



Materialien

Mark A. Andor
Manuel Frondel
Christoph M. Schmidt
Michael Simora
Stephan Sommer

Diskussionspapier

Klima- und Energiepolitik in Deutschland: Dissens und Konsens

RUHR
UNIVERSITÄT
BOCHUM

RUB



Heft 91

Vorstand des RWI

Prof. Dr. Christoph M. Schmidt (Präsident)

Prof. Dr. Thomas K. Bauer (Vizepräsident)

Prof. Dr. Wim Kösters

Verwaltungsrat

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender);

Manfred Breuer; Prof. Dr. Claudia Buch; Reinhold Schulte (Stellv. Vorsitzende);

Hans Jürgen Kerkhoff; Dr. Thomas A. Lange; Martin Lehmann-Stanislawski;

Dr.-Ing. Herbert Lütkestratkötter; Hans Martz; Andreas Meyer-Lauber;

Hermann Rappen; Prof. Regina T. Riphahn, Ph.D.; Reinhard Schulz;

Dr. Michael H. Wappelhorst; Josef Zipfel

Forschungsbeirat

Prof. Regina T. Riphahn, Ph.D. (komm. Vorsitzende);

Prof. Dr. Monika Bütler; Prof. Dr. Lars P. Feld; Prof. Dr. Stefan Felder;

Prof. Dr. Alexia Fürnkranz-Prskawetz; Prof. Timo Goeschl, Ph.D.; Prof. Timothy W.

Guinnane, Ph.D.; Prof. Dr. Kai Konrad; Prof. Dr. Wolfgang Leininger;

Prof. Dr. Nadine Riedel; Prof. Dr. Kerstin Schneider; Prof. Dr. Conny Wunsch

Ehrenmitglieder des RWI

Heinrich Frommknecht; Dr. Eberhard Heinke; Prof. Dr. Paul Klemmer †;

Dr. Dietmar Kuhnt

RWI Materialien Heft 91

Herausgeber:

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

Hohenzollernstraße 1-3, 45128 Essen, Tel. 0201 - 8149-0

Alle Rechte vorbehalten. Essen 2015

ISSN 1612-3573

ISBN 978-3-86788-660-4

Materialien

Diskussionspapier

Mark A. Andor, Manuel Frondel, Christoph M. Schmidt,
Michael Simora und Stephan Sommer

Klima- und Energiepolitik in Deutschland: Dissens und Konsens

Heft 91

RUHR
UNIVERSITÄT
BOCHUM

RUB

 **RWI**

Bibliografische Informationen der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über: <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

Mitglied der



Das RWI wird vom Bund und vom Land Nordrhein-Westfalen gefördert.

ISSN 1612-3573

ISBN 978-3-86788-660-4

Mark A. Andor, Manuel Frondel, Christoph M. Schmidt,
Michael Simora und Stephan Sommer¹

Klima- und Energiepolitik in Deutschland: Dissens und Konsens

Zusammenfassung

Öffentlichkeit und Politik müssen häufig den Eindruck gewinnen, dass Wirtschaftswissenschaftler bei zentralen wirtschaftspolitischen Fragen keine Einigkeit erzielen können. Dies gilt nicht zuletzt für die Umsetzung der Energiewende. Dieser Beitrag nutzt die öffentlich zugänglichen Stellungnahmen einschlägiger Forschungsinstitute, um durch die Identifikation von Bereichen des Konsens und Dissens unter Energieökonomen einen Kontrapunkt zu setzen. Wider Erwarten wird offenbar, dass auf wesentlichen Handlungsfeldern weitgehende Einigkeit besteht und somit klare Handlungsempfehlungen ausgesprochen werden können.

JEL Classification: Q28, Q40, Q42, Q48, Q58

Keywords: Strommarkt; Fördermodelle; Emissionshandel; Erneuerbare Energien; Verteilungseffekte; Netzausbau

August 2015

¹ Mark A. Andor, RWI; Manuel Frondel, RWI und RUB; Christoph M. Schmidt, RWI; Michael Simora, RWI und RGS Econ; Stephan Sommer, RWI. – Für Anregungen und Kommentare sind wir Friederike Blönnigen, Sonja Rinne, Sophie Sandler und Justus Haucap sehr dankbar. Des Weiteren bedanken wir uns beim Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die finanzielle Unterstützung im Rahmen des Projektes Akzeptanz (Förderkennzeichen 01 UN 1203C). – Korrespondenz: Manuel Frondel, RWI, Hohenzollernstr. 1-3, 45128 Essen, E-Mail: frondel@rwi-essen.de

1. Einleitung

Wirtschaftswissenschaftlern eilt allgemein der Ruf voraus, untereinander zerstrittener zu sein, als die Vertreter anderer Disziplinen und mit großer Überzeugung genau entgegengesetzte Meinungen vertreten zu können. Deutlich wird dieses Vorurteil beispielsweise in der Aussage von Paul Krugman et al. (2010: 41), dass „Ökonomie [...] das einzige Fach [sei], in dem zwei Forscher den Nobelpreis bekommen, weil sie das genaue Gegenteil herausgefunden haben“. Ein Forschungszweig der Wirtschaftswissenschaften, für den diese Wahrnehmung in besonderer Weise gilt, ist die Klima- und Energieökonomik. Im Streit über die konkrete Umsetzung der Klima- und Energiepolitik wird jedoch oftmals übersehen, dass es unter Energieökonomern weitgehende Einigkeit über viele zentrale Fragen gibt.

Dies zeigt der vorliegende Beitrag, der den Versuch unternimmt, die Diskussion über wesentliche energie- und klimapolitische Maßnahmen zu systematisieren und eine Übersicht über den Konsens und Dissens unter Energieökonomern aufzuzeigen. Ausgangspunkt bilden die öffentlich zugänglichen Stellungnahmen jener Forschungsinstitute, die sich im Jahr 2013 an der öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landtages Nordrhein-Westfalens beteiligten.¹ Dies sind im Einzelnen das Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE), das Energiewirtschaftliche Institut (EWI), das Institut der Deutschen Wirtschaft (IW Köln), das Öko-Institut und das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI). Den Instituten war zuvor ein Fragenkatalog geschickt worden, dessen Umfang von 63 Fragen weit über den landesspezifischen Kontext hinaus ging.

Unser Artikel verfolgt zwei Ziele: Erstens systematisiert der Beitrag die energiepolitische Diskussion und bietet kompakte Hintergrundinformationen zu einzelnen Themen. Zweitens zeigt er den Dissens und Konsens im Bereich der Energieökonomik anhand von öffentlich zugänglichen Stellungnahmen auf, sodass alle Aussagen nachvollzogen und geprüft werden können. Dadurch wird ein hohes Maß an Objektivität erreicht. Die systematische Darstellung der ökonomischen Argumente und die Ableitung von Aussagen, bei denen weitgehender Konsens besteht, sollten für die Politik besonders hilfreich sein.

Auch wenn sich die Maßnahmen der Energiepolitik, ihre Diskussion in den Medien sowie das öffentliche Meinungsbild zum Teil rasant ändern, ist dieser Beitrag aus mehreren Gründen von Relevanz: Zum einen handelt es sich bei den hier aufgeführten Themen um grundsätzliche Fragestellungen, die relativ zeitunabhängig sind. Zum anderen ist anzunehmen, dass die beteiligten Institute ihre Stellungnahmen auf einer fundierten Grundlage abgegeben haben, sodass es unwahrscheinlich ist, dass sie ihre Positionen zwischenzeitlich erheblich verändert haben.

In den folgenden Abschnitten werden die Stellungnahmen der Institute zu den Themenfeldern Förderung erneuerbarer Energien (Abschnitt 2), Kostenverteilung der Förderung erneuerbarer Energien (Abschnitt 3), Strommarktdesign und Kapazitätsmechanismen (Abschnitt 4), Netzausbau und Standortwahl von Kraftwerken (Abschnitt 5) sowie abschließend die Rolle der Politik (Abschnitt 6) eingeordnet. Generell wird jedes Themengebiet kurz mit Hintergrundinformationen

¹ Alle Stellungnahmen sowie der Fragenkatalog sind einsehbar unter http://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/Webmaster/GB_I/1.1/aktuelle_drucksachen/aktuelle_Dokumente.jsp?docTyp=ST&wp=15&dokNum=Drs+16%2F1267&searchDru=suchen.

eingeleitet. Danach werden Gemeinsamkeiten sowie Unterschiede in den Positionen skizziert. Abschnitt 7 fasst die Ergebnisse zusammen.

