



Sebastian Thuß

Deutschland, ein Solarmärchen?

Die Zweite Phase der Energiewende zwischen
Richtungsstreit und Systemintegration



IMPRESSUM

Herausgeber:

Technische Universität Dresden
Fakultät der Wirtschaftswissenschaften
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
01062 Dresden

Tel.: +49 351 463-33297
Fax: +49 351 463-39763
E-Mail: ee2@mailbox.tu-dresden.de
Internet: <http://www.ee2.biz>

ISBN: 978-3-86780-543-8

Stand: 12/2017

Alle Rechte vorbehalten.

Umschlagbild: flightseeing.de

DEUTSCHLAND, EIN SOLARMÄRCHEN?

Die Zweite Phase der Energiewende zwischen Richtungsstreit und Systemintegration.

Dissertation

zur Erlangung des Grades eines Doktors der Philosophie

an der Philosophischen Fakultät

der

Technischen Universität Dresden

vorgelegt am 14.11.2016 und

verteidigt am 26.07.2017

von Sebastian Thuß

geboren am 14. November 1984 in Leipzig

Betreuer: Prof. Dr. Werner J. Patzelt, Lehrstuhl für Politische Systeme und
Systemvergleich an der TU Dresden

Zweitbetreuer: Prof. Dr. Dominik Möst, Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der
TU Dresden

Gutachter:

1. Prof. Dr. Werner J. Patzelt, TU Dresden
2. Prof. Dr. Dominik Möst, TU Dresden

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis.....	VII
Abkürzungsverzeichnis	VIII
Vorwort.....	X
Vorbemerkung zur interdisziplinären Arbeit im Boysen-TU Dresden-	
Graduiertenkolleg.....	XI
1 Einleitung.....	1
1.1 Die Zweite Phase der Energiewende	1
1.2 Aufbau der Arbeit.....	6
1.3 Literaturbericht.....	8
1.4 Vorgehen, Methoden und Rahmentheorie	13
1.4.1 Methodik und theoretische Grundlagen.....	13
1.4.2 When in doubt – Grounded Theory.....	14
1.4.3 Von Memen und Menschen – Der Evolutorische Institutionalismus als..... Rahmentheorie	17
2 Die Energiewende in Deutschland – Eine Operationalisierung	22
2.1 Shades of Green: Herkunft und Bedeutungsebenen des	
Energiewendebegriffs	22
2.2 Nebenwirkung oder Selbstzweck? Die Dezentralisierung des	
Energiesystems.....	26
2.3 Regelungsbedürfnisse bei voranschreitender Systemtransformation	
– die zweite Phase der Energiewende.....	34
3 Richtungsentscheidungen und Akteurspositionen – Eine	
Landkarte der Energiewende	40
3.1 Das Akteurskoalitionsmodell in der Energiepolitik	41
3.2 Eine Clusteranalyse zur Identifikation von Akteurskoalitionen	47
3.2.1 Methodisches Vorgehen: Ein Wahl-O-Mat für die Energiewende?	47
3.2.2 Clusteranalyse als gruppenbildendes Verfahren.....	52
3.3 Stellschrauben der Energiesystemtransformation	57

3.3.1	Zeitplan der Energiewende: Ausbauziele für Erneuerbare Energien.....	57
3.3.2	Investitionssicherheit bei der EE-Förderung.....	62
3.3.3	Technologie- und Standortdifferenzierung	72
3.3.4	Abstandsregelung bei Onshore-Windkraftanlagen	78
3.3.5	Kostendynamik begrenzen.....	84
3.3.6	Förderung der Offshore-Windkraft.....	91
3.3.7	Umfang des Übertragungsnetzausbaus	100
3.3.8	Steuerung durch Netzentgelte	110
3.3.9	Kohleausstieg	117
3.3.10	Kapazitätsmechanismen	124
3.3.11	Fracking	141
3.3.12	Carbon Capture and Storage.....	149
3.4	Ergebnisse der Clusteranalyse und Interpretation der Cluster	155
3.4.1	Statistische Interpretation.....	155
3.4.2	Inhaltliche Interpretation	157
3.4.3	Ergebniskritik.....	165
4	Die Diskursive Ausdeutung der Energiewende.....	167
4.1	Theoretischer Rahmen und Relevanz für die Energiepolitik.....	167
4.2	Narrationen und Diskurskoalitionen der Energiewende	176
4.2.1	Ziele und Einschränkungen der Untersuchung.....	176
4.2.2	Methodisches Vorgehen.....	178
4.2.3	Ergebnisse.....	180
4.3	Medieninhaltsanalyse: Der Energiediskurs in Deutschland.....	198
4.3.1	Ziel und Methodik.....	198
4.3.2	Ergebnisse.....	207
5	Merkmale energiepolitischer Steuerung – Eine Politikfeldanalyse.....	234
5.1	<i>Politics Matter</i> : Zur Handlungsfähigkeit politischer Akteure im	
	Mehrebenen-Kontext.....	236

5.1.1	Europäische Union.....	239
5.1.2	Bundesebene	241
5.1.3	Bundesländer und Kommunen	243
5.1.4	Steuerungsfähigkeit und Wechselwirkungen im Mehrebenensystem .	247
5.2	Policy-Arenen	251
5.3	Jenseits von Staat und Markt – politische Regulierung zwischen	
	Korporatismus und Netzwerksteuerung.....	256
5.4	Energiewende als Überwinden und Schaffen von Pfadabhängigkeiten in	
	sozio-technischen Systemen	263
5.4.1	Desertec für Europa?.....	268
5.4.2	Für immer die Technologie von morgen? Die Wasserstoffwirtschaft ..	272
5.5	Von Schönwetterpolitik zur Institutionalisierung: Politische Nachhaltigkeit.....	
	als Forschungsagenda	278
5.5.1	<i>Policy Swings</i> in der Photovoltaik- und Biomasseförderung.....	279
5.5.2	Feste Netze für dynamische Energiezukünfte.....	282
5.5.3	Anpassung ohne Richtungswechsel: Politische Nachhaltigkeit als.....	
	analytisches Konzept	285
5.5.4	Lernende Gesetze, Resilienz und Konsensbildung: Eine.....	
	Forschungsagenda.....	287
5.6	Trägheit im Wandel: Die Bundesnetzagentur als Institution der	
	Energiewende	294
5.6.1	Genese und Leitidee.....	295
5.6.2	Neue Aufgaben als Nischenwandel: Auf dem Weg zum.....	
	Energiewendestatthalter.....	298
6	Hemmnisse und Systemkongruenz neuer Energietechnologien am Beispiel	
	des <i>Smart Grid</i>	304
6.1	Vorgehen und Datengrundlage.....	307
6.2	Eine dynamische Definition von Smart Grids.....	311
6.3	Hemmnisse bei der Technologieeinführung	318

6.3.1	Politik und Regulierung	320
6.3.2	Smart Grid-Technologieanbieter.....	323
6.3.3	Verteilnetzbetreiber	325
6.3.4	Endverbraucher	326
6.3.5	Vergleich mit bestehender Literatur und Gruppierung	328
6.4	Lösungsvorschläge für identifizierte Hemmnisse	330
6.4.1	Eine Vielfalt an Lösungen akzeptieren.....	331
6.4.2	Inkrementellen Wandel akzeptieren.....	331
6.4.3	Anpassen an veränderte Rahmenbedingungen.....	332
6.4.4	Schaffen eines verlässlichen Regulierungsrahmens	332
6.4.5	Mehrwert für alle Marktteilnehmer an Beitrag für Gesamtsystem	koppeln.....
		333
6.4.6	Einen angemessenen Regulierungsumfang definieren	334
6.4.7	Aktive Verbesserung der Informationsgrundlage	335
6.4.8	Angemessene Kommunikation von Chancen und Risiken	336
6.5	Einordnung der Ergebnisse	337
6.5.1	Aktuelle Energiewendebatte.....	337
6.5.2	Bezug zu Erkenntnissen zur zweiten Phase der Energiewende	339
7	Zusammenfassung	342
8	Literaturverzeichnis.....	353
9	Anhang	423
9.1	Kategorien und Operationalisierungen für die Clusteranalyse.....	423
9.1.1	Zeitplan Energiewende: Ausbauziele für Erneuerbare Energien	424
9.1.2	Investitionssicherheit.....	425
9.1.3	Technologie- und Standortdifferenzierung	426
9.1.4	Abstandsregelung bei Onshore-Windkraftanlagen	427
9.1.5	Kostendynamik begrenzen.....	428
9.1.6	Förderung der Offshore-Windkraft.....	429

