

# DIE DEUTSCHE ENERGIEPOLITIK AUS EUROPÄISCHER PERSPEKTIVE: EINE BESTANDSAUFNAHME

Philipp Offenberg | *Wissenschaftlicher Mitarbeiter beim Jacques Delors Institut - Berlin*

---

## ZUSAMMENFASSUNG

Angesichts der Ukraine-Krise ist die Versorgungssicherheit mit Erdgas üblicherweise der Ausgangspunkt von Diskussionen über die europäische Energiepolitik. Die Debatte über die europäische Energiepolitik sollte jedoch nicht darauf reduziert werden.

**Für Deutschland stellen sich angesichts der Energiewende insbesondere drei Probleme, die nur auf europäischer Ebene gelöst werden können:**

### 1. Der trotz Energiewende steigende CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Deutschland.

Er steigt, weil das Europäische Emissionshandelssystem (ETS) nicht funktioniert. Da seit Ausbruch der Wirtschaftskrise im Jahr 2009 die industrielle Produktion eingebrochen ist, sank die Nachfrage nach Zertifikaten und der CO<sub>2</sub>-Preis fiel auf heute etwa 4,50 Euro pro Tonne. Damit ist die Stromproduktion aus Stein- und Braunkohle plötzlich wieder rentabel, während Gaskraftwerke, als Investitionsruinen brach liegen. **Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Deutschland wird sich nur über europäische Maßnahmen, insbesondere über einen Eingriff in das ETS, reduzieren lassen.**

### 2. Trotz zunehmender Kohleverstromung sind in Deutschland die Stromkosten hoch.

Das liegt auch an der EEG-Umlage, die in diesem Jahr 6,24 Cent pro Kilowattstunde beträgt. Industrie und Verbraucher in der Bundesrepublik werden also belastet, um das Klima zu schützen. Da aber zu viele CO<sub>2</sub>-Zertifikate verfügbar sind, wird die eingesparte Menge CO<sub>2</sub> andernorts in Europa emittiert. Der Weltklimarat (IPCC) forderte denn auch kürzlich, die nationalen Förderregime für Erneuerbare Energien zu streichen und sich beim Klimaschutz nur auf den Emissionshandel zu verlassen.

Der Vorschlag ist nicht unberechtigt, hat aber wenig Aussicht auf Umsetzung. Eine weniger radikale Lösung wäre die **Europäisierung der Förderregime für Erneuerbare Energien**. Durch europaweite Ausschreibungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ließen sich Kosten reduzieren und die Wettbewerbsfähigkeit verbessern.

### 3. In Deutschland drohen Versorgungsengpässe, wenn nicht genug Wind und Sonne vorhanden sind, um die Stromnachfrage zu bedienen.

Gleichzeitig rechnen sich Gaskraftwerke nicht mehr, mit denen die Spitzenlast erzeugt werden könnte. Die Lösung könnte in Stromimporten aus den europäischen Nachbarländern liegen, wofür zuvor **ein europäisches Stromnetz** geschaffen werden müsste. Die Versorgungsunternehmen plädieren hingegen für die **Einrichtung eines europäischen Kapazitätsmarktes**, in dem die Kraftwerksbetreiber für die Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten bezahlt werden.

## INHALTSVERZEICHNIS

EINLEITUNG	4
<b>1. Energie-Erzeugung und Klimaschutz</b>	<b>4</b>
1.1. Subsidiaritätsprinzip bei der Wahl der Energiequellen, Vetorecht der Mitgliedstaaten	4
1.2. Zielvorgabe: 20 % Erneuerbare am Gesamtenergieverbrauch der EU bis 2020	5
1.3. Fördermodelle für Erneuerbare Energien bei der Stromerzeugung	5
1.4. Wettbewerbsrechtliche Bedenken gegenüber dem deutschen Erneuerbare-Energien Gesetz	5
1.5. Mangelnde Vereinbarkeit von Fördermodellen für Erneuerbare Energien mit dem EU Emissionshandelssystem (ETS): Mehrkosten	6
1.6. Kosteneffizienz durch europäische Harmonisierung der Förderregime für Erneuerbare Energien?	7
1.7. Entwicklung der Stromkosten in Deutschland und der Energiekosten in der EU	8
1.8. Folgen des Preisverfalls im ETS in Deutschland: Kohle-Boom, statt effizienter Gas-Kraftwerke und einem deutlichen Anstieg erneuerbarer Energien	8
1.9. Wege zum Kohleausstieg: Streichung von CO <sub>2</sub> -Zertifikaten, „back loading“ und „Marktstabilitätsreserve“	9
1.10. Fazit	9
<b>2. EU-Binnenmarkt für Energie</b>	<b>10</b>
2.1. Liberalisierung der Märkte für Strom und Gas	10
2.2. Kapazitätsmarkt für konventionelle Kraftwerke?	10
2.3. Netzausbau	12
2.3.1. EU-Kompetenzen beim Netzausbau	12
2.3.2. Ausbau des Stromnetzes	12
2.3.3. Ausbau des Gasnetzes	13
2.3.4. Akteure beim Netzausbau	13
2.3.5. Finanzierung des Netzausbaus	14
2.4. Fazit	16

<b>3. EU Energie-Außenpolitik</b>	<b>17</b>
3.1. EU-Kompetenzen im Bereich Energie-Außenpolitik	17
3.2. Internationale Klimaverhandlungen	17
3.3. Gas-Versorgungssicherheit	17
3.3.1. Wenig diversifizierte Bezugsquellen, insbesondere in Osteuropa	17
3.3.2. Variierende Preise für russisches Gas in den Mitgliedstaaten der EU / Politische Preise? / Verbot des Weiterverkaufs von Gas	19
3.3.3. Verhandlungsmandat für die Europäische Kommission zur Revision von Verträgen mit Gazprom / Kommission als zentraler Gas-Einkäufer	19
3.3.4. Schaffung einer strategischen Gas-Reserve	20
3.3.5. Diversifizierung der Gas-Bezugsquellen und Lieferwege	20
3.4. Fazit	24
ZUM GLEICHEN THEMA...	26

## EINLEITUNG

Im Jahr 2010 riefen Jacques Delors und Jerzy Buzek zur Schaffung einer Europäischen Energiegemeinschaft auf<sup>1</sup>. Diese Forderung ist seit Beginn der Ukraine-Krise wieder verstärkt aufgegriffen worden. Wo aber steht die europäische Energiepolitik im Jahr 2014? Die folgende Darstellung liefert einen Überblick über den Stand der europäischen Energiepolitik und unterteilt sich in die Bereiche **(1.) Energie-Erzeugung und Klimaschutz**, **(2.) EU-Binnenmarkt für Energie** und **(3.) EU Energie-Außenpolitik**. Diese Dimensionen korrespondieren mit der Zieltrias aus Klimaschutz, Bezahlbarkeit von Energie und Versorgungssicherheit. Betrachtet werden der Elektrizitäts- und Wärmesektor, nicht jedoch der Transportsektor. Besondere Berücksichtigung erhält die energiepolitische Diskussion in Deutschland.

## 1. Energie-Erzeugung und Klimaschutz

Mit dem Lissabon-Vertrag wird Energiepolitik zum ersten Mal in einem eigenständigen Kapitel festgeschrieben und erhält damit eine eigene primärrechtliche Verankerung. **Artikel 194 (1) (c) AEUV** definiert die „Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen“ als Ziel der Energiepolitik der Union, die „**im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten**“ verfolgt werden sollen.

Im Einklang mit der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs<sup>2</sup> lässt sich argumentieren, dass Artikel 194 AEUV interpretiert nach Artikel 3 EUV der EU die **Pflicht zur Schaffung einer gemeinsamen Energiepolitik** auferlegt<sup>3</sup>. Es wird auch argumentiert, dass die Normen der Industrie- und Umweltpolitik, die im EG-Vertrag einer ähnlichen Regelungstechnik wie die Energiepolitik unterliegen (Art. 157 (1) EGV und Art. 174 (1) EGV), nach allgemeiner Auffassung keine unverbindlichen politischen Leitlinien, sondern rechtliche Verpflichtungen darstellen. Die EU sei demnach auch im Bereich der Energiepolitik nicht nur berechtigt, sondern auch verpflichtet, tätig zu werden, wenn ein Bedürfnis dafür besteht<sup>4</sup>.

### 1.1. Subsidiaritätsprinzip bei der Wahl der Energiequellen, Vetorecht der Mitgliedstaaten

„Maßnahmen, welche die Wahl eines Mitgliedstaats zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung erheblich berühren“ müssen laut Artikel 192 (2)(c) AEUV einstimmig vom Rat, nach Anhörung des Europäischen Parlaments, des Wirtschafts- und Sozialausschusses und des Ausschusses der Regionen, erlassen werden.

- **Damit kommt den Mitgliedsstaaten bei der Wahl ihrer Energiequellen ein Vetorecht zu.**
- Artikel 194 (3) AEUV definiert außerdem, dass Maßnahmen, die überwiegend steuerlicher Art sind, Gegenstand eines im Rat einstimmig zu erfolgenden besonderen Gesetzgebungsverfahrens sind.

1. Jacques Delors, Jerzy Buzek, „Vollständiger Text der Erklärung von Jerzy Buzek und Jacques Delors zur Schaffung einer Europäischen Energiegemeinschaft“, 05.05.2010, [http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009\\_2014/documents/envi/dv/815/815663/815663de.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/envi/dv/815/815663/815663de.pdf) [25.08.2014].

2. EUGH-Urteil vom 22. Mai 1985, Fall 13/82: Der EUGH leitete aus Artikel 3 des EWG-Vertrags die Pflicht ab, eine Gemeinsame Transport-Politik einzuführen.

3. Client Earth, „The impact of the Lisbon Treaty on climate and energy policy - an environmental perspective“, 01/2010, <http://www.clientearth.org/reports/clientearth-briefing-lisbon-treaty-impact-on-climate-and-energy-policy.pdf> [07.07.2014].

4. Ulrich Ehrlicke, Daniel Hackländer, „Europäische Energiepolitik auf der Grundlage der neuen Bestimmungen des Vertrags von Lissabon“, in: ZEuS Heft 4/2008, S. 579-600, hier: S. 586.

## 1.2. Zielvorgabe: 20 % Erneuerbare am Gesamtenergieverbrauch der EU bis 2020

Die „Erneuerbare-Energien-Richtlinie“ (Richtlinie 2009/28/EG) legt fest, dass bis 2020 in der gesamten EU der Anteil von erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch, also für die Bereiche Strom, Wärme/Kälte, Verkehr, bei mindestens 20 % liegen soll.

**Die den Mitgliedsländern auferlegten Quoten sind unterschiedlich hoch.** Sie orientieren sich an den bis zum Erlass der Richtlinien erreichten Quoten. Diese Quoten sind verbindlich, das heißt **bei Nichterreichen der Ziele kann die EU Strafen** gegen die betroffenen Mitgliedstaaten verhängen, etwa in Form von Geldstrafen oder der Einleitung eines Vertragsverletzungsverfahrens<sup>5</sup>.

## 1.3. Fördermodelle für Erneuerbare Energien bei der Stromerzeugung

Innerhalb der EU stehen sich bei der Stromerzeugung zwei Fördermodelle gegenüber.

- Zum einen das deutsche, mittlerweile von der Mehrheit der Mitgliedstaaten übernommene **Einspeisungsmodell** des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes.
  - **EEG-Vergütungsmodell:** Produzenten von Strom aus Erneuerbaren Energien verkaufen ihren Strom an regionale Netzbetreiber und erhalten einen Preis über Marktpreis, den **Mindestabnahmepreis**. Der Netzbetreiber verkauft den Strom an den Endkunden und erhält die Differenz zwischen Marktpreis und an den Anlagenbetreiber gezahlten Preis wieder zurück. Diese Erstattung wird durch die **EEG-Umlage** finanziert, die von allen Verbrauchern gezahlt wird.
  - **Marktprämienmodell:** Anlagenbetreiber können seit dem 1. Januar 2012 ihren Strom auch direkt an der Strombörse vermarkten. An der Strombörse erhalten die Betreiber den regulären Marktpreis, der unterhalb der Festpreisvergütung nach EEG liegt. Die Differenz zwischen der fixen Einspeisevergütung und dem erzielten Marktpreis (monatlich ermittelten durchschnittlichen Börsenpreis für Strom) an der Strombörse wird vollständig durch die Marktprämie ausgeglichen.
  - **Ausschreibungsmodell:** Spätestens 2017 soll die finanzielle Förderung und ihre Höhe für die Erneuerbaren Energien wettbewerblich über technologiespezifische Ausschreibungen ermittelt werden. Bei einem Ausschreibungsmodell werden die Mengen von Erneuerbare-Energien-Kapazitäten, die jährlich zugebaut werden sollen, festgelegt und über Auktionen versteigert. Das bedeutet, dass ab 2017 nur noch die Marktteilnehmer Erneuerbare-Energien-Anlagen errichten dürfen, die per Ausschreibung den Zuschlag erhalten. Der eingespeiste Strom wird dann mit dem in der Auktion erzielten Preis pro Kilowattstunde vergütet.
- Zum anderen existiert das in Schweden und früher im Vereinigten Königreich angewandte **Quotenmodell**. In diesem Modell werden den Erzeugern bestimmte Quoten von Strom aus erneuerbaren Energien auferlegt, die diese aber auch durch den Erwerb von Zertifikaten für „grün“ erzeugten Strom erfüllen können.