2. Förderung erneuerbarer Energien

Die Förderung erneuerbarer Energietechnologien begann im Jahr 1991 mit Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes. Dieses sah eine Abnahmepflicht für regenerativ erzeugten Strom sowie feste Vergütungssätze für seine Einspeisung vor. Im Jahr 2000 wurde es durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelöst, welches die Vergütungssätze für einzelne Technologien stärker differenzierte und zum Teil erhöhte. Mit Hilfe des EEG soll das Ziel erreicht werden, den Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35% zu steigern (Bundesregierung 2010).

Im Rahmen des EEG erhalten Anlagenbetreiber für die Dauer von bis zu 21 Jahren eine feste Einspeisevergütung pro Kilowattstunde (kWh), die von der Größe der Anlage, der Art der Stromerzeugung und dem Datum der Inbetriebnahme abhängt (§§ 16ff. EEG). Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), welche die Einspeisevergütung an die Anlagenbetreiber zu entrichten haben, können die Mehrkosten von den Stromversorgern einfordern. Diese legen die Mehrkosten wiederum auf die Verbraucher um (EEG-Umlage; § 37 EEG). Im Folgenden stellen wir dar, wie sich die Stromerzeugungskapazitäten sowie die Anteile der einzelnen Energieträger und Technologien an der Stromerzeugung seit der Liberalisierung der Strommärkte im Jahr 1998 verändert haben.

2.1 Bisheriger Ausbau an Stromerzeugungskapazitäten

Seit 1998 ist die Bruttostromerzeugungskapazität in Deutschland um 56,1% gestiegen, von 121,0 auf 188,9 Gigawatt (GW) im Jahr 2013 (Tabelle 1). Der primäre Grund hierfür ist der massive Zuwachs der erneuerbaren Energietechnologien: Seit dem Jahr 1998 sind deren Kapazitäten von etwas über 10 GW auf knapp 90 GW gestiegen. Hauptsächlich wurden Photovoltaik- und Windkraftanlagen errichtet. So weisen Photovoltaik (PV) und Windkraft mittlerweile mehr installierte Kapazität auf als alle anderen Erzeugungstechnologien. Die Erzeugungskapazität der PV ist seit dem Jahr 1998 von 0,023 auf 35,9 GW angestiegen und hatte damit im Jahr 2013 einen Anteil von 19% an der gesamten Erzeugungskapazität. Die Windkraft erlebte ebenfalls einen starken Zubau: Im Jahr 2013 entfielen 34,7 GW bzw. mehr als 18% der Erzeugungskapazitäten auf Windkraftanlagen. Somit sind erneuerbare Energien mittlerweile keineswegs mehr als Nischentechnologien zu bezeichnen. Vielmehr haben sie einen sehr bedeutenden Anteil an der Kapazität im deutschen Strommarkt.

Weil sich der Anteil an der Stromerzeugungskapazität zum Teil stark vom Anteil an der Stromerzeugung unterscheidet, würde die alleinige Betrachtung der Kapazitäten zu kurz greifen. So hat die PV bei einer Kapazität von fast 36 GW im Jahr 2013 nur knapp 5% zur Bruttostromerzeugung beigetragen (Tabelle 2). Windkraftanlagen erzeugten mit einer etwas geringeren Kapazität von knapp 35 GW mehr als 8% der Bruttostromerzeugung. Im Gegensatz zu den regenerativen Technologien weisen fossile Energieträger wie Braun- oder Steinkohle mit 25,5% bzw. 19,3% einen deutlich höheren Anteil an der Bruttostromerzeugung als an der bereitgestellten Kapazität auf. Bei den Erneuerbaren ist dieses Verhältnis hingegen umgekehrt, insbesondere bei PV.

Tabelle 1: Anteile der Energieträger und Technologien an der Bruttostromerzeugungskapazität in Gigawatt (GW).

Jahr	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas	Kernenergie	Wasser	Wind	Photovoltaik	Übrige	Gesamtkapazität in GW
1998	27,3%	17,1%	17,6%	19,4%	7,4%	2,4%	0,0%	8,8%	121,0
1999	26,4%	16,6%	18,0%	19,2%	7,3%	3,6%	0,0%	8,8%	122,1
2000	25,7%	17,4%	17,8%	18,8%	7,2%	4,9%	0,1%	8,2%	125,5
2001	24,3%	17,2%	17,6%	18,4%	6,9%	6,8%	0,1%	8,6%	128,2
2002	23,7%	17,0%	16,0%	18,5%	7,0%	9,4%	0,2%	8,2%	127,2
2003	23,6%	17,2%	15,1%	17,1%	7,0%	11,3%	0,3%	8,3%	129,1
2004	24,0%	16,5%	14,4%	16,0%	7,3%	12,4%	0,8%	8,7%	134,5
2005	21,5%	16,0%	15,1%	15,6%	7,5%	13,5%	1,5%	9,4%	136,9
2006	20,5%	15,6%	15,1%	15,1%	7,2%	14,7%	2,1%	9,7%	140,2
2007	20,2%	15,5%	14,7%	14,7%	7,0%	15,3%	2,9%	9,7%	145,0
2008	19,6%	14,8%	15,0%	14,3%	6,6%	15,8%	4,0%	9,8%	151,3
2009	18,4%	14,2%	14,7%	13,6%	6,6%	16,4%	6,3%	9,8%	157,6
2010	17,7%	13,3%	13,9%	12,6%	6,1%	15,9%	10,3%	10,1%	170,4
2011	17,3%	14,2%	13,6%	7,3%	6,0%	16,6%	14,3%	10,6%	174,8
2012	16,2%	13,1%	14,3%	6,9%	5,6%	17,0%	17,7%	9,2%	184,3
2013	15,4%	12,2%	14,1%	6,4%	5,5%	18,3%	19,0%	9,0%	188,9

Quelle: Eigene Berechnungen nach BMWi (2014).

Tabelle 2: Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Mrd. kWh.

Jahr	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas	Kernenergie	Wasser	Wind	Photovoltaik	Übrige	Stromerzeugung in Mrd. kWh
1998	27,5%	25,0%	9,1%	29,0%	4,3%	0,8%	0,0%	4,2%	557,2
1999	25,7%	24,4%	9,3%	30,6%	4,4%	1,0%	0,0%	4,5%	556,3
2000	24,8%	25,7%	8,5%	29,4%	5,1%	1,6%	0,0%	4,8%	576,6
2001	23,6%	26,4%	9,5%	29,2%	4,7%	1,8%	0,0%	4,8%	586,4
2002	22,9%	26,9%	9,6%	28,1%	4,8%	2,7%	0,0%	4,9%	586,7
2003	24,1%	26,0%	10,3%	27,1%	3,8%	3,1%	0,1%	5,6%	608,8
2004	22,8%	25,6%	10,2%	27,1%	4,3%	4,1%	0,1%	5,8%	617,5
2005	21,5%	24,7%	11,7%	26,2%	4,2%	4,4%	0,2%	7,0%	622,6
2006	21,6%	23,6%	11,8%	26,2%	4,2%	4,8%	0,3%	7,6%	639,6
2007	22,2%	24,2%	12,2%	21,9%	4,4%	6,2%	0,5%	8,4%	640,6
2008	19,4%	23,5%	13,9%	23,2%	4,1%	6,3%	0,7%	8,8%	640,7
2009	18,1%	24,4%	13,6%	22,7%	4,1%	6,5%	1,1%	9,5%	595,6
2010	18,5%	23,0%	14,1%	22,2%	4,3%	6,0%	1,9%	10,0%	633,1
2011	18,3%	24,5%	14,0%	17,6%	3,8%	8,0%	3,2%	10,5%	613,1
2012	18,5%	25,5%	12,1%	15,8%	4,4%	8,0%	4,2%	11,5%	630,2
2013	19,3%	25,5%	10,7%	15,4%	4,2%	8,2%	4,9%	11,9%	632,1

Quelle: Eigene Berechnungen nach BMWi (2014).

Der starke Zuwachs an alternativen Technologien hat zu einer Erhöhung ihres Anteils am Bruttostromverbrauch geführt. Im Jahr 2014 lag der Anteil der Erneuerbaren Energien bei 27,8% des Bruttostromverbrauchs in Deutschland (BDEW 2015). Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht vor, diesen Anteil bis zum Jahr 2020 auf 35%, bis zum Jahr 2030 auf 50% und bis zum Jahr 2050 auf 80% zu erhöhen (Bundesregierung 2010).

Tabelle 3: Anteile an der EEG-geförderten Strommenge*

Jahr	Wasser	Biomasse	Wind Onshore	Wind Offshore	Photo-voltaik	Übrige	EEG-Strommenge in Mrd. kWh
2004	12,0%	13,6%	66,2%	0,0%	1,4%	6,7%	38,5
2005	11,3%	16,8%	61,9%	0,0%	2,9%	7,1%	44,0
2006	9,6%	21,2%	59,6%	0,0%	4,3%	5,4%	51,5
2007	8,1%	23,2%	59,0%	0,0%	5,0%	4,8%	67,1
2008	7,0%	26,6%	57,0%	0,0%	6,2%	3,1%	71,1
2009	6,5%	30,6%	51,4%	0,1%	8,8%	2,7%	75,1
2010	6,3%	31,2%	46,4%	0,2%	14,5%	1,5%	80,7
2011	2,6%	25,6%	49,4%	0,6%	21,2%	0,6%	91,2
2012	4,0%	29,8%	42,2%	0,6%	22,7%	0,6%	115,1
2013	4,5%	29,6%	40,3%	0,7%	24,2%	0,7%	122,4
2014**	3,8%	28,4%	41,0%	1,1%	24,5%	1,3%	134,9

Quelle: Eigene Berechnungen nach BDEW (2015).

*bis 2010 EEG-vergütet; 2011 EEG-vergütet zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung; ab 2012 EEG-vergütet zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung, Marktprämie und Flexibilitätsprämie, ohne Grünstromprivileg oder sonstige Direktvermarktung.

**gemäß EEG-Jahresabrechnung 2014 der Übertragungsnetzbetreiber, jedoch ohne Marktprämie.

Tabelle 4: Anteile an EEG-Auszahlungen* (in %)

Jahr	Wasser	Biomasse	Wind Onshore	Wind Offshore	Photo-voltaik	Übrige	EEG-Auszahlung in Mrd. €
2004	9,4%	14,1%	63,7%	0,0%	7,8%	5,0%	3,61
2005	8,1%	17,7%	54,3%	0,0%	15,1%	4,9%	4,50
2006	6,3%	23,0%	47,1%	0,0%	20,3%	3,4%	5,81
2007	5,1%	24,0%	45,8%	0,0%	22,0%	3,0%	7,65
2008	4,2%	29,9%	39,5%	0,0%	24,6%	1,8%	9,02
2009	3,5%	34,3%	31,5%	0,1%	29,3%	1,4%	10,78
2010	3,2%	32,2%	25,2%	0,2%	38,6%	0,7%	13,18
2011	1,4%	26,7%	24,8%	0,5%	46,3%	0,2%	16,76
2012	1,8%	30,6%	19,0%	0,5%	47,9%	0,3%	19,12
2013	2,1%	31,4%	17,9%	0,6%	47,6%	0,3%	19,64
2014**	1,9%	29,8%	18,9%	1,0%	47,8%	0,5%	21,39

Quelle: Eigene Berechnungen nach BDEW (2015).

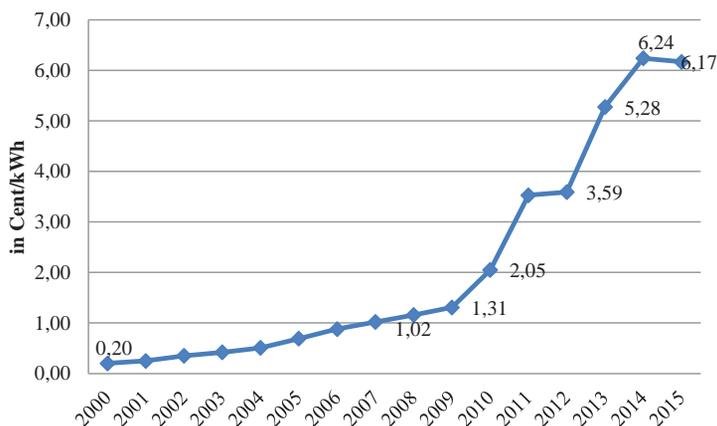
*bis 2010 EEG-vergütet; 2011 EEG-vergütet zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung; ab 2012 EEG-vergütet zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung, Marktprämie und Flexibilitätsprämie, ohne Grünstromprivileg oder sonstige Direktvermarktung.

**gemäß EEG-Jahresabrechnung 2014 der Übertragungsnetzbetreiber, jedoch ohne Marktprämie.

Eine Folge der wachsenden Einspeisung von grünem Strom ist der starke Anstieg der EEG-Vergütung (Tabelle 4). Dieser hat wiederum zu einer immer höheren EEG-Umlage geführt. Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 stieg diese Umlage von 0,20 Cent/kWh auf 6,24 Cent/kWh im Jahr 2014. Im Jahr 2015 sank sie nun erstmals moderat, auf 6,17 Cent/kWh (Abbildung 1).

Aufgrund der unterschiedlich hohen Vergütungen für die einzelnen Technologien haben diese auch verschieden hohe Anteile an der gesamten EEG-Förderung. Allein auf die PV entfiel im Jahr 2014 knapp die Hälfte der Vergütungen (Tabelle 4). Bei der Biomasse beläuft sich der Anteil an der gesamten EEG-Vergütung auf 29,8%, was ein relativ ausgeglichenes Verhältnis zwischen Vergütung und erzeugter Strommenge bedeutet. Bei der Windkraft an Land (Wind-Onshore) ist der Anteil des eingespeisten Stroms hingegen deutlich größer als der Anteil an der EEG-Vergütung (Tabellen 3 und 4).

Abbildung 1: Entwicklung der EEG-Umlage



Quelle: BDEW (2015) und ÜNB (2014).

2.2 Bewertung des EEG 2012

Vier der fünf Institute (DICE, EWI, IW Köln, RWI) bezeichnen das EEG als nicht kosteneffizient. Nicht zuletzt wurde bemängelt, dass die Photovoltaik in der Vergangenheit stark überfördert wurde. So ist es infolge der EEG-Förderung zu einem „kostspielige[n] und ineffiziente[n] Technologienmix“ (DICE 2013: 6) gekommen. Das RWI und das Öko-Institut konstatieren, dass das EEG zweifellos effektiv war, wie der rasante Ausbau der Erzeugungskapazitäten zeige. Um die Effizienz des Fördersystems zu erhöhen, forderte das RWI (2013) in Einklang mit dem EWI und dem IW Köln, kurzfristig die Vergütungen der teuren Technologien (Biomasse, Offshore-Windkraft und PV) zu senken. Außerdem fordern alle Institute, den nötigen Netzausbau voranzutreiben.

Gegen eine Drosselung des Ausbaus erneuerbarer Energien spricht sich allein das Öko-Institut aus, da diese die „Dynamik des Netzausbaus eher verringern“ würde (Öko-Institut 2013: 12). Zudem vertritt das Öko-Institut die Meinung, dass die derzeitige Fördermethode nicht komplett reformiert, sondern lediglich angepasst werden sollte. Insbesondere solle auch das Marktdesign für die konventionelle Stromerzeugung reformiert werden.

2.3 Alternative Fördermodelle

Auch wenn Konsens darüber besteht, dass die derzeitige Fördermethode reformiert werden sollte, gibt es unterschiedliche Reformvorschläge: Zum einen unterscheiden sich diese in der grundsätzlichen Fördermethodik, zum anderen darin, ob es eine technologie neutrale oder -spezifische Förderung geben soll. Eine technologie neutrale Förderung beruht auf einem einheitlichen Fördersatz und differenziert daher nicht zwischen den unterschiedlichen Technologien. Hierdurch kommt es zu einer Konkurrenzsituation zwischen den Technologien. Eine technologiespezifische Förderung gewährt hingegen jeder Technologie einen individuellen Fördersatz, sodass die Technologien gerade nicht um die Förderung konkurrieren müssen.

Grundsätzlich schlagen vier der fünf Institute (DICE, EWI, IW Köln, RWI) vor, die zukünftige Förderung der erneuerbaren Energien marktwirtschaftlicher zu gestalten. Hierfür werden zwei verschiedene Alternativen empfohlen: DICE, EWI und RWI favorisieren die Einführung eines Quotenmodells, so wie es auch der Sachverständigenrat (SVR 2011, 2013) und die Monopolkommission (2011, 2013) getan haben. In diesem werden im Wesentlichen Energieversorgungsunternehmen dazu verpflichtet, einen im Vorfeld definierten Anteil an grünem Strom in ihrem Strommix nachzuweisen. Dazu erhalten die Produzenten von grünem Strom von den Netzbetreibern sogenannte grüne Zertifikate, die gehandelt werden können. Zum Ende eines Abrechnungszeitraums müssen die Energieversorger die Anzahl an Zertifikaten nachweisen, die der festgelegten Quote entspricht. Ob die Energieversorger selbst in alternative Technologien investieren oder ob sie stattdessen grüne Zertifikate am Markt erwerben, bleibt allein ihnen überlassen und entscheidet sich danach, welche Alternative die kostengünstigere darstellt.

In einem solchen System besteht der Anreiz, diejenigen Technologien auszuwählen, mit denen am kostengünstigsten grüner Strom erzeugt werden kann. Damit soll die Überförderung einer bestimmten Technologie, wie es beim EEG insbesondere bei der Photovoltaik geschah, verhindert werden. Neben dem Vorteil der Kosteneffizienz heben RWI und DICE hervor, dass mit dem Quotenmodell eine punktgenaue Erreichung der Ausbauziele möglich ist. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die Strafe für die Nicht-Einhaltung der vorgegebenen Quote eine hinreichend abschreckende Wirkung haben muss. Das EWI spricht sich ebenso für das Quotenmodell aus, jedoch lediglich unter der Prämisse, dass Investitionen in erneuerbare Technologien auch im Ausland möglich sein müssen.

Als Alternative zu einer solchen marktbasierteren Lösung schlägt das IW Köln einen Versteigerungsprozess vor, bei dem die Anlagenbetreiber darauf bieten, die vom EEG definierte Förderung zu beziehen. Die Nettoförderung ergibt sich dann aus der EEG-Förderung abzüglich des sich im Versteigerungsprozess ergebenden Auktionserlöses. Laut IW Köln könnten auf diese Weise übermäßige Renditen von Anlagenbetreibern abgeschöpft und der Wettbewerb um kosteneffiziente Technologien angeregt werden. Dies gelte insbesondere für die seit der EEG-Novelle 2012 mit einem Gesamtausbauziel in Höhe von 52 Gigawatt gedeckelte PV.

Das Öko-Institut hält sowohl das Quoten- als auch das Ausschreibungsmodell für ungeeignet, um die Ausbauziele zu erreichen. Als einziges der fünf Institute fordert es statt eines Systemwechsels eine „stromwertoptimierte EEG-Reform“, aus der sich die folgenden Zahlungsströme ergeben:

- Zahlungen für die Produktion von Strom;
- Zahlungen für die Bereitstellung gesicherter Leistung;

- Zahlungen für die Bereitstellung CO₂-freier Leistung;
- Zahlungen für Systemdienstleistungen.

Durch die Einbeziehung von Preissignalen für Stromerzeugung und Kapazitätsbereitstellung werde der Ausbaupfad für erneuerbare Technologien sachgerecht dynamisiert. Zudem könne flexibler auf aktuelle Entwicklungen reagiert werden. Das Öko-Institut sieht den damit verbundenen technologiespezifischen Ausbau als Vorteil. Die Begründung hierfür ist, dass unterschiedliche Technologien verschiedene Folgekosten aufgrund unterschiedlicher Speichernotwendigkeiten nach sich zögen. Das mögliche Auftreten von Netzengpässen könne über Lokalisierungssignale oder eine Reduktion der Entschädigungszahlungen (§§ 11ff. EEG) verhindert werden.

Neben der Marktwirtschaftlichkeit und der Technologieneutralität bezieht sich eine weitere zentrale Frage darauf, ob das Fördermodell auf nationaler oder europäischer Ebene wirken sollte. Alle Institute sind sich einig, dass ein einheitliches europäisches Modell sowohl beim Strommarktdesign als auch bei der Förderung erneuerbarer Energien zu bevorzugen ist. Jedes der Institute weist darauf hin, dass der von ihnen präferierte Förderansatz auf ganz Europa ausgeweitet werden könnte. Für eine europaweit einheitliche Umsetzung sollten neben der Fördermethode politische Ziele abgesprochen werden, um anschließend einheitliche Umsetzungsstrategien erarbeiten zu können.

3. Kostenverteilung der Förderung erneuerbarer Energien

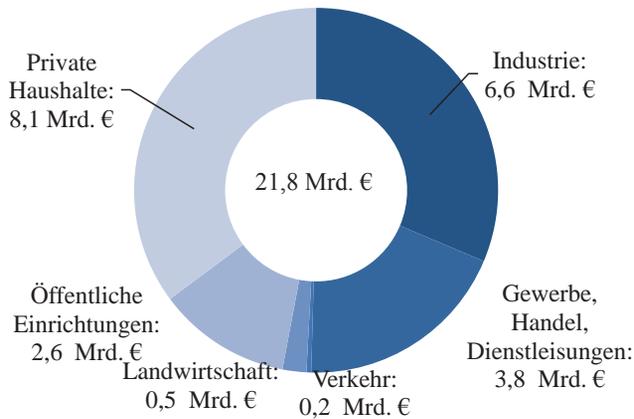
Für das Gelingen der Energiewende ist von entscheidender Bedeutung, inwiefern die Bevölkerung die dadurch verursachten Kosten akzeptiert. Die Akzeptanz hängt neben der Höhe der Kosten auch von deren Aufteilung ab. Den größten Beitrag zum Ausbau der Erneuerbaren leisten die privaten Haushalte. Diese hatten mit 8,1 Mrd. Euro etwas mehr als ein Drittel der EEG-Förderkosten des Jahres 2015 von 21,8 Mrd. Euro zu tragen (Abbildung 2).

Ausnahmen für industrielle Verbraucher

Im Rahmen der derzeitigen Förderung existieren laut § 40ff. besondere Ausgleichsregelungen zur Reduktion der EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen, um deren internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit nicht zu gefährden.² Zudem konnten sich Letztverbraucher gänzlich von der EEG-Umlage befreien lassen, sofern sie den von ihnen erzeugten Strom selbst verbrauchen (§ 37 EEG). Abbildung 3 zeigt, dass 96% aller Industriebetriebe die volle EEG-Umlage zahlen und somit nicht durch die aktuelle Gesetzgebung begünstigt sind. Die begünstigten 4% der Industriebetriebe verbrauchen über die Hälfte des von allen Industriebetrieben verbrauchten Stroms (53%). Allein 14% dieser Strommenge gehen auf das Konto jener Betriebe, die gänzlich von der EEG-Umlage befreit sind (Abbildung 3).

² Unternehmen gelten als stromintensiv, wenn der jährliche Stromverbrauch mindestens eine Gigawattstunde (GWh) beträgt und die Stromkosten mindestens 14% der Bruttowertschöpfung entsprechen. Es gelten weitere Ausnahmeregelungen für Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mindestens 10 bzw. 100 GWh pro Jahr.

Abbildung 2: Von den Verbrauchern zu tragende Kosten für das EEG 2015 nach Verbrauchergruppen



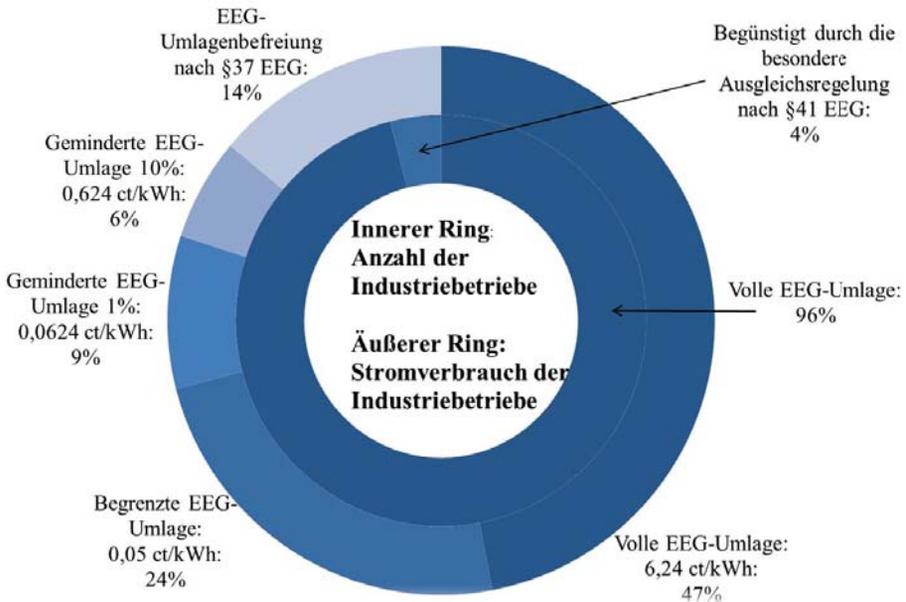
Quelle: BDEW (2015).

Grundsätzlich besteht unter den Instituten Einigkeit darüber, dass für stromintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, Ausgleichsmechanismen bestehen bleiben sollten. Bei der konkreten Ausgestaltung ergeben sich jedoch Differenzen. Das IW Köln und das RWI warnen davor, diese Sonderregelungen abzuschaffen oder den Kreis der Begünstigten stark zu verkleinern, da stromintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, aufgrund höherer Strompreise gegenüber ihren Konkurrenten im Ausland benachteiligt würden. Dies könne dazu führen, dass deutsche Unternehmen ihre Produktion ins Ausland verlagern, was zahlreiche Arbeitsplätze und Steuereinnahmen hierzulande in Frage stellen könnte.

Durch die Gefährdung der Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Unternehmen würden auch Partnerunternehmen in Mitleidenschaft gezogen werden, für welche die energieintensiven Unternehmen von besonderer Bedeutung sind (IW Köln). Das IW Köln weist darauf hin, dass die existierenden Ausnahmen nur wenig zur derzeitigen Höhe der EEG-Umlage beitragen. Deshalb bestünde kein Grund, diese abzuschaffen. Das RWI betont, dass davon auszugehen ist, dass die Unternehmen steigende Umlagen und dadurch erhöhte Stromkosten an die Kunden in Form von Erhöhungen der Produktpreise weitergeben werden.

Sowohl das DICE, das Öko-Institut als auch das EWI merken an, dass die von der EEG-Umlage befreiten großen Stromverbraucher aufgrund des Merit-Order Effektes, der durch die steigende Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms entsteht, von sinkenden Börsenstrompreisen profitieren, während sie kaum an den Kosten der Förderung beteiligt sind. Darüber hinaus verweisen sie auf die Gefahr von Mitnahmeeffekten, die generell bei Ausnahmeregelungen entstehen. Um ihre Verteilungseffekte abzumildern, schlagen Öko-Institut und EWI vor, die Umlagebefreiung beim Selbstverbrauch von Strom abzuschaffen. Das Öko-Institut empfiehlt zudem, die bisher privilegierte stromintensive Industrie im Umfang des Merit-Order Effektes stärker an den Förderkosten zu beteiligen. Alternativ schlägt das EWI vor, die Verteilungseffekte dadurch zu reduzieren, dass die Ausbauziele für die Erneuerbaren kurzfristigen nach unten korrigiert und so die Strompreise gesenkt werden. Eine andere Alternative bestünde laut DICE im Ersatz des EEGs durch ein Quotenmodell.

Abbildung 3: Anteile von Industriebetrieben an Anzahl und Stromverbrauch differenziert nach zu zahlender EEG-Umlage



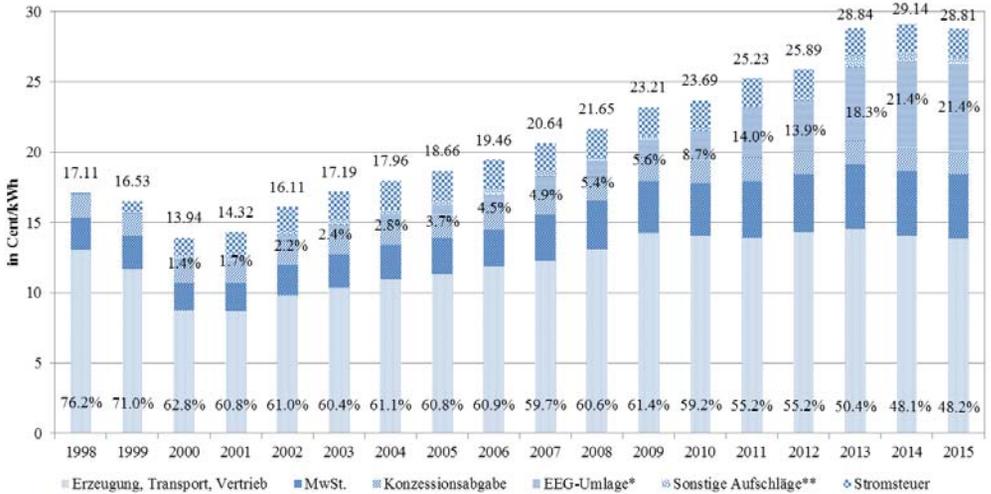
Quelle: Eigene Darstellung nach BDEW (2014).

3.1 Sozialer Aspekt der Förderung erneuerbarer Energien

Der vor allem in der jüngeren Vergangenheit gestiegene Strompreis hat eine kontroverse Diskussion über die Kostenverteilung der Energiewende ausgelöst (Bardt und Niehues 2013; Gawel und Korte 2012; Grösche und Schröder 2014; IW Köln 2012; Neuhoff et al. 2013). Abbildung 4 zeigt die Entwicklung sowie die Veränderung der Zusammensetzung des für einen Drei-Personen-Haushalt durchschnittlichen Strompreises der vergangenen 15 Jahre. Nach der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 1998 ist der Strompreis zunächst gefallen, er hat sich seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 jedoch verdoppelt. Besonders gestiegen ist der Anteil von Steuern und Abgaben.³ Während dieser Anteil im Jahr 2000 noch unter 40% des Strompreises lag, stieg er bis zum Jahr 2014 auf über 50%. Allein der Anteil der EEG-Umlage am Strompreis hat sich in den vergangenen fünf Jahren mehr als verdreifacht und machte im Jahr 2014 mehr als 21% aus. Unter Berücksichtigung der Mehrwertsteuer, die auf die EEG-Umlage erhoben wird, ist die EEG-Umlage für mehr als ein Viertel des Strompreises verantwortlich.

³ Im gleichen Zeitraum ist der Strompreis für die Industrie (inkl. Stromsteuer und voller EEG-Umlage) um ca. 60% gestiegen.

Abbildung 4: Zusammensetzung des Strompreises für einen Drei-Personen-Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh



Quelle: BDEW (2015).

*ab 2010 Anwendung der Ausgleichsmechanismusverordnung zur Ermittlung der EEG-Umlage.

**beinhaltet den KWK-Aufschlag, die §19 Stromnetzentgeltverordnung-Umlage zur Privilegierung energieintensiver Unternehmen bei den Netzentgelten und die Offshore-Haftungsumlage.

Auf die Frage einer möglichen Umverteilung durch das EEG antworten lediglich das Öko-Institut und das RWI. Beide sprechen sich für eine Entlastung einkommensschwacher Haushalte aus, auch wenn das Öko-Institut (2013: 14) darauf hinweist, dass eine „signifikante und vor allem originär durch die Förderung erneuerbarer Energien verursachte soziale Schieflage [...] eher nicht zu konstatieren“ ist. Das RWI betont, dass bei steigenden Kosten für private Verbraucher zunehmend die Akzeptanz der Energiewende in Gefahr gerät, da so weniger Ressourcen für andere gesellschaftliche Aufgaben wie etwa Bildung oder private Alterssicherung zur Verfügung stehen. Darüber hinaus belasten höhere Förderausgaben für Erneuerbare in besonderem Maße einkommensschwächere Haushalte, da Strom ein unelastisches Gut darstellt und der Verbrauch mit steigendem Einkommen unterproportional zunimmt. Eine mögliche Lösung dieses Problems sieht das RWI in der Erhöhung von Transferleistungen. Außerdem merkt das RWI an, dass einkommensschwache Haushalte weniger Möglichkeiten haben, energieeffiziente Produkte zu erwerben und von Renditen aus Investitionen in erneuerbare Energien zu profitieren.

4. Strommarktdesign und Kapazitätsmechanismen

Im derzeitigen Strommarktdesign werden auf marktwirtschaftlicher Basis (durch bilateralen Handel und den Handel an der Börse) in der Regel die Kraftwerke mit den geringsten variablen Grenzkosten zur Deckung der Nachfrage eingesetzt. Der Marktpreis entspricht dabei den Grenzkosten des in der jeweiligen Stunde teuersten eingesetzten Kraftwerks. Die Ausnahme bilden solche Stunden, in denen die Nachfrage höher ist als die maximal zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stehende Stromerzeugungskapazität: In diesen Fällen wird der Preis bestimmt durch das niedrigste Gebot der Nachfrageseite, das noch bedient werden kann.

Die steigende Einspeisung von grünem Strom führt dazu, dass sich die Anzahl an Stunden verringert, in denen konventionelle Kraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage eingesetzt werden.⁴ Allerdings müssen konventionelle Kapazitäten aufgrund fehlender Speichermöglichkeiten und (regional) zu geringer Stromübertragungsmöglichkeiten bereitgehalten werden, um etwaige Angebots- und Nachfrageschwankungen ausgleichen (Regelleistung) sowie die Versorgungssicherheit und Netzstabilität gewährleisten zu können. Um Stromausfälle zu vermeiden, hatte die Bundesnetzagentur beispielsweise für den Winter 2013/2014 Reservekraftwerke mit einer Leistung von 2 540 MW kontrahiert, für den Winter 2015/2016 wurde ein höherer Bedarf von 4 800 MW berechnet (BNetzA 2013a, b).

Die zunehmende Einspeisung von grünem Strom dämpft die Börsenstrompreise und verursacht teils sogar negative Preise. Daher stellt sich die Frage, ob ein rentabler Betrieb konventioneller Kraftwerke weiterhin möglich ist. Damit verbunden ist die Frage, ob das gegenwärtige Marktdesign in Form des sogenannten Energy-Only-Marktes, bei dem Kraftwerksbetreiber allein durch die Produktion von Strom Erlöse erzielen zu können, genügend Anreize für die Bereithaltung einer ausreichenden Menge an konventionellen Kraftwerkskapazitäten setzt. Auch wenn erneuerbare Energien dieses mögliche Marktdesignproblem verstärken, wird eine grundsätzliche Diskussion hierüber schon seit geraumer Zeit unter dem Titel „Missing-Money“-Problem geführt (Cramton, Ockenfels 2012; Cramton, Stoft 2006; Joskow 2008).

Der mangelnden Rentabilität könnte mit Kapazitätsmechanismen entgegengewirkt werden. Bei diesen wird die bloße Bereitstellung von Kapazitäten zur Stromerzeugung (Reservekapazitäten) vergütet. Vorwiegend wird die Einführung einer strategischen Reserve oder eines Kapazitätsmarktes diskutiert. Bei einem Kapazitätsmarkt können Kraftwerksbetreiber in einer Auktion für Versorgungssicherheitsverträge mitbieten. Der Gewinner einer solchen Auktion muss dann die Leistung am Strommarkt bereitstellen und kann aus dem Erlös sein Kraftwerk refinanzieren (Agora Energiewende 2013: 9f.). Bei der strategischen Reserve wird die Bereitstellung von Kapazitäten ausgeschrieben, die dem Strommarkt nur in Notsituationen zur Verfügung stehen. Die Kraftwerke würden erst dann aktiviert, wenn der Börsenstrompreis Angebot und Nachfrage nicht ausgleichen kann und ein Stromausfall (Blackout) droht.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit sind sich die fünf Institute einig, dass konventionelle Kraftwerke für das Gelingen der Energiewende von besonderer Wichtigkeit sind. Ob und in welcher Form Kapazitätsmechanismen eingeführt werden sollten, darüber herrscht hingegen größtenteils Dissens, wobei drei der fünf Institute von deren Einführung – zumindest zum jetzigen Zeitpunkt – abraten.

Das RWI spricht sich generell gegen die Implementierung eines Kapazitätsmarktes aus, da dies einen Markteingriff darstellt, der zu Ineffizienzen führen würde. Einer Einführung würde es höchstens als „Ultima Ratio“ zustimmen, also für den Fall, dass die Stromversorgungssicherheit nicht mehr durch Importe sichergestellt werden kann. Diese Auffassung wird vom EWI geteilt, welches das Problem eines Verlusts der Wettbewerbsfähigkeit der konventionellen Kraftwerke durch eine Verringerung der Investitionen in die Erneuerbaren lösen würde. Für den Fall, dass langfristig ein

⁴ Erneuerbare Energien haben einen gesetzlich verankerten Vorrang vor konventionellen Energien (§ 8 EEG). Aber auch ohne diesen institutionell verankerten Vorrang würden erneuerbare Energien aufgrund ihrer relativ geringen variablen Kosten in den allermeisten Stunden konventionelle Kraftwerke verdrängen. Von allen erneuerbaren Energien hat einzig Biomasse variable Kosten, die sich merklich von Null unterscheiden.

Kapazitätsmarkt für notwendig erachtet wird, weist das EWl (2013: 3) jedoch darauf hin, dass dieser „technologieneutral, wettbewerblich und konform mit dem europäischen Binnenmarkt“ sein sollte.

Wegen der hohen Komplexität, des Ausmaßes des regulatorischen Eingriffs, der Anfälligkeit für Designfehler und Marktmissbrauch sowie der Gefahr massiver Überkapazitäten lehnt das DICE einen nationalen Kapazitätsmarkt ebenso ab wie das RWl. Stattdessen wird vorgeschlagen, Preisobergrenzen aufzuheben, die Entwicklung der Spitzenlastpreise zu überwachen und eine (preisgetriebene) strategische Reserve einzuführen.⁵ Einen Vorteil der strategischen Reserve gegenüber einem Kapazitätsmarkt sieht das DICE vor allem darin, dass diese jederzeit reversibel ist. Das EWl hingegen schließt auch die Einführung einer strategischen Reserve aus. Sowohl DICE als auch EWl und RWl betonen, dass zunächst abgewartet und erst später geprüft werden sollte, ob und in welcher Form die Implementierung eines Kapazitätsmechanismus ratsam ist. Statt vorzeitig darauf zu setzen, könnte die Integration der europäischen Strommärkte vorangetrieben werden. Hierdurch könnten konventionelle Kraftwerke zu längeren Laufzeiten und somit höheren Profiten kommen (DICE, IW Köln).

Für die baldige Veränderung des Marktdesigns spricht sich dagegen das Öko-Institut aus: Demzufolge sollten die langfristig zu erwartenden Einkommensströme so angepasst werden, dass sie Zahlungen für Energieproduktion, Systemdienstleistungen sowie für die Bereitstellung gesicherter und CO₂-freier Leistung beinhalten. Das Öko-Institut spricht sich für die Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes aus, der aus zwei Marktsegmenten mit unterschiedlichen Fristigkeiten besteht: Während das erste Segment (kurze Frist) für stilllegungsbedrohte Kraftwerke und steuerbare Nachfrager gilt, nehmen im zweiten Segment Neubaukraftwerke und Speicher an der Auktionierung von Leistung zur Sicherung der langfristigen Versorgung teil. Dieser Mechanismus bietet dem Öko-Institut zufolge vor allem die Vorteile einer hohen Planungssicherheit, einer hohen Wettbewerbsintensität im Strommarkt sowie sinkender Verbraucherpreise. Die Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes wird vom EWl explizit abgelehnt, da es kurzfristig den Stromhandel verzerre.

5. Netzausbau und Standortwahl von Kraftwerken

Vor der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 1998 bildeten Stromerzeuger, -versorger und Netzbetreiber in sogenannten Gebietsmonopolen vertikal integrierte Unternehmen. Diese berücksichtigten bei der Standortwahl von Kraftwerken sowohl die Kosten für das Kraftwerk – insbesondere die Transportkosten des Brennstoffs – als auch die entstehenden Kosten durch den Transport des Stroms zum Endkunden.⁶ Nach der Entflechtung der Gebietsmonopolisten in wirtschaftlich unabhängige Unternehmen fällt die Koordination von Netz- und Kraftwerksbau erheblich schwerer. Seit der Liberalisierung haben Stromerzeuger durch die wirtschaftliche Trennung vom Netzbetreiber und dem einheitlichen Strompreis in Deutschland keine Anreize, die Transportkosten des Stroms bei der Standortwahl von Kraftwerken zu berücksichtigen. Gesamtwirtschaftlich ist die Standortwahl daher nicht optimal und verursacht einen entsprechend höheren Netzausbaubedarf. Zusätzlich belastet wird das Netz aufgrund des Kernenergieausstiegs und

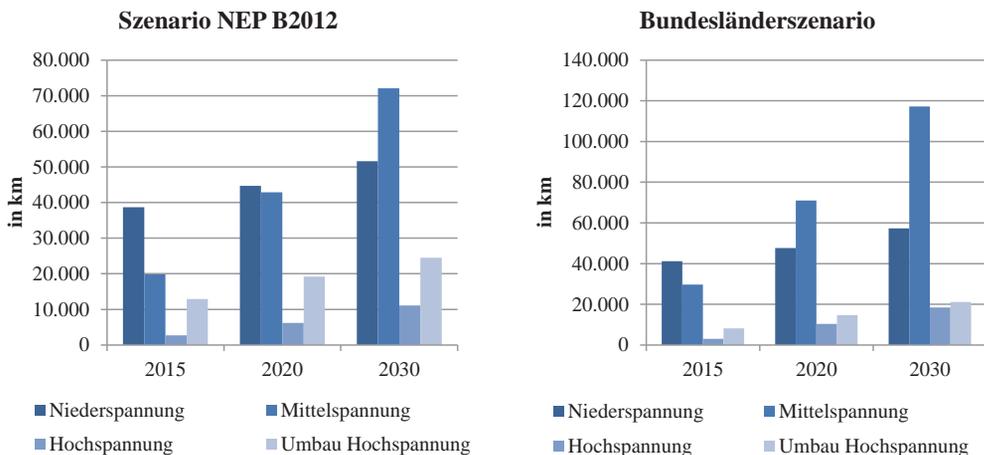
⁵ Grundsätzlich wird zwischen mengen- und preisgetriebener strategischer Reserve unterschieden. Im ersten Fall wird die Reserve ausgelöst, wenn eine bestimmte Kapazitätsgrenze erreicht wird, im zweiten Fall, wenn ein bestimmter Preis überschritten wird.

⁶ Um nicht missverstanden zu werden: Dieses System war aufgrund einer Vielzahl an Gründen nicht effizient. In Bezug auf die Standortwahl haben die Monopolisten auch nur in ihrem regional begrenzten Gebiet optimiert.

der dezentralen Einspeisung regenerativen Stroms, welcher zu den Verbrauchszentren transportiert werden muss. All dies erfordert einen verstärkten Netzausbau.

Die Netzstudie II der deutschen Energieagentur (dena) aus dem Jahr 2010 beziffert den Neubau von Höchstspannung-Übertragungsnetzen bis zum Jahr 2020 auf 3.600 km (dena 2010). Darüber hinaus erwartet die Verteilnetzstudie der dena (2012) je nach Szenario einen Zubau von mindestens 6.200 km Hochspannungsleitungen. Zusätzlich müssten mindestens 14.600 km des Hochspannungs-Verteilnetzes umgebaut werden. Der Bedarf neuer Trassen für die Nieder- und Mittelspannung beträgt bis zum Jahr 2020 mindestens 87.600 km, bis zum Jahr 2030 mindestens 123.700 km (Abbildung 5).⁷

Abbildung 5: Ausbaubedarf der Netzinfrastruktur



Quelle: dena (2012: 7).

Unter den Instituten besteht große Einigkeit darüber, dass der Netzausbau dringend erforderlich ist. Diesem solle sogar die oberste Priorität zukommen (Öko-Institut). Als Haupthindernis für den Netzausbau an Land werden die komplexen Genehmigungsverfahren und der lokale Widerstand der Bevölkerung genannt (EWI, RWI). Zur Linderung des Netzausbauproblems werden verschiedene Optionen vorgeschlagen: Das RWI fordert in diesem Zusammenhang eine Dämpfung des Ausbautempos der erneuerbaren Energien. Dies wird jedoch vom Öko-Institut mit dem Argument abgelehnt, dass ein reduziertes Ausbautempo auch die Dynamik des Netzausbaus drosseln würde (Abschnitt 2.2). In jedem Fall sollten die Bauvorhaben durch die Politik vor Ort begleitet werden. Zudem solle die Regulierung so angepasst werden, dass die Investitionsanreize für Netzbetreiber verbessert werden (EWI, Öko-Institut, RWI). Der Netzausbau auf hoher See könnte hingegen durch eine Trennung der Verantwortung zwischen Investor und Netzbetreiber vorangetrieben werden (EWI).

Auch über die Einführung von Anreizmechanismen zur optimalen Standortwahl herrscht Einigkeit bei den auf diese Frage antwortenden Instituten. Bei der konkreten Umsetzung legen sich

⁷In der Verteilnetzstudie wird der Netzausbaubedarf auf Basis der EE-Ausbaupfade aus dem „Leitszenario“ der Übertragungsnetzbetreiber (Netzentwicklungsplan B 2012) oder der Zielsetzungen der Bundesländer modelliert. Die Investitionskosten belaufen sich bis 2030 auf 27,5 Mrd. Euro im Leitszenario bzw. auf 42,5 Mrd. Euro im Bundesländerszenario (dena 2012: 5ff.).

die Institute jedoch nicht auf ein Instrument fest. Eine Möglichkeit, derartige Anreize zu setzen, wären regional differenzierte Strompreise. Das Öko-Institut und das RWI halten zwar ein solches System generell für geeignet, sprechen sich aber nicht explizit dafür aus. Das Öko-Institut (2013: 29) bezweifelt, dass die erzeugten Preissignale „im Umfeld eines sehr dynamischen“ Netzausbaus ausreichen, um entsprechende Investitionsanreize zu setzen.

Stattdessen hält das Öko-Institut die Verminderung von Netzengpässen durch Lokalisierungsprämien oder –vorgaben für geeigneter. Das RWI weist darauf hin, dass es auch andere Instrumente zur Optimierung der Standortwahl von Kraftwerken gibt. Beispielsweise halten DICE und EWI regional unterschiedliche Netzentgelte für geeignet, Anreize zur optimalen Standortwahl zu setzen. Um Investitionen in potenziellen Defizitregionen zu stärken, könnte auch nach EU-weiten Lösungen gesucht werden, beispielsweise einer grenzüberschreitenden Kraftwerkseinsatzplanung (EWI).⁸ Welches dieser Instrumente das effizienteste darstellt, bedürfe laut RWI einer eingehenden Analyse und hänge von zahlreichen Faktoren ab, etwa der Anzahl an Netzengpässen im Bundesgebiet oder der Häufigkeit von Engpässen im Jahr.

6. Die Rolle der Politik

Energiepolitik erfordert die Koordination einer Vielzahl unterschiedlicher Gesetze und Verordnungen auf verschiedenen politischen Ebenen. Derzeit gibt es Zielvorgaben sowohl auf europäischer Ebene, etwa die sogenannten „20-20-20-Ziele“ der Europäischen Union für das Jahr 2020, als auch auf nationaler Ebene, wie zum Beispiel das Ziel, die Kohlendioxid-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2020 um 40% gegenüber 1990 zu senken. Darüber hinaus werden auf Ebene der einzelnen Bundesländer sowie auch auf Kommunalebene zahlreiche Maßnahmen ergriffen. Allerdings ist eine Debatte darüber entbrannt, ob und wie die Maßnahmen sich gegenseitig beeinflussen. So wird bspw. diskutiert, ob die Wirkung des Europäischen Emissionshandels durch das deutsche EEG konterkariert wird (z.B. Haucap und Coenen 2011; Kemfert und Diekmann 2009). Überdies stellt sich die Frage, in welcher Weise Bundesländer und Kommunen Energie- und Klimapolitik betreiben sollten. Ein Beispiel hierfür ist die Diskussion um das Klimaschutzgesetz in Nordrhein-Westfalen, welches vor allem durch den Ausbau der Erneuerbaren und die Erhöhung der Ressourcen- und Energieeffizienz dazu beitragen soll, die Summe der Treibhausgasemissionen in NRW bis zum Jahr 2020 um mindestens 25% zu verringern.⁹

Es herrscht Konsens unter den Instituten, dass auf europäischer Ebene idealerweise eine einheitliche Energiepolitik gefunden werden sollte. Diese umfasst die Formulierung einheitlicher Ziele sowie die einheitliche Anwendung geeigneter Instrumente zu ihrer Umsetzung und Erreichung. Das übergeordnete Instrument könne nach Ansicht des EWI der Emissionshandel sein, wobei alle weiteren Instrumente auf ihn abgestimmt werden sollten. Das IW Köln (2013) geht davon aus, dass die Kombination von Zielvorgaben auf verschiedenen Ebenen nur schwer zu überschauen ist und eine Überspezifizierung der Politik nicht zu effizienten Lösungen führt. Daher sollten Maßnahmen auf nationaler und europäischer Ebene koordiniert und Alleingänge einzelner Bundesländer – wie das NRW Klimaschutzgesetz – aus Effizienzgründen vermieden werden (DICE, RWI). Das Öko-Institut sieht dagegen das NRW-Klimaschutzgesetz als einen „innovativen Ansatz im Prozess der Politikformulierung“ mit potenzieller Signalwirkung (Öko-Institut 2013: 9).

⁸ Defizitregionen sind solche Regionen Deutschlands, die mehr Strom aus anderen Regionen beziehen, als dass sie selbst Strom produzieren.

⁹ Das Gesetz ist unter <http://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMG16-29.pdf?von=1&bis=0> einzusehen.

7. Fazit

Anhand der Stellungnahmen von fünf Forschungsinstituten mit energieökonomischem Schwerpunkt, die für eine NRW-Landtagsanhörung abgegeben wurden, hat dieser Artikel den Versuch unternommen, die aktuelle Diskussion über wesentliche energie- und klimapolitische Maßnahmen zu systematisieren. Entgegen der öffentlichen Wahrnehmung konnte in vielen Fragen grundsätzliche Einigkeit festgestellt werden. In der konkreten Umsetzung werden jedoch zum Teil unterschiedliche energiepolitische Maßnahmen und Instrumente befürwortet.

Tabelle 5 gibt abschließend eine Übersicht über den Konsens und Dissens bei den wichtigsten Themen. Konsens besteht darin, dass die derzeitige Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG einer Reform bedarf. Vor allem die geringe Kosteneffizienz wird bemängelt. Zudem sind sich die Institute darin einig, dass ein europaweit einheitliches Modell zur Förderung erneuerbarer Energien etabliert werden sollte. Trotz zunehmender Anteile der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bleiben konventionelle Kraftwerke nach einhelliger Ansicht der Forschungsinstitute auch in Zukunft von entscheidender Bedeutung, um Angebotsschwankungen bei grünem Strom ausgleichen zu können. Überdies sind sich die Institute einig, dass der Netzausbau von besonderer Bedeutung ist. Diesem sollte die Politik daher hohe Priorität einräumen.

Tabelle 5: Konsens und Dissens in der Energiepolitik

	DICE	EWI	IW Köln	Öko-Institut	RWI
Genereller Reformbedarf des derzeitigen EEG	X	X	X	X	X
Einführung eines alternativen Fördermodells	X	X	X	-	X
Quotenmodell einführen	X	(X)		-	X
Technologieneutrale Förderung	X	X	X	-	X
Europaweit einheitliche Förderinstrumente	X	X	X	X	X
Ausnahmen für energieintensive, internationale Industrie beibehalten	X	X	X	X	X
Kreis der Begünstigten einschränken	X		-	X	(X)
Konventionelle Kraftwerke unabdingbar	X	X	X	X	X
Kapazitätsmarkt einführen	-	-		X	-
Strategische Reserve einführen	X	-		-	
Netzausbau forcieren	X	X	X	X	X
Instrument zur Koordination der Standortwahl neuer Kraftwerke einführen	X	X		X	X

Anmerkung: „X“ bedeutet Zustimmung, „(X)“ Zustimmung unter bestimmten Voraussetzungen und „-“Ablehnung. Ein leeres Feld bedeutet, dass das entsprechende Institut sich nicht zu dieser Fragestellung äußerte.

Ein weiterer unstrittiger Punkt ist das Fehlen eines Instruments zur Optimierung der Standortwahl von Kraftwerken. Die Einführung eines solchen Elements wird daher gefordert und könnte das Ausmaß des Netzausbaus und die damit einhergehenden Kosten senken. Einigkeit besteht zudem darin, dass die Ausnahmen für industrielle Verbraucher bei der EEG-Umlage grundsätzlich beibehalten werden sollten. Geprüft werden sollte allerdings, ob der Kreis der Begünstigten eingeschränkt werden kann und ob ein alternatives Finanzierungsmodell für den Ausbau der Erneuerbaren sinnvoll ist. Des Weiteren sind die Institute – mit Ausnahme des Öko-Instituts – dafür, die Förderung von Erneuerbaren zukünftig technologieneutral auszugestalten.

Wie genau das zukünftige Strommarktdesign und die Förderung erneuerbarer Energien aussehen sollten, wird hingegen kontrovers diskutiert. So wird kein Fördermodell von allen beteiligten Instituten gleichermaßen unterstützt. Auch die Einführung von Kapazitätsmechanismen ist umstritten. Als mögliche Alternativen zu einem Kapazitätsmarkt werden eine strategische Reserve oder die Weiterführung des bestehenden (Energy-Only-) Marktes diskutiert. Auf die Fortentwicklung des Marktdesigns zu einem Strommarkt 2.0 hat sich mittlerweile auch die Bundesregierung mit dem Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ festgelegt, in dem sich gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes ausgesprochen wird (BMWi 2015).

Abschließend bleibt festzuhalten, dass der vorliegende Beitrag kein vollständiges Bild der Ansichten aller deutschen Energieökonominnen über die Ausgestaltung der derzeitigen und zukünftigen Energiepolitik aufzeigen kann. Vielmehr sollte dieser Artikel als ein Versuch angesehen werden, diese Diskussion zu systematisieren und Gemeinsamkeiten herauszuarbeiten. In jenen Fragen, für die hier weitgehende Einigkeit aufgezeigt werden konnte, dient dieser Artikel der Politik als eine klare Entscheidungshilfe.

Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2013), Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Berlin.
- Bardt, H. und J. Niehues (2013), Verteilungswirkungen des EEG. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (3): 211-218.
- BDEW (2015), Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015). Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BMWi (2014), Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi (2015), Ein Strommarkt für die Energiewende, Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
- BNetzA (2013a), Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse. Bonn: Bundesnetzagentur.
- BNetzA (2013b), Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/16 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse. Bonn: Bundesnetzagentur.
- Bundesregierung (2010), Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Internet:
[http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf? blob=publicationFile&v=5](http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?blob=publicationFile&v=5), abgerufen am 28.09.2010.
- Cramton, P. und A. Ockenfels (2012), Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (36): 113-134.
- Cramton, P. und S. Stoft (2006), The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity. A White Paper for the Electricity Oversight Board. Apr. 2006.
- dena (2010), dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung bis 2020. Köln: Deutsche Energie Agentur GmbH.
- dena (2012), dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Köln: Deutsche Energie Agentur GmbH.
- DICE (2013), Stellungnahme zu: Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten - Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen (Bearb.: V. Böckers, M. Coenen und J. Haucap). Düsseldorf: Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie.
- EWI (2013), Stellungnahme zu: Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten - Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen (Bearb.: F. Höffler). Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln.
- Gawel, E. und K. Korte (2012), Verteilungseffekte des EEG: Kritik an den falschen Stellen. *Wirtschaftsdienst* 92 (8): 512-515.

Grösche, P. und C. Schröder (2014), On the Redistributive Effects of Germany's Feed-In Tariff. *Empirical Economics* 46 (4): 1339-1383.

Haucap, J. und M. Coenen (2011), Mehr Plan- als Marktwirtschaft in der energiepolitischen Strategie 2020 der Europäischen Kommission. In Joost, D., H. Oetker und M. Paschke (Hrsg.) , *Festschrift für Franz Jürgen Säcker zum 70. Geburtstag*. München: C.H. Beck, 721-736.

IW Köln (2012), Alternative Möglichkeiten der steuerlichen Finanzierung der EEG-Kosten: Aufkommens- und Verteilungseffekte (Bearb.: H. Bardt, R. Brügelmann, J. Niehues und T. Schaefer). Kurzgutachten. Köln: Institut der deutschen Wirtschaft Köln.

IW Köln (2013), Stellungnahme zu: Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten - Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen (Bearb.: H. Bardt). Köln: Institut der deutschen Wirtschaft Köln.

Joskow, P. L (2008), Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design. *Utilities Policy* 16 (3): 159-170.

Kemfert, C. und J. Diekmann (2009), Förderung Erneuerbarer Energien und Emissionshandel: Wir brauchen beides. Wochenbericht DIW Berlin 11/2009: 169-174.

Krugman, P. R., R. Wells, K. D. John und A. Wagner (2010), Volkswirtschaftslehre. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.

Monopolkommission (2011), Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten. Sondergutachten 59. Baden-Baden: Monopolkommission.

Monopolkommission (2013), Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten 65. Baden-Baden: Monopolkommission.

Neuhoff, K., S. Bach, J. Diekmann, M. Beznoska und T. El-Laboudy (2013), Distributional Effects of Energy Transition: Impacts of Renewable Electricity Support in Germany. *Economics of Energy & Environmental Policy* 2 (1): 41-54.

Öko-Institut (2013), Stellungnahme zu: Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten – Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen (Bearb.: F.C. Matthes). Berlin: Öko-Institut e.V.

RWI (2013), Stellungnahme zu: Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten - Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen (Bearb.: M. Andor, M. Frondel und C.M. Schmidt). Essen: Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung.

SVR (2011), Verantwortung für Europa wahrnehmen. Jahresgutachten 2011/2012. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden: Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.

SVR (2013), Gegen eine rückwärtsgewandte Wirtschaftspolitik. Jahresgutachten 2013/2014. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden: Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.

ÜNB (2014), Prognose der EEG-Umlage 2015 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber. Internet: <http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>, abgerufen am 15.10.2014.