkeit. Dabei sollen die Verwirklichung des Energiebinnenmarktes und ein effizienterer Energieverbrauch die wichtigsten Grundlagen für die künftige Energieversorgungssicherheit der EU sein.⁶⁷ In 2016 hat die Europäische Kommission 12 legislative Initiativen auf den Weg gebracht, deren Umsetzung jedoch oft schwierig und zeitraubend sein dürfte. Doch auch hierbei sind unverkennbar Fortschritte zu verzeichnen. Dies gilt selbst für eine ursprünglich so hochumstrittene Thematik wie das gesetzliche Paket zur Gasversorgungssicherheit, wo das Transparenzgebot bei Intergovernmental Agreements (IGAs) der Mitgliedsstaaten bei Gasimportverträgen mit Russland und anderen Gasexporteuren ebenso verankert wurde wie das „Solidaritäts-Prinzip“ bei Gasversorgungskrisen.⁶⁸

3.2 Der Wandel der Gasmärkte und die künftige EU-Gasversorgungssicherheit

Während eine Energieautarkie der USA zumindest im nordamerikanischen Rahmen (unter Einschluss Kanadas) immer realistischer erscheint und auch die ökonomische Wettbewerbsfähigkeit vor allem der energieintensiven Wirtschaft gegenüber Europa und Asien gestärkt wurde, nimmt die Energieimportabhängigkeit der EU immer mehr zu. Derzeit muss die EU bereits rund 55 % ihres Energiebedarfs (zum Vergleich 1995: 43,2 %), 84 % ihrer Erdölnachfrage und 64 % ihres Gasverbrauchs importieren. In 2013 musste die EU

für ihre Öl- und Gasimporte mehr als 500 Mrd. Euro bezahlen (mehr als 4 % des BIP der EU-28), während es im Zeitraum 1990-2011 durchschnittlich noch 180 Mrd. Euro pro Jahr waren. Die EU ist damit heute der weltgrößte Energieimporteur. Diese steigenden Energieimporte gefährden sowohl ihre künftige wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit als auch Energieversorgungssicherheit.⁶⁹

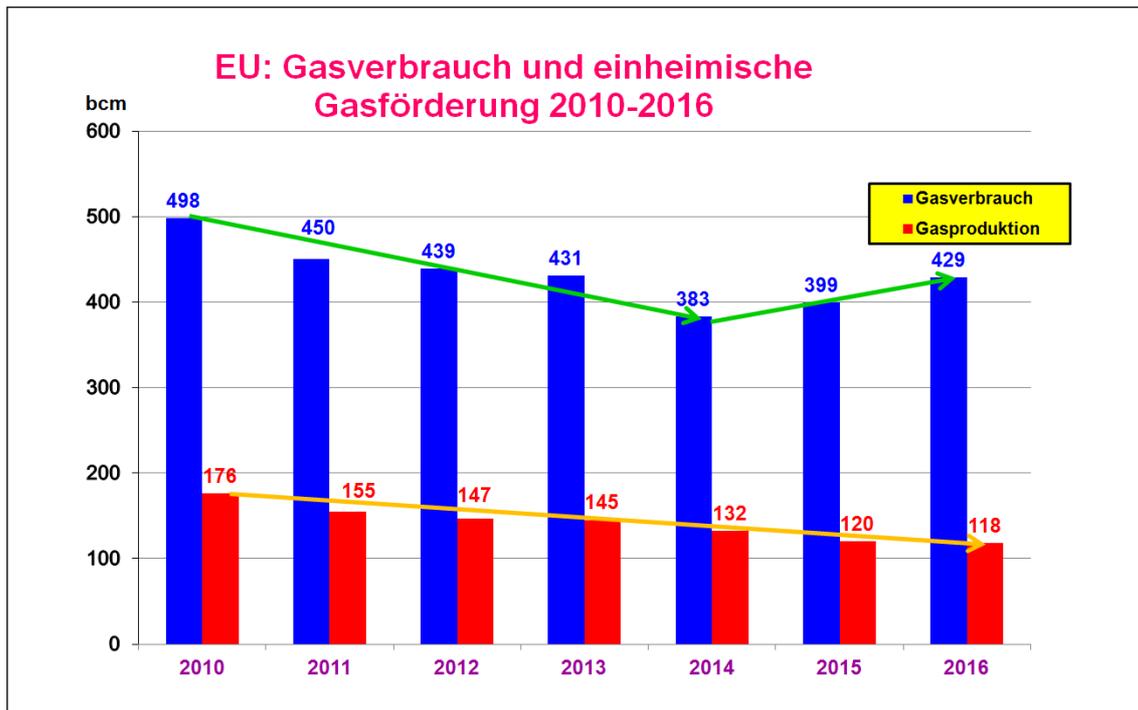
Der europäische Gasmarkt befindet sich seit ein paar Jahren in einem grundlegenden strukturellen Wandel. Dieser Wandel ist einerseits das Resultat der Veränderung der globalen Gasmärkte durch den Ausbau des Marktanteils von Flüssiggas (LNG) bei einem schneller wachsenden globalen Gasbedarf und die Erschließung von unkonventionellen Gasressourcen (insbesondere Schiefergas) vor allem in den USA, künftig aber auch in Kanada, Australien, China, Argentinien und einigen anderen Staaten. Diese globalen Entwicklungen verstärken sich derzeit in dem Maße, wie zusätzliches LNG durch Australien, Qatar und andere Anbieter auf die ohnehin überversorgten Weltgasmärkte kommt.⁷⁰

Vor dem Hintergrund einer globalen Gasschwemme und eines Absinkens des europäischen Gasbedarfs ab 2010 hat sich auch der europäische Gasmarkt in den letzten Jahren von einem Verkäufer- zu einem Käufermarkt gewandelt. Dabei hat sich der Gaspreis auch in Europa zunehmend vom Ölpreis abgekoppelt und die tradierten Langfristverträge zwischen einer begrenzten Anzahl von großen Anbietern und Abnehmern mit ihren „Take-or-Pay-Klauseln“ in Frage gestellt.⁷¹

Dennoch sind gasbefeuerte Kraftwerke gegenüber Kohlekraftwerke aufgrund der geringen CO₂-Preise im EU-Emissionshandelssystem (ETS: von 30 € pro Tonne in 2008 auf € 5/t bis 2014 gefallen), der billigen US-Kohleexporte (+24 % nach Europa in 2012) als Folge der Schiefergasrevolution in den USA und dem prinzipiellen Festhalten Russlands an der Ölpreisbindung (trotz einiger Preisnachteile von 10-15 %) kaum wettbewerbsfähig. So hat der EU-Gasbedarf erst seit 2015 wieder etwas zugenommen. Gleichzeitig ist der Kohleverbrauch in der EU in den letzten Jahren gefallen.

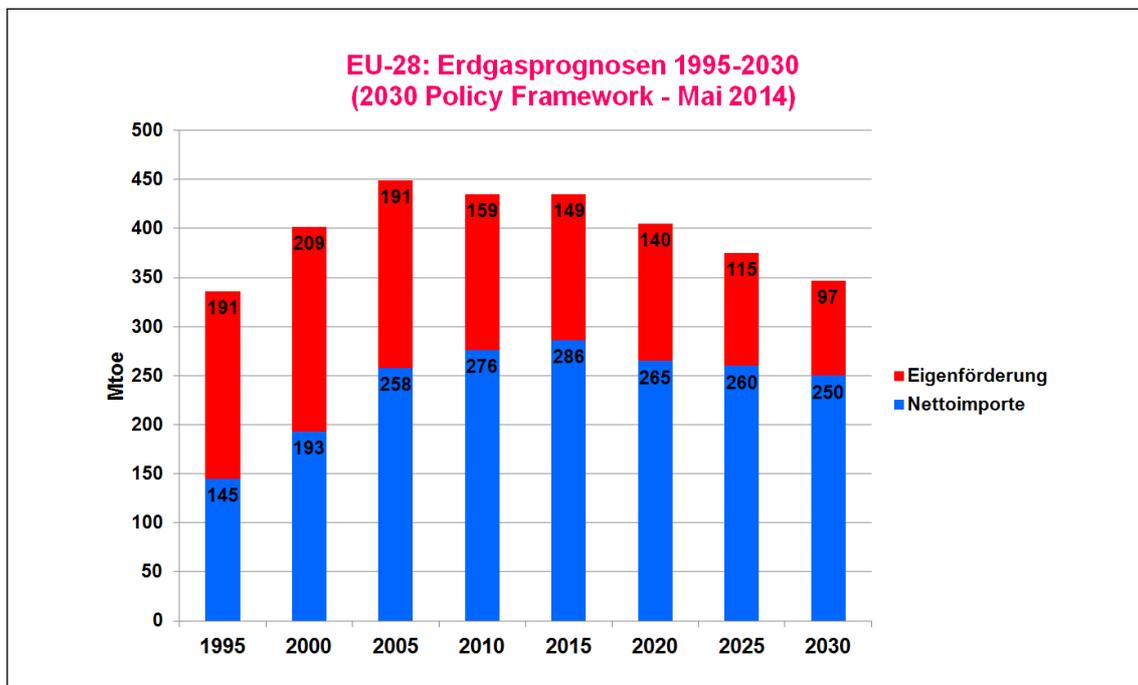
Abbildung 5 gibt eine Übersicht über den steigenden Gasverbrauch der EU bei gleichzeitiger Abnahme der einheimischen Gasförderung von 2010-2016. Abbildung 6 zeigt die Prognosen bezüglich der Eigenförderung und der Nettoimporte bis 2030. Die europäischen Gaspreise müssten weiter signifikant fallen, um gegenüber Kohle wieder wettbewerbsfähig zu sein. Mittelfristig ist jedoch weniger Kohle, als vor allem die subventionierte Solarförderung die größte Bedrohung für die Zukunft des Gaseinsatzes in der Kraftwerkserzeugung von Strom. Bis 2035 wird erwartet, dass in den meisten EU-Staaten die Stromerzeugung durch EE bereits 50 % übertreffen wird und Gaskraftwerke dann allenfalls als Backup zur Grundlastsicherung fungieren, sofern das technische und ökonomische Problem der Stromspeicherung bis dahin nicht gelöst ist.⁷² Langfristig könnte der Gasbedarf Europas erst nach 2020 stärker steigen, wenn der Transportsektor (Fahrzeuge und Schiffe) verstärkt von Öl auf Gas umsteigen würde.