## 1.4. Wettbewerbsrechtliche Bedenken gegenüber dem deutschen Erneuerbare-Energien Gesetz

Die EU-Kommission hat am 18. Dezember 2013 ein **Beihilfverfahren gegen das EEG** in der Fassung, die am 1. Dezember 2012 in Kraft getreten ist, eingeleitet. Die EU-Kommission prüft den im EEG enthaltenen **Vergütungsmechanismus** und die Reduzierung der EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen („**Besondere Ausgleichsregelung**“) und für „Grünstromlieferanten“ („**Grünstromprivileg**“). Bezüglich des

5. Dorien Bennink et al., „The Accountability of European Renewable Energy and Climate Policy“, April 2011, [http://www.climnet.org/resources/doc\\_view/1878-ce-delft-the-accountability-of-european-renewable-energy-and-climate-policy-apr-2011](http://www.climnet.org/resources/doc_view/1878-ce-delft-the-accountability-of-european-renewable-energy-and-climate-policy-apr-2011) [07.07.2014].

Vergütungsmechanismus hat die EU-Kommission bereits signalisiert, dass sie diesen akzeptieren kann<sup>6</sup>. Das „**Grünstromprivileg**“ wurde mit der EEG-Reform vom 27. Juni 2014 **gestrichen**, die Bundesrepublik entrichtet zudem eine Strafzahlung von 50 Millionen Euro, diese ist zweckgebunden für ein EU-Infrastrukturprojekt. Bezüglich der „**Besonderen Ausgleichsregelung**“ haben die EU-Kommission und die Bundesregierung sich mittlerweile darauf geeinigt, Rabatte für die Jahre 2013 und 2014 rückwirkend auf Basis der schärferen Regeln des neuen EEG zu überprüfen. An die 350 Unternehmen müssen deshalb mit Nachzahlungen von zusammen 30 Millionen Euro für beide Jahre rechnen – das ist weniger als ein Prozent der aktuellen Rabatte von 5,1 Milliarden Euro.

In Bezug auf die EEG-Ausnahmen für stromintensive Unternehmen fordert die EU-Kommission insbesondere, dass **Eigenstromproduzenten nicht von der Zahlung der EEG-Umlage ausgenommen** werden sollten. Mit der **Reform des EEG vom 27. Juni 2014** wurde dem Rechnung getragen, es erfolgt ein **stufenweiser Einstieg in eine EEG-Umlage für den Eigenstromverbrauch**. Bis Ende 2015 sollen alle neuen Erneuerbare Energien- und hocheffiziente KWK-Anlagen 30 Prozent Umlage auf ihren selbst verbrauchten Strom zahlen, im folgenden Jahr 35 Prozent und ab 2017 schließlich 40 Prozent für alle Neuanlagen. Alle übrigen Anlagen zahlen die volle EEG-Umlage. **Die EU-Kommission will weiterhin nicht akzeptieren, dass Bestandsanlagen von der Zahlung der EEG-Umlage befreit werden**. Aus diesem Grund soll die aktuelle EEG-Reform 2017 bereits evaluiert werden und ein Vorschlag für eine zukünftige Regelung vorgelegt werden.

EU-Wettbewerbskommissar Joaquín Almunia fordert zudem, dass aus dem Ausland **importierter Ökostrom auch von der deutschen Ökostromförderung gefördert** werden solle. Am 1. Juli 2014 urteilte der Europäische Gerichtshof (Az: C-573/312), dass eine entsprechende Regelung in Schweden zwar den freien Warenverkehr innerhalb der EU beschränke, diese Beschränkung aber durch das im Allgemeininteresse liegende Ziel gerechtfertigt sei, die Nutzung erneuerbarer Energiequellen zu fördern, um die Umwelt zu schützen und die Klima-Veränderungen zu bekämpfen. Die Bundesregierung hat nach der jüngsten EEG-Reform zugesagt, ausländischen Produzenten ab 2017 Zugang zur deutschen Ökostromförderung zu verschaffen, dies wird allerdings auf 20 Megawatt neuer Leistung beschränkt. Das entspricht gut drei Prozent des von der Bundesregierung festgelegten Ausbaus erneuerbarer Energien im Umfang von 6000 Megawatt im Jahr und soll prozentuell etwa der Größe der derzeitigen Ökostromimporte entsprechen. **Bis 2017 erhalten ausländische Anbieter nur Zugriff auf einen kleinen Teil der Photovoltaik-Förderung** im Rahmen eines Pilotprojektes zur Erprobung der Ausschreibung. Umstritten ist nach wie vor, ob nach Deutschland importierter Strom mit der EEG-Umlage belastet werden darf.

## 1.5. Mangelnde Vereinbarkeit von Fördermodellen für Erneuerbare Energien mit dem EU Emissionshandelssystem (ETS): Mehrkosten

Beim Ausbau der Erneuerbaren Energien bedienen sich die **Mitgliedsstaaten verschiedener nationaler Förderregime**, deren Nutzen für den Klimaschutz aufgrund der zeitgleichen Existenz des europäischen Emissionshandelssystems umstritten ist. Diesem Problem ließe sich durch eine Harmonisierung der Förderregime für Erneuerbare Energien auf europäischer Ebene entgegenzutreten.

Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) weist in seinem Report **“Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change”**<sup>7</sup> darauf hin, dass Emissionshandelssysteme auf einer übergeordneten rechtlichen Ebene nicht mit anderen Systemen der CO<sub>2</sub>-Vermeidung auf einer nationalen rechtlichen Ebene zusammen funktionieren.

6. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „EU-Hauptprüfverfahren zum EEG“, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiepolitik/europaeische-energiepolitik,did=627026.html> [03.07.2014].

7. IPCC, Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, Kapitel 15, S. 55, [http://report.mitigation2014.org/drafts/final-draft-postplenary/ipcc\\_wg3\\_ar5\\_final-draft\\_postplenary\\_chapter15.pdf](http://report.mitigation2014.org/drafts/final-draft-postplenary/ipcc_wg3_ar5_final-draft_postplenary_chapter15.pdf) [11.06.2014].

Explizit genannt wird die „carbon tax“ in Großbritannien, auch das deutsche Einspeisungsmodell innerhalb des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) kann aber als Adressat der Kritik verstanden werden. Da die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch das **Emissionshandelssystem gedeckelt** sind, führen Systeme wie **CO<sub>2</sub>-Steuern und Einspeisevergütungen** für Strom aus Erneuerbaren Energien auf nationaler Ebene nicht zu CO<sub>2</sub>-Einsparungen.

Die an einem Ort eingesparten Mengen CO<sub>2</sub> werden stattdessen an anderer Stelle außerhalb der Jurisdiktion der Steuer oder Einspeisevergütung emittiert. Es kommt also zu einem **Verlagerungseffekt**.

Für CO<sub>2</sub>-Emittenten im europäischen Ausland kann es somit **billiger sein, CO<sub>2</sub> zu emittieren, als in eine CO<sub>2</sub>-Einsparungstechnologie zu investieren**.

Auch die Kritik der Expertenkommission Forschung und Innovation der Bundesregierung am deutschen EEG ist deutlich<sup>8</sup>: Aufgrund des Verlagerungseffektes trage das **EEG** nicht zum Klimaschutz bei und aufgrund der Einspeisevergütung biete es **keinen Anreiz zur Entwicklung neuartiger Technologien**. Da das **EEG weder ein kosteneffizientes Instrument für Klimaschutz sei**, noch eine messbare Innovationswirkung entfalte, gebe es keine Rechtfertigung für eine Fortführung des EEG.

Das **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** argumentiert, das **EEG habe die Grundlage für den Ausbau der erneuerbaren Energien geschaffen** und sie „von einer Nischenexistenz zu einer der tragenden Säulen der deutschen Stromversorgung mit einem Anteil von 25 Prozent werden lassen“<sup>9</sup>. Mithilfe der jüngsten EEG-Reform soll der Ausbau der erneuerbaren Energien – auf einen Anteil von 40 bis 45 Prozent im Jahre 2025 und von 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 – verwirklicht werden.

## 1.6. Kosteneffizienz durch europäische Harmonisierung der Förderregime für Erneuerbare Energien?

Auch der **Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung** argumentiert in einem Arbeitspapier aus dem Juni 2012<sup>10</sup>, eine zusätzliche Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ließe sich nur kosteneffizient durch eine mittelfristig anzustrebende **europäische Harmonisierung der Förderung** erreichen. Im Idealfall sollten **Emissionen ausschließlich durch den Emissionsrechtehandel** begrenzt werden.

- Mittlerweile gibt es **über 20 verschiedene Einspeisevergütungen** für erneuerbare Energien in der EU. Eine **Harmonisierung würde temporäre Investment-Unsicherheit schaffen**.
- Bundeskanzlerin Angela Merkel kritisierte im Zusammenhang mit dem Streit um das Erneuerbare Energien Gesetz, die EU könne nicht „jahrelange Fördersysteme in Frage stellen, ohne sich zu überlegen, wie man die Übergänge schafft“<sup>11</sup>.

Laut Bundesregierung<sup>12</sup> wurden in Deutschland **seit Einführung des EEG im Jahr 2002 bis Ende 2013** insgesamt **120 Milliarden Euro an Einspeisevergütung** an die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen ausgezahlt. Die vergütete Strommenge betrug rund 837 Terawattstunden. **Im Durchschnitt** erhielten die Betreiber damit **14,3 Cent pro Kilowattstunde**.

8. Expertenkommission Forschung und Innovation, „Gutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands“, [http://www.e-fi.de/fileadmin/Gutachten\\_2014/EFI\\_Gutachten\\_2014.pdf](http://www.e-fi.de/fileadmin/Gutachten_2014/EFI_Gutachten_2014.pdf) S. 51 – 52.

9. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „EEG-Reform“, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html> [08.07.2014].

10. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, „Energiepolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext“, Arbeitspapier 03/2012, Juni 2012, [http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/download/publikationen/arbeitspapier\\_03\\_2012.pdf](http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/download/publikationen/arbeitspapier_03_2012.pdf) [17.06.2014].

11. FAZ.NET, „Merkel warnt vor Zerschließung des EEG“, 25.06.2014, <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energiewende-merkel-warnt-vor-zerschliessung-des-eeg-13010362.html> [07.07.2014].

12. Bundesregierung, „Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn, Oliver Krischer, Julia Verlinden, Peter Meiwald und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 18/165“, 27.12.2013, <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/002/1800242.pdf> [18.08.2014].

## 1.7. Entwicklung der Stromkosten in Deutschland und der Energiekosten in der EU

Von 2013 auf 2014 erhöhte sich die EEG-Umlage von 5,3 Cent pro Kilowattstunde auf 6,24 Cent. Für einen Durchschnittshaushalt erhöhen sich die Stromkosten im Jahr 2014 damit um rund 35 Euro<sup>13</sup>. Laut Agora Energiewende und Öko-Institut setzt sich diese Erhöhung wie folgt zusammen:

- Der **Zubau von erneuerbaren Energien** machte 0,44 Cent aus (46 Prozent).
- **Die gesunken Börsenpreise für Strom** machen 0,36 Cent der Erhöhung aus (37 Prozent). Sinkt der Börsenpreis für Strom, steigt die EEG-Umlage, da mit der EEG-Umlage die Differenz zwischen dem Börsenpreis für Strom und der fixen Einspeisevergütung beglichen wird.
- Die **Ausnahmen von der EEG-Umlage für die Industrie** schlagen mit 0,14 Cent zu Buche (15 Prozent).

Während die energieintensive Industrie, etwa die Stahlindustrie, über eine zu hohe Belastung durch die EEG-Umlage klagt<sup>14</sup>, **äußert der BUND, die energieintensive Industrie sei Nutznießer der Erneuerbaren Energien**<sup>15</sup>: Durch die Einspeisung von EEG-gefördertem regenerativem Strom sinke der Börsenpreis für Strom. Industrieunternehmen profitierten davon, seien jedoch selbst von der Zahlung der EEG-Umlage weitgehend ausgenommen. Für die Entlastung der Industrie müssten dann die privaten Haushalte aufkommen.

- Die **EEG-Umlage mache jedoch nur ein Fünftel des Strompreises aus**, Steuern und Abgaben stehen insgesamt für etwa 45 Prozent des Strompreises.
- Ein Drittel des Strompreises entsteht durch **Energiebeschaffung und Vertrieb**.
- Ein weiteres Fünftel fällt für die **Nutzung der Stromnetze** an.

Der EU-Binnenmarkt für Energie war zwar in der Lage, Preisanstiege für Energie zu begrenzen, Energiepreise in der EU werden jedoch auf absehbare Zeit im internationalen Vergleich nicht billig sein<sup>16</sup>. Die Kommission geht von **steigenden Energiepreisen in der EU bis 2020** aus. Diese setzen sich zusammen aus<sup>17</sup>:

- Steigenden Kosten für fossile Brennstoffe.
- Investitionen in Infrastruktur und Erzeugungskapazitäten.

Ab 2020 wird mit sinkenden Energiepreisen gerechnet, da fossile Energieträger durch Erneuerbare Energien ersetzt werden. Die Investitionskosten sinken jedoch nur leicht, während Steuern und Abgaben, sowie die **Kosten für Emissionszertifikate steigen**.

## 1.8. Folgen des Preisverfalls im ETS in Deutschland: Kohle-Boom, statt effizienter Gas-Kraftwerke und einem deutlichen Anstieg erneuerbarer Energien

Aufgrund eines **Überhangs an Emissionszertifikaten** innerhalb des ETS, zu dem es insbesondere durch die fallende Produktion aufgrund der Wirtschaftskrise seit 2009 kam, und eines daraus resultierenden **niedrigen Zertifikate Preises** produzieren neue hocheffiziente und klimaschonendere **Gaskraftwerke** bundesweit immer weniger Strom oder werden sogar komplett stillgelegt. In vielen Fällen wurden die Gaskraftwerke erst in den letzten Jahren gebaut und liegen nun als **Investitionsruinen** brach, viele Stadtwerke, aber auch große Energieversorger wie E.ON oder RWE leiden darunter.

Da aufgrund des Schiefergas-Booms in den USA dort weniger Kohle genutzt wird, ist der Weltmarktpreis für Kohle deutlich niedriger als für Gas. Zudem sind die Kohlekraftwerke in Deutschland im Gegensatz

13. Green Wiwo, „Energiewende: Wie Lobbyisten den steigenden Strompreis schön reden“, 15.10.2013, <http://green.wiwo.de/energiewende-wie-lobbyisten-den-steigenden-strompreis-schoenreden/> [18.08.2014].

14. Wirtschaftsvereinigung Stahl, „Energiekosten-Explosion in der Stahlindustrie“, 15.10.2013, <http://www.stahl-online.de/index.php/medieninformation/energiekosten-explosion-in-der-stahlindustrie/> [18.08.2014].

15. BUND, „Energiewende Kosten fair teilen“, [http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/publikationen/energie/121023\\_energie\\_fair\\_teilen\\_broschuere.pdf](http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/publikationen/energie/121023_energie_fair_teilen_broschuere.pdf) [18.08.2014].

16. Sami Andoura, „Agreed; but surely the basic problem is EU states' divergent energy policies“, in: Europe's World, 15.06.2014, [http://europesworld.org/commentaries/agreed-but-surely-the-basic-problem-is-eu-states-divergent-energy-policies/#\\_U\\_LvbfgmqtH](http://europesworld.org/commentaries/agreed-but-surely-the-basic-problem-is-eu-states-divergent-energy-policies/#_U_LvbfgmqtH) [19.08.2014].

17. Europäische Kommission, „Energy prices and costs in Europe“, 29.01.2014, [http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/20140122\\_communication\\_energy\\_prices.pdf](http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/20140122_communication_energy_prices.pdf) [19.08.2014].

zu den Gaskraftwerken abgeschrieben. Da auch der CO<sub>2</sub>-Preis verfällt, boomt die **Stromerzeugung aus Stein- und insbesondere Braunkohle**. Dies wird als der „Merit Order Effekt“ bezeichnet. Die französische Unternehmensberatung Sia Partners geht davon aus, dass Gaskraftwerke erst bei einem Zertifikatspreis bei knapp 36 Dollar wettbewerbsfähig werden<sup>18</sup>. Eine Marktsimulation der deutschen Stromnetzbetreiber ergab, dass bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 93 Euro pro Tonne im Jahr 2024 die Stromerzeugung aus Braunkohle um ein Drittel und die Stromerzeugung aus Steinkohle um nahezu zwei Drittel gegenüber dem Szenario mit unveränderten Eingangsdaten zurückgehen würde. Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken würde sich in diesem Szenario hingegen verdoppeln<sup>19</sup>.

**Umweltpolitiker** argumentieren, die jüngste EEG-Reform sichere den Bestand konventioneller Kraftwerke, insbesondere Kohle, zum Preis eines langsameren Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Der Zubau von Ökostrom werde gegenüber dem Trend mehr als halbiert, bis 2020 soll es nur etwa 35% Ökostrom geben – nur 10% mehr als heute. Damit werde gerade einmal der Anteil des Atomstroms ersetzt, Profiteure seien die Betreiber von Kohlekraftwerken<sup>20</sup>.

## 1.9. Wege zum Kohleausstieg: Streichung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten, „back loading“ und „Marktstabilitätsreserve“

Da das Problem der steigenden Kohleverstromung aus einem Überhang an ETS-Zertifikaten rührt, könnte eine Lösung des Problems in der **Reduzierung der Zahl der CO<sub>2</sub>-Zertifikate** bestehen. Dafür gibt es verschiedene Vorschläge:

- **Die Streichung von überschüssigen Zertifikaten.**
- Das sogenannte „back loading“, bei der die Zahl der **CO<sub>2</sub>-Zertifikate** nicht verringert wird, diese jedoch erst **zu einem späteren Zeitpunkt versteigert** werden, voraussichtlich in den Jahren 2019 und 2020. Dies betrifft 900 Millionen Gutschriften (für jeweils eine Tonne CO<sub>2</sub>), das Überangebot an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten wird aber insgesamt auf zwei Milliarden geschätzt. Diese Reparatur bleibe „ohne spürbaren Einfluss auf CO<sub>2</sub>-Preise“, stellt die Volkswirtin Caroline Dieckhöfer von der KfW fest<sup>21</sup>.
- Die **Einrichtung einer „Marktstabilitätsreserve“**. Für die nächste Handelsperiode bis 2030 wird eine „Marktstabilitätsreserve“ eingerichtet, eine Art **Zentralbank fürs Klima**. Wenn der Überschuss an Emissionsrechten wie jetzt zu groß ist, werden die Auktionen neuer Zertifikate zurückgehalten. Sinkt der Überschuss zu stark, werden Reserven aufgelöst<sup>22</sup>.

Prof. Martin Faulstich, Vorsitzender des Sachverständigenrats für Umweltfragen, hält einen vollständigen **Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung in Deutschland bis 2040** für umsetzbar<sup>23</sup>.

## 1.10. Fazit

Die EU hat verbindliche Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energiequellen aufgestellt, die Wahl der konkreten Technologien zur Erreichung dieser Ziele ist den Mitgliedstaaten überlassen. Beim Ausbau der Erneuerbaren Energien bedienen sich die Mitgliedsstaaten verschiedener nationaler Förderregime. Aufgrund der zeitgleichen Existenz des europäischen Emissionshandelssystems leisten diese Förderregime keinen Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Einsparung und führen, insbesondere in Deutschland durch das EEG, zu hohen Strompreisen. Diese

18. Green Wiwo, „Energiewende: Wie der Kohleboom zu stoppen ist“, 13.01.2014, <http://green.wiwo.de/energiewende-wie-der-kohleboom-zu-stoppen-ist/> [17.06.2014].

19. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Sensitivitätsbericht 2014 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Sensitivität „CO<sub>2</sub>-Preis“, [http://www.netzentwicklungsplan.de/\\_NEP\\_file\\_transfer/Sensitivitaetenbericht\\_2014\\_Teil\\_II\\_CO2-Preis.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/Sensitivitaetenbericht_2014_Teil_II_CO2-Preis.pdf) [18.08.2014].

20. Oliver Krischer, „Schwarz-Rote EEG-Novelle: Kohle profitiert und Klimaschutz verliert“, <http://oliver-krischer.eu/detail/nachricht/schwarz-rote-eeg-novelle-kohle-profitiert-und-klimaschutz-verliert.html> [08.07.2014].

21. Manager Magazin, „EU plant eine Zentralbank fürs Klima“, 11.10.2013, <http://www.manager-magazin.de/politik/artikel/eu-kommission-will-zentralbank-fuer-co2-emissionshandel-a-927086.html> [24.07.2014].

22. Centrum für Europäische Politik, „Marktstabilitätsreserve für den Emissionshandel, cep Analyse Nr. 21/2014“, [http://www.cep.eu/fileadmin/user\\_upload/CEP-Analysen/Marktstabilitaetsreserve/cepAnalyse\\_COM\\_2014\\_20\\_ETS-Marktstabilitaetsreserve.pdf](http://www.cep.eu/fileadmin/user_upload/CEP-Analysen/Marktstabilitaetsreserve/cepAnalyse_COM_2014_20_ETS-Marktstabilitaetsreserve.pdf) [24.07.2014].

23. Handelsblatt, „Ein Pakt für den Kohleausstieg“, 23.04.2014, <http://www.handelsblatt.com/technologie/energie-umwelt/energie-technik/energiewende-ein-pakt-fuer-den-kohleausstieg/9794548.html> [17.06.2014].

Mehrkosten ließen sich durch eine Harmonisierung der Förderregime für Erneuerbare Energien auf europäischer Ebene begrenzen. Eine solche Harmonisierung der nationalen Förderregime geht jedoch mit der Gefahr einer temporären Investitionsunsicherheit einher. Eine wesentliche Voraussetzung für eine Europäisierung der Förderregime ist indes die Schaffung eines europäischen Stromnetzes und eines Binnenmarktes für Energie. Auch der „Merit Order Effekt“, der den steigenden Anteil der Kohle an der Stromerzeugung in Deutschland ermöglicht, erfordert eine europäische Antwort.

Unilaterale politische Entscheidungen innerhalb der nationalen Energiewenden, die die zwischen den Mitgliedsstaaten existierende Interdependenz vernachlässigen, sind hingegen in der Lage, das gesamte europäische Energiesystem zu destabilisieren<sup>24</sup>. Die deutsche Energiewende hat zwar sicher Vorbildcharakter, kann jedoch nicht eins zu eins in anderen Mitgliedsstaaten dupliziert werden<sup>25</sup>.

## 2. EU-Binnenmarkt für Energie

Laut Artikel 194(1) AEUV verfolgt die Energiepolitik der EU die Ziele der

- (a) Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts und
- (d) der Förderung der Interkonnektion der Energienetze.

Der Rat der EU beschloss in einer Sitzung am 22. Mai 2013, dass bis 2015 kein Mitgliedsstaat mehr vom europäischen Gas- und Elektrizitätsnetzwerk isoliert sein solle<sup>26</sup>. Dieses Ziel wird jedoch laut Bericht des Rats der EU vom 13. Juni 2014 nicht zu erreichen sein<sup>27</sup>.

### 2.1. Liberalisierung der Märkte für Strom und Gas

Die **Schaffung eines liberalisierten Marktes für Strom und Gas** ist bereits seit der ersten EU-Richtlinie zur Gasmarktliberalisierung von 1998 auf der Agenda. Durch das **Dritte Energiepaket der EU** von 2009 kam es zur **Trennung des Netzbetriebs von Versorgung und Erzeugung**, entweder durch

- eigentumsrechtliche Entflechtung,
- unabhängige Netzbetreiber (ISO - Independent System Operator), oder
- unabhängige Übertragungsnetzbetreiber (ITO).

**Deutschland hat die Variante der eigentumsrechtlichen Entflechtung gewählt**, geregelt in §8 des Energiewirtschaftsgesetzes. Es gibt aber ebenso ITOs in Deutschland. Die Liberalisierung verläuft jedoch **in verschiedenen Mitgliedsstaaten in unterschiedlicher Geschwindigkeit**, weshalb sie noch nicht vollendet wurde<sup>28</sup>.

### 2.2. Kapazitätsmarkt für konventionelle Kraftwerke?

Im Zuge der deutschen Energiewende wird die **Relevanz fossiler Energieträger kurzfristig zunehmen**, insbesondere für die **Spitzenlast**, in Zeiten, in denen zu wenig Energie aus Sonne oder Wind verfügbar ist. Damit stellt sich die Frage, wie die **Kapazitäten für die Bereitstellung von Energie aus fossilen Energieträgern**

24. Sami Andoura, Jerzy Buzek, Jacques Delors, António Vitorino, "The European Energy Community is Now!", 21.05.2013, <http://www.notre-europe.eu/media/energycommunitynow-andourabuzekdelorsvitorino-ne-jdi-may13.pdf?pdf=ok> [18.08.2014].

25. Sami Andoura, „Agreed; but surely the basic problem is EU states' divergent energy policies“, in: Europe's World, 15.06.2014, [http://europesworld.org/commentaries/agreed-but-surely-the-basic-problem-is-eu-states-divergent-energy-policies/#.U\\_LvbfmqltH](http://europesworld.org/commentaries/agreed-but-surely-the-basic-problem-is-eu-states-divergent-energy-policies/#.U_LvbfmqltH) [19.08.2014].

26. Rat der EU, „Follow-up to the European Council of 22 May 2013: progress on the completion of the Internal Energy Market“, 27.11.2013, [http://www.parlament.gv.at/PAKT/EU/XXV/EU/00/38/EU\\_03887/imfname\\_10424694.pdf](http://www.parlament.gv.at/PAKT/EU/XXV/EU/00/38/EU_03887/imfname_10424694.pdf) [07.07.2014].

27. Rat der EU, „Council conclusions on "Energy prices and costs, protection of vulnerable consumers and competitiveness"“, 13.06.2014, [http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms\\_data/docs/pressdata/en/trans/143198.pdf](http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/trans/143198.pdf) [07.07.2014].

28. Sami Andoura, Leigh Hancker, Marc can der Woude, „Towards a European Energy Community: A Policy Proposal“ (Paris, 2010).

geschaffen werden können, die für den Übergang in das Zeitalter der Erneuerbaren Energien notwendig sind. **Für die Energieversorger lohnt es sich jedoch momentan nicht, in fossile Kraftwerke zu investieren.**

Um Stromengpässe zu überwinden sind verschiedene Wege denkbar<sup>29</sup>:

- **Preisbasierter Kapazitätsmechanismus:** Der Staat zahlt Betreibern von Kraftwerken mit besonders großen Kapazitäten für einen garantierten Zeitraum eine zusätzliche jährliche Prämie pro Megawatt.
- **Mengenbasierter Kapazitätsmechanismus:** Der Staat ermittelt die notwendige Menge zur Überbrückung eines Stromengpasses. Anschließend wird über eine Auktion ermittelt, wer diese Kapazitäten am günstigsten bereitstellen kann.
- Norbert Allnoch, Direktor des Internationalen Wirtschaftsforums Regenerative Energien, fordert, statt einem Kapazitätsmarkt ein Anreizsystem für einen neu definierten **Flexibilitätsmarkt inklusive Speichertechniken** einzurichten.  
Deutschland verfüge bereits über genügend Stromerzeugungs-Kapazitäten. Die entscheidende Frage sei deshalb, wie schnell und flexibel die Kraftwerke auf die sich ändernden Angebots- und Nachfragesituationen reagieren können<sup>30</sup>.
- Mehr **Import von Strom** aus dem europäischen Ausland. Dazu ist ein verstärkter Netzausbau nötig.

Die Deutsche Energie-Agentur (**dena**) fordert „einen Kapazitätsmarkt, der **über europaweite Ausschreibungen die kostengünstigste Leistung ermittelt**, die zur Wahrung der Versorgungssicherheit notwendig ist. Die Ausschreibung sollte **technologieoffen** sein, aber **Obergrenzen für die CO<sub>2</sub>-Emissionen** von Kraftwerken festlegen“<sup>31</sup>.

Der **RWE-Vorstandsvorsitzende** Peter Terium spricht sich für einen „europaweiten **Versorgungskapazitätsmarkt**“ aus<sup>32</sup> und regt an, das Modell innerhalb des 2005 gegründeten **Pentalateralen Forums**<sup>33</sup> einzuführen. Auch Johannes Teyssen, Vorstandsvorsitzender bei **E.ON**, spricht sich dafür aus<sup>34</sup>. **Vattenfall** spricht sich für EU-kompatible nationale Kapazitätsmechanismen aus<sup>35</sup>.

Philipp Vohrer, Geschäftsführer der **Agentur für Erneuerbare Energien**, steht Kapazitätsmärkten kritisch gegenüber: „Im Sinne der Klimaschutzziele der Bundesregierung sollten neue Politikinstrumente unbedingt so geplant werden, dass keine kostspieligen Förderinstrumente für fossile Kraftwerke entstehen, die für die Versorgungssicherheit nicht unbedingt notwendig sind“. Mehrere Studien zeigten, dass es technisch möglich sei, genug Flexibilisierungspotenziale im Stromsystem zu mobilisieren. So könnten sehr hohe Anteile Erneuerbarer Energien bis hin zu einer vollständig erneuerbaren Stromversorgung im Jahr 2050 realisiert werden<sup>36</sup>.

29. Dena, „Übersicht Kapazitätsmechanismen“, <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/strommarkt/kapazitaetsmechanismen.html> [08.07.2014]. ; Christian Hübner, „Ordnungspolitische Perspektiven zur Bezahlbarkeit der Energiewende“, in: [Konrad-Adenauer-Stiftung] Analysen und Argumente (Berlin: 9/2012), [http://www.kas.de/wf/doc/kas\\_32034-544-1-30.pdf?120919122920](http://www.kas.de/wf/doc/kas_32034-544-1-30.pdf?120919122920) [18.06.2014]; WWF, „Vergleich der derzeit für Deutschland vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismen“, September 2012, S. 7, <http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Kapazitaetsmechanismen.pdf> [08.07.2014].

30. IWR, „Vattenfall widerspricht RWE und E.ON: Strom-Kapazitätsmarkt nicht notwendig“, 24.03.2014, <http://www.iwr.de/news.php?id=25906> [08.07.2014].

31. Deutsche Energie-Agentur, „dena plädiert für Kapazitätsmarkt“, 20.11.2013, <http://www.dena.de/presse-medien/pressemitteilungen/dena-plaedierte-fuer-kapazitaetsmarkt.html> [18.06.2014].

32. Auf einer Veranstaltung der Schwarzkopf Stiftung am 20. Mai 2014 in Berlin: <http://www.eid-aktuell.de/2014/05/22/115429/> [18.06.2014].

33. Darin arbeiten die Regierungen Deutschlands, Frankreichs, Belgiens, der Niederlande, Luxemburgs und Österreichs mit Regulatoren, Netzbetreibern, Strombörsen und Marktparteien mit dem Ziel einer grenzüberschreitenden Marktkoppelung zusammen.

34. Spiegel Online, „E.ON-Chef: Teyssen hält Atom- und Kohlestrom für kaum profitabel“, 18.03.2014, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/e-on-chef-teyssen-haelt-atom-und-kohlestrom-fuer-kaum-profitabel-a-958458.html> [08.07.2014].

35. Vattenfall, „Grundanforderungen an einen Kapazitätsmarkt nach 2020“, <http://corporate.vattenfall.de/newsroom/newsletter-energie-politik/grundanforderungen-an-einen-kapazitaetsmarkt-nach-2020/> [08.07.2014].

36. Agentur für Erneuerbare Energien, „Vergleich energiewissenschaftlicher Studien zeigt große Unsicherheiten hinsichtlich Kapazitätsmechanismen“, <http://www.unendlich-viel-energie.de/presse/nachrichtenarchiv/2013/vergleich-energiewissenschaftlicher-studien-zeigt-grosse-unsicherheiten-hinsichtlich-kapazitaetsmechanismen> [08.07.2014].

## 2.3. Netzausbau

Ein funktionierender Binnenmarkt für Energie ist nur durch den Ausbau des Strom- und Gasnetzes möglich.

### 2.3.1. EU-Kompetenzen beim Netzausbau

Mit **Artikel 172 AEUV** erhält die EU die Kompetenzen auf dem Gebiet des Ausbaus der trans-europäischen Strom- und Gasnetze.

- Die EU kann nach Konsultationen mit dem Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und des Komitees der Regionen in **ordentlichen Gesetzgebungsverfahren** aktiv werden.
- Maßnahmen und Projekte, die sich auf das **Territorium eines Mitgliedstaats** beziehen, bedürfen **dessen Zustimmung**.

**Artikel 171 (1) AEUV** definiert die Maßnahmen, die die EU unter Berücksichtigung der „potenziellen wirtschaftlichen Lebensfähigkeit der Vorhaben“ ergreifen kann:

- **Aufstellung von Leitlinien:** Ziele, Prioritäten und Grundzüge der im Bereich der transeuropäischen Netze in Betracht gezogenen Aktionen. Ausweisung von **Vorhaben von gemeinsamem Interesse**.
- Aktionen zur Sicherung der **Interoperabilität** der Netze, insbesondere im Bereich der **Harmonisierung der technischen Normen**.
- **Unterstützung von Vorhaben der Mitgliedstaaten**, die von gemeinsamem Interesse sind durch Durchführbarkeitsstudien, Anleihebürgschaften oder Zinszuschüsse. Für Verkehrsinfrastrukturvorhaben in den Mitgliedstaaten können Mittel aus dem **Kohäsionsfonds** (Artikel 177 AEUV) eingesetzt werden.

**Artikel 172 (2) AEUV** legt fest, dass die **Kommission** in enger Zusammenarbeit mit den Mitgliedstaaten alle Initiativen ergreifen kann, um **einzelstaatliche Politiken** zu **koordinieren**.

Mit **Artikel 172 (3) AEUV** kann die Union beschließen, **mit dritten Ländern** zur **Förderung von Vorhaben** von gemeinsamem Interesse sowie zur Sicherstellung der **Interoperabilität** der Netze zusammenzuarbeiten.

Ein Kernvorhaben der EU-Kommission ist die **Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte**, sie sollen maximal drei Jahre dauern. Dazu soll jeder Mitgliedsstaat **eine einzige zuständige Behörde** als Anlaufstelle für das gesamte Genehmigungsverfahren nennen<sup>37</sup>.

**Beim Netzausbau verfehlt die EU bislang ihre selbstgesteckten Ziele:** Der Rat der EU beschloss in einer Sitzung am 22. Mai 2013, dass bis 2015 kein Mitgliedsstaat mehr vom europäischen Gas- und Elektrizitätsnetzwerk isoliert sein solle<sup>38</sup>. Dieses Ziel wird jedoch laut Bericht des Rats der EU vom 13. Juni 2014 nicht zu erreichen sein<sup>39</sup>.

### 2.3.2. Ausbau des Stromnetzes

Insbesondere im Zuge der deutschen Energiewende ist der Ausbau des europäischen Stromnetzes von großer Bedeutung:

37. EurActiv.de, Schnellverfahren und EU-Förderung für Energienetz“, <http://www.euractiv.de/energie-und-klimaschutz/artikel/schnellverfahren-und-eu-frderung-frs-energienetz-005512> [08.07.2014].

38. Rat der EU, „Follow-up to the European Council of 22 May 2013: progress on the completion of the Internal Energy Market“, 27.11.2013, [http://www.parlament.gv.at/PAKT/EU/XXV/EU/00/38/EU\\_03887/jmfname\\_10424694.pdf](http://www.parlament.gv.at/PAKT/EU/XXV/EU/00/38/EU_03887/jmfname_10424694.pdf) [07.07.2014].

39. Rat der EU, „Council conclusions on “Energy prices and costs, protection of vulnerable consumers and competitiveness““, 13.06.2014, [http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms\\_data/docs/pressdata/en/trans/143198.pdf](http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/trans/143198.pdf) [07.07.2014].

- **Da Netze Strom unabhängig vom eigentlichen Bedarf transportieren**, müssen heute Windparks bei Überschüssen immer häufiger abgeregelt werden, um das Netz stabil zu halten. Der nicht-ingespeiste Strom wird trotzdem nach EEG-Einspeiseverordnung vergütet<sup>40</sup>.
- **Volatilitätsproblem:** Sonne und Wind sind nicht ständig verfügbar und können gegenwärtig nicht ausreichend gespeichert werden<sup>41</sup>.

Um überschüssige Energie u.a. ins Ausland abzutransportieren und Windenergie aus dem Norden und Sonnenenergie aus dem Süden dorthin zu transportieren, wo die Strom-Nachfrage besteht, bedarf es eines gut ausgebauten Netzes für Hochspannungs-Gleitstrom-Übertragung (HVDC).

### 2.3.3. Ausbau des Gasnetzes

Im Zuge der Eskalation des nunmehr dritten Gastreits zwischen Russland und der Ukraine seit 2006 ist auch der **transeuropäische Ausbau des Gasnetzes** wieder verstärkt als Element der europäischen **Versorgungssicherheit** in den Vordergrund getreten. Dabei geht es insbesondere um:

- Die **Integration von Gebieten, die bislang nicht an das europäische Gasnetz angeschlossen sind**, insbesondere im Baltikum und in Osteuropa. In diesen Gazprom-Monopolgebieten gibt es bislang wenig Marktanzreiz, in Netze zu investieren.
- Die **Ermöglichung von physischen „reverse flows“**, also eines Betriebs von Pipelines in umgekehrter Richtung, um insbesondere Osteuropa im Falle von Lieferunterbrechungen in russischen Pipelines zu versorgen.

### 2.3.4. Akteure beim Netzausbau

Der Netzausbau in der EU ist **hauptsächlich Aufgabe privater Netzbetreiber**. Es handelt sich um einen **Bottom-up-Prozess**, der von **nationaler Regulierung** und **nationalen Anreizsystemen** und finanziellen Interessen der Netzbetreiber dominiert ist. Auf europäischer Ebene wird der Netzausbau lediglich koordiniert.

#### 2.3.4.1. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

Mit der **Verordnung (EG) Nr. 714/2009** vom 13. Juli 2009 erhielt das ENTSO-E Kompetenzen für den Ausbau des Stromnetzes in der EU. Europaweit sind über **30 Übertragungsnetzbetreiber** Mitglieder im ENTSO-E, die deutschen Mitglieder sind TransnetBW, Tennet TSO, Amprion und 50Hertz Transmission. Im **dritten Energiepaket der EU** wurden die Kompetenzen des ENTSO-E festgelegt:

- Im zwei-Jahresrhythmus: **Veröffentlichung eines Zehn-Jahres-Plans für den Netzausbau**. Der erste Report erschien 2010, die Veröffentlichung für den „Ten-Year Network Development Plan 2014“ ist im Dezember 2014 vorgesehen.
- Ausarbeitung von **Netzwerk-Codes**.
- Sicherung der **Netzwerk-Interoperabilität**.
- Veröffentlichung von **Berichten zur Strom-Generierung**.

Die ENTSO-E arbeitet mit der European Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) zusammen.

#### 2.3.4.2. European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G)

ENTSO-G entstand 2009 im Rahmen des 2007 beschlossenen Dritten EU-Energie-Paketes zur Liberalisierung und Öffnung der Strom- und Gasmärkte in Europa. Laut **Verordnung (EG) Nr. 715/2009** hat die ENTSO-G folgende Kompetenzen:

- die Erarbeitung eines **EU-weiten Zehnjahresplan zur Entwicklung des Gasnetzwerks**,

40. Prof. Eicke R. Weber, „Bedeutung mehr Speicher weniger Netzausbau?“, in: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Energiewende direkt, Ausgabe 18/2014, Juni 2014, <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/18/Meldung/kontrovers-bedeutung-mehr-speicher-weniger-netzausbau.html> [08.07.2014].

41. Prof. Eicke R. Weber, „Bedeutung mehr Speicher weniger Netzausbau?“, in: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Energiewende direkt, Ausgabe 18/2014, Juni 2014, <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/18/Meldung/kontrovers-bedeutung-mehr-speicher-weniger-netzausbau.html> [08.07.2014].

- Standardisierung, Vergabe und Verwaltung von **Netzwerk-Codes**,
- die Verbesserung des **Informationsfluss** von den Übertragungsnetzbetreibern zu den Marktteilnehmern und ,
- die Schaffung gemeinsamer Arbeitsmittel, um den **Betrieb des Netzwerks** zu **koordinieren**.

In der ENTSO-G sind **39 Fernleitungsnetzbetreiber** organisiert, aus Deutschland sind Bayernets, Gascade, GTG Nord, Gasunie Deutschland, GRTgaz Deutschland, Jordgas, Nowega, Ontras, Open Grid Europe, Terranets BW und Thyssengas vertreten. Die ENTSO-G arbeitet mit der European Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) zusammen.

### 2.3.4.3. European Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)

ACER wurde 2009 mit der **Verordnung (EG) Nr. 713/2009** geschaffen. Es handelt sich um eine dezentrale Agentur der EU. ACER ist zuständig für

- **Begutachtung der ENTSO-E und ENTSO-G Zehn-Jahrespläne**,
- **Beratung der EU-Organen** in Energiefragen,
- **Koordination** der Arbeit der **nationalen Energieregulierungsbehörden** (z.B. Bundesnetzagentur und E-Control),
- Mitwirkung bei der **Erstellung europäischer Netzvorschriften**.

Nationale Regulatoren können Entscheidungs-Kompetenzen an ACER delegieren.

### 2.3.5. Finanzierung des Netzausbaus

Die EU-Kommission rechnete 2011 für die nächsten zehn Jahre mit einem **Finanzierungsbedarf** von ca. **200 Milliarden Euro** für den Bau von **Gaspipelines und Stromnetzen** in der EU<sup>42</sup>.

- **140 Milliarden Euro** für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetze, Stromspeicherung und Smart-Grid-Anwendungen
- **70 Milliarden Euro** für Gaspipelines, Gas-Speicherung, Liquefied Natural Gas (LNG) Terminals und reverse flow-Infrastruktur
- **2,5 Milliarden Euro** für Transportinfrastruktur für Kohlenstoffdioxid

Die Kommission geht davon aus, **dass 100 Milliarden Euro vom Markt aufgebracht** werden können und somit **100 Milliarden Euro als Finanzierungslücke** bleiben<sup>43</sup>. Rebecca Harms, MdEP der Fraktion der Grünen im Europäischen Parlament, kritisiert, die Investitionspläne der Kommission bevorzugten den Ausbau von Gasleitungen und benachteiligten die notwendige zukunftsfähige Infrastruktur für Erneuerbare Energien<sup>44</sup>.

Zur Finanzierung des Netzausbaus stellt die EU verschiedene Fördermittel bereit. Grundlegend gilt jedoch, dass finanzielle Unterstützung eine Ausnahme darstellt und **Bau und Instandhaltung der Energieinfrastruktur Markt-Prinzipien** zu unterliegen haben<sup>45</sup>.

#### 2.3.5.1. Trans-European energy networks (TEN-E)

Mit **Verordnung (EG) Nr. 1364/2006** wurden Richtlinien für trans-europäische Energienetze festgelegt. Dabei wird zwischen „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“, „vorrangigen Vorhaben“ und „Vorhaben von europäischem Interesse“ unterschieden. Das **Budget des TEN-E** beträgt rund **20 Millionen Euro im Jahr** und wird hauptsächlich für **Machbarkeitsstudien** eingesetzt.

42. Europäische Kommission, „European Commission - MEMO/11/710“, 19.10.2011, [http://europa.eu/rapid/press-release\\_MEMO-11-710\\_en.htm?locale=en](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-11-710_en.htm?locale=en) [19.06.2014].

43. Europäische Kommission, „Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach - ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz“; KOM(2010) 677, 17.11.2010, [http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009\\_2014/documents/com/com\\_com\(2010\)0677\\_/com\\_com\(2010\)0677\\_de.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/com/com_com(2010)0677_/com_com(2010)0677_de.pdf), S. 9, [08.07.2014].

44. EurActiv.de, „Schnellverfahren und EU-Förderung für Energienetz“, 19.10.2011, <http://www.euractiv.de/energie-und-klimaschutz/artikel/schnellverfahren-und-eu-forderung-frs-energienetz-005512> [08.07.2014].

45. Summaries of EU legislation, „Trans-European energy networks“, [http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/internal\\_energy\\_market/l27066\\_en.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/l27066_en.htm) [19.06.2014].

### 2.3.5.2. Fazilität „Connecting Europe“

Geschaffen mit der **Verordnung (EU) Nr. 1316/2013** stellt die Fazilität „Connecting Europe“ Mittel für den Ausbau der Energienetze, aber auch der Verkehrs- und digitalen Netze innerhalb der EU bereit. Für den **Zeitraum 2014-20** werden **5,85 Mrd. Euro** zur Verbesserung der transeuropäischen Energieinfrastruktur bereitgestellt.

Damit ein **Antrag auf Förderung** gestellt werden kann, muss ein Projekt in der sogenannten Liste der **Vorhaben von gemeinsamem Interesse** aufgeführt sein. Die Liste von 2013 enthält etwa 250 wichtige Energieinfrastrukturvorhaben, die nach ihrer Vollendung mindestens

- zwei Mitgliedstaaten erhebliche Vorteile bringen,
- die Energieversorgungssicherheit verbessern,
- die Marktintegration und den Wettbewerb verstärken und
- zu einer Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen werden.

Für jedes Bauvorhaben muss eine Entscheidung der zuständigen nationalen Regulierungsbehörden oder der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) über die grenzüberschreitende Kostenaufteilung vorliegen. Die **Höhe der EU-Finanzierung** darf grundsätzlich **50 Prozent der förderfähigen Kosten** nicht überschreiten<sup>46</sup>.

### 2.3.5.3. Europäische Investitionsbank (EIB)

Die Europäische Investmentbank hatte in den Jahren **2004-2013** ein **Budget von 75 Milliarden Euro** für die **Unterstützung von TEN-Vorhaben** im Bereich von Verkehr und Energie. Darüber hinaus unterstützt die EIB auch Infrastrukturprojekte, die nicht zu den TEN gehören. Zu den Unterstützungsinstrumenten zählen<sup>47</sup>

- **Darlehen**, insbesondere für den Netzausbau,
- **Fonds**, insbesondere zur Energieeffizienz und Fonds-Beteiligungen, insbesondere im Emissionshandel,
- **Partnerschaften mit anderen Geldgebern**, etwa für den Mittelmeer-Solarplan,
- **Unterstützung** für Forschung und Entwicklung und,
- gemeinsame **Initiativen mit der Kommission**, z.B. für Energieeffizienzvorhaben.

### 2.3.5.4. Kohäsionsfonds

Aus dem Kohäsionsfonds wurden für den Zeitraum 2014-2020 insgesamt 63,4 Milliarden Euro für Infrastrukturvorhaben bereitgestellt. Diese werden verwendet für

- **Energie- und Verkehrsprojekte**, wenn sie einen eindeutigen Nutzen für die Umwelt bedeuten, und zwar durch
  - Energieeffizienz,
  - die Nutzung erneuerbarer Energien,
  - den Ausbau des Schienenverkehrs,
  - eine verbesserte Anbindung der Verkehrssysteme,
  - die Unterstützung des öffentlichen Verkehrs usw.
- **Transeuropäische Verkehrsnetze**, insbesondere für „Projekte von europäischem Interesse“. Der Kohäsionsfonds **unterstützt Infrastrukturprojekte** im Rahmen der **Fazilität „Connecting Europe“**.

46. Europäische Kommission, „European Commission - IP/14/547“, 12.05.2014, [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-14-547\\_de.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-547_de.htm) [19.06.2014].

47. Europäische Investmentbank, „Energie“, <http://www.eib.org/projects/priorities/energy/index.htm> [19.06.2014].

## 2.4. Fazit

Im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien entsteht die Spitzenlast-Problematik: In Zeiten, in denen zu wenig Energie aus Sonne oder Wind verfügbar ist, hängt die Stromversorgung in der Bundesrepublik aufgrund des Atomausstiegs von flexibel einsetzbaren konventionellen Kraftwerken, oder von Stromimporten ab. Da es sich für privatwirtschaftliche Energieversorger momentan nicht lohnt, in konventionelle Kraftwerke zu investieren, sind verschiedene Kapazitätsmarktmodelle im Gespräch, in denen Energieversorger für die Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten bezahlt werden sollen. Insbesondere die Privatwirtschaft plädiert dabei für eine europäische Lösung. Ein europäischer Kapazitätsmarkt für konventionelle Kraftwerke würde ebenso wie der vermehrte Import von Strom den Ausbau des transeuropäischen Stromnetzes voraussetzen.

Der Ausbau des Stromnetzes ist insbesondere auch aufgrund der deutschen Energiewende und des europaweiten Ausbaus der Erneuerbaren Energien vonnöten. Für Deutschland stellt sich insbesondere das Volatilitätsproblem – und zwar in beide Richtungen: erzeugen die Erneuerbaren Energien zu wenig Strom, sind Stromimporte oder die Leistung konventioneller Kraftwerke nötig. Erzeugen die Erneuerbaren Energien zu viel Strom, werden die Verbraucher mitunter für den Verbrauch von Strom bezahlt, da bisher nur begrenzte Möglichkeiten bestehen, Strom zu speichern. Es muss also mittels des Netzausbaus dafür gesorgt werden, dass überschüssiger Strom Abnehmer in den europäischen Nachbarländern finden kann.

Auch das Gasnetz bedarf des transeuropäischen Ausbaus, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und eventuelle Lieferausfälle, insbesondere in Osteuropa, das hochgradig von russischen Gaslieferungen abhängig ist, auszugleichen. Dabei geht es auch um die Ermöglichung physischer reverse flows, wie sie derzeit für die Ukraine diskutiert werden.

Der Netzausbau in der EU ist hauptsächlich Aufgabe privater Netzbetreiber. Es handelt sich um einen Bottom-up-Prozess, der von nationaler Regulierung und nationalen Anreizsystemen und finanziellen Interessen der Netzbetreiber dominiert ist. Auf europäischer Ebene wird der transnationale Netzausbau lediglich koordiniert. Die EU erlässt dazu Leitlinien und priorisiert „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“, „vorrangigen Vorhaben“ und „Vorhaben von europäischem Interesse“ und unternimmt Maßnahmen zur Sicherung der Interoperabilität der Netze, insbesondere im Bereich der Harmonisierung der technischen Normen.

Die EU-Kommission rechnete 2011 für die nächsten zehn Jahre mit einem Finanzierungsbedarf von ca. 200 Milliarden Euro für den Bau von Gaspipelines und Stromnetzen in der EU. Zur Finanzierung des Netzausbaus stellt die EU verschiedene Fördermittel bereit und unterstützt Vorhaben der Mitgliedstaaten, die von gemeinsamem Interesse sind durch Durchführbarkeitsstudien, Anleihebürgschaften oder Zinszuschüsse. Grundlegend gilt jedoch, dass finanzielle Unterstützung eine Ausnahme darstellt und Bau und Instandhaltung der Energieinfrastruktur Markt-Prinzipien zu unterliegen haben. Die EU stellt eher in geringem Umfang Mittel zur Verfügung. Aktuelle Zielsetzungen, wie die Integration bisher isolierter Mitgliedstaaten in das europäische Strom- und Gasnetz bis 2015, werden nicht erreicht. Es bedarf also verstärkter Anstrengungen.

Die Liberalisierung der Märkte für Strom und Gas wurde durch das Dritte Energiepaket der EU von 2009 vorangetrieben, verläuft aber in den Mitgliedstaaten in unterschiedlicher Geschwindigkeit. Die Vollendung der Binnenmarkt-Liberalisierung bleibt eine wichtige Aufgabe. Ziel sollte die Schaffung eines kompetitiven und liquiden Binnenmarkts für Energie sein. Der Weg dazu könnte über die Harmonisierung der Regulierung zu Erneuerbaren Energien, Übertragung und des Energie-Handels führen<sup>48</sup>.

48. Notre Europe, European Economic and Social Committee, „Joint responses to energy challenges through a European Energy Community“, 21.02.2012, <http://www.eesc.europa.eu/resources/docs/declaration-en.pdf> [19.08.2014].

## 3. EU Energie-Außenpolitik

Seit Ausbruch der Ukraine-Krise und dem erneuten Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine, der die Sicherheit des Gastransits nach Europa infrage stellt, ist die **sichere Versorgung der Mitgliedsstaaten mit Gas** in der europäischen Energie-Diskussion in den Vordergrund gerückt. In der neuesten Runde der UN-Klimaverhandlungen muss sich die EU zudem auf ein Emissionseinsparziel für 2030 festlegen.

### 3.1. EU-Kompetenzen im Bereich Energie-Außenpolitik

Die EU verfolgt nach **Artikel 194(1) AEUV** das Ziel der **Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit** in der Union. Darüber hinaus hat sie laut **Artikel 191(1)(d) AEUV** das Ziel der Förderung von Maßnahmen auf internationaler Ebene zur Bewältigung regionaler oder globaler Umweltprobleme und insbesondere zur **Bekämpfung des Klimawandels**. Die EU kann etwa internationale Verträge im Bereich Energie und Umweltschutz abschließen.

### 3.2. Internationale Klimaverhandlungen

Bis März 2015 haben die UN-Mitgliedsstaaten in der neuesten Runde der UN-Klimagesprache Zeit, ihre Ziele zur Treibhausgasemission bis 2030 zu definieren. Momentan ist bei der EU Kommission von einem **Sparziel von 27 oder 28 Prozent für 2030** die Rede<sup>49</sup>. Die EU bietet zudem an, ihr offizielles Ziel für die **Emissionsminderung bis 2020 von 20 Prozent auf 30 Prozent zu erhöhen**, sofern andere große Volkswirtschaften vergleichbare Anstrengungen unternehmen<sup>50</sup>. Der EU-Kommissionspräsident Barroso sprach sich gegen Energiesparziele und für eine Ausrichtung des Klimaschutzes auf den Emissionshandel allein aus<sup>51</sup>.

Die **Mitgliedstaaten** zeigen sich **bei der Diskussion um neue Klimaziele gespalten**: Während die West- und Nordeuropäer Umweltschutz zentral ist, werten die Osteuropäer Versorgungssicherheit und niedrige Energiepreise als höheres Gut. Kommentatoren vermuten, die Osteuropäer wollten in den Klimaverhandlungen 2015 eine Revisionsklausel verankern. Europa solle demnach seine Ambitionen zurückschrauben, wenn nicht auch andere Industrie- und Schwellenländer vergleichbare Verpflichtungen eingingen.

### 3.3. Gas-Versorgungssicherheit

Erdgas kommt beim Übergang zu Erneuerbaren Energien eine wichtige Rolle als **Brückentechnologie** zu. **Zwei-Drittel des in der EU verbrauchten Gases** muss jedoch von außerhalb der EU importiert werden. Die Gas-Versorgungssicherheit hat daher eine außenpolitische Dimension. Derzeit wird ein EU-weiter **Stresstest** zur Sicherheit der Gasversorgung im nächsten Winter durchgeführt. Dabei soll ermittelt werden, welche Auswirkungen russische Lieferunterbrechungen auf die EU haben würden.

#### 3.3.1. Wenig diversifizierte Bezugsquellen, insbesondere in Osteuropa

Im Jahr **2012** hatte die **EU** laut ENTSO-G<sup>52</sup> einen **Gesamtgasverbrauch von 5.015.227 GWh**.

- Den größten Anteil ihres Gases, **30,7 Prozent**, erhielt die EU aus **eigenen Reserven**.

49. FAZ.NET, „EU will mehr Energie sparen“, 20.06.2014, <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/eu-schmiedet-ehrgeizigere-plaene-zur-energie-effizienz-12999172.html> [20.06.2014].

50. Vertretung der Europäischen Kommission in Deutschland, „UN-Klimaverhandlungen in Bonn: EU für ehrgeiziges, globales Handeln“, 04.06.2014, [http://ec.europa.eu/deutschland/press/pr\\_releases/12421\\_de.htm](http://ec.europa.eu/deutschland/press/pr_releases/12421_de.htm) [20.06.2014].

51. FAZ.NET, „EU will mehr Energie sparen“, 20.06.2014, <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/eu-schmiedet-ehrgeizigere-plaene-zur-energie-effizienz-12999172.html> [20.06.2014].

52. Gas Infrastructure Europe, „ENTSOG / GIE - System Development Map 2012“, [http://www.gie.eu/download/maps/ENTSOG\\_SYSDEV\\_MAP2012.pdf](http://www.gie.eu/download/maps/ENTSOG_SYSDEV_MAP2012.pdf) [20.06.2014].

- **27,1 Prozent** des Gases wurde aus **Russland** importiert,
- **22,7 Prozent** aus **Norwegen**,
- **11,7 Prozent** des Gases kam per Tanker in Form von **Flüssiggas** (Liquefied Natural Gas / LNG) aus verschiedenen Bezugsquellen,
- **6,6 Prozent** des Gases wurde aus **Algerien** geliefert,
- **1,3 Prozent** des Gases wurde aus **Libyen** importiert.

Die **Abhängigkeiten** von externen Gaslieferanten, insbesondere von Russland, sind dabei höchst **unterschiedlich**, in **Osteuropa** und insbesondere im **Baltikum** ist **Russland beinahe der einzige Erdgaslieferant**. Mitteleuropa bezieht deutlich weniger russisches Erdgas, Süd- und Westeuropa fast gar keines. Zur Veranschaulichung werden die polnischen und deutschen Gasimporte im Jahr 2012 verglichen.

**Polen konsumierte 2012 insgesamt 17,18 Milliarden Kubikmeter Gas<sup>53</sup>.**

- 13,1 Milliarden Kubikmeter **Gas** erhielt Polen **aus Russland<sup>54</sup>**, das sind rund **76 Prozent des polnischen Gasverbrauchs** im Jahr 2012.
- **6,25 Milliarden Kubikmeter Gas förderte Polen selbst<sup>55</sup>**, was die Abhängigkeit von Gas-Importen aus Russland etwas verminderte. Allerdings sind die Gas-Fördermengen in Polen rückläufig.

**Im Jahr 2012 importierte Polen** laut ACER insgesamt **37,2 Milliarden Kubikmeter Gas**.

- Der weitaus größte Teil, 35,5 Milliarden Kubikmeter Gas, entfiel auf **Gasimporte aus Russland**. Diese kamen durch die „**Jamal-Europa Pipeline**“ aus Russland über Weißrussland und aus einem Strang durch die Ukraine nach Polen.

**An Polen** gingen davon 13,1 Milliarden Kubikmeter Gas

25 Milliarden Kubikmeter Gas durch Polen **nach Deutschland weitergeleitet**,

- 0,6 Milliarden Kubikmeter **Gas** importierte Polen **aus Tschechien**,
- Außerdem kamen 1,1 Milliarden Kubikmeter **Gas aus Deutschland**,
- Außerdem speicherte Polen eine dem Autor nicht bekannte Menge Gas ein.

**Deutschland konsumierte 86 Milliarden Kubikmeter Gas im Jahr 2012.**

**Aus Russland** erhielt die Bundesrepublik **34 Milliarden Kubikmeter Gas<sup>56</sup>**. Das entspricht **40 Prozent des Erdgaskonsums** der Bundesrepublik im Jahr 2012.

- Laut ACER kamen 11,3 Milliarden Kubikmeter Gas über die **Nord Stream Pipeline** direkt aus Russland,
- Die restlichen Lieferungen aus Russland verteilten sich auf die „**Jamal-Europa-Pipeline**“ über Weißrussland und Polen und die „**Bruderschaft-Pipeline**“ über die Ukraine, die Slowakei und Tschechien.

Demgegenüber stand im Jahr 2012 eine Importmenge von **103,7 Milliarden Kubikmeter Gas, die Deutschland aus nicht-russischen Quellen** bezog.

- An der Spitze standen Gaslieferungen aus **Norwegen**, 49,5 Milliarden Kubikmeter,
- gefolgt von Lieferungen, die durch die **Niederlande** nach Deutschland gelangten, 44,5 Milliarden Kubikmeter Gas.
- Weitere Lieferungen kamen aus **Österreich, Belgien und Dänemark**.

53. U.S. Energy Information Administration, „Poland“, <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=pl#ng> [15.07.2014].

54. Gazprom, „Press Conference Background Gas export and enhancing reliability of gas supply to Europe“, 04.06.2013, <http://www.gazprom.com/ff/posts/86/961749/background-press-conf-2013-06-04-en.pdf> [16.07.2014].

55. U.S. Energy Information Administration, „Poland“, <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=pl#ng> [15.07.2014].

56. Gazprom, „Press Conference Background Gas export and enhancing reliability of gas supply to Europe“, 04.06.2013, <http://www.gazprom.com/ff/posts/86/961749/background-press-conf-2013-06-04-en.pdf> [16.07.2014].

Deutschland verfügte 2012 überdies über eine **Eigenproduktion von 14,83 Milliarden Kubikmetern Gas**<sup>57</sup>. Die Fördermengen sind jedoch rückgängig. Die Bundesrepublik **exportierte** bzw. leitete **62,2 Milliarden Kubikmeter Gas** weiter. Eine dem Autor nicht bekannte Menge Gas wurde eingespeichert.

### 3.3.2. Variierende Preise für russisches Gas in den Mitgliedstaaten der EU / Politische Preise? / Verbot des Weiterverkaufs von Gas

Der russische **Gasversorger Gazprom verhandelt die Gaspreise bilateral mit einzelnen Abnehmerstaaten**. Die **Verträge sind geheim**, die Gaspreise einzelner Länder werden nur in Ausnahmesituationen bekannt, es liegen aber Schätzungen vor<sup>58</sup>. **Gazprom koppelt den Gaspreis üblicherweise an den Erdölpreis** und lässt den Gaspreis dessen Veränderung mit einer durchschnittlichen Verzögerung von rund sechs Monaten folgen. Deutschland und Italien konnten durchsetzen, dass sich bis zu 15 Prozent ihres Gaspreises nach Spotmarkt-Preisen für Gas richtet<sup>59</sup>.

Im Jahr **2011** lag der durchschnittliche **Exportpreis für russisches Gas nach Europa bei 346 Dollar je 1000 Kubikmeter**<sup>60</sup>. Den Ausgangspreis für die separaten Lieferverträge legt Gazprom individuell fest für jeden Abnehmer fest. Je höher der Anteil russischen Gases am Verbrauch des jeweiligen Abnehmers ist – also je höher die Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen – desto höher ist der Gaspreis<sup>61</sup>.

Insbesondere im gegenwärtigen Ukraine-Konflikt stellt sich die **Frage, ob der Preis für russisches Gas politisch festgelegt** wird: Unter der russlandfreundlichen ukrainischen Regierung von Wiktor Janukowitsch erhielt die Ukraine einen Preis von 260 Dollar pro 1000 Kubikmeter Gas, als nach dem Sturz der Regierung Janukowitsch in der Ukraine prowestliche Kräfte an die Macht kamen, versuchte Russland den Preis auf 460 Dollar pro 1000 Kubikmeter hochzusetzen. Nachdem die Ukraine Mitte Juni ein letztes Angebot Russlands von 385 Dollar pro 1000 Kubikmeter ausschlug, **stellte Russland die Gaslieferungen in die Ukraine am 16. Juni 2014 ein**. Ausgenommen sind die für die westlichen Nachbarn der Ukraine bestimmten Transitmengen an Gas.

Einige der **Verträge**, die Gazprom mit seinen Abnehmern schließt, enthalten ein **Verbot des Weiterverkaufs russischen Gases an Dritte**. Somit wird die Idee des „reverse flows“ zur Versorgung stark importabhängiger Staaten in Osteuropa partiell unterlaufen. Gazproms Vorstandsvorsitzender Alexej Miller wies denn auch am 5. April 2014 darauf hin, dass solche Geschäfte aus seiner Sicht „rechtlich fraglich“ seien<sup>62</sup>.

### 3.3.3. Verhandlungsmandat für die Europäische Kommission zur Revision von Verträgen mit Gazprom / Kommission als zentraler Gas-Einkäufer

In der momentan insbesondere von Polens Ministerpräsidenten Donald Tusk vorangetriebenen **Debatte über eine Europäische Energieunion** stehen **zwei Aspekte** im Vordergrund:

1. Die **Stärkung des Verhandlungsmandats der Europäischen Kommission** zur Revision von Verträgen mit Gazprom, um etwa
  - Vertragsklauseln, die das **Weiterverkaufsverbot von Gas** beinhalten, zu **streichen**, ebenso **take or pay-Klauseln** oder
  - Die **Ölpreisbindung des Gaspreises zu beenden**, um niedrigere Importpreise zu erzielen.
 Die deutschen Konzerne E.ON und RWE konnten etwa in Verhandlungen mit Gazprom bereits eine Lockerung der Ölpreisbindung durchsetzen<sup>63</sup>.

57. U.S. Energy Information Administration, „Germany“, <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=6M&trk=m> [16.07.2014].

58. Radio Free Europe, „Gazprom’s Grip: Russia’s Leverage over Europe“, <http://www.rferl.org/content/fographics/gazprom-russia-gas-leverage-europe/25441983.html> [15.07.2014].

59. Adnan Vatansever, „The Future of EU-Russian Energy Relations“, in: [Atlantic Council, David Koranyi (ed.)]: A Eurasian Energy Primer: The Transatlantic Perspective, (Washington DC, November 2013), S. 37-50, hier: 44.

60. Focus.de, „Gazprom kündigt Preiserhöhung an“, 25.04.2011, [http://www.focus.de/finanzen/finanz-news/gaspreise-gazprom-kuendigt-preiserhoehung-an\\_aid\\_621346.html](http://www.focus.de/finanzen/finanz-news/gaspreise-gazprom-kuendigt-preiserhoehung-an_aid_621346.html) [20.06.2014].

61. Reuters, „Oettinger will Einheitspreis für russisches Gas in EU“, 02.05.2014, <http://de.reuters.com/article/domesticNews/idDEKBNDD10Y920140502> [20.06.2014].

62. Ria Novosti, „Gazprom-Chef: Reverse Flow-Modus für Gaslieferungen aus Europa in Ukraine rechtlich fraglich“, 05.04.2014, <http://de.ria.ru/business/20140405/268211513.html> [20.06.2014].

63. Welt Online, „Gazprom rückt offenbar von der Ölpreisbindung ab“, 21.06.2012, <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article106640648/Gazprom-rueckt-offenbar-von-der-Oelpreisbindung-ab.html> [20.06.2014].

2. Darüber hinaus wird insbesondere von Polen angeregt, die **Europäische Kommission oder eine untergeordnete Agentur solle den europäischen Gas-Einkauf bündeln**, um so die Verhandlungsposition kleinerer Mitgliedsstaaten gegenüber Gazprom zu stärken.
3. **EU-Energiekommissar Oettinger lehnt diesen Vorschlag bislang ab.** „Einen politisch verfügbaren Einheitspreis wird es mit mir nicht geben“, sagte er am 14. Mai 2014 der Frankfurter Allgemeinen Zeitung<sup>64</sup>.
  - Stattdessen setzt er auf den **Ausbau des Pipelinenetzes**, um Gas problemlos von einem EU-Land ins andere transportieren zu können.
  - Dann würden sich die heute sehr unterschiedlichen Preise im Wettbewerb automatisch angleichen und Russland könnte nicht mehr ein Land gegen das andere ausspielen.
  - Nachbarländer wie die Ukraine und Moldau sollten nach Meinung Oettingers dabei besser eingebunden werden.

Der **Rat der EU fasste auf seiner Sitzung am 13. Juni 2014 einen vage formulierten Beschluss** zur Stärkung der Kommission in Fragen der externen Energiebeziehungen: „The Council encourages the Commission to examine ways to strengthen the bargaining power of the EU and its members states vis-a-vis external suppliers“<sup>65</sup>.

In der **EU Energy Security Strategy** vom 28. Mai 2014 regt die Kommission an, „**freiwillige Mechanismen zur Nachfragebündelung**“ zu prüfen, die möglicherweise zu einer stärkeren Verhandlungsposition der europäischen Käufer führen<sup>66</sup>.

### 3.3.4. Schaffung einer strategischen Gas-Reserve

In Deutschland ist aufgrund befürchteter Lieferausfälle im Zuge der Ukraine-Krise die Bildung einer nationalen Gas-Reserve im Gespräch, besonders die **Bayerische Landesregierung** spricht sich **dafür** aus. Deutschland solle sich damit, analog zur 1973 eingerichteten strategischen Öl-Reserve, **bis zu 90 Tage lang selbst mit Gas versorgen** können.

Bislang sind Gasversorger per **Verordnung (EU) Nr. 994/2010** über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung angehalten, eine **Versorgung über eine 30-tägige Kälteperiode stets sicher gewährleisten zu können**. Allerdings sind die Unternehmen nicht verpflichtet, physische Vorräte anzulegen: Sie können den Nachweis der Versorgungssicherheit zum Beispiel auch durch Vorlage von Importverträgen erbringen. Aufgrund der vorhandenen gesetzlichen Regelwerke zur Gasversorgungssicherheit hält der **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)** eine staatliche **Gasreserve für unnötig**<sup>67</sup>.

### 3.3.5. Diversifizierung der Gas-Bezugsquellen und Lieferwege

Neben der Stärkung des Energie-Binnenmarkts durch den Netzausbau und einer Stärkung der Verhandlungsposition der Kommission gegenüber Gas-Exporteuren, **verfolgt die EU seit der ersten Gas-Krise zwischen Russland und der Ukraine eine Strategie der Diversifizierung** der Gasbezugsquellen und Lieferwege.

Für eine erfolgreiche Diversifizierungsstrategie bedarf es zunächst der **Nachfragesicherheit**: Ohne **klare gemeinsame EU-Klima- und Energieziele** wird die Nachfrageentwicklung für fossile Energieträger, insbesondere für das leitungsgebundene Erdgas, im Unklaren bleiben.

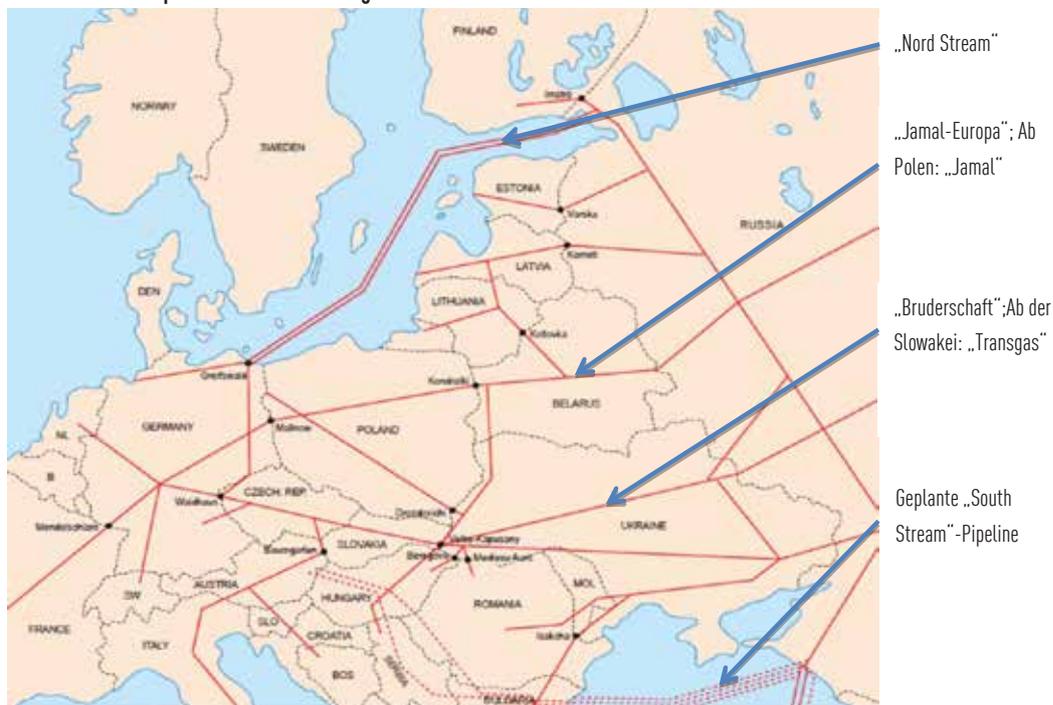
64. FAZ.NET, „Oettinger erteilt Energieunion Absage“, 14.05.2014, <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/eu-energiekommissar-oettinger-erteilt-energieunion-absage-12939975.html> [20.06.2014].

65. Rat der EU, „Council conclusions on “Energy prices and costs, protection of vulnerable consumers and competitiveness”“, [http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms\\_data/docs/pressdata/en/trans/143198.pdf](http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/trans/143198.pdf) [07.07.2014].

66. Europäische Kommission, „Strategie für eine sichere europäische Energieversorgung“, 28.05.2014, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN> [18.08.2014].

67. Welt Online, „Nationale Gasreserve für Deutschland gefordert“, 13.03.2014, <http://www.welt.de/wirtschaft/article125740892/Nationale-Gasreserve-fuer-Deutschland-gefordert.html> [20.06.2014].

ABBILDUNG 1 – Europäisches Gasfernleitungsnetz



Quelle: Oxford Institute for Energy Studies; Markierungen durch den Autor.

Auch ein **gut ausgebautes innereuropäisches Pipeline-Netz ist nötig**, damit nicht alles zu jeder Zeit von der Liquidität der Gasversorgung von außen abhängt. „Flüssigerdgas (LNG) aus Katar oder den USA und Erdgas aus Norwegen oder aus Aserbaidschan müssen zum richtigen Zeitpunkt und zu der passenden Qualität an den Ort gelangen können, an dem sie gebraucht werden“, so Kirsten Westphal von der Stiftung Wissenschaft und Politik<sup>68</sup>.

### 3.3.5.1. Außenpolitische Dimension der Liberalisierung des Gasmarktes: Die South Stream-Kontroverse

Die Liberalisierung des Gasmarktes hat auch eine außenpolitische Dimension: Auf Grundlage des Dritten Energiepakets stoppte die EU-Kommission jüngst den Bau des bulgarischen Abschnitts der **South Stream Pipeline**, die Gas aus Russland durch das Schwarze Meer auf den Balkan transportieren soll. Der Grund ist, dass der russische Energieproduzent Gazprom laut der zugrundeliegenden bilateralen Verträge, die vor Abschluss des Dritten Energiepakets zustande kamen, das Pipeline-Netzwerk besitzt. Dies verstößt gegen die **Unbundling-Vorgaben** des Dritten Energiepakets. Russland betrachtet dies als künstliche Hürde, die gegen WTO-Regeln verstößt und strebt eine **Klage bei der WTO** an.

Zeitweise war innerhalb der EU eine „**Gazprom-Klausel**“ im Gespräch, mit der es Unternehmen, in deren Heimatländern restriktive Marktzugangsbedingungen herrschen, **verboten** werden sollte, sich **in den liberalisierten europäischen Energiesektor einzukaufen**. Diese wurde jedoch nicht realisiert.

Kürzlich hat die Bundesregierung die **Übernahme der RWE-Tochter DEA durch die Investmentgesellschaft „Letter One“**, hinter der der russische Oligarch Mikhail Fridman steht, genehmigt. Die **DEA** ist neben der BASF-Tochter Wintershall die einzige größere **deutsche Öl- und Gas-Explorationsfirma** und verfügt über zahlreiche Explorations- und Produktionslizenzen in Europa.

68. Kirsten Westphal, „Deutschland braucht eine neue Energie-Außenpolitik“, in: Euractiv.de, 28.03.2014, <http://www.euractiv.de/sections/energie-und-umwelt/deutschland-braucht-eine-neue-energie-aussenpolitik-301218> [07.07.2014].

### 3.3.5.2. Alternativ-Pipelines, „Südlicher Gaskorridor“: Trans-Adria Pipeline, Nabucco

In Konkurrenz zur russischen South Stream Pipeline treibt die EU den „**Südlichen Gaskorridor**“ voran. Dabei handelt es sich um **Infrastrukturprojekte zur Beförderung von Gas aus dem kaspischen Raum in die EU**. Im Vordergrund steht dabei das aserbaidische **Schah Denis Gasfeld**. Es verfügt über Reserven von 50 bis 100 Milliarden Kubikmetern Gas.

Die Produktion des **Schah Denis Konsortiums**, bestehend aus den Unternehmen BP (Großbritannien, 25,5 Prozent Beteiligung), Statoil (Norwegen, 25,5 Prozent), TPAO (Türkei, 19 Prozent), SOCAR (Aserbaidische, 10 Prozent), Lukoil (Russland, 10 Prozent), NOCC (Iran, 10 Prozent), begann im Jahr 2006. Das Gas gelangt **aus Aserbaidische über die Südkaukasus-Pipeline in die Türkei**.

Zwei große Pipelineprojekte konkurrierten darum, kaspisches Gas in die EU zu transportieren: die **Nabucco-Pipeline** und die **Trans Anatolische Pipeline (TANAP)**, die letztlich insbesondere aufgrund der Haltung der Türkei den Zuschlag erhielt.

- Die Trans Anatolische Gaspipeline soll das Gas aus Aserbaidische an die türkisch-griechische Grenze transportieren,
- von dort aus würde das Gas durch die Trans Adria Pipeline (TAP) durch Griechenland und Albanien nach Italien geleitet.
- Aserbaidische ist mit 51 Prozent Mehrheitsanteilseigner der Trans Anatolischen Pipeline (TANAP) und kontrolliert damit den Gas-Transit in der Türkei.
  - Damit ist **Aserbaidische in der Lage, zusätzlich Gas-Mengen aus anderen Quellen** – die EU spekuliert insbesondere auf die Einspeisung turkmenischen Gases – **zuzulassen, oder die Einspeisung zu verwehren**.
  - Außerdem kann Aserbaidische die **Transit-Gebühren** festlegen.

Diese massive **Kontrolle Aserbaidisches über den Gas-Transit** im „Südlichen Gaskorridor“ steht der innerhalb der EU forcierten Entflechtung von Produzenten und Transportnetz-Betreibern diametral entgegen. Koranyi und Sartori weisen darauf hin, dass Aserbaidische eine Machtposition über den Gas-Transit durch die Türkei innehat, wie sie Gazprom für zwei Jahrzehnte vergeblich über den ukrainischen Transit zu erlangen versuchte<sup>69</sup>. Zwar diversifiziert die EU mit diesem Projekt ihre Gas-Bezüge und macht sich weniger abhängig von russischen Importen. Gleichzeitig begibt sie sich aber in **neue Abhängigkeiten**.

### 3.3.5.3. Turkmenistan, Östliches Mittelmeer

Die EU ist insbesondere an der Errichtung einer **Trans-kaspischen Pipeline aus Turkmenistan durch das kaspische Meer nach Aserbaidische** interessiert, um es von dort über die Trans Anatolische Pipeline (TANAP) und die Trans Adria Pipeline (TAP) nach Europa zu transportieren. Einer Einspeisung in die TANAP müsste aber Aserbaidische als Mehrheitsanteilseigner zustimmen.

Die im **Östlichen Mittelmeer** entdeckten **700 Milliarden Kubikmeter Gas** dürften aufgrund der hohen Energienachfrage in der Türkei die **Versorgungssituation der EU nur geringfügig beeinflussen**, zumal Aserbaidische auch der Einspeisung dieses Gases in die TANAP zustimmen müsste.

### 3.3.5.4. Liquefied Natural Gas (LNG)

Die **EU** verfügt derzeit über **20 operierende LNG-Terminals**<sup>70</sup>, der Ausbau der LNG-Infrastruktur kommt bisher in Deutschland kaum voran. Für den Import von LNG im großen Stil ist auch ein gut ausgebautes innereuropäisches **Pipeline-Netz vonnöten**.

69. David Koranyi, Nicolò Sartori, "EU-Turkish Energy Relations in the Context of EU Accession Negotiations: Focus on Natural Gas", [Atlantic Council Dinu Patriciu Eurasia Center and Istituto Affari Internazionali (IAI)] [http://www.atlanticcouncil.org/images/publications/GTE\\_WP\\_05.pdf](http://www.atlanticcouncil.org/images/publications/GTE_WP_05.pdf) [20.06.2014].

70. Gas Infrastructure Europe, "LNG Map", <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map> [20.06.2014].

**Mögliche Exporteure** von LNG sind **die USA und Kanada**.<sup>71</sup>

- Kanada benötigt allerdings noch etwa **ein Jahrzehnt zum Ausbau der Infrastruktur**, da das Gas in West-Kanada produziert wird, jedoch von der Ostküste nach Europa exportiert werden müsste,
- **gegen die nötige Transit-Pipeline** gibt es aber **Widerstände** vonseiten von Aborigines, Umweltgruppen und einiger Provinzen,
- In den **USA** ist der **politische Wille zum Gas-Export eher gering**, obwohl sich die Obama Administration im Zuge der Krim-Krise für den Export von LNG nach Europa ausgesprochen hat.

Ein weiteres Problem besteht darin, dass die **hohe Nachfrage nach LNG in Asien die Preise treibt**. Für LNG müssten die europäischen Importeure den doppelten Preis des Pipeline-Gases zahlen. Hinzu kommt, dass der Spot-Markt für LNG sehr klein ist und das Angebot neuer Flüssiggas-Mengen zum großen Teil schon jetzt langfristig kontraktiert ist.<sup>72</sup>

LNG ist insgesamt aufgrund der Preise und der vorhandenen Kapazitäten und Infrastruktur **keine generelle Alternative zu russischen Gasimporten**, jedoch könnte der Ausbau der Infrastruktur in Osteuropa die Mitgliedsstaaten in Gazprom-Monopolgebieten in eine bessere Position bei Preisverhandlungen versetzen. Polen baut in Swinemünde, an der deutsch-polnischen Grenze, aktuell seinen ersten LNG-Hafen. Zudem könnten Lieferunterbrechungen in Pipelines in Zukunft kurzfristig mit LNG-Lieferungen ausgeglichen werden.

### 3.3.5.5. Schiefergas-Förderung („Fracking“)

Die EU-Kommission hat am 22. Januar 2014 eine **Empfehlung zu Umweltstandards für das Hydraulic Fracturing Verfahren**<sup>73</sup> erlassen, bei dem Wasser und Chemikalien in Gesteinsformationen gepresst werden, um Schiefergas zu fördern. Die Empfehlungen sind nicht verbindlich. Die Förderung von Schiefergas könnte die **zurückgehende konventionelle Erdgasförderung** in Europa **partiell ersetzen** und somit zur **Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz** beitragen. Insbesondere die osteuropäischen Mitgliedsstaaten setzen Hoffnungen auf die Energiegewinnung aus Schiefergas.

In **Deutschland** haben verschiedene Länder Bundesratsinitiativen zum Fracking gestartet. Das Bundesumweltministerium und das **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** haben nun eigene **Eckpunkte zum Fracking** vorgelegt. Danach soll die Fördermethode aus bis zu 3.000 Metern tiefen Gesteinsschichten vorerst weitgehend verboten werden. Jegliche Art von Fracking in Wasserschutz- und Heilquellengebieten sowie in Einzugsbereichen von Talsperren und Seen soll untersagt werden. Das Verbot könnte auf Trinkwassergewinnungsgebiete ausgeweitet werden. Eine wissenschaftliche **Erprobung der Technologie solle es nur geben, wenn die eingesetzte Frackflüssigkeit nicht das Grundwasser gefährde**. Die Regelungen sollen 2021 überprüft werden<sup>74</sup>. Konventionelle Fracking-Vorhaben blieben aber grundsätzlich möglich.

71. Sophia Côte, „EU Natural Gas Diversification: Assessing Canada and the US as Potential Suppliers of Natural Gas to the EU“, [Master Arbeit an der Hertie School of Governance], (Berlin: 2014).

72. Capital, „Teurer Abschied von Russland“, 22.04.2014, <http://www.capital.de/themen/teurer-abschied-von-russland.html> [20.06.2014].

73. Europäische Kommission, „Environmental Aspects on Unconventional Fossil Fuels“, [http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/unconventional\\_en.htm](http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/unconventional_en.htm) [18.06.2014].

74. Wirtschaftswoche, „Neues Gesetz: Bundesregierung will Fracking unter Auflagen erlauben“, 04.07.2014, <http://green.wiwo.de/eckpunkte-fuer-neues-gesetz-bundesregierung-will-fracking-erlauben/> [07.07.2014].

### 3.4. Fazit

Russland spielt als Gaslieferant für die EU eine wichtige Rolle und ist auf absehbare Zeit nicht zu ersetzen. Eine Einstellung der Lieferungen Russlands in die EU ist äußerst unwahrscheinlich, da der russische Staatshaushalt von den Einnahmen aus den Rohstoff-Verkäufen abhängig ist.

Die politischen und wirtschaftlichen Abhängigkeiten im Gasgeschäft zwischen Russland und der EU sind gegenseitig, daher wurden die Lieferungen nach Europa auch zu Zeiten des Kalten Krieges nicht eingestellt. Lieferunterbrechungen in die EU aufgrund der Gasstreitigkeiten zwischen Russland und der Ukraine sind auch für Russland unangenehm, schaden sie doch dessen Ruf als zuverlässiger Gaslieferant<sup>75</sup>. Der Aufbau einer strategischen Gasreserve scheint daher unbegründet.

Das eigentliche Problem in den Gasbeziehungen zwischen Russland und der EU ist, dass Gazprom in einigen osteuropäischen EU-Mitgliedstaaten, in Finnland und im Baltikum ein Monopol auf Gaslieferungen besitzt und daher den Preis unilateral festlegen kann. Die EU verfolgt daher die Integration des europäischen Gasmarktes, damit Gaspreise sich zukünftig in einem gesamteuropäischen Markt bilden, statt bilateral zwischen Russland und einzelnen Mitgliedstaaten verhandelt zu werden. Ein zentraler Gas Bezug über eine supranationale Agentur scheint unwahrscheinlich, da die Kommission eine Marktlösung anstrebt und eine politische Preisbildung ablehnt, ist dies doch gerade der Vorwurf, den europäische Politiker an die Adresse Russlands richten. Außerdem stehen einem zentralen Einkauf die Interessen von Mitgliedsstaaten wie insbesondere Deutschland entgegen, die russisches Gas zu sehr vorteilhaften Konditionen beziehen.

Im Zuge der Schaffung des EU-Binnenmarkts für Energie kam es jüngst zu Streitigkeiten um die von Russland geplante South Stream Pipeline. Die EU stoppte das Vorhaben mit der Begründung, das Projekt verstoße gegen das Dritte Energiepaket der EU. Eigentlicher Grund für den Baustopp dürfte aber die Diversifizierungsstrategie der EU sein, der die South Stream Pipeline diametral entgegen läuft, da sie noch mehr Gas nach Europa transportieren würde.

Bei der Diversifizierung hat die EU insbesondere den kaspischen Raum im Blick. Über die Trans Anatolische Pipeline soll Gas aus dem aserbaidischen Schah Deniz Gasfeld an die türkisch-griechische Grenze und von dort über die Trans Adria Pipeline über Albanien nach Italien transportiert werden. Da Aserbaidschan 51 Prozent an der TANAP hält, kontrolliert es den Netzzugang und kann so verhindern, dass nicht-aserbaidschanisches Gas, etwa aus Turkmenistan oder dem östlichen Mittelmeer, über die TANAP nach Europa gelangen kann. Aus Sicht der Diversifizierungsstrategie der EU könnte argumentiert werden, dass eine Realisierung der alternativen Nabucco Pipeline vorteilhafter gewesen wäre, da diese Pipeline durch die Türkei und den Balkan zu 80 Prozent in der Hand europäischer Energieunternehmen gelegen hätte und alternative Gasquellen somit hätten eingespeist werden können.

Die Rolle von Schiefergas in der EU-Diversifizierungsstrategie wird begrenzt sein: Im besten Fall wird dadurch die zurückgehende konventionelle Erdgasförderung in der EU ausgeglichen. Welcher ökologische Preis dafür bezahlt werden muss, ist noch unklar. Flüssiggas (LNG) hat hingegen das Potential, die Verhandlungsposition osteuropäischer Staaten gegenüber Gazprom zu stärken, um ggf. Preisnachlässe zu verhandeln, wie etwa durch eine Abkehr von der Ölpreisbindung des Gaspreises. LNG wäre auch eine Möglichkeit, Lieferunterbrechungen in russischen Pipelines, wie sie etwa durch Abzweigungen aus dem für die EU bestimmten Transitgas durch die Ukraine entstehen könnten, auszugleichen. Allerdings ist der Bezug von LNG sehr teuer und erfordert hohe Investitionen in Infrastruktur, insbesondere in LNG-Häfen.

Sollte die EU sich dazu entschließen, die Ukraine und Moldawien energiepolitisch zu integrieren, müssten Infrastruktur-Maßnahmen zur Ermöglichung von physischen „reverse flows“ vorgenommen werden. Zudem

75. Europäische Kommission DG for External Relations, „The EU's energy security made urgent by the Crimean crisis“, April 2014, [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/briefing\\_note/join/2014/522338/EXPO-AFET\\_SP\(2014\)522338\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/briefing_note/join/2014/522338/EXPO-AFET_SP(2014)522338_EN.pdf) [18.08.2014], 36.

müsste das Verbot des Weiterverkaufs von Gas in den Gazprom-Verträgen nachverhandeln, wozu ggf. ein stärkeres Verhandlungsmandat der Kommission nötig wäre.

Endziel der Bestrebungen der EU auf dem Feld der Energiepolitik, insbesondere in Bezug auf die außenpolitische Dimension von Energiepolitik, sollte die Schaffung einer Europäischen Energie Union sein. Da dies eine Änderung der Verträge voraussetzen würde, scheint der gangbarste Weg dazu in freiwilligen Zusammenschlüssen von Mitgliedstaaten zu einzelnen energiepolitischen Aspekten zu bestehen. Denkbar sind etwa freiwillige Zusammenschlüsse von Mitgliedsstaaten zur Nachfrage-Aggregation von Gas<sup>76</sup>. Insbesondere die Visegrád-Gruppe, die bereits in Energiefragen kooperiert<sup>77</sup>, könnte dabei Vorreiter sein.

<sup>76</sup>. Jacques Delors, „A Call for a European Energy Community“, in: [Sami Andoura, Leigh Hancher, Marc van der Woude], Towards a European Energy Community: A Policy Proposal, (Paris, 2010), VI.

<sup>77</sup>. Milan Nič, Marek Slobodník, Michal Šimečka, „Slovakia in the EU: An Unexpected Success Story?“, in: DGAPanalyse, Mai 2014, <https://dgap.org/de/article/getFullPDF/25429> [18.08.2014].

On the same themes...

WHAT NEW CLIMATE AND ENERGY PACKAGE FOR THE EU?

Sami Andoura, Stefan Bössner, *Tribune – Viewpoint, Notre Europe – Jacques Delors Institute*, March 2014

ENERGY POLICY: EUROPEAN CHALLENGES, SPANISH ANSWERS

Eloy Álvarez Pelegrí and Macarena Larrea Basterra, *Policy Paper No. 106, Notre Europe – Jacques Delors Institute / Orkestra*, March 2014

ENERGY SOLIDARITY IN EUROPE: FROM INDEPENDENCE TO INTERDEPENDENCE

Sami Andoura, Foreword by Jacques delors, *Studies & Reports No. 99, Notre Europe – Jacques Delors Institute*, July 2013

ENERGY POLICY: THE ACHILLES HEEL OF THE BALTIC STATES

Agnia Grigas, in Agnia Grigas, Andres Kasekamp, Kristina Maslauskaitė and Liva Zorgenfreija, "The Baltic states in the EU: yesterday, today and tomorrow", Foreword by Jerzy Buzek, *Studies & Reports No. 98, Notre Europe – Jacques Delors Institute*, July 2013

THE EUROPEAN ENERGY COMMUNITY IS NOW!

Sami Andoura, Jerzy Buzek, Jacques Delors and António Vitorino, *Tribune, Notre Europe – Jacques Delors Institute*, May 2013

SAVING EMISSIONS TRADING FROM IRRELEVANCE

Stephen Tindale, *Policy Paper No. 82, Notre Europe – Jacques Delors Institute*, March 2013

THE ROLE OF GAS IN THE EXTERNAL DIMENSION OF THE EU ENERGY TRANSITION

Sami Andoura and Clémentine d'Oultremont, *Policy Paper No. 79, Notre Europe – Jacques Delors Institute*, March 2013

FRANCE PAVING THE WAY FOR A EUROPEAN ENERGY COMMUNITY

Jacques Delors, Sami Andoura and Michel Derdevet, *Tribune, Notre Europe – Jacques Delors Institute*, January 2013

ENERGY TRANSITION BY 2050: A MULTIFACETED CHALLENGE FOR EUROPE

Sami Andoura and Clémentine d'Oultremont, *Policy Paper, Notre Europe*, May 2012

FINANCING TRANS-EUROPEAN ENERGY INFRASTRUCTURES – PAST, PRESENT, AND PERSPECTIVES

Christian von Hirschhausen, *Policy Paper No. 48, Notre Europe*, November 2011

AN EXTERNAL ENERGY STRATEGY FOR THE EU

Sami Andoura, *Policy Paper, Notre Europe*, June 2011

"TOWARDS A NEW EUROPEAN ENERGY COMMUNITY". JOINT DECLARATION BY JERZY BUZEK AND JACQUES DELORS

Jerzy Buzek and Jacques Delors, *Tribune, Notre Europe*, May 2010

TOWARDS A EUROPEAN ENERGY COMMUNITY: A POLICY PROPOSAL

Sami Andoura, Leigh Hancher and Marc Van der Woude, Foreword by Jacques Delors, *Studies & Research No. 70, Notre Europe*, March 2010

Herausgeber: Prof. Dr. Henrik Enderlein • Die Publikation gibt ausschließlich die persönliche Auffassung der Autoren wieder • Alle Rechte vorbehalten • Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit Quellenangabe zulässig • Originalfassung © Jacques Delors Institut – Berlin, 2014.



Hertie School of Governance



info@delorsinstitut.de  
Pariser Platz 6  
D - 10117 Berlin  
www.delorsinstitut.de