9.1.7	Umfang des Übertragungsnetzausbaus	430
9.1.8	Steuerung durch Netzentgelte	431
9.1.9	Kohleausstieg	432
9.1.10	Kapazitätsmechanismen	433
9.1.11	Fracking	434
9.1.12	Carbon Capture and Storage	435
9.2	Vollständige Zuordnungsübersicht für die Clusteranalyse.....	436
9.3	Interviewleitfäden für Experteninterviews	439
9.3.1	Smart-Grid-Interviews	439
9.3.2	Wasserstoff-Interviews	442
9.4	Codebuch der Inhaltsanalyse <i>Energiediskurs in Deutschland</i>	446

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Zieldimensionen der Energiewende	25
Abbildung 2: Entwicklung der EE-Förderung in Deutschland.....	35
Abbildung 3: EE-Fördermodelle im EU-Raum.....	63
Abbildung 4: Mögliche Ausbaupfade für Windkraft in Deutschland.....	76
Abbildung 5: Abhängigkeit des WKA-Potenzials von Mindestabständen.....	80
Abbildung 6: Bestandteile des Strompreises für Privathaushalte	86
Abbildung 7: Entwicklung der EEG-Umlage für Privathaushalte	87
Abbildung 8: Abhängigkeit der Volllaststunden vom Standort der WKA	91
Abbildung 9: Anteilseigner an Offshore-Windparks.....	93
Abbildung 10: Netzausbauplanung der BNetzA.....	103
Abbildung 11: Projizierte CO ₂ -Emissionen auf Basis NEP 2015.....	105
Abbildung 12: Regionale Preisunterschiede für Haushaltskunden.....	114
Abbildung 13: Überblick über Flexibilitätsoptionen.....	129
Abbildung 14: Unkonventionelle Öl- und Gasförderung.....	144
Abbildung 15: Eine Narration der Energiewende: <i>Im Netz des Dr. Regulus</i>	175
Abbildung 16: Beispielhafte Wandlungsstufen bei Energieflüssen.....	203
Abbildung 17: Forschungsdesign der Medieninhaltsanalyse	206
Abbildung 18: Thematische Schwerpunkte der Energieberichterstattung	207
Abbildung 19: Themenhäufigkeit für Eigenschaften der Energieversorgung	210
Abbildung 20: Technologien zur Energiegewinnung – Häufigkeit	211
Abbildung 21: Verteilung der Perspektiven auf Energiethemen nach Themen	214
Abbildung 22: Richtungen der Perspektiven auf das Thema Energiewende.....	225
Abbildung 23: Richtung der Perspektiven auf Dezentralitätsthemen.....	227
Abbildung 24: Häufigkeiten politischer Steuerungsthemen.....	228
Abbildung 25: Perspektiven auf politische Steuerungsthemen	229
Abbildung 26: Notwendigkeit des Netzausbaus	231
Abbildung 27: Jährlicher PV-Zubau 2000-2014	280
Abbildung 28: Eine dynamische Definition von Smart Grids.....	314
Abbildung 29: Lösungsmöglichkeiten für SG-Hemmnisse.....	330

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Richtungsentscheidungen der Energiewende.....	49
Tabelle 2: Relevante EE-Fördermodelle im Überblick.....	67
Tabelle 3: Eigenschaften verschiedener Optionen zur Kapazitätssicherung	139
Tabelle 4: Zuordnungsübersicht Clusteranalyse	156
Tabelle 5: Häufigkeiten von Merkmalsausprägungen nach Clustern	158
Tabelle 6: Zuordnung der untersuchten Akteure zu Akteurskoalitionen.....	164
Tabelle 7: Perspektiven auf Technologien zur Energiegewinnung.....	216
Tabelle 8: Richtungen der Perspektiven auf Technologien zur Energiegewinnung....	219
Tabelle 9: Tenor erneuerbare vs. konventionelle Energiegewinnung.....	223
Tabelle 10: Politische Steuerungsinstrumente	257
Tabelle 11: Elemente eines sozio-technischen Systems	264
Tabelle 12: Iterationsstufen der Netzausbauplanung.....	293
Tabelle 13: Fachlicher Hintergrund der Smart Grid-Experten.....	309
Tabelle 14: Bestehende Definitionen für Smart Grids	312
Tabelle 15: Hemmnisse bei der Einführung von SG-Technologien	319
Tabelle 16: Kategorien und Operationalisierung <i>Ausbauziele</i>	424
Tabelle 17: Kategorien und Operationalisierung <i>Investitionssicherheit</i>	425
Tabelle 18: Kategorien und Operationalisierung <i>Differenzierte Förderung</i>	426
Tabelle 19: Kategorien und Operationalisierung <i>WKA-Abstände</i>	427
Tabelle 20: Kategorien und Operationalisierung <i>Kostendynamik</i>	428
Tabelle 21: Kategorien und Operationalisierung <i>Offshore-Windkraft</i>	429
Tabelle 22: Kategorien und Operationalisierung <i>Netzausbau</i>	430
Tabelle 23: Kategorien und Operationalisierung <i>Netzentgelte</i>	431
Tabelle 24: Kategorien und Operationalisierung <i>Kohleausstieg</i>	432
Tabelle 25: Kategorien und Operationalisierung <i>Kapazitätsmechanismen</i>	433
Tabelle 26: Kategorien und Operationalisierung <i>Fracking</i>	434
Tabelle 27: Kategorien und Operationalisierung <i>CCS</i>	435

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ACF	Advocacy Coalition Framework
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BauGB	Baugesetzbuch
BBergG	Bundesberggesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGR	Bundesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CCS	Carbon Capture and Storage
CSP	Concentrating Solar Power
dena	Deutsche Energie-Agentur
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DNR	Deutscher Naturschutzring
DSM	Demand Side Management
DUH	Deutsche Umwelthilfe
ECCP	European Climate Change Programme
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EI	Evolutorischer Institutionalismus
EGKS	Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EÖ	Evolutorische Ökonomik
EOM	Energy-Only-Markt
EU ETS	European Union Emissions Trading System

FIP	Feed-in Premium (Einspeiseprämie)
FIT	Feed-in Tariff (Einspeisetarif)
FÖS	Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft
FVEE	ForschungsVerbund Erneuerbare Energien
GT	Grounded Theory
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRENA	International Renewable Energy Agency
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NABU	Naturschutzbund Deutschland
NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
NNE	Netznutzungsentgelte
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
RegTP	Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post
RONT	regelbarer Ortsnetz-Transformator
RWI	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
SFV	Solarenergie-Förderverein Deutschland
SGD	Staatliche Geologische Dienste der Bundesrepublik Deutschland
SRGE	Sachverständigenrat zur Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
StromEinspG	Stromeinspeisegesetz
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
UBA	Umweltbundesamt
VKU	Verband Kommunaler Unternehmen
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte
WHO	World Health Organisation
WKA	Windkraftanlage

VORWORT

Spätestens seit der Reaktorkatastrophe in Fukushima im März 2011 ist die Energiewende in die verstärkte Wahrnehmung der Politik und der Öffentlichkeit geraten. Bereits in den Jahren davor war der Ausbau der erneuerbaren Energien und dessen Förderung bzw. die Förderhöhe auf der Agenda der Politik. Dabei sind die Entscheidungen in der Energiepolitik durch unterschiedliche Positionen zudem auf unterschiedlichen Ebenen in dem politischen Mehrebenen-Kontext (Europa, Bund, Land) geprägt. Unabhängig von den Positionen hat die Energiewende in Deutschland zu einem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung geführt. In anderen Teilbereichen des Energiesystems, z. B. beim Netzausbau und im Wärmebereich, ist die Entwicklung hingegen bislang deutlich hinter den politischen Zielvorgaben zurückgeblieben. Zugleich wurden Flexibilitäts- und Effizienzpotenziale bei Erzeugung, Nachfrage und Speichern unzureichend genutzt und die sektorübergreifende Transformation des Energiesystems hin zu mehr Klimaeffizienz geht allenfalls schleppend voran. Eine wesentliche Ursache für diese Entwicklung ist, dass bislang einseitig Anreize gesetzt werden und die Koordination unterschiedlicher Teilbereiche unzureichend reflektiert und umgesetzt wird.

An dieser Stelle setzt die Arbeit von Herrn Thuß an, der die Interessenslagen und Stellschrauben systematisch identifiziert, Akteure und Merkmalskonstellationen herausarbeitet und Regelungsfelder aufzeigt. Damit widmet sich Herr Thuß in seiner Dissertationsschrift einem wichtigen, relevanten und auch aktuellen Themenfeld. Die intendierte Transformation des Energiesystems erfordert eine Koordination einer Vielzahl von Akteuren und vielfältiger Handlungsdimensionen und Herr Thuß liefert hierfür mit seiner Arbeit eine gute Grundlage. Ich wünsche Ihnen viel Spaß bei der erkenntnisreichen Lektüre!