Abbildung 5: EU-Gasverbrauch und einheimische Gasförderung 2010-2016



Quelle: Frank Umbach, basierend auf British Petroleum (BP)

Abbildung 6: EU-Erdgasprognosen 1995-2030



Quelle: European Commission 05/2014

Das 2014 beschlossene Effizienzziel von 27 % bis 2030 soll jedoch den Gasverbrauch der wichtigsten EU-Mitgliedsstaaten um 20 % reduzieren.⁷³ Mit dem vorgeschlagenen 30%-Ziel bei der Verbesserung der Energieeffizienz bis 2030 soll der Gasverbrauch um weitere 12 % verringert werden.⁷⁴ Auch die IEA hat inzwischen ihre früheren Prognosen einer hohen Nachfrage nach Erdgas für die EU-28 bis zum Jahr 2035 mit einem steigenden Importbedarf von bis zu 525 bcm im Jahr 2035 auf 380 bcm in 2040 sukzessive nach unten revidiert.⁷⁵ Auch die längerfristige Nachfrage nach Erdgas für die Zeit nach 2020 hängt von unsicheren Gas-Projekten wie „Power-to-Gas“ und der Entwicklung im europäischen Transportsektor (Autos, LKWs, Schiffe etc.), weg vom Öl-, hin zum Gasbetrieb ab.⁷⁶

Die EU hat seit der russisch-ukrainischen Gaskrise im Jahr 2009 erhebliche Fortschritte bei der Liberalisierung ihres Gassektors und der Formulierung einer gemeinsamen Energie- und Gaspolitik gemacht. Im Oktober 2010 wurde eine Verordnung über „Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung“ angenommen (Verordnung EU Nr. 994/2010). Sie soll sicherstellen, dass der Erdgasmarkt auch im Falle von Versorgungsunterbrechungen reibungslos funktioniert, etwa durch neue, wirksame Mechanismen und Instrumente, die die politische Solidarität und Koordination gewährleisten. Die Verordnung betont die Notwendigkeit für wichtige und vorrangige Infrastrukturprogramme, wie dem Südlichen Gaskorridor, dem Nord-Süd-Korridor und den bilateralen Gasverbindungsleitungen zwischen den Mitgliedsstaaten. Dazu gehört auch eine diversifizierte Flüssiggasversorgung.

Doch Russland ist nicht an den EU-Liberalisierungsbemühungen interessiert, da diese eine Herausforderung für seine traditionellen Marktanteile, Business-Strategien und den geopolitischen Einfluss darstellen, die allesamt bisher durch seine Energie-Exporte und Pipeline-Diplomatie garantiert wurden. Das Dritte Energiepaket der Europäischen Kommission und die Anti-Trust-Überprüfung von Energie-Unternehmen sind aus der Sicht Brüssels unerlässlich für die Öffnung der Energiemärkte und das Unterbinden des Monopolbestrebens auf den europäischen Gasmärkten. Letztlich sind die Frage der Entflechtung und der Konflikt zwischen der EU und Russland das Ergebnis der völlig unterschiedlichen wirtschaftlichen und politischen Ordnungspolitik auf beiden Seiten.

Die Europäische Kommission hatte im September 2012 darüber hinaus eine Untersuchung der Gazprom-Geschäftspraxis initiiert, da Gazprom die EU-Wettbewerbsregeln durch den Missbrauch seiner marktbeherrschenden Stellung in den europäischen Upstream-Erdgas-Bereichen verletzen würde, wo Russland derzeit einen Anteil an etwa 30 % des europäischen Verbrauchs kontrolliert.

Der strategische Wandel des europäischen Gasmarktes ist auch Folge von Energieeinsparmaßnahmen, einer Diversifizierung der Importe (Ausbau von Flüssiggasimportterminals

und Südlichen Gaskorridor-Projekts), dem Bau von transnationalen Gasinterkonnektoren zwischen den Mitgliedsstaaten mit einer Umkehrmöglichkeit des Gastransportes sowie den Liberalisierungsanstrengungen des „dritten Energiepaketes“.

Gleichzeitig hat sie den Bau von zwischenstaatlichen Gasinterkonnektoren forciert, um die bisherigen „Energieinseln“ mit den Nachbarstaaten unter Einschluss von Gasumkehroptionen (Reverse-Flow) zu verbinden und damit die physische Basis für den gemeinsamen Energie- und Gasbinnenmarkt zu schaffen sowie gleichzeitig die Gasimportdiversifizierung vor allem in Mittel- und Südosteuropa zu stärken.

Abbildung 7: Der Südliche Gaskorridor der EU



Quelle: Atlantic Council of the United States (ACUS) 2015

In diesem Kontext soll das EU-Projekt des „Südlichen Gaskorridors“ verwirklicht werden (vgl. Übersicht in Abbildung 7), mit dem aserbaidschanisches Gas über Georgien und die Türkei (und damit unter Umgehung Russlands) nach Europa transportiert wird und so der EU eine neue Gasimportoption eröffnet und zugleich das russische Gasexportmonopol

aus der kaspische Region nach Europa bricht. Nachdem 2012 die Türkei und Aserbaidschan den Transanatolischen Gaspipeline (TANAP) durch die Türkei beschlossen haben, entschied sich das Shah-Deniz Konsortium unter Führung von British Petroleum (BP) im Juni 2013 für den Bau der Trans-Adriatic-Gaspipeline (TAP) anstelle des Konkurrenzprojektes von Nabucco.⁷⁷

Doch profitieren zunächst nicht die am stärksten von Gazprom abhängigen südosteuropäischen Staaten von aserbaidsschanischen Gaslieferungen ab 2017/2018, da 80 % der zunächst im September 2013 vereinbarten Gasexporte im Umfang von 10 bcm aus Aserbaidschan nach Griechenland (1 bcm), Bulgarien (1 bcm) und vor allem Italien (8 bcm und möglicherweise von dort weiter nach Norden zu anderen Gasimporteuren) geliefert werden. Die Europäische Kommission unterstützt auch den Bau neuer regionaler Gasinterkonnektoren wie die Ionian-Adriatic Pipeline (IAP) entlang der Adria, mit der über TAP und den Bau eines lange geplanten LNG-Terminals an der Küste Kroatiens dann doch noch eine von Russland unabhängige Gasimportdiversifizierung möglich wäre.⁷⁸

Mittelfristig könnte auch die geplante Erschließung von neuen konventionellen Offshore-Gasfeldern vor der Küste Rumäniens und Bulgariens im Schwarzen Meer, die regionale Schiefergasförderung (die gegenwärtig allerdings nur in Rumänien und der Ukraine voranschreitet) und neue konventionelle Gasressourcen im östlichen Mittelmeer (von Israel, Zypern und dem Libanon) weitere Importdiversifizierungsoptionen für die EU und Südosteuropas eröffnen. Künftig wären auch zusätzliche Gasexporte aus Aserbaidschan und auch aus Turkmenistan über die Türkei oder den Iran von bis zu 60 bcm möglich wie auch größere LNG-Exporte aus den USA und Afrika.⁷⁹

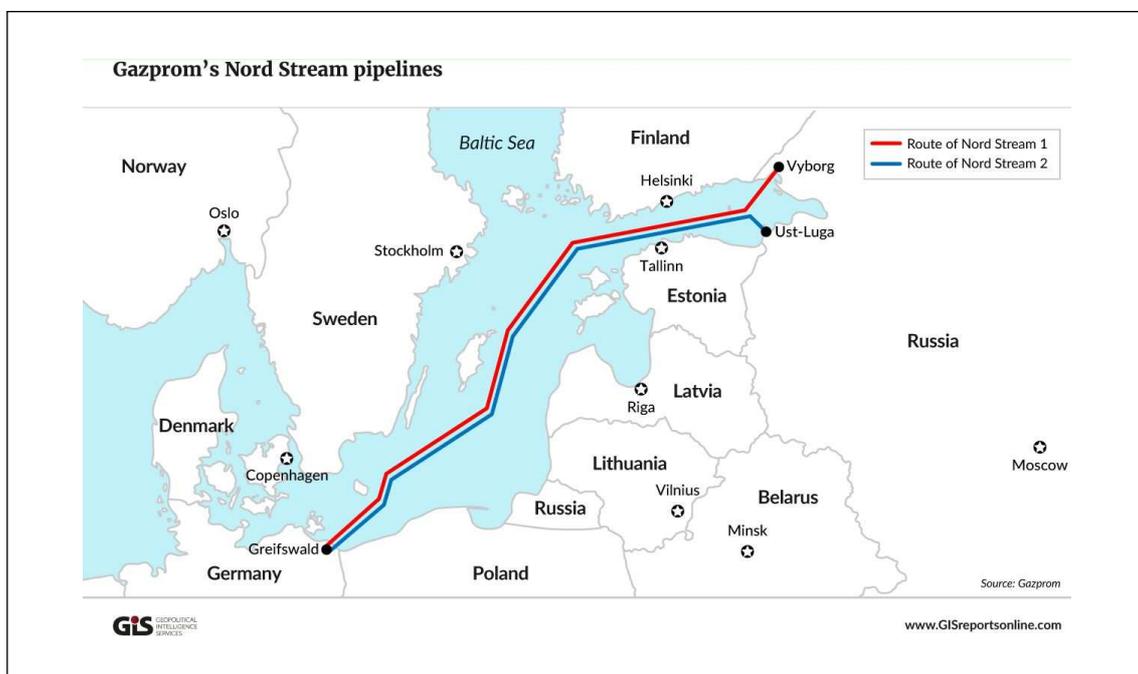
Europa ist auf größere LNG-Importe insoweit gut vorbereitet, als ein starker Rückgang der LNG-Importe von 90 bcm in 2010 auf nur noch 50 bcm in 2015 zu verzeichnen war, der wesentlich auf geringere europäische Hubpreise gegenüber jenen in Asien zurückzuführen war, während die jährlichen LNG-Importkapazitäten auf 195 bcm bis 2015 ausgedehnt worden waren. Bis 2019 werden diese sich noch einmal auf 214 bcm pro Jahr erhöhen.⁸⁰ Dementsprechend fiel die Nutzungskapazität von 45 % in 2010 auf nur noch 25-27 % in 2015 ab.⁸¹ Gleichzeitig hatte sich der Anteil von LNG bei der Erdgasversorgung der EU von 15 % in 2010 auf 10 % in 2015 verringert, während sich der Anteil des Pipelinegases von 48 % in 2010 auf 61 % in 2015 erhöht hat.⁸²

Um eine vollständige Energie-Unabhängigkeit der USA zu erreichen, beschleunigt Präsident Trump die US-Gasproduktion und -exporte über die Überarbeitung der Umwelt- und Steuergesetzgebung für amerikanische Energieunternehmen noch weiter (= Teil seines „100-Tage-Aktionsplans“). Die USA könnten damit nach 2019 sogar zum weltweit größten LNG-Exporteur werden. Dies könnte, abhängig von der LNG-Nachfrage in Asien, auch einen Gaspreiskrieg mit russischem Pipelinegas verursachen.⁸³

3.3 Neue Herausforderungen für die gemeinsame Gasversorgungssicherheit: Russlands neue Gaspipelineprojekte von Nord Stream 2 und TurkStream

Bereits das ursprünglich bilaterale russisch-deutsche Vorgängerprojekt, Nord Stream 1 (NS-1) mit seiner jährlichen Transportkapazität von 55 bcm, hatte erheblichen Widerstand bei den osteuropäischen EU-Mitgliedsstaaten hervorgerufen und konnte erst durch Beteiligung von weiteren europäischen Gaskonzernen als ein europäisches Energieprojekt verwirklicht werden.⁸⁴ Der russische Vorschlag einer Verdoppelung der Gaslieferungen nach Europa über den Bau von zwei weiteren 1.200 km-langen Unterwasser-Pipelines (NS-2) ist seit 2012 in der politischen Diskussion.⁸⁵ Abbildung 8 zeigt den Verlauf.

Abbildung 8: Gazproms Nord Stream Pipelines



Quelle: GIS 2017

Inzwischen sind jedoch Russlands traditionelle Geschäftsstrategien und sein Preismodell durch die Verringerung der europäischen Gasimportprognosen, die Auswirkungen der US-Schiefergas-Revolution und die globale Gas-Schwemme der letzten Jahre in Frage gestellt worden. In den nächsten Jahren wird zusätzliches LNG vor allem aus den USA und Australien auf die weltweiten Gasmärkte strömen und die globale Gasschwemme noch erhöhen, so dass die ohnehin niedrigen Gaspreise noch mehr unter Druck geraten könnten.

Am 5. September 2015 unterzeichneten der russische Gaskonzern Gazprom und seine europäischen Konsortiumspartner der Nord Stream 2 AG die Vereinbarung zum Bau der rund 10 Mrd. teuren NS-2 Gaspipeline.

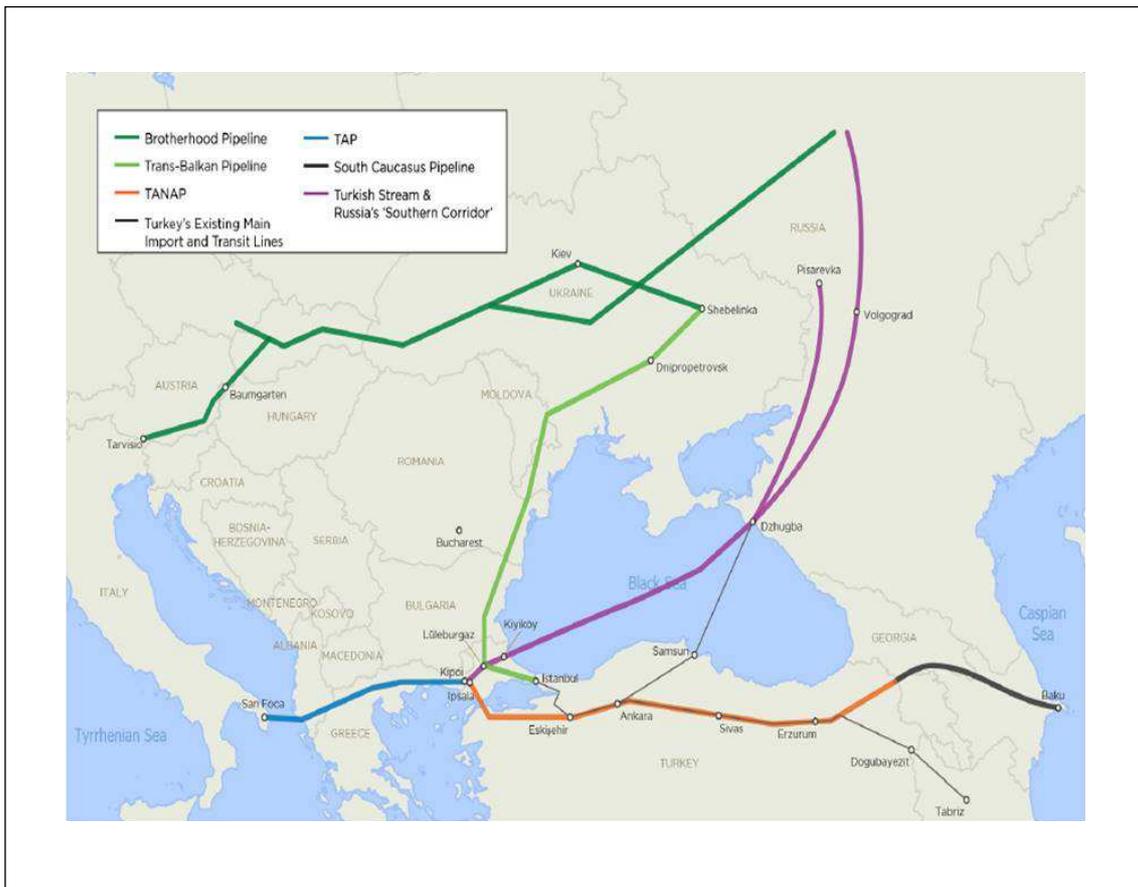
Auch in Deutschland ist das „privatwirtschaftliche“ NS-2-Projekt politisch in Frage gestellt und ein enger Zusammenhang mit der Außenpolitik Russlands hergestellt worden, da Verletzungen des Völkerrechts und Kriegsrechts nicht durch derartige Geschäfte belohnt werden dürfen, zumal über den russischen Energieexport die Kriegspolitik des Kreml in der Ukraine und in Syrien finanziert werde.⁸⁶ Demgegenüber hatte Wirtschaftsminister Sigmar Gabriel sich seit Oktober 2015 in bilateralen Gesprächen mit der russischen Führung eindeutig für das Pipelineprojekt stark gemacht und sich faktisch für bilaterale Energie-sonderbeziehungen zwischen Deutschland und Russland ausgesprochen, die „politische Einmischung“ durch Brüssel verhindern solle, um rechtliche Fragen „in der Kompetenz der deutschen Behörden“ zu regeln.⁸⁷ Daher konnten Beobachter den Eindruck bekommen: „Die Interessen einer Handvoll Energiekonzerne sollen höher stehen als die EU-Normen, europäische Solidarität und Sicherheit.“⁸⁸

Während die beteiligten Konsortiumfirmen das Gaspipelineprojekt als rein kommerzielles Projekt bewerten und die deutsche Bundesregierung dieser Argumentation gefolgt ist, zumal sie eine zusätzliche Direktverbindung unter Umgehung von Transitländern böte, wird es von den Gegnern in der EU als ein primär geopolitisches Projekt kritisiert. Dieses bringe kein zusätzliches russisches Gas nach Europa, sondern stelle nur eine Routendiversifizierung dar und würde angesichts der nicht ausgelasteten Pipelines für russisches Gas nach Europa auch nicht benötigt und habe nur höhere Kosten zur Folge. Zudem würde es die Transitländer und ihre Versorgungssicherheit schwächen und die Vormachtstellung Gazproms in den mittel- und osteuropäischen Staaten stärken. Aus Sicht der Kritiker dient die Pipeline auch weitergehenden außen- und geopolitischen Zielsetzungen des Kreml, da sie als politischer Spaltpilz innerhalb der EU fungiere, die Außen- und Sicherheitspolitik der EU gegenüber der Ukraine aufweiche und mit Sonderregelungen die Anwendung der einheitlichen Spielregeln für den gemeinsamen EU-Binnenmarkt in Frage stelle und so zu Marktfragmentierungen führe. Demnach gefährde das Projekt die gemeinsame EU-Energieaußenpolitik und dessen Kern, das politische Solidaritätsgebot, sowohl nach außen als auch nach innen und gleichzeitig die Vollendung des EU-Energiebinnenmarktes mit der Umsetzung des Dritten Energiepakets.⁸⁹

Die ursprüngliche Bewertung in den Arbeitsgruppen der Europäischen Kommission zu den Auswirkungen auf die europäische Gasversorgungssicherheit und die künftigen Gaspreise sowie den Transitstatus der Ukraine basierten auf der Annahme, dass Moskau das andere große russische Gaspipelineprojekt, Turkish Stream (mit einer jährlichen Kapazität von bis zu 63 bcm), nicht verwirkliche, da dies Ende November 2015 von Seiten Russlands als Folge der Eskalation der diplomatischen Beziehungen zwischen Russland und der Türkei aufgekündigt worden war. Im Zuge der diplomatischen Wiederannäherung zwischen der Türkei und Russland wurde jedoch von beiden Seiten im Sommer 2016 auch das Turkish Stream Pipelineprojekt wiederbelebt – allerdings vorerst mit nur zwei der ursprünglich vier Pipelines (jährliche Kapazität: 31,5 bcm). Da diese neue Pipeline

die bisherige Trans-Balkan-Pipeline von Russland über die Ukraine, Südosteuropa in die Türkei ersetzen und damit die bisherigen Transitstaaten Ukraine, Rumänien und Bulgarien umgehen soll, müssen zugleich die Auswirkungen der beiden russischen Umgehungspipelines auf die Energieversorgungssicherheit, den regionalen Wettbewerb auf dem süd- und mitteleuropäischen Gasmarkt sowie das europäische Prestigeprojekt des Südlichen Gaskorridors und den ukrainischen Transitstatus neu bewertet werden. Abbildung 9 bietet eine Übersicht über die verschiedenen Gaspipelines in Südosteuropa.

Abbildung 9: Gaspipelines in Südosteuropa



Quelle: Atlantic Council of the United States (ACUS) 2015

Das russische Gas soll künftig somit primär über die Umgehungspipelines von NS-1-2 (Kapazität: 110-120 bcm) und der geplanten Turkish Stream Gaspipeline (bis zu 63 bcm) erfolgen, so dass bei mehr als 170 bcm an möglichen Umgehungspipelines die Ukraine als Transitland entgegen aller Zusicherungen der EU an die Ukraine nicht mehr benötigt würde (vgl. Tabelle 3). Daher machen weitere teure Gaspipelinekapazitäten nach Europa eigentlich keinen Sinn.⁹⁰ Zudem hat Russland den Bau von zwei LNG-Terminals nahe St. Petersburg und Kaliningrad vorangetrieben,⁹¹ obwohl diese den eigenen unausgelasteten direkte Konkurrenz machen werden.

Tabelle 3: Russlands gebaute und zusätzlich geplante Gaspipelinekapazitäten für Europa

Bereits existierende russische Gasexportpipeline-Kapazitäten:	
Nord Stream 1 (zwei Pipelines x 27,5 bcm)	55 bcm
Yamal-Europe	33 bcm
Ukraine-Pipelines	140 bcm
Blue Stream	16 bcm
Gesamt	244 bcm
Geplante neue russische Gasexportkapazitäten nach Europa:	
Nord Stream 2 (zwei Pipelines x 27,5 bcm)	55 bcm
Turkish Stream	31,5-63 bcm
(Yamal-Europe 2)*	(15 bcm)
Neu geplante zusammengenommen:	86,5-133 bcm
Gesamt / Geplante	330,5-377 bcm
* Diese Option, die noch 2012-2014 diskutiert wurde, wird offenbar vorerst nicht weiter verfolgt.	

Quelle: Frank Umbach, basierend auf verschiedenen Quellen

Würden alle diese vorgeschlagenen Pipelines tatsächlich gebaut werden, schafft Russland damit *zusätzliche* Pipeline-Kapazitäten von 86,5-133 bcm. Dabei nutzt Russland bereits heute nur (bei einem Gasexport von fast 170 bcm in 2016) rund 70 % der bestehenden Pipeline-Kapazitäten nach Europa in einem Umfang von fast 250 bcm. Fast 80 bcm der vorhandenen Pipelinekapazitäten bleiben ungenutzt.⁹² Mit dem Bau von NS-2 und Turkish Stream könnten sich die ungenutzten Pipelinekapazitäten auf rund 180 bcm erhöhen.

Für Europa könnten diese neuen Gaspipelines (deren Investitionskosten langfristig auf die europäischen Gaskunden umgewälzt würden) letztendlich nicht nur teuer werden, weil eigentlich unnötig. Sie könnten auch die Gas- und geopolitischen Abhängigkeiten von Russland noch erhöhen und damit den politisch vereinbarten Diversifizierungsanstrengungen bei Gasimporten zuwiderlaufen, da dieses russische Gaspipelineüberangebot andere europäische Gasdiversifizierungsprojekte, die noch in der Planung sind, für (zumeist private) europäische Gaskonzerne betriebswirtschaftlich unrentabel machen.⁹³

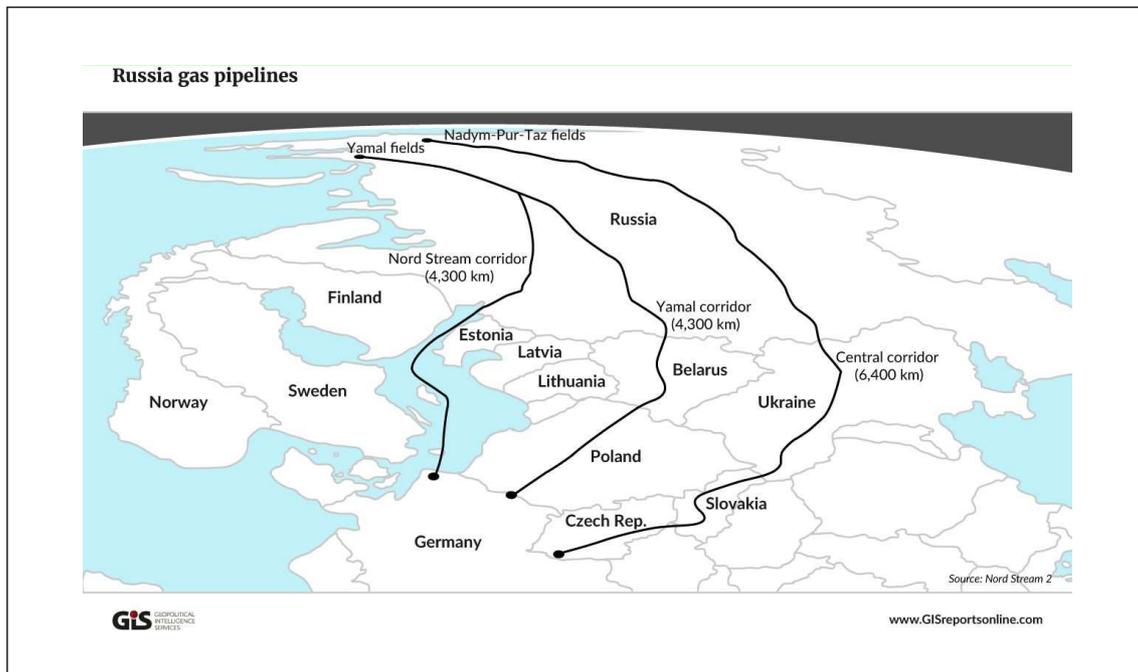
Währenddessen ging der Transport von russischem Pipelinegas über die Ukraine von 120 bcm Mitte des letzten Jahrzehnts (die Gesamtkapazität betrug damals rund 140 bcm) auf 67,1 bcm zurück, stieg aber wieder in 2016 auf 82,2 bcm an, was durch den gleichzeitigen Anstieg der europäischen Gasimporte aus Russland erklärbar ist.

Unterdessen ist die Profitabilität der russischen Gasexporte nach Europa von 35 % in 2013 auf 13 % in 2015 gefallen⁹⁴ und dürfte 2016 noch niedriger gewesen sein. Nach Analysen des unabhängigen russischen Gasexperten Mikhail Korchemkin lassen die wahren Kosten und fehlenden Profite auch für Gazprom's EU-Gasstrategie keinen Raum für einen Gaskrieg in Europa mit U.S. LNG-Exporten.⁹⁵

So ist auch der Marktwert von Gazprom in 2010 von mehr als 250 Mrd. US\$ auf 51 Mrd. US\$ im April 2016 gefallen (und damit hinter Rosneft mit 52 Mrd. US\$).

Die Profitabilität der NS-2-Pipeline gegenüber dem russischen Gastransit durch die Ukraine wird von zahlreichen Energieexperten in Zweifel gezogen, zumal sich ab 2019 mit der Beendigung des russischen Gastransitvertrages die bisherigen Modernisierungen des ukrainischen Gaspipelinetzes aus Sicht von Naftogaz amortisiert haben werden, so dass dann deutlich günstigere Gastransitgebühren offeriert werden können, die lediglich ein Viertel der Transitkosten des NS-2-Projektes ausmachen sollen. Die Wettbewerbsfähigkeit des russischen Gasexportes nach Europa ist aber ohnehin nur deshalb gegeben, weil die gewaltigen Investitionskosten der erheblich teureren neuen Gasfelder in Jamal (bis 2025 rund 200 Mrd. US\$) und eines neuen Gaspipelinetransportkorridors im Nordwesten von Russland faktisch durch Gazproms alte, zunehmend erschöpfte, aber höchst lukrative Gasfelder (bis 2025/2030) und durch den russischen Staat in hohem Maße subventioniert werden. Würden all diese Investitionskosten in den Exportpreis eingepreist werden (wie dies für private U.S. LNG-Exporten wie Cherniere weitgehend notwendig ist), wäre russisches Erdgas aus der 4.300 entfernten Permafrost-Region Jamal (vgl. Abbildung 10) mit seinen deutlich höheren Förder- und Transportkosten gegenüber LNG-Importen kaum konkurrenzfähig.⁹⁶ Für Europa stellt sich damit das Problem einer politisch gewollten Erdgasimportdiversifizierung in einem neuen Preisumfeld geökonomischer und geopolitischer Bedingungsfaktoren: Wie soll der bisher zumeist teurere LNG-Import privater Energiekonzerne aus den USA und anderen Ländern gegenüber stark subventionierten Gasexporten russischer Staatskonzerne konkurrenzfähig sein und so größere Marktanteile auf dem europäischen Gasmarkt gewinnen und jene Russlands verringern?

Abbildung 10: Jamal-Europa Gaspipelines und Entfernungen



Quelle: Geopolitical Intelligence Services, GIS 2017

4. Zusammenfassung und strategische Perspektiven

Wenn jenseits des Zeithorizonts von 2030/2040 die EE die fossilen Energieträger weltweit tatsächlich zunehmend ersetzen sollten, dann sind die OPEC-Staaten und Erdgasproduzenten schon heute umso mehr gezwungen, ihre Gesamtwirtschaft durch kluge Investitions-, Innovations- und Bildungspolitik mittels ihrer gigantischen Einnahmequellen ihres Rohöl- und Erdgasexportes erfolgreich zu diversifizieren oder aber international abzustiegen und mit innenpolitischen oder gar regionalen Konflikten konfrontiert zu werden.

Die U.S. Schiefergas- und Schieferölrevolution hat im Zusammenwirken mit einer weltwirtschaftlichen Wachstumsschwäche und globalen energiewirtschaftlichen Effizienzgewinnen zu einer Überversorgung auf den weltweiten Rohöl- und Erdgasmärkten geführt sowie zugleich die globale Endlichkeit für beiden fossilen Energieträger in die längere Zukunft verschoben. Der dramatische Öl- und Gaspreisverfall hat schon heute weitreichende Auswirkungen auf einen verschärften globalen Wettbewerb und auch geopolitisch, da dies die innenpolitische Stabilität vieler Öl- und Gasförderstaaten gefährden kann, die sich ansonsten regional als destabilisierend erweisen könnte. In der mittel- und längerfristigen Perspektive führt die weltweite Dekarbonisierungspolitik zu noch größeren Sicherheitsherausforderungen für die regionale und globale Stabilität, da viele Öl- und Gasförderstaaten bisher entweder keinen politischen Willen haben, eine ökonomisch alternative Entwicklungsoption zu implementieren, und / oder über keine ausreichenden finanziellen Mittel für derartige Finanzierungsstrategien zum Umbau ihrer Wirtschaft verfügen.

Gleichzeitig stehen auch in einem neuen auf EE basierenden Energiezeitalter Risiken, Verwundbarkeiten und Abhängigkeiten bevor. Dies gilt ganz besonders für die Stromversorgungssicherheit (und den Nexus mit Cybersecurity), dessen strategische Bedeutung für Energiesicherheit einen mindestens so großen Raum einnehmen wird wie dies traditionell für die Öl- und Gasversorgungssicherheit gilt. Die Allgegenwärtigkeit der Bedrohung und die Effektivität von Cyberangriffen gelten inzwischen als die neue fünfte Front der Kriegsführung nach Land, Wasser, Luft und Weltraum. Sie sind eine neue, nie dagewesene Herausforderung für die internationale Staatengemeinschaft in einer sich ohnehin rasch verändernden globalen Sicherheitslage. Diese Gefahren stellen auch die traditionellen Vorstellungen und Ideen von nationaler und kollektiver Sicherheit sowie Verteidigung und Abschreckung zunehmend in Frage. Die neue Ära des Cyberkriegs wird daher bereits mit historischen Technologiesprüngen wie dem ersten Einsatz des Schießpulvers, der Erfindung des Panzers oder dem Abwurf der ersten Atombombe in Hiroshima verglichen. Dabei gilt die Gefahr eines „digitalen Pearl Harbors“ im 21. Jahrhundert inzwischen als real, da die Grenzen zwischen Cyberkriminalität, Cyberterrorismus und einem von Staaten unterstützten Cyberkrieg als eine neue Form der „asymmetrischen Kriegsführung“ zunehmend fließend sind. Dabei ist die Abhängigkeit aller kritischen Infrastrukturen vom

Internet und einer stabilen Stromversorgung entscheidend, aber zugleich auch die größte Sicherheitsgefährdung, die kaskadenartige Auswirkungen für die Stromversorgungssicherheit auch jenseits nationaler Grenzen haben könnte.

Gleichzeitig drohen bei EE neue problematische Abhängigkeiten in der Versorgungssicherheit von kritischen Rohstoffen wie Seltene Erden, Lithium, Kobalt, Platin u. a., wo die Angebotskonzentration auf wenige Länder und Regionen noch viel problematischer ist als bei Öl- und Gasimporten. Die Problematik einer zunehmenden Abhängigkeit von solchen kritischen Rohstoffen und Mineralien für EE und andere „grüne Technologien“ (wie z. B. bei der Batteriespeicherung und Elektromobilität) hat bisher keineswegs die strategische Bedeutung erhalten, die notwendig wäre, um die Abwehrbereitschaft und Resilienz signifikant zu erhöhen. Zwar werden diese Fragen zunehmend von Experten diskutiert. Aber selbst die Fragen der Rohstoffversorgungssicherheit werden noch weitgehend isoliert von Fragen der nationalen, europäischen und globalen Energiesicherheit debattiert und sind bisher auf keine höhere politische Agenda gelangt. Immerhin haben sowohl die USA als auch die EU und Deutschland ihre Strategien für die Rohstoffversorgungssicherheit forciert und widmen ihr wesentlich größere Aufmerksamkeit. Allerdings finden die Expertenkonferenzen weiterhin fast völlig getrennt von den Energiesicherheitsdiskussionen mit einem völlig unterschiedlichen Expertenkreis statt, obwohl die Abhängigkeit der EU von EE und damit auch von den kritischen Rohstoffen immer größer wird. Weder findet bisher eine systematische Verknüpfung der beiden Themen unter zukünftiger Energieversorgungssicherheit statt noch wird diese Frage in ihren geopolitischen Dimensionen bisher wirklich ausreichend problematisiert.

Aber schon jetzt bleibt zu konstatieren, dass ein auf EE basierendes Zeitalter der internationalen Energiepolitik und -sicherheit nicht das Ende von Geopolitik und neuen Risiken, Verwundbarkeiten und Sicherheits Herausforderungen bedeutet. In einigen Fällen mögen sie sogar noch erheblich größer sein, während gleichzeitig die traditionellen geopolitischen Risiken der Versorgungssicherheit – zumindest in der längeren Übergangsperiode in ein nicht-fossiles Zeitalter – keineswegs verschwinden.

Es gilt vor diesem Hintergrund zunächst daran zu erinnern, dass alle wirklichen Fortschritte der europäischen Gasversorgungssicherheit seit der Verkündung einer gemeinsamen integrierten Energie- und Klimapolitik der EU im Wesentlichen das Resultat der russisch-ukrainischen Gaskrisen von 2006, 2009 und 2014 waren. Diese Fortschritte wurden mit der Gasdirektive von 2010 und dem Dritten Energiepaket von 2009 gemacht, in deren Folge auch zahlreiche neue bilaterale Gasinterkonnektoren zur Stärkung der gegenseitigen Versorgungssicherheit im Fall von politischen oder technischen Lieferunterbrechungen von Gaspipelinetransporten geplant und gebaut wurden. In Verbindung mit den neuen Gasumkehrflussmöglichkeiten haben sich sowohl die Versorgungssicherheit

der (mittel-)osteuropäischen Staaten als auch der Gaswettbewerb auf den nationalen und subregionalen Gasmärkten erhöht.

Die strategische Veränderung des europäischen Gasmarktes ist auch eines der Hauptargumente der NS-2 Befürworter, dass aufgrund dieser Veränderungen es egal ist, woher das Gas kommt. Entscheidend sei demnach weniger die Gasimport- und Routendiversifizierung, sondern die vollständige Liberalisierung des europäischen Gasmarktes und die Marktintegration aller Regionalstaaten sowie die Harmonisierung und Implementierung aller EU-Energieregularien. Dies ist im Prinzip nicht völlig falsch, doch allein keineswegs ausreichend, solange Gazprom weiterhin überwiegend oder gar allein die Quelle der nationalen Gasimporte ist und hieraus politischer Einfluss auf die Politik der EU-Nationalstaaten (vor allem in Südosteuropa) besteht. Daher sind die Diversifizierungsanstrengungen für den Import aus anderen Ländern, neuer nicht-russischer Pipelines und LNG-Terminals weiterhin von zentraler strategischer Bedeutung.

Für die politisch-regulatorische Wächterrolle der Europäischen Kommission bleibt es notwendig, dass die Auswirkungen des Baus von NS-2 (auch in Kombination mit Turkish Stream) auf den Gaswettbewerb und die Versorgungssicherheit in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten genau untersucht werden – insbesondere im Hinblick auf die Frage, ob die von der Europäischen Kommission als mit Priorität identifizierten Pipelines infolge von NS-2 kommerziell nicht gefährdet sind. Dann aber wäre weder ein größerer Gaswettbewerb noch eine Erhöhung der Gasversorgungssicherheit erreicht.

Aus Sicht Brüssels und der osteuropäischen EU-Mitgliedsstaaten wird NS-2 nicht selten sogar als offene Provokation Berlins gewertet, da sich Deutschland auf Kosten der kleineren und schwächeren EU-Staaten bereichere. Aus Ihrer Sicht verlieren sie nicht nur Transiteinnahmen, während Deutschland zum Hauptumschlagplatz für russisches Gas wird. Vielmehr sind sie mit den Auswirkungen konfrontiert, dass durch die völlige Umleitung des Transportes von russischem Gas aus der bisherigen Ost-West-Achse dieses nun über eine neu zu bauende Nord-Süd-Achse umgeleitet werden muss und daher auch neue kostspielige Anschlussverbindungen (wie EUGAL) an die NS-2 Gaspipeline notwendig sind. Insofern wird durch NS-2 ihre Gasversorgungssicherheit zunächst einmal nicht verbessert und ist zudem mit weiteren Investitionskosten verbunden, die sich auch auf den künftigen Gaspreis auswirken dürften, wie eine Arbeitsgruppe der Europäischen Kommission festgestellt hat.

Zudem wird sich durch den Bau von NS-2 auch die Abhängigkeit Deutschlands von russischen Gasimporten von gegenwärtig rund 40 % auf 50-60 % erhöhen, wie auch die mögliche Abhängigkeit von einer einzigen Routenführung von russischem Pipelinegas entgegen aller Gebote einer Routendiversifizierung, wie sie die Bundesregierung bisher immer selbst angemahnt hatte.

Niemand bezweifelt ernsthaft, dass russisches Gas auch in der Zukunft eine wichtige Rolle für Europas Energie- und Gasversorgungssicherheit spielen wird. Auch die Veränderungen der russischen Markt- und Gaspreisstrategie sind insoweit weitgehend unstrittig. Führt die Europäische Kommission ihre Liberalisierungsanstrengungen und einheitliche Regulierung ihres EU-Binnenmarktes konsistent und vollständig durch, dann ist eine weitgehende Depolitisierung der EU-Russland-Gasbeziehungen möglich. Bis dahin ist es allerdings entscheidend, dass die Transparenz-, Entflechtungs-, Wettbewerbsregeln und Diversifizierungsanstrengungen in allen EU-Staaten sowie der European Community umgesetzt werden.

Die Qualifizierung von NS-2 als rein kommerzielles Projekt ignoriert die geopolitischen Motive, innenpolitischen Diskussionen in Russland und zahlreiche politische Statements des Kreml und Gazproms, dass die NS-2 und TurkStream der Umgehung der Ukraine dienen. Auch aus Sicht vieler russischer Gaspartnerfirmen sind kommerzielle und geopolitische Motive des Kreml nicht voneinander zu trennen. Umso mehr ist daher die Argumentation der deutschen Bundesregierung, dieses Projekt als rein kommerziell zu qualifizieren, nur schwer nachvollziehbar. Zudem gilt es stets zu bedenken, dass auch rein kommerzielle Projekte durchaus geopolitische Auswirkungen haben können, die von Regierungen im Sinne der Energiesicherheit beachtet werden müssen. Zudem muss Deutschland in seiner Führungsrolle als größtes und wirtschaftlich stärkstes Mitglied politische Solidarität vorleben, bevor diese von kleineren sowie schwächeren Staaten bei anderen Fragen eingefordert werden kann.

Anmerkungen

- ¹ Vgl. Council of the European Union, 'Council Conclusions on Energy Diplomacy', Brussels, 20.7.2015 (OR.en); Council the European Union, 'EU Energy Diplomacy Action Plan (ANNEX)', Brussels, 20.7.2015; Federica Mogherini, 'Gemeinsame Vision, gemeinsames Handeln: Ein stärkeres Europa. Eine Globale Strategie für die Außen- und Sicherheitspolitik der Europäischen Union', Brüssel 2016.
- ² Vgl. Matthew R. Simmons, 'Twilight in the Desert. The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy', Hoboken-New Jersey 2005.
- ³ Vgl. auch Robert Rapier, 'Peak Oil and Peak Demand Have Entirely Different Outcomes', Forbes, 15.8.2017.
- ⁴ Vgl. auch Frank Umbach, 'Decarbonization and Global Instability', Geopolitical Intelligence Services (GIS), 5.9.2017.
- ⁵ Vgl. United Nations Development Programme (UNDP), 'Arab Human Development Report 2002. Creating Opportunities for Future Generations', New York 2002 und Frank Umbach, 'Globale Energiesicherheit. Strategische Herausforderungen an die europäische und deutsche Außenpolitik', München 2003, S. 259 ff.
- ⁶ So die Definition von „Energiesicherheit (energy security)“ durch die International Energy Agency (IEA): http://www.iea.org/subjectqueries/keyresult.asp?KEYWORD_ID=4103. Zum Energie-Klimaschutz-Nexus siehe auch Frank Umbach, 'The Intersection of Climate Protection Policies and Energy Security', Journal of Transatlantic Studies, Vol. 10, Nr. 4, Dezember 2012, S. 374-387.
- ⁷ Vgl. IEA, 'World Energy Outlook (WEO) 2012', Paris 2012.
- ⁸ Vgl. auch Ed Crooks / Anjli Raval, 'Energy: The Indispensable Country', Financial Times (FT), 15.7.2014 und Ed Crooks, 'The US Shale Revolution. How It Changed the World (and Why Nothing Will Ever be the Same)', FT, 24.4.2015.
- ⁹ Vgl. auch Frank Umbach, 'Energy Security in Eurasia: Clashing Interests', in: Adrian Dellecker / Thomas Gomart (Eds.), 'Russian Energy Security and Foreign Policy', Abingdon-New York 2011, S. 23-38 (25 f.).
- ¹⁰ Vgl. EIA, 'World Oil Transit Chokepoints', Washington D.C., 25.7.2017; siehe auch Imran Shamsunahar, 'Waters of Black Gold: The Strait of Hormuz Pt. 1', CIMSEC.org, 3.5.2017 und Peter Stewart, 'Chokepoints Critical for Global Trade in LNG and NGLs', interfaxenergy.com-NGD, 2.8.2017.
- ¹¹ Vgl. ebda.
- ¹² Vgl. Frank Umbach, 'Decarbonization and Global Instability', GIS, 20.9.2017; Andrey Movchan / Alexander Zotin / Vladimir Grigoryev, 'Managing the Resource Curse. Strategies of Oil-Dependent Economies in the Modern Era', Carnegie / Moscow Center and British Embassy Moscow, April 2017; Elena Chirkova, 'How Institutions Affect Development of Resource-Based Economies', Carnegie / Moscow Center and British Embassy Moscow, April 2017; HCSS, 'The Geopolitical Impact of Climate Mitigation Policies. How Hydrocarbon Exporting Rentier States and Developing Nations Prepare for a More Sustainable Future', The Hague, April 2017.
- ¹³ Vgl. auch Megan O'Sullivan / Indra Overland / David Sandalow, 'The Geopolitics of Renewable Energy', Columbia / SIPA, Belfer Center / Harvard and Norwegian Institute of International Affairs (NPI) 2017; Daniel Scholten, 'Renewable Energy Security', EUCERS-Newsletter, Issue 64, April 2017, S. 2-4 und Ian Morris, 'Imagining a World after Fossil Fuels', Stratford, 22.3.2017.
- ¹⁴ Dieses Unterkapitel basiert auf zwei aktuellen Publikationen des Autors – Vgl. Frank Umbach, 'Schutz kritischer Infrastrukturen im Zeitalter von Cybersecurity', Mittler-Brief 2/2017 und 'The Fog of Cybersecurity', GIS, 10.7.2017.
- ¹⁵ Vgl. auch 'How Carbon Emissions Reductions Will Alter Supply Chains', Stratford, 13.4.2015.
- ¹⁶ Vgl. Maren Liedtke / Harald Elsner, 'Seltene Erden', Commodity Top News, BGR, Nr. 31, 20.11.2009 und Harald Elsner, 'Kritische Versorgungslage mit schweren Seltenen Erden – Entwicklung „Grüner Technologien“ gefährdet?', ebda., Nr. 36, 14.9.2011; Hague Centre for Strategic Studies / TNO, Rare Earths Elements and Strategic Mineral Policy, The Hague 2010; Marc Humphries, 'Rare Earth Elements. The Global Supply Chain', Congressional Research Service, Washington, D.C. 2010.

- ¹⁷ Vgl. auch Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 'Rohstoffstrategie der Bundesregierung', Berlin, Oktober 2010 und Deutsche Rohstoffagentur (DERA) / BGR, 'DERA-Rohstoffliste 2014. Angebotskonzentration bei mineralischen Rohstoffen und Zwischenprodukten – potenzielle Preis- und Lieferrisiken', Berlin 2015; European Commission, 'Tackling the Challenges in Commodity Markets and Raw Materials'. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Region, Brussels, 2.2.2011 COM (2011) 25 final; European Commission, 'Critical Raw Materials for the EU. Report of the Ad-hoc Working Group on Defining Critical Raw Materials', Brussels, 30.7.2010.
- ¹⁸ Harald Elsner, 'Kritische Versorgungslage mit schweren Seltenen Erden – Entwicklung „Grüner Technologien“ gefährdet?', S. 8.
- ¹⁹ Vgl. 'How Carbon Emissions Reductions Will Alter Supply Chains'.
- ²⁰ See United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 'Paris Agreement-Status of Ratification' (http://unfccc.int/paris_agreement/items/9444.php; accessed on 5 July 2017).
- ²¹ See UNFCCC, 'NDC-Registry, <http://www4.unfccc.int/ndcregistry/Pages/Home.aspx>, accessed on 15 July 2017.
- ²² Vgl. IEA, 'IEA Finds CO2 Emissions Flat for Third Straight Year Even as Global Economy Grew in 2016', 17.3.2017 und David Hone, 'The Drivers Behind Flattening CO2-Emissions', [Energypost.eu](http://energypost.eu), 15.2017.
- ²³ Vgl. Justin Gillis, 'Carbon in Atmosphere Is Rising, Even as Emissions Stabilize', *NYT*, 26.6.2017.
- ²⁴ Vgl. David G. Victor, 'Prove Paris Was More than Paper Promises', *Nature*, Vol. 548, 3.8.2017 und 'Analysis: Just Four Years Left of the 1.5C Carbon Budget', *Carbon Brief*, 5.4.2017.
- ²⁵ Vgl. Michael Bastasch, 'Report: \$12.7 Trillion Needed to Meet Paris Climate Accord's Goal', *Daily Caller*, 15.6.2017.
- ²⁶ Vgl. Sergey Paltsev u. a., 'Scenarios of Global Change: Integrated Assessment of Climate Impacts', Massachusetts Institute of Technology (MIT), Cambridge, MA, February 2016.
- ²⁷ Vgl. Oliver Geden, 'Negative Emissions': The Next Challenge for Climate Policy', [Energypost.eu](http://energypost.eu), 20.12.2016.
- ²⁸ Vgl. Chris Newlands, 'Green Funds Beat "Black" Funds over 2 Years', *FT*, 20 September 2015.
- ²⁹ Vgl. Pilita Clark, 'Investment in Green Energy Falls 18%', *FT*, 12.1.2017 und Michael Lynch, 'The "Unstoppable" Renewable Energy Revolution Keeps Faltering', *Forbes*, 29.6.2017.
- ³⁰ Vgl. auch Frank Umbach, 'Energy, Climate Change and Asian Geopolitics', *RSIS-Commentary No. 118/2017*, Singapore, 14.6.2017 und Brian Deese, 'Paris Isn't Burning. Why the Climate Agreement Will Survive Trump', *Foreign Affairs*, 22.5.2017.
- ³¹ Vgl. Ed Crooks, 'Wind and Solar Expected to Supply Third of Global Power by 2040', *FT*, 15.6.2017.
- ³² Vgl. IEA, 'World Energy Outlook 2016', Paris, November 2016, S. 63 f.
- ³³ Vgl. IEA, 'World Energy Outlook 2016', S. 24 ff.
- ³⁴ Vgl. IEA, 'World Energy Outlook 2016', S. 22.
- ³⁵ Vgl. BP, 'Statistical Review of World Energy', 66th Edition, June 2017, S. 2.
- ³⁶ Vgl. BP, 'BP Statistical Review of World Energy 2017'.
- ³⁷ Vgl. IEA, 'World Energy Outlook 2016', S. 59 ff.
- ³⁸ Vgl. auch Annemarie Botzki, 'IEA Raises Its Renewable Growth Forecast', www.interfaxenergy.com-NGD, 25.10.2016 und Alessandro Vitelli, 'Renewables Growth Threatening Fossil Fuel Demand', *ebda.*, 28.2.2017.
- ³⁹ Vgl. hierzu auch den neuen Bericht der EIA, 'International Energy Outlook 2017', September 2017; IEA, 'Coal Falls as Gas Rises: World Energy Balances in 2016', *Newsroom*, 8.8.2017 und Ed Crooks, 'Coal Hits a Plateau', *FT*, 19.9.2017 and Ders., 'The Future of Coal in Seven Charts', *FT*, 19.9.2017.
- ⁴⁰ Vgl. IEA, 'Medium-Term Coal Market Report 2016', Paris, Dezember 2016.

- ⁴¹ Vgl. Clyde Russell, 'Is Coal too Relaxed as Renewables Gear up for Asia Fight?', Thomson Reuters, 13.6.2017.
- ⁴² Vgl. IEA, 'Coal Falls as Gas Rises: World Energy Balances in 2016'.
- ⁴³ Vgl. Bloomberg New Energy Finance, 'New Energy Outlook 2017', 15 June 2017, p. 2 f.
- ⁴⁴ Vgl. IEA, 'World Energy Outlook 2016', S. 22 ff.
- ⁴⁵ Vgl. IEA, 'Are We Entering a Golden Age of Gas?', World Energy Outlook 2011. Special Report. Paris: IEA / OECD, June 2012.
- ⁴⁶ Vgl. EIA, 'United States Remain the World's Top Producer of Petroleum and Natural Gas Hydrocarbons', EIA-Today in Energy, 7.6.2017.
- ⁴⁷ Vgl. IEA, 'The United States. 2014 Review'. Energy Policies of the IEA Countries. Paris: IEA / OECD 2014.
- ⁴⁸ Vgl. ebda.
- ⁴⁹ So haben sich die US-Kohleexporte nach Europa zwischen 2007 und 2012 von 32 % aller Kohlenexporte auf 58 % fast verdoppelt und wiederum in Europa die CO₂-Emissionen erhöht.
- ⁵⁰ Vgl. auch EIA, 'Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States'. Washington D.C., 10.6.2013.
- ⁵¹ Die europäischen Ressourcen werden derzeit auf etwa 30 Jahre des europäischen Verbrauchs geschätzt – zu einer Übersicht siehe Frank Umbach, 'Present Status and Strategic Perspectives of Unconventional Gas in Europe', Nomos-Centre – Metanosfera, E-Bulletin No. 2/2014, Kiev 2014 und Ders., 'Strategic Perspectives for Unconventional Gas in the EU', Hazar-Caspian Report No. 7, Spring 2014, S. 64-79.
- ⁵² Vgl. Frank Umbach, 'Geopolitical Dimensions of Global Unconventional Gas Perspectives', in: R. Quentin Grafton / Ian G. Cronshaw / Michal C. Moore (Eds.), 'Risks, Rewards and Regulation of Unconventional Gas. A Global Perspective', New York-Port Melbourne-Daryaganj / Delhi 2017, S. 8-34.
- ⁵³ Vgl. IEA, 'Executive Director Holds Press Conference with US Secretary of Energy', IEA-News, 18.7.2017.
- ⁵⁴ Vgl. Sarah Ladislav / Adam Sieminski / Frank Verrasto / Andrew Stanley, 'U.S. Oil in the Global Economy: Markets, Policy, and Politics', CSIS, Washington D.C., April 2017, S. 1 und 7 f.
- ⁵⁵ See also Anjali Raval, 'IEA Says Scope of US Shale Oil Output Fall Will be Limited', FT, 10.2.2015; Alix Steel / David Westin / Grant Smith, 'Shale Will Beat OPEC as U.S. Oil Thrives at \$ 40, Citigroup Says', Bloomberg, 15.8.2017.
- ⁵⁶ Vgl. Ed Crooks / Andrew Ward, 'Big Oil Still Nervous after Profit Rebound', FT, 4.5.2017.
- ⁵⁷ Vgl. auch Ed Crooks, 'US Oil Output Growth Hit by Lack of Operators and Equipment'; Housley Carr, 'With a Permian Well They Cried More, More, More-Looming Takeaway Constraints Out of the Hottest Shale Play', RBN Energy u. c., rbenergy.com, 1.5.2017.
- ⁵⁸ Vgl. David Blackmon, 'Gilmer: We Should View the Permian Basin as a Permanent Resource', Forbes, 17.8.2017.
- ⁵⁹ Vgl. Europäische Kommission, 'Energie 2020. Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie'. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, SEK(2010) 1346, Brüssel, 10.11.2010, KOM(2010) 639 endgültig.
- ⁶⁰ Vgl. European Commission, 'Energy Prices and Costs in Europe. Communication from the Commission to the European Parliament', the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Brussels, XXXCOM(2014) 21.
- ⁶¹ Vgl. Lakshmi Mittal, 'Rewrite Energy Policy and Re-Industrialize Europe', in: FT, 20.1.2014.
- ⁶² Vgl. Andreas Walstad, 'Europe Far off 2030 Emissions Target- Court of Auditors', Interfaxenergy-com-NGD, 19.9.2017.

- ⁶³ Vgl. Ders., 'Europe Sees Sharp Decline in Renewables Investment', ebda., 2.2.2017 und Ders., 'Renewables Subsidies May Dwindle from 2020', ebda., 14.2.2017.
- ⁶⁴ Vgl. European Commission, 'A Policy Framework for Climate and Energy in the Period from 2020 to 2030'. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee of the Regions, Brussels, 22.1.2014 COM(2014) 15 final.
- ⁶⁵ Vgl. Andreas Walstad, 'Europe Far off 2030 Emissions Target- Court of Auditors'.
- ⁶⁶ Vgl. auch Ders., 'EU Emission Limits Cloud Outlook for Coal Plants', interfaxenergy.com-NGD, 21.8.2017; Ders., 'Polish Law Change Marks New Setback for Renewables', ebda., 24.8.2017 und 'Germany Risks Reputation with Climate Goals Failure', Deutsche Welle, 8.9.2017.
- ⁶⁷ Vgl. European Commission, 'The State of the Energy Union'. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank, Brussels, 18.11.2015; European Commission, 'Energy Union Package. A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy.' Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank, Brussels, 25.2.2015 COM(2015) 80 final.
- ⁶⁸ Das gesetzliche Paket zur Gasversorgungssicherheit wurde vom Europäischen Parlament am 12.9.2017 angenommen. Zum Hintergrund der vielfältigen Gesetzesinitiativen zur „Energie-Union“ und den Umsetzungsperspektiven siehe Arne Koeppel u. a., 'Energy Union-On Track?', FTI Consulting Inc., Brussels, September 2017.
- ⁶⁹ Vgl. auch European Commission. 'European Energy Security Strategy'. Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. SWD (2014) 330 final, Brussels, 28 May COM(2014) 330 Final.
- ⁷⁰ Vgl. Frank Umbach, 'Europe's Gas Market Is Rapidly Changing', GIS, 10.9.2013, und Ders., 'New Rules Could Challenge Russia's Dominance in Europe's Challenging Energy Market', ebda., 17.9.2013.
- ⁷¹ Vgl. auch Frank Umbach, 'Europe Faces Change and Competition on Global LNG Markets', GIS, 2.5.2014.
- ⁷² Vgl. Bloomberg, 'EU Shatters Most Coal, Natural Gas Power in Six Years', 11.2.2015.
- ⁷³ Vgl. auch Annemarie Botzki, 'World Leaders Play Carbon Poker', Interfaxenergy.com-NGD, 23.10.2014.
- ⁷⁴ Vgl. Andreas Walstad, 'EU-Import Dependence Here to Stay', Interfaxenergy.com-NGD, 9.2.2017, S. 3.
- ⁷⁵ Vgl. IEA, 'World Energy Outlook 2016', S. 188.
- ⁷⁶ Vgl. IEA, 'World Energy Outlook 2014' und IEA, 'World Energy Outlook 2013', Paris: IEA / OECD, 2013.
- ⁷⁷ Vgl. auch Frank Umbach, 'Strategic Implications of the TAP-Pipeline Choice by the Shah Deniz Consortium', GIS, 20.8.2013, Ders., 'Why the Trans-Adriatic Pipeline Beat Nabucco-West to Win Final Bid', ebda., 27.8.2013 und Ders., 'Why Azerbaijan Chose the Trans-Adriatic Pipeline Route over Nabucco-West', ebda., 3.9.2013.
- ⁷⁸ Vgl. auch Frank Umbach, 'Russia's South Stream Pipeline Project Aims to Regain Geopolitical Influence', GIS, 1.10.2013 und Ders., 'European Gas Supply Security Remains Uncertain after Pipeline Route Selection', ebda., 15.10.2013.
- ⁷⁹ Vgl. auch Mitrova, T. / Grigoriev, L.M. (Eds). 'Global and Russian Energy Outlook to 2040', Moscow; Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences / Analytical Centre of the Government of the Russian Federation und Dies., 'The Geopolitics of Natural Gas. The Geopolitics of Russian Natural Gas. Boston-Houston. Harvard Kennedy School / Belfer Center for Science and International Affairs and the Center for Energy Studies / Rice University's Baker Institute.
- ⁸⁰ Vgl. auch IEA, 'Global Gas Security Review. How Flexible are LNG-Markets in Practice?', Paris 2016, S. 76 ff.
- ⁸¹ Vgl. ebda., S. 92 und Sylvie Cornot-Gandolphe, 'The US Natural Gas Exports', S. 37.
- ⁸² Vgl. Sylvie Cornot-Gandolphe, ebda., S. 40.

- ⁸³ Vgl. Frank Umbach, 'Rising U.S. LNG Exports Could Lead to European Gas Price War', GIS, 21.2.2017.
- ⁸⁴ Die Pipeline wurde im September 2005 zwischen Präsident Putin und dem damaligen Bundeskanzler Gerhard Schröder über eine Absichtserklärung vereinbart, ab 2010 gebaut und ging 2012/13 vollständig in Betrieb – vgl. zu den damaligen Kontroversen auch Frank Umbach, 'Interview zu Fragen der Energiesicherheitspolitik', in: Reinhard W. Meier-Walser (Hrsg.), 'Energieversorgung als sicherheitspolitische Herausforderung'. Berichte & Studien der Akademie für Politik und Zeitgeschehen der Hanns-Seidel-Stiftung (HSS), München 2007, S. 85-105 (S. 86 ff.).
- ⁸⁵ Vgl. auch Frank Umbach, 'Das Nord Stream-2-Projekt und die Auswirkungen auf die gemeinsame Energiesicherheit und Außenpolitik der EU', in: Österreichische Militärische Zeitschrift (ÖMZ) 4/2017, S. 478-489.
- ⁸⁶ So die Kritik des Grünen-Politikers im Europäischen Parlament Reinhard Bütikofer und des Vorsitzenden des Auswärtigen Ausschusses im Bundestag und CDU-Politikers Norbert Röttgen – siehe Markus Wehner, 'Widerstand gegen Putins Pipeline wächst', FAZ, 1.11.2016, Judy Dempsey, 'The (German) Politics of Nord Stream-2', Natural Gas Europe, 8.11.2016 und Hannes Adomeit, 'Germany, the EU, and Russia: The Conflict over Nord Stream 2', Center for European Studies (CES)-Policy Brief, April 2016.
- ⁸⁷ Vgl. 'Männergespräche', in: Süddeutsche Zeitung, 30.10.2015, S. 19.
- ⁸⁸ Gerhard Gnauck, 'Der lange Arm Moskaus', Die Welt, 2.11.2015, S. 3.
- ⁸⁹ Vgl. auch Kai-Olaf Lang / Kirsten Westphal, 'Nord Stream-2 – Versuch einer politischen und wirtschaftlichen Einordnung', SWP-Studie S 21, Berlin, Dezember 2016, Ksenia Baygarova, 'Nord Stream-2 Is not a 'Commercial Project' – Hochstein', interfaxenergy.com-Natural Gas Daily (NGD), 19.5.2016, S. 5 und Georg Zachmann, 'Nord Stream-2: A Bad Deal for Germany and Eastern Europe', Energy Post, 11.7.2016.
- ⁹⁰ Vgl. Andreas Walstad, 'EU Puzzled by Russia's Export Strategy', interfaxenergy.com-NGD, 23.7.2015, S. 4.
- ⁹¹ Vgl. 'Linde Wins Engineering Deal for Gazprom's Portovaya LNG Plant', interfaxenergy.com-NGD, 8.2.2017, S. 7 und Alexej Novikov / Joshua Posaner, 'Baltic LNG Deal Could Beat Technology Challenge', ebda., 15.6.2016, S. 1-2.
- ⁹² Vgl. auch IEA, 'Global Gas Security Review', S. 89.
- ⁹³ Vgl. auch Andreas Walstad, 'Nord Stream-2 is a Worry for EU Priority Projects', interfaxenergy.com-NGD, 23.2.2017.
- ⁹⁴ Vgl. Mikhail Korchemkin, 'Gazprom's Gas Production Costs: Analysis', Natural Gas Europe, 4.5.2016.
- ⁹⁵ Vgl. Ders., 'Gazprom's Unlikely to Win a Price War: Analyst', ebda., 8.3.2016; siehe Mikhail Krutikhin, 'Gazprom's EU Strategy Is a Dead End', Carnegie Moscow Center, 6.12.2016.
- ⁹⁶ Vgl. Frank Umbach, 'The Myth of Cheap Russian Gas', Geopolitical Intelligence Service (GIS), 5.9.2017 und Ders., 'Das Nord Stream-2-Projekt und die Auswirkungen auf die gemeinsame Energiesicherheit und Außenpolitik der EU', in: Österreichische Militärische Zeitschrift (ÖMZ) 4/2017, S. 478-489.

Autor**Dr. Frank Umbach**

Forschungsdirektor am European Centre for Energy and Resource Security (EUCERS), King's College, London; Adjunct Senior Fellow an der S. Rajaratnam School of International Studies (RSIS), Nanyan Technological University (NTU), Singapore und Senior Associate am Centre for European Security Strategies (CESS GmbH), München

Aktuelle Analysen

Die „Aktuellen Analysen“ werden ab Nr. 9 parallel zur Druckfassung auch als PDF-Datei auf der Homepage der Hanns-Seidel-Stiftung angeboten: www.hss.de/publikationen/. Ausgaben, die noch nicht vergriffen sind, können dort oder per E-Mail unter publikationen@hss.de kostenfrei bestellt werden.

- Nr. 1 Problemstrukturen schwarz-grüner Zusammenarbeit
- Nr. 2 Wertewandel in Bayern und Deutschland – Klassische Ansätze – Aktuelle Diskussion – Perspektiven
- Nr. 3 Die Osterweiterung der NATO – Die Positionen der USA und Russlands
- Nr. 4 Umweltzertifikate – ein geeigneter Weg in der Umweltpolitik?
- Nr. 5 Das Verhältnis von SPD, PDS und Bündnis 90/Die Grünen nach den Landtagswahlen vom 24. März 1996
- Nr. 6 Informationszeitalter – Informationsgesellschaft – Wissensgesellschaft
- Nr. 7 Ausländerpolitik in Deutschland
- Nr. 8 Kooperationsformen der Oppositionsparteien
- Nr. 9 Transnationale Organisierte Kriminalität (TOK) – Aspekte ihrer Entwicklung und Voraussetzungen erfolgreicher Bekämpfung
- Nr. 10 Beschäftigung und Sozialstaat
- Nr. 11 Neue Formen des Terrorismus
- Nr. 12 Die DVU – Gefahr von Rechtsaußen
- Nr. 13 Die PDS vor den Europawahlen
- Nr. 14 Der Kosovo-Konflikt: Aspekte und Hintergründe
- Nr. 15 Die PDS im Wahljahr 1999: „Politik von links, von unten und von Osten“
- Nr. 16 Staatsbürgerschaftsrecht und Einbürgerung in Kanada und Australien
- Nr. 17 Die heutige Spionage Russlands
- Nr. 18 Krieg in Tschetschenien
- Nr. 19 Populisten auf dem Vormarsch? Analyse der Wahlsieger in Österreich und der Schweiz
- Nr. 20 Neo-nazistische Propaganda aus dem Ausland nach Deutschland
- Nr. 21 Die Relevanz amerikanischer Macht: anglo-amerikanische Vergangenheit und euro-atlantische Zukunft
- Nr. 22 Global Warming, nationale Sicherheit und internationale politische Ökonomie – Überlegungen zu den Konsequenzen der weltweiten Klimaveränderung für Deutschland und Europa
- Nr. 23 Die Tories und der „Dritte Weg“ – Oppositionsstrategien der britischen Konservativen gegen Tony Blair und New Labour

- Nr. 24 Die Rolle der nationalen Parlamente bei der Rechtssetzung der Europäischen Union – Zur Sicherung und zum Ausbau der Mitwirkungsrechte des Deutschen Bundestages
- Nr. 25 Jenseits der „Neuen Mitte“: Die Annäherung der PDS an die SPD seit der Bundestagswahl 1998
- Nr. 26 Die islamische Herausforderung – eine kritische Bestandsaufnahme von Konfliktpotenzialen
- Nr. 27 Nach der Berliner Wahl: Zustand und Perspektiven der PDS
- Nr. 28 Zwischen Konflikt und Koexistenz: Christentum und Islam im Libanon
- Nr. 29 Die Dynamik der Desintegration – Zum Zustand der Ausländerintegration in deutschen Großstädten
- Nr. 30 Terrorismus – Bedrohungsszenarien und Abwehrstrategien
- Nr. 31 Mehr Sicherheit oder Einschränkung von Bürgerrechten – Die Innenpolitik westlicher Regierungen nach dem 11. September 2001
- Nr. 32 Nationale Identität und Außenpolitik in Mittel- und Osteuropa
- Nr. 33 Die Beziehungen zwischen der Türkei und der EU – eine „Privilegierte Partnerschaft“
- Nr. 34 Die Transformation der NATO. Zukunftsrelevanz, Entwicklungsperspektiven und Reformstrategien
- Nr. 35 Die wissenschaftliche Untersuchung Internationaler Politik. Struktureller Neorealismus, die „Münchener Schule“ und das Verfahren der „Internationalen Konstellationsanalyse“
- Nr. 36 Zum Zustand des deutschen Parteiensystems – eine Bilanz des Jahres 2004
- Nr. 37 Reformzwänge bei den geheimen Nachrichtendiensten? Überlegungen angesichts neuer Bedrohungen
- Nr. 38 „Eine andere Welt ist möglich“: Identitäten und Strategien der globalisierungskritischen Bewegung
- Nr. 39 Krise und Ende des Europäischen Stabilitäts- und Wachstumspaktes
- Nr. 40 Bedeutungswandel der Arbeit – Versuch einer historischen Rekonstruktion
- Nr. 41 Die Bundestagswahl 2005 – Neue Machtkonstellation trotz Stabilität der politischen Lager
- Nr. 42 Europa Ziele geben – Eine Standortbestimmung in der Verfassungskrise
- Nr. 43 Der Umbau des Sozialstaates – Das australische Modell als Vorbild für Europa?
- Nr. 44 Die Herausforderungen der deutschen EU-Ratspräsidentschaft 2007 – Perspektiven für den europäischen Verfassungsvertrag
- Nr. 45 Das politische Lateinamerika: Profil und Entwicklungstendenzen
- Nr. 46 Der europäische Verfassungsprozess – Grundlagen, Werte und Perspektiven nach dem Scheitern des Verfassungsvertrags und nach dem Vertrag von Lissabon
- Nr. 47 Geisteswissenschaften – Geist schafft Wissen
- Nr. 48 Die Linke in Bayern – Entstehung, Erscheinungsbild, Perspektiven
- Nr. 49 Deutschland im Spannungsfeld des internationalen Politikgeflechts
- Nr. 50 Politische Kommunikation in Bayern – Untersuchungsbericht

- Nr. 51 Private Sicherheits- und Militärfirmen als Instrumente staatlichen Handelns
- Nr. 52 Von der Freiheit des konservativen Denkens – Grundlagen eines modernen Konservatismus
- Nr. 53 Wie funktioniert Integration? Mechanismen und Prozesse
- Nr. 54 Verwirrspiel Rente – Wege und Irrwege zu einem gesicherten Lebensabend
- Nr. 55 Die Piratenpartei – Hype oder Herausforderung für die deutsche Parteienlandschaft?
- Nr. 56 Die politische Kultur Südafrikas – 16 Jahre nach Ende der Apartheid
- Nr. 57 CSU- und CDU-Wählerschaften im sozialstrukturellen Vergleich
- Nr. 58 Politik mit „Kind und Kegel“ –
Zur Vereinbarkeit von Familie und Politik bei Bundestagsabgeordneten
- Nr. 59 Die Wahlergebnisse der CSU – Analysen und Interpretationen
- Nr. 60 Der Islamische Staat – Grundzüge einer Staatsidee
- Nr. 61 Arbeits- und Lebensgestaltung der Zukunft – Ergebnisse einer Umfrage in Bayern
- Nr. 62 Impulse aus dem anderen Iran –
Die systemkritische iranische Reformtheologie und der christlich-islamische Dialog in Europa
- Nr. 63 Bayern, Tschechen und Sudetendeutsche: Vom Gegeneinander zum Miteinander
- Nr. 64 Großbritannien nach der Unterhauswahl 2015
- Nr. 65 Die ignorierte Revolution? Die Entwicklung von den syrischen Aufständen zum Glaubenskrieg
- Nr. 66 Die Diskussion um eine Leitkultur. Hintergrund, Positionen und aktueller Stand
- Nr. 67 Europäische Energiesicherheit im Wandel – Globale Energiemegatrends und ihre Auswirkungen