Prof. Dr. Dominik Möst

VORBEMERKUNG ZUR INTERDISZIPLINÄREN ARBEIT IM BOYSEN-TU DRESDEN-GRADUIERTEN-KOLLEG

Die vorliegende Arbeit ist zwischen 2012 und 2016 im Rahmen der Forschungstätigkeit des Boysen-TU Dresden-Graduiertenkollegs entstanden. Großer Dank gebührt hierbei der Technischen Universität Dresden sowie der Friedrich-und-Elisabeth-Boysen-Stiftung, welche dieses Forschungsprojekt gemeinsam finanziert haben. Das Graduiertenkolleg hat es sich zur Aufgabe gemacht, durch interdisziplinäres Arbeiten die technischen und gesellschaftlichen Möglichkeitsräume der Energiesystemtransformation in Deutschland zu beleuchten. Entsprechend wurden für die einzelnen Dissertationen solche Fragestellungen gewählt und Arbeitspakete entworfen, zu deren Beantwortung häufig mehrere Teilprojekte fachübergreifend zusammenarbeiten mussten.

In Teilen sind die Ergebnisse solch eng verwobener Forschungsabschnitte somit notwendigerweise Gemeinschaftsprodukte, wenngleich sie mit unterschiedlichen Schwerpunkten von den beteiligten Dissertationsprojekten erarbeitet wurden. Zentrale Erkenntnisse dieser Kooperationen sind in einigen Fällen bereits in geteilter Autorenschaft veröffentlicht worden. Einen substantiellen Eigenanteil vorausgesetzt, stützt sich die vorliegende Arbeit *in ausgewiesenen Teilen* auf solche Publikationen bzw. auf nicht veröffentlichte Teilergebnisse interdisziplinärer Arbeit. Hierbei handelt es sich vor allem um die Medieninhaltsanalyse zu Energiethemen (mit Thomas Meyer und Adriane Schmidt; s. Kapitel 4.3) sowie die Smart Grid-Hemmnisstudie (mit Stefan Münch; s. Kap. 6). In weniger umfangreichem Maße finden die gemeinsamen Untersuchungen zur Berücksichtigung gesellschaftlicher Akzeptanz und politischer Machbarkeit in Energieszenarien (mit Daniel Schubert; s. Kap. 5.5.3), zur Bewertung von Entwicklungspfaden chemischer Energiespeicher (mit Mario Ludwig; s. Kap. 5.4.2) sowie zur strategischen Nutzung von Frames im Kontext des Stromnetzausbaus (mit Adriane Schmidt; s. Kap. 2.1, 3.3.7 und 4.1) Eingang in die Arbeit. Im Folgenden werden Textteile, die sich an veröffentlichte oder unveröffentlichte Ergebnisse projektübergreifender Arbeitsschritte anlehnen, zudem durch entsprechende Fußnoten zu Kapitelbeginn ausdrücklich als solche kenntlich gemacht.

1 EINLEITUNG

1.1 DIE ZWEITE PHASE DER ENERGIEWENDE

„Die Mühen der Berge haben wir hinter uns, vor uns liegen die Mühen der Ebenen.“ – Berthold Brecht (1993 [1949], S. 205)

Im Rückblick war der 11. Mai 2014 für die deutsche Energiewirtschaft zwar nicht repräsentativ, aber aufschlussreich. Drei Jahre nach dem Kurswechsel der deutschen Energiepolitik unter dem Eindruck der Ereignisse von Fukushima nämlich konnte der deutsche Stromverbrauch an diesem Tag erstmals zu fast drei Vierteln aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Überdurchschnittlich gute Wetterbedingungen sorgten dafür, dass die in Deutschland installierte Leistung an Sonnen- und Windenergie auf Rekordniveau einspeiste. Ergänzt um die weniger volatilen Laufwasser- und Biomassekraftwerke summierte sich der regenerativ erzeugte Strom auf 44 Gigawatt, denen ein Verbrauch von 57 GW entgegenstand. Über das gesamte Jahr betrachtet stammten insgesamt erstmals über 27% des Stroms aus Erneuerbaren Energien (EE), womit das starke Wachstum der vorangegangenen Jahre fortgesetzt werden konnte (UBA [Umweltbundesamt], 2016). Von Verfechtern einer beschleunigten Energiewende wurde dies entsprechend als Erfolg gefeiert (Klimaretter.info, 2014b). Jedoch, so lässt sich einwenden, wurde einmal mehr deutlich, wie stark die Spanne zwischen *installierte* erneuerbarer Leistung und tatsächlich *gelieferte* Energie von jahres- und tageszeitspezifischen Witterungsbedingungen abhängt.

Etablierte Energieversorger wie RWE hingegen stellten mit Blick auf den 11. Mai 2014 einen anderen Aspekt in den Vordergrund: Während Erneuerbare Energien einen Einspeisevorrang genossen, wurden konventionelle Kraftwerke aus dem Markt gedrängt (RWE, 2014, S. 11). Gerade Kohle- und Kernkraftwerke lassen sich jedoch nur langsam an- und abfahren und produzierten daher auf vergleichsweise hohem Niveau weiter, sodass ein Stromüberschuss mit der Folge eines negativen Börsenstrompreises entstand, woraufhin ausländische Abnehmer für deutschen Strom 5,9 Cent pro bezogener Kilowattstunde *erhielten*. Gaskraftwerke hingegen hatten, ihrer zu erwartenden Rolle im zukünftigen Energiesystem gemäß, ihre Leistung drosseln können (Agora Energiewende, 2014b). Der Marktanteil solcher flexiblen und

vergleichsweise emissionsarmen Gaskraftwerke war, über das Gesamtjahr 2014 gerechnet, allerdings gesunken und folgte damit einem seit 2010 anhaltenden Trend. Dahingegen feierte die weit klimaschädlichere Braunkohle als Energieträger in diesem Zeitraum eine unverhoffte Renaissance (Agora Energiewende, 2015, S. 9).¹

Das hier angedeutete Nebeneinander von international beachteten Meilensteinen einerseits und eher kontraintuitiven Marktverwerfungen andererseits machte den an sich extremen Maitag symptomatisch für das, was in der vorliegenden Arbeit als fortgeschrittene Phase der Energiesystemtransformation beschrieben werden soll. Man könnte diese auch als *Zweite Phase der Energiewende* bezeichnen, während welcher – im übertragenen Sinne des vorangestellten Brechtzitats – nach ersten Erfolgen neue, teils unerwartete Herausforderungen und nicht zuletzt Ernüchterung in den Mittelpunkt rücken. Diese Phase ist im Wesentlichen von drei Charakteristiken geprägt: Zum ersten existieren bemerkenswerte *Ungleichzeitigkeiten* hinsichtlich des Vorankommens einzelner Energiewendeziele. So macht vor allem der Ausbau der Erneuerbaren Energien rasche Fortschritte, und der Atomausstieg hat, manchen Ankündigungen zum Trotz, bislang keine „Stromlücke“ hinterlassen, wie dies etwa die Deutsche Energie-Agentur (dena) vorhergesagt hatte (Stratmann, 2009). Gleichzeitig hat sich eine Branche etabliert, welche – trotz erster Krisenerscheinungen – im Jahr 2013 inzwischen 371.400 Bruttobeschäftigte umfasste (GWS et al., 2015, S. 2). Demgegenüber zeichnet sich jedoch ab, dass Deutschland seine selbstgesetzten CO₂-Minderungsziele bis 2020 verfehlen wird (Vahlenkamp, et al., 2014) und andere Teilziele wie der Umbau des Verkehrs- und Wärmesektors weitgehend auf der Stelle treten (Reuster & Reutter, 2015). Dies ist einerseits auf ein Nicht-Ausschöpfen des durchaus zur Verfügung stehenden politischen Instrumentariums (Bürger, et al., 2008; Bruns, et al., 2012), andererseits auf ausbleibenden Verhaltensänderungen auf Konsumentenseite zurückzuführen. Mautz (2012b, S. 231) fasst prägnant zusammen,

dass der Einstieg in die Energiewende – sieht man einmal vom Trend zur Eigenversorgung mit regenerativ erzeugter Wärme ab – bisher nicht durch den ‚neuen Konsumenten‘ in Sachen Energieverbrauch, sondern in erster Linie durch die Verbreitung eines neuen Produktionsmodells im Strombereich gekennzeichnet ist.

¹ Wohl als Folge milder Witterung (Vahlenkamp, et al., 2014) ist die Stromerzeugung aus Kohle im Vergleich zu 2013 zwar gesunken (-4,9 TWh), jedoch ging der Gasanteil noch deutlicher zurück (-9,9 TWh). Auch trotz dieses Rückgangs hat Kohle seit 2010 als einziger konventioneller Energieträger an jährlicher Erzeugungsmenge dazugewonnen (+10,1 TWh; Agora Energiewende, 2015, S. 9).

Je nach Perspektive lässt sich also die „Erfolgsgeschichte“ (AEE [Agentur für Erneuerbare Energien], 2015b) gerade des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) erzählen, oder aber das mangelnde Vorankommen wesentlicher anderer Zwischenschritte hervorheben (Wirtschaftswoche, 2011; HypoVereinsbank, 2012).

Zweitens offenbart sich mit steigendem EE-Anteil die Notwendigkeit stärkerer *Systemdienlichkeit*. Hierunter zählt vor allem das Bedürfnis nach Maßnahmen, welche mikroökonomische Gewinnerwartung mit den Erfordernissen des öffentlichen Interesses einer stabilen Energieversorgung in Einklang bringen. Dies betrifft vor allem die nachfrageorientierte Systemintegration fluktuierender Erneuerbarer Energien, welche bislang im Rahmen des EEG vom sonstigen Marktgeschehen weitgehend entkoppelt sind. Weiterhin zeichnet sich ab, dass das – finanziell lohnenswerte – Bereithalten gesicherter Leistung sowie die Etablierung eines angebotsorientierten Nachfrageverhaltens Änderungen am Marktdesign erforderlich machen. Eine zentrale Herausforderung der kommenden Jahre wird es daher sein, auch durch regulative Eingriffe die Marktrollen im Energiesystem noch stärker dahingehend zu verzahnen, dass Anbieter gesicherter Leistung bzw. flexibler Last sowie die Bereitsteller einer dies ermöglichenden Infrastruktur lohnende Geschäftsmodelle vorfinden.

Drittens zeigt sich angesichts zahlreicher *Richtungsentscheidungen*, dass der Konsens zum Umbau des Energiesystems, wie er von der Bundesregierung umrissen wurde (BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit], 2012), zwar breit ist, jedoch nicht allzu tief. In anderen Worten: Mit der Gewissheit über das *Ob* der Energiewende treten Konfliktlinien über deren *Wie* offener zutage. Hierbei, so soll in dieser Arbeit gezeigt werden, verläuft der Bruch hauptsächlich entlang der Frage nach dem Zentralitätsgrad des zukünftigen Energiesystems. Dazu gehört die Frage nach dem Stellenwert regionaler Selbstversorgung ebenso wie die Vorstellung einer „Demokratisierung der Energieversorgung“ (Sladek, 2009, S. 18) durch pluralisierte Eigentümerstrukturen. Spätestens hier offenbart sich, dass der Begriff *Energiewende* selbst ein breites Spektrum möglicher Ausdeutungen bereithält und damit eher als Bündel von denkbaren „Energiezukünften“ (Grunwald, 2010, S. 237) zu verstehen ist.

All diese Entwicklungen sind eingebettet in einen sehr dynamischen Energiediskurs; dieser vermittelt die höchst komplexen und selbst auf Expertenebene umstrittenen Zusammenhänge aus Energiewirtschaft und Energiepolitik über teils recht widersprüchliche Frames und Narrationen. Konkret lässt sich dabei in den Jahren nach

der ‚Neuerfindung‘ der Energiewende als Folge der Fukushima-Katastrophe (Merkel, 2011) eine Verlagerung des Diskurses hin zu Versorgungssicherheits- und Kostenthemen unterstellen, welche sich als „teils schrille Belastungsszenarien“ präsentieren (Gawel, 2013, S. 785). Aus steuerungspolitischer Sicht wiederum kristallisieren sich im Voranschreiten der Energiesystemtransformation Handlungskompetenzen ebenso wie Grenzen der Gestaltungsfähigkeit heraus: Als zentraler, aber kaum einzig relevanter Akteur im Governancegeflecht (Mayntz, 2004) koordiniert der Staat eine umfassende sozio-technische Transformationsleistung, welche einen Pfadwechsel des bestehenden Energiesystems herbeiführen soll. Dies muss jedoch geschehen, ohne dessen Funktionsfähigkeit im Sinne des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks aus Umweltverträglichkeit, Kostengünstigkeit und Versorgungssicherheit (Wurster, 2010) je ernsthaft aus dem Tritt geraten zu lassen. Die Energiewende wird daher nicht ohne Dramatik, aber durchaus zutreffend auch als „Operation am offenen Herzen“ der Energiewirtschaft bezeichnet (Müller, 2011, S. 12). An mahnenden Stimmen fehlt es folglich nicht; so spricht Buchanan gar von „Germany’s gamble“ und, in Umkehrung des bekannten Konzepts, von drohenden „first mover disadvantage“ (2012, S. 4). Ein sicheres Scheitern gar sagt Rensing (2013, S. 34) voraus: „Ohne Not gibt Deutschland eine wirtschaftliche und sichere Energieversorgung auf und steigt um auf ein ebenso teures wie instabiles Konzept. Für den Industriestandort birgt das fatale Risiken.“

Ob derartige Vorhersagen eintreten, hängt nicht zuletzt vom regulativen Geschick des Staates ab, wobei der Fülle an (energie-)politischen Handlungsoptionen nicht zu vernachlässigende institutionelle Restriktionen entgegenstehen. Betrachtet man den Staat als historisch gewachsene Form gesellschaftlicher Ordnungsfindung, dessen Evolution vom reinen Gewaltmonopolisten zum Garanten vielfältiger wohlfahrtsstaatlicher Leistungen führte (Spruyt, 1994),² so zeigt sich gerade angesichts der Energiewende die besondere *conditio* politischer Steuerung: Demnach reagiert das politische System auf neue, gesellschaftlich erfragte Regelungserfordernisse doch in erster Linie mit Handlungs- und Deutungsrouinen, welche in Auseinandersetzung mit vergangenen Problemlagen eingeübt worden sind. Notwendige institutionelle Lerneffekte wiederum dürfen mit tiefer verankerten

² Diese Entwicklung spiegelt sich heute nicht zuletzt in verschiedenen Schichten funktioneller Bebürdung wider. Die Begriffe und Theoreme evolutorischer Institutionenanalyse werden in Kap. 1.4.3 vorgestellt.

funktionellen Bebürdungen nicht im Widerspruch stehen (Patzelt, 2007b). Für die Frage, wie das politische System in der Lage ist, die teils quer zur institutionellen Architektur verlaufenden Handlungserfordernisse nachhaltigen Wirtschaftens umzusetzen, ist dies im höchsten Maße spannend.

Weitere Merkmale der deutschen Energiewende als spezifische Interpretation einer Energiesystemtransformation ließen sich aufzählen, doch wird bereits klar, dass jene in eine neue Phase getreten ist, welche sich nicht nur durch quantitative Steigerung bekannter Verhältnisse, sondern auch durch qualitativ gänzlich neue Entwicklungen auszeichnet. Deren Untersuchung versprechen einerseits für den deutschen Fall sehr erhellend zu sein und damit ein Beitrag zur *materiellen*, also gegenstandsbezogenen Theoriebildung zu leisten. Diese Erkenntnisse müssen jedoch nicht auf den deutschen Fall begrenzt bleiben. Vielmehr soll zudem versucht werden, auch abstraktere Muster fortschreitender Energiesystemtransformation zu identifizieren, welche auch in anderen Kontexten als Erklärungszugang dienen können. Nicht zuletzt verspricht die Auseinandersetzung mit der Energiewende-Governance auch eine Erweiterung jener steuerungspolitischen Perspektive, welche sich insbesondere die Policy-Forschung zu eigen gemacht hat. Mit letzteren Zielstellungen berührt die Arbeit somit auch den Bereich *formaler* Theoriebildung. All dies erscheint notwendig, da sich auf Basis der oben umrissenen Problemlagen eine Forschungslücke zum Verständnis der deutschen Energiesystemtransformation, ihrer politischen Steuerung sowie ihrer diskursiven Darstellung abzeichnet. Diese besteht weniger in einer rein ‚encyklopädischen‘ Ergänzung des bestehenden Wissens, etwa um Änderungen am Gesetzesrahmen oder reine Zubaustatistiken für verschiedene Technologien zur regenerativen Energiegewinnung. Kern der Arbeit soll vielmehr eine *Gestalterkenntnis der grundsätzlich neuen Wesenszüge* einer Energiesystemtransformation sein, in welcher erste Zielstellungen bereits Alltag geworden sind und somit gänzlich neue Problemlagen und Handlungsmuster aufwerfen. Eben diese gilt es im Sinne eines ein ‚Verständnisses durch Kategorien‘ zu identifizieren, ohne in eine bloße Chronologie zu verfallen. Hieraus leitet sich die konkrete Fragestellung dieser Arbeit wie folgt ab:

Welche energiepolitischen Richtungsentscheidungen, Diskurse und Akteurskoalitionen kennzeichnen die fortgeschrittene, von Systemintegration geprägte Phase der deutschen Energiewende, und welche politischen Steuerungsmuster lassen sich beobachten?

1.2 AUFBAU DER ARBEIT

Zur Beantwortung der genannten Fragestellung gilt es zunächst den Forschungsstand zum Themengebiet zu skizzieren (Kap. 1.3) und daraufhin einige methodische und theoretische Vorbetrachtungen anzustellen. Letztere sollen mit Blick auf das Verfahren der gegenstandsbezogenen Theoriebildung (*Grounded Theory*; Kap. 1.4.1) und dem als ‚Rahmentheorie‘ dienenden Evolutorischen Institutionalismus (Kap.1.4.3) vertieft werden. Weitere, nur Teile der Arbeit betreffende theoretische und methodische Erklärungen etwa zur Cluster- oder Politikfeldanalyse folgen zu Beginn jener Kapitel, welche einen solchen Fokus erforderlich machen.

Als thematischer Einstieg wird im Kap. 2 das Phänomen der Energiewende aus verschiedenen Blickwinkeln heraus beleuchtet; entscheidend sind hierbei vor allem die unterschiedlichen, teils konkurrierenden Bedeutungsebenen des Begriffs, womit wiederum verschiedene Zieldimensionen einhergehen (Kap. 2.1). Dies vertiefend, soll zudem eine differenzierte Auseinandersetzung mit dem Konzept der Dezentralität in der Energieversorgung erfolgen (Kap. 2.2). Unter Verweis auf aktuelle Steuerungsnotwendigkeiten der Energiewende, als deren Schlüsselkategorie sich wiederum die Herausforderung der Systemintegration erweist, soll schließlich dargestellt werden, weshalb in der vorliegenden Arbeit von einer *zweiten Phase der Energiewende* die Rede ist (Kap. 2.3).

Gegenstand von Kapitel 3 ist die zunehmend in den Vordergrund rückende *Bandbreite an Transformationspfaden*, welche mit aktueursspezifischen Interessenlagen einhergeht. Hierzu soll der politikfeldanalytische Zugang des Akteurskoalitionsmodells zunächst umrissen und in seiner aktuellen Anwendung dargestellt (Kap. 3.1) sowie später auf Basis einer positionsbasierten Clusteranalyse überarbeitet werden (Kap. 3.4). Hierzu werden mit insgesamt zwölf energiepolitischen Regelungsfeldern solche Stellschrauben identifiziert, welche für unterschiedliche Energiezukünfte wegbereitend wirken. Jedes dieser Themengebiete wird dabei in Kap. 3.3 inhaltlich umrissen, im Kontext verschiedener Transformationspfade verortet und in seiner jüngeren politischen Entwicklung skizziert. In Vorbereitung des darauf folgenden Untersuchungsschritts werden zudem die Unterscheidungskriterien für die auffindbaren Akteurspositionen operationalisiert, sodass sich im Ergebnis eine ‚Landkarte der Energiewende‘ aus Regelungsbedürfnissen, Steuerungsoptionen und Interessenlagen ergibt.

Jede Betrachtung energietechnischer Möglichkeitsräume bleibt jedoch unvollständig, wenn deren Einbettung in gesellschaftliche Wissensbestände und Deutungsroutinen nicht berücksichtigt wird. Daher befasst sich Kap. 4 mit dem deutschen Energiediskurs, dessen Analyse anschaulich macht, welche Gestalt komplexe und auch auf Expertenebene kaum vollständig zu erfassende Zusammenhänge in der sozial konstruierten Wirklichkeit tatsächlich annehmen. Hierbei soll zunächst an die Erkenntnisse und Vorarbeiten des vorangegangenen Kapitels angeknüpft werden, indem mittels einer Diskursanalyse konkurrierende *Narrative der Energiewende* identifiziert werden (Kap. 4.2). Da Akteurskoalitionen auch als Diskurskoalitionen in Erscheinung treten, kann hierdurch ein Beitrag zum Verständnis der teils sehr widersprüchlichen, obschon nicht ohne wissenschaftliche Fundierung versehenen Ausdeutungen der Energiewende geleistet werden. Hierauf aufbauend soll in Kap. 4.3 auch der *öffentliche* Energiediskurs auf Basis einer Medieninhaltsanalyse untersucht werden. Ziel ist es hierbei – vor dem Hintergrund bereits identifizierter Richtungsentscheidung und deren narratologischer Vermittlung – zu prüfen, in welchem ‚Mischungsverhältnis‘ sich diese Elemente im medial resultierenden Energiediskurs wiederfinden. Hierdurch lässt sich zeigen, welche Narrationen sich gegenwärtig als ‚fitter‘ bzw. passfähiger hinsichtlich gesellschaftlich tief verankerter Wissensbestände und Deutungsroutinen erweisen. Mit der gebotenen Vorsicht lassen sich hierdurch auch Aussagen zur Wahrscheinlichkeit unterschiedlicher Energiezukünfte treffen, deren Pfadabhängigkeiten ja durch heutige Richtungsentscheidungen begründet werden – welche wiederum an die Unterstützung in der medial informierten Bevölkerung rückgekoppelt sind.

Im letzten Hauptteil der Arbeit steht die Formulierung von Aussagen zur politischen Steuerung der Energiesystemtransformation im Vordergrund (Kap. 5). Während Kapitel 2 und 3 eher im Bereich gegenstandserklärender, also *materieller* Theorien zu verorten sind, liegt der Fokus hierbei auf *formalen*, also stärker abstrahierten Erkenntnissen darüber, welche politischen Handlungsspielräume, Steuerungsprobleme und Reaktionsmuster sich bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt konstatieren lassen. Hierbei werden in erster Linie bestehende Untersuchungen zusammengeführt und durch eigene Darstellungen ergänzt. Das zentrale Ordnungsmuster liefern hierbei ausgewählte theoretische Perspektiven anstelle einer reinen Chronologie politischen Handelns oder der Abarbeitung einzelner Unterpolitikfelder. Als solche Erklärungskategorien dienen die etablierten Theoreme und Konzepte der

Politikfeldanalyse (Kap. 5 - 5.4), das Konzept politischer Nachhaltigkeit (Kap. 5.5.) sowie die evolutiv inspirierte Betrachtung institutioneller Trägheit (Kap. 5.6). Hierbei werden aktuelle, recht knapp umrissene Fallbeispiele genutzt, um solche Verständniskategorien zu entwickeln bzw. zu veranschaulichen, welche quasi einen *Querschnitt* durch die Energiewende darstellen. Abschließend soll zudem am Beispiel der – recht zögerlichen – Smart-Grid-Installation eine vollständige Hemmnisstudie als technologiebasierter *Längsschnitt* durchgeführt werden (Kap. 6). Darin werden auf Basis *eines* Technologiekomplexes wirtschaftliche, politische und gesellschaftliche Implementationshürden sowie mögliche Lösungsstrategien aufgezeigt. Die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung werden zusammenfassend in Kapitel 7 dargestellt.

1.3 LITERATURBERICHT

Wenngleich Energiepolitik im Jahr 2000 noch als „Stiefkind der Politikwissenschaft in Deutschland“ (Brauch, 2000, S. 563) bezeichnet wurde, hat sich in den vergangenen Jahren eine breite und institutionell gut verankerte Forschungslandschaft herausgebildet, welche sich mit Energiesystemtransformationen im Allgemeinen und dem deutschen Fall der Energiewende im Besonderen befasst.³ Basis des Schrifttums bilden zunächst eher grundsätzliche Ausarbeitung zur reinen Möglichkeit und Notwendigkeit, das (deutsche) Energiesystem zu transformieren. Diese Arbeiten umreißen bereits zentrale gesellschaftliche Stellschrauben zur Umsetzung dieses Wandlungsprozesses (s. etwa acatech, 2012a; Aßmann, 2003; BCG, 2013; Eiselt, 2012; Fraunhofer ISE, 2012a; Hennicke & Fishedick, 2010; Leprich, et al., 2012; Pittel, 2012; Scheer, 2010). Hierauf gründen sich zahlreiche Vergleichsstudien, welche Ursachen und Folgen national unterschiedlicher Energiepolitiken bzw. Fördersysteme für erneuerbare Energien in den Mittelpunkt rücken. Als Vergleichsgröße dienen hierbei – mit einem Schwerpunkt auf Großbritannien – meist Staaten innerhalb der EU (s. u.a. Bechberger, et al., 2008; Espey, 2001; Suck, 2008; Uhlir, 2011) sowie die USA (Keller, 2010; Laird & Stefes, 2009). Im Ergebnis dieser Studien werden insbesondere Politikinstrumente zur erfolgreichen Förderung erneuerbarer Energien sowie deren institutionelle, soziale und wirtschaftliche Erfolgsbedingungen identifiziert. Eine weitere Gruppe von Untersuchungen fokussiert sich daher direkt auf die teils

³ Angesichts der Fülle der für das Themengebiet relevanten Literatur kann der aktuelle Forschungsstand an dieser Stelle nur sehr verkürzt wiedergegeben werden. Ziel ist daher auch keine vollständige Darstellung, sondern eine überblickhafte Orientierung, aus welcher die wissenschaftliche Relevanz der Fragestellung hervorgeht. Der Forschungsstand wird zudem in den folgenden Kapiteln mit engerem methodischem und thematischem Fokus weiter präzisiert.

vergleichende Analyse konkreter Instrumente, insbesondere von Einspeisevergütungen, sog. *Feed-in tariffs* (s. etwa Jenner, et al., 2013; Lüthi & Prässler, 2011; Papadopoulos & Karteris, 2009; Ragwitz, et al., 2006; Schmalensee, 2012; Springmann, 2005; Verbruggen & Lauber, 2012; Weber & Hey, 2012). Die Forschung verengt sich weiter durch den Fokus auf einzelne Technologiepfade, v.a. Photovoltaik (Dusonchet & Telaretti, 2010) und Windenergie (Enzensberger, et al., 2002). Ein deutlicher Forschungsschwerpunkt ist somit im Bereich der *EE-Förderung* auszumachen. Häufig sind zudem Kosten- sowie Verteilungseffekte der bestehenden Erneuerbare Energien-Förderung sowie möglicher Alternativen untersucht worden (u.a. durch Gawel & Korte, 2012; IZES, 2011; Techert, et al., 2012). Wenngleich sich für die Betrachtung der *Systemintegration* fluktuierender EE gerade bei steigender Erzeugungsleistung ebenfalls Studien finden lassen (s. etwa Agora Energiewende, 2014a; Klessmann, et al., 2008; Leprich, et al., 2012), so ist für diesen Bereich gegenwärtig noch eine weitaus geringere Forschungsdichte als mit Fokus auf den reinen Zubau zu konstatieren.

Arbeiten zur deutschen Energiepolitik existieren in großer Zahl; diese sind teils erweitert um eine historische Betrachtung oder die Wechselwirkungen mit anderen politischen Ebenen, d.h. in erster Linie den Bundesländern sowie der EU (s. hierzu etwa Bruns, et al., 2009; Dagger, 2009; Häder, 2010; Hirschl, 2008; Illing, 2012; Mez, et al., 2007; Reiche, 2004; Stefes, 2010; Wiegand, 2006). Weitere Untersuchungen sind eingebettet in Analysen zur staatlichen Zukunftsvorsorge (Wurster, 2010) sowie zur Liberalisierung des Strommarkts (Krisp, 2007; Brauch, 2000). Sehr aktuell stellen Ekard & Valentin (2015) die energierechtlichen Rahmenbedingungen der durch die Energiewende berührten Politikfelder dar. Darüber hinaus existiert – die länderübergreifenden Relevanz des Themas widerspiegelnd – eine Fülle an Literatur zur Energiesystemtransformation jenseits des deutschen Falls, auf die an hier nicht näher eingegangen werden kann (s. hierzu u.a. IRENA [International Renewable Energy Agency], 2012) Podrygala, 2008; Reiche, 2002). Sehr relevant ist zudem die Energiepolitik der Europäischen Union selbst (Fischer & Geden, 2008; Pollak, et al., 2010), stellt sie doch einerseits einen Treiber, andererseits ein Korrektiv deutscher Energiepolitik dar.

Neben rein akademischen Publikationen findet sich gegenwärtig zudem eine große Zahl an – häufig konkurrierenden – Expertisen, welche Evaluationen und

Designvorschläge zu aktuellen Regulierungsthemen sowie verschiedene Energieszenarien-Bündel (s. v.a. Kronenberg, et al., 2011) in den politischen Prozess einbringen. Solche Arbeiten stammen insbesondere von Forschungsinstituten wie etwa dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), dem Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS), dem Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), dem Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) sowie Kooperationen wie der Forschungsallianz Energy-Trans oder dem ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE). Auch privatwirtschaftliche Beratungsunternehmen wie Ecofys und Consentec treten als Forschungsakteure auf.

Als recht einflussreich hinsichtlich des energiepolitischen Agenda-Settings hat sich der Think-Tank Agora Energiewende erwiesen, welcher aktuelle Themen wie Lastverschiebungspotenzial, Kapazitätsmechanismen oder die Anpassung des Förderregimes für erneuerbare Energien untersucht. So hat die Studie zum kostenoptimalen Ausbau von Windkraft (Agora, 2013c) wesentlich dazu beigetragen, die (De-) Zentralitätsdebatte auf die forschungspolitische Agenda zu setzen. Eine ähnliche Rolle beansprucht die deutsche Energieagentur (dena), welche als halbstaatliches „Kompetenzzentrum für Energieeffizienz, erneuerbare Energien und intelligente Energiesysteme [...] an der Schnittstelle zwischen Politik und Wirtschaft“ agiert (dena, 2015a). Gerade im Netzbereich (d.h. vor allem zum Ausbaubedarf auf Übertragungs- und Verteilnetzebene einschließlich Smart Grids) haben sich dena-Studien als einflussreich erwiesen.

Wiederum nehmen als wissenschaftliche Begleitgremien der Bundesregierung der – eher marktwirtschaftlich eingestellte – Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftliche Entwicklung (SRGE) sowie der stärker ökologisch orientierte Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) aktiv an den entsprechenden Debatten teil (s. v.a. SRGE 2011 u. 2012; SRU 2011). Darüber hinaus erstellt das Umweltbundesamt zahlreiche Expertisen zu energie- und klimapolitisch relevanten Themenstellungen. Als institutionalisierter ‚Statthalter‘ der Energiewende kann jedoch – so zumindest eine These dieser Arbeit – die Bundesnetzagentur (BNetzA) bezeichnet werden. Wenngleich in ihrem Selbstverständnis eine ausführende Behörde, hat die BNetzA in der jüngeren Vergangenheit doch ein bemerkenswertes Aufgabenzuwachs erfahren, welcher zu einer großen Sichtbarkeit im Energiewendediskurs geführt hat. So obliegt ihr neben zahlreichen Regulierungsaufgaben auch das Erstellen von

Monitoring-Berichten zur leitungsgebundenen Energieversorgung (BNetzA 2014c), das Moderieren einer öffentlichen Debatte zum Übertragungsnetzausbau sowie die Organisation von Pilotausschreibungen im PV-Sektor.

Auf Verbändeseite sind insbesondere der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), der Verband Kommunaler Unternehmen (VKU), der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) sowie der Bundesverband für Erneuerbare Energien (BEE) federführend bei der Erstellung bzw. Beauftragung von Gutachten und Gestaltungsvorschlägen zum Strommarktdesign sowie angrenzenden Themengebieten. Gegenstand all dieser Expertisen ist dabei nicht mehr nur das Förderregime für Erneuerbare Energien. Auch regulatorische Weichenstellungen für Netz- und Speicherinfrastrukturen, Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und KWK sowie die kontroverse Frage nach Kapazitätsmechanismen für den konventionellen Kraftwerkspark finden ihren Niederschlag in einer vielfältigen Studienlandschaft.⁴

Die Akzeptanz von Energiesystemen ist als gesondertes Forschungsfeld in den vergangenen Jahren in zahlreichen Arbeiten untersucht worden. Dies geschah einerseits quantitativ, d.h. etwa hinsichtlich der Zahlungsbereitschaft oder der Akzeptanz von Infrastrukturen, welche in Bevölkerungsumfragen ermittelt wurden (BDEW, 2013b; AEE [Agentur für Erneuerbare Energien], 2012). Andererseits ruhte der qualitative Fokus auf Ursachen und Verläufen von Bürgerprotesten (s. etwa acatech, 2011; Althaus, 2012; Bosch & Peyke, 2011; Gailing & Leibenath, 2013; Göttinger Institut für Demokratieforschung, 2013). Technologische Schwerpunkte sind hierbei vor allem der Netzausbau (Schnelle & Voigt, 2012); Windkraftanlagen an Land (Jobert, et al., 2007) und auf See (Hübner & Pohl, 2014) sowie die noch in der Entwicklung befindlichen CCS-Technologie (Pietzner & Schumann, 2012). Häufig wurden gerade lokale Proteste in der Vergangenheit mit dem NIMBY-Etikett versehen (*Not in my back yard*; s. etwa Saint, et al., 2009), was jedoch letztlich einer verkürzten Darstellung der zugrundeliegenden Motivation gleichkommt (VDI [Verein Deutscher Ingenieure], 2014). Die bestehende Forschung hält dem ein recht differenziertes Bild entgegen, welches unter anderem Beteiligungsaspekte bzw. Verfahrensgerechtigkeit (Devine-Wright,

⁴ Wie sehr die Ergebnisse und Empfehlungen wissenschaftlicher Studien – wie etwa bei der Debatte zu Kapazitätsmechanismen – gelegentlich auseinandergehen, zeigen sogenannte *Clearing-Studien*. Diese vergleichen etwa Annahmen und Methodik widersprüchlicher Studien, um die Ursachen für diesen Dissens zu finden (s. etwa Growitsch, et al., 2013).

2012) sowie alternative Entwürfe des Energiesystems als Protestursache in den Fokus rückt (s. u.a. Schnelle & Voigt, 2012). In diesem Zusammenhang werden auch unterschiedliche politische Reaktionsmuster untersucht (Aldrich, 2005). Der Einfluss der (De-)Zentralitätsdebatte auf die Akzeptanz von Infrastrukturen war bislang jedoch kaum Gegenstand der Forschung.

Mit Blick auf Erkenntnisse zum politischen Steuerungshandeln kann zunächst auf die recht umfassenden Politikfeldanalysen aus dem inhaltlich verwandten Bereich der Umweltpolitik zurückgegriffen werden (s. u.a. Aden, 2012; Böcher & Töller, 2012; Huber, 2011; Jänicke, et al., 2003). Mit einem explizit energiewirtschaftlichem Schwerpunkt hingegen untersucht Sohre (2014) die Fähigkeit politischer Akteure zur langfristigen strategischen Steuerung, während Mautz (2012a) konkurrierende Muster politischer Steuerung im Zuge der Energiewende identifiziert. In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage nach der Lernfähigkeit des politischen Systems angesichts der teils neuen Herausforderungen durch die Energiesystemtransformation (Szarka, 2006). Neben dem Forschungsschwerpunkt der finanziellen Förderung erneuerbarer Energien (s.o.) ist gerade die Raumplanung auf Landes- und Kommunalebene als Möglichkeit politischer Begünstigung oder Verhinderung zunehmend in den Forschungsfokus gerückt (DIW, et al., 2014; Karl, 2006; Mez, et al., 2007). Als Bestandteile des politikfeldanalytischen Instrumentariums sind insbesondere die Phasenheuristik des *Policy Cycles* (Blum & Schubert, 2009) und der Akteurskoalitionsansatz (Sabatier & Jenkins-Smith, 1993; Schneider, 2003) häufig genutzte Zugänge. Bei letzterem scheint jedoch angesichts des Wandels vom ‚Ob‘ zum ‚Wie‘ der Energiewende eine Überarbeitung angemessen, welche den Streit um den ungeklärten Zentralitätsgrad des zukünftigen Energiesystems als erklärungskräftigste ‚Wasserscheide‘ für die beteiligten Akteure abbildet.

Hinsichtlich staatlicher Zielformulierungen und Steuerungsmuster sowie technischer Innovationsstadien existieren mehrere Entwürfe, um die Energiepolitik der letzten Jahrzehnte in charakteristische Phasen aufzuteilen (Bruns, et al., 2009; Rosenbaum, et al., 2005). Eine Offenlegung der zentralen Eigenschaften der *aktuellen* Phase der Energiewende steht jedoch noch aus. Hierzu bedarf es eines inhaltlich und methodisch sehr integrativen Ansatzes, zeigt der in diesem Kapitel umrissene Forschungsstand doch, dass bereits eine große Anzahl recht konkreter Studien zu zahlreichen Teilaspekten der Energiesystemtransformation und insbesondere den dafür

notwendigen Politikinstrumenten existiert. Diese gilt es jedoch, in einer Gesamtschau technischer und politischer Umsetzungspfade der Energiewende sowie deren diskursiver Einbettung und zentraler Steuerungsprobleme zusammenzuführen.

1.4 VORGEHEN, METHODEN UND RAHMENTHEORIE

1.4.1 Methodik und theoretische Grundlagen

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es also, zum Verständnis der Energiewende beizutragen, indem aktuelle Problemlagen mit unterschiedlichen Abstraktionsgraden mittels Verständniskategorien durchdrungen und zu einer analytischen ‚Erzählung‘ verdichtet werden. Aus diesem Ziel resultieren wiederum mehrere Erfordernisse an die zu nutzenden Zugänge und Perspektiven: Erstens bedarf es einer recht großen *methodische Bandbreite*, um die verschiedenen Untersuchungsgegenstände angemessen zu erfassen. Da viele der in der Arbeit verwendeten Methoden sich auf einen kleineren Untersuchungsbereich beziehen, wird eine genauere Beschreibung des jeweiligen Vorgehens im Sinne einer präziseren Bezugnahme erst dem entsprechenden Kapitel vorangestellt. Im Einzelnen beinhaltet dies die Methodensets der *Clusteranalyse* (Kap. 3), der *Inhaltsanalyse* (Kap. 4.3) und der *Diskursanalyse* (Kap. 4.2) sowie das analytische Instrumentarium der *Politikfeldanalyse* (Kap. 5). Die gegenstandsbezogene Theoriebildung (*Grounded Theory*) findet ihre Anwendung zunächst im Rahmen einer Einzelfallstudie (s. Kap. 6), inspiriert jedoch auch das Gesamtverfahren der Arbeit (s.u.).

Zweitens muss ein theoretisches Rahmenwerk bereitgestellt werden, welches die verschiedenen Erkenntnisse kohärent zu integrieren vermag – hierzu wurde in der vorliegenden Arbeit der *Evolutorische Institutionalismus* ausgewählt, dessen Erkenntnisinteresse vor allem in den Ursachen für Stabilität und Wandel sozialer Institutionen liegt. Als Theorie mittlerer Reichweite eignet er sich damit hervorragend, um die Gleichzeitigkeit von Dynamik und Beharrungsvermögen sozio-technischer Systeme zu erfassen. Der Evolutorische Institutionalismus soll in Kapitel 1.4.3 soweit umrissen werden, dass er einerseits als Erklärungsperspektive für alle folgenden Darstellungen zur Verfügung steht und andererseits die in der vorliegenden Arbeit genutzten Theoreme und Begriffe keiner gesonderten Erklärung bedürfen.

Drittens besteht mit Blick auf die gewählte Fragestellung nicht nur ein hoher inhaltlicher Integrationsbedarf. Die beleuchteten Forschungsgegenstände weisen zudem verschiedene Abstraktionsniveaus auf: Verschiedene Aspekte der Energiesystemtransformation sind bereits vergleichsweise gut untersucht; so standen beispielsweise Ursachen und Lösungsstrategien für die mangelnde Akzeptanz von Hochspannungstrassen in den vergangenen Jahren stark im Fokus; ähnliches gilt für die Wirkung politischer Instrumente zur EE-Förderung (s. Kap. 1.3). Hier gilt es, einen Überblick über die Ergebnisse aktueller Fachdebatten zu liefern und spezifische Akteursinteressen auf einer Metaebene einzuordnen, was vor allem im Rahmen der Überarbeitung des bestehenden Akteurskoalitionsmodells erfolgt. Demgegenüber legen andere, sehr gegenstandsbezogene Sachverhalte – etwa die Analyse des zurückhaltenden Rollouts von Smart Grids oder die Theorieperspektive politischer Nachhaltigkeit – zunächst ein eher exploratives Vorgehen nahe. Der Lösungsweg, durch welchen diese verschiedenen Abstraktionslevel miteinander verwoben werden, lässt sich letztlich ebenfalls als eine Form der Grounded Theory bezeichnen – hier bilden jedoch nicht Experteninterviews oder Niederschriften aus teilnehmender Beobachtungen den zu entschlüsselnden Originaltext. Dieser findet sich vielmehr auf der Ebene von Positionspapieren, wissenschaftlichen Studien oder den Erkenntnissen der bereits bestehenden Forschung. Sowohl das Methodenset gegenstandsbezogener Theoriebildung als auch die Begriffe und Theoreme des Evolutorischen Institutionalismus sollen im Folgenden in ihren wesentlichen Zügen umrissen werden.

1.4.2 When in doubt – Grounded Theory

Wenngleich als Grounded Theory bezeichnet, handelt es sich beim Verfahren gegenstandsbezogener Theoriebildung, welches in den 1960er Jahren von Anselm M. Strauss und Barney G. Glaser entwickelt wurde, vielmehr um ein *Forschungsvorgehen*, dessen Ziel die Gestalterkenntnis sozialer Phänomene ist (Glaser, 1998; Strauss & Corbin, 2008). Auf Basis zunächst qualitativer Forschung gelangen hierbei Einsichten in einen Forschungsgegenstand, über welchen zunächst nur wenig strukturiertes Wissen vorliegt. Im Erfolgsfall jedoch kann das Resultat dieses Ansatzes als eine Grounded Theory, also eine im jeweiligen Gegenstand verankerte Theorie bezeichnet werden. Durch zunächst induktives Vorgehen nämlich werden Muster in den zur untersuchenden sozialen Gegenständen zutage gefördert, welche über eine lediglich detailreiche oder gar auf Vollständigkeit abzielende

Beschreibung hinausgehen. Durch diesen Abstraktionsgrad unterscheiden sich die erlangten Erkenntnisse auch vom Gegenstandswissen interviewter Experten, von welchem ansonsten doch angenommen werden könnte, dass es die wissenschaftliche Untersuchung eines Forschungsfeldes obsolet machen könnte.

Kernelement von Grounded Theory ist das *Kodieren*, wodurch Teilen der untersuchten Daten (z.B. Interviewtranskripte, aber auch Beobachtungsprotokolle, Filmaufnahmen oder öffentliche Dokumenten) sogenannte *Konzepte* zugeordnet werden. Dabei wird für diese Textabschnitte gewissermaßen gemäß ihrer zentralen Aussage bzw. ihres sozialen Musters eine Beschreibungskategorie gefunden: „The pattern is named by constantly trying to fit words to it to best capture its imageric meaning.“ (Glaser, 2002, S. 4). Während bei qualitativer Forschung – etwa einer Inhaltsanalyse – mögliche Kategorien (z.B. ‚teuer‘ oder ‚billig‘) exakt vorgegeben sind und der Codierer ‚nur‘ das Vorhandensein und die Ausprägung dieser Kategorien etwa in einem vorgegebenen Medienartikel prüft, steht bei Grounded Theory erst das *Identifizieren* von eben solchen Kategorien im Mittelpunkt, welche helfen, den jeweiligen Text sinnvoll zu erschließen (Charmaz, 2006).

Hierzu ist es nötig, zwischen Beobachtung und Interpretation einen steten Perspektivwechsel vorzunehmen, um sowohl empirische Fundierung als auch abstrakte Erklärungskraft zu gewährleisten – somit verlangt das Erproben der Theorie am restlichen Datenmaterial auch ein deduktives Vorgehen. Hierzu hat sich während des Codierprozesses das Verfassen von sogenannten *Memos* als Vorgehen etabliert, welche die der Codierung zugrunde liegende Logik festhalten und damit nachvollziehbarer gestaltet. Im Idealfall funktioniert der Codierprozess über mehrere, jedoch nicht immer sauber zu trennende Teilschritte (s. zusammenfassend Glaser & Strauss, 2009). Diese beinhalten:

- das *Open coding*, d.h. das ‚Aufbrechen‘ der Daten durch das oben beschriebene Bilden von Codes für abstrakte Konzepte und das ‚Etikettieren‘ von einzelnen Textteilen (conceptual labeling) gemäß ihres für den Verständnisprozess relevanten Inhalts (Mayring, 2002, S. 103f)
- das erste *Ordnen* durch Abstraktion der ersten Codes; dies geschieht durch das Erstellen integrativerer Konzepte und Kategorien
- das *Axial coding*, also die (Re-)Kombination von Kategorien und Konzepten untereinander, angeleitet durch ein „allgemeines kausales Handlungsmodell“,

also einem Codierparadigma, welches für relevante Kategorien jeweils eine eigene Achse bildet; diese beinhaltet den „Zusammenhang zwischen Kontextbedingungen, Handlungen, Strategien und Konsequenzen im jeweiligen Untersuchungsfeld“ (May & Mruck, 2011, S. 41)

- das *Selective coding* hinsichtlich der Zentrierung auf eine Kernkategorie, welche die Grundlage für eine zentrale ‚Story-line‘ bildet; Ziel ist es schließlich, die erkannten Muster in einem zusammenhängenden Theoriegebäude zu vereinen (Strauss & Corbin, 2008, S. 106-ff). Die so entwickelte Theorie soll validiert werden, indem die mit ihrer Hilfe deduzierten Aussagen am Datenmaterial (auch durch Falsifikationsversuche) getestet werden.

Dieses Vorgehen, welches bis zum Punkt theoretischer Saturierung betrieben wird (Sandelowski, 1995, S. 181; Strauss & Corbin, 2008, S. 263),⁵ geht somit weit über das bloße detaillierte Beschreiben eines sozialen Phänomens hinaus – wie dies etwa durch bloßes Nacherzählen der Erfahrungen des Praktikers der Fall wäre. In der vorliegenden Arbeit wird auf zwei Ebenen Grounded Theory betrieben: Einerseits werden auf ‚klassische‘ Weise die Hemmnisse bei der Einführung eines Smart Grids sowie, weniger umfangreich, bei der Einführung einer Wasserstoff-Infrastruktur einem theoriebildenden Vorgehen unterzogen. Die Datenbasis bildet hierbei eine Reihe im Rahmen des interdisziplinären Forschungsprojekts erhobener Experteninterviews. Im weiteren Sinne kann jedoch auch der Gesamtansatz der vorliegenden Arbeit als eine eher implizite Form der Grounded Theory verstanden werden, da letztlich ein Gestalterkenntnis der deutschen Energiewende angestrebt wird. Der Trend, eigene Forschungsansätze als „in Anlehnung“ an die Grounded Theory durchgeführt zu beschreiben, wird in der Wissenschaft zwar als nicht unproblematisch angesehen (May & Mruck, 2011, S. 43), da hierbei das zugrunde liegende Vorgehen zu stark verwässert würde. Allerdings wird an keiner Stelle der Anspruch erhoben, die mit der Grounded Theory verbundene klare Bildungsvorschrift auf ein derart breites Forschungsgebiet anzuwenden. Dennoch wird der Versuch unternommen, durch eine Synthese gegenwärtiger Studien, Debatten, Positionspapiere etc., aber auch bestehender wissenschaftlicher Analysen herauszufinden, worin denn tatsächlich aktuelle Kernprobleme und zum holistischen Verständnis des Transitionprozesses

⁵ Mason (2010, S. 11) beschreibt diesen Punkt jedoch als zu einem gewissen Grad willkürlich, da durch neue Daten letztlich immer einzelne Erkenntnisse hinzugewonnen werden können. Angesichts von „diminishing returns“ (ebd.) müsse jedoch irgendwann die weitere Erhebung zum Abschluss gebracht werden.

entscheidende Strukturmerkmale des sozio-technischen Phänomens der Energiewende bestehen. Die damit verbundene Frage, wie aus einer Vielzahl sehr detaillierter und von kompetenten Experten besser verstandenen Sachverhalte ein erhellendes – und abstrakt ordnendes – Theoriegebäude entsteht, stellt jedoch genau den Wesenskern von Grounded Theory dar. Die Identifikation von Richtungsentscheidungen der Energiewende (Kap. 3) und ihrer narrativen Strukturen (Kap. 4.2) auf Basis von Positionspapieren sowie das Erkennen von Steuerungsproblemen in spezifischen technologischen Kontexten (Kap. 5) folgt damit grundsätzlich dem oben umrissenen Vorgehen des Strebens nach Abstraktion vermittelt theoretischer Sensitivität. Das gilt auch, wenn bei diesem Unterfangen keine systematische Auseinandersetzung mit verschriftlichten Codes im engeren Sinne mehr geschehen kann.

1.4.3 Von Memen und Menschen – Der Evolutorische Institutionalismus als Rahmentheorie

The social and economic sciences must follow the drift, for they are already caught in it. – Thorstein Veblen (1898, S. 397)

Bei der Theorie des Evolutorischen Institutionalismus (EI) handelt es sich um eine „zum konkreten Forschungsansatz weiterentwickelte Ausprägung der [...] kulturwissenschaftlichen Evolutionstheorie“ (Patzelt, 2007d, S. 170). Diese wiederum beruht auf einer Abstraktion – nicht Übertragung⁶ – der ursprünglich biologischen zu einer allgemeinen Evolutionstheorie (Blackmore, 1999; Dawkins, 1976). Das kulturelle Pendant des Gens stellt hierbei das *Mem* dar; es ist die kleinstmögliche Erscheinungsform kultureller Praxen, also die „irgendwie speicherbare Anweisung zu einem bestimmten Verhalten“ (Lempp & Patzelt, 2007, S. 108). Seine Weitergabe erfolgt nicht auf genetischem Wege, sondern durch kulturelle Imitation (Dawkins, 1976). Es ist also auf ein Vehikel angewiesen und unterscheidet sich in dieser Hinsicht prinzipiell nicht vom Gen, dessen Existenz an den Reproduktionserfolg seines

⁶ Die Vorbehalte gegenüber der einer sozialwissenschaftlichen Anwendung der Evolutionstheorie werden von Patzelt (2007a, S. 63ff) ausführlich dargestellt. Bei als ‚darwinistisch‘ kritisierten Gesellschaftskonzepten handelt es sich um das wissenschaftlich nicht haltbare Anwenden einer biologistischen Schablone auf sozialwissenschaftliche Sachverhalte. Die Allgemein Evolutionstheorie hingegen *abstrahiert* komplexe Zusammenhänge aus der Biologie (s. etwa Riedl, 1975), welche im Anschluss für andere Erkenntnisgebiete präzisiert werden können.

Merkmalsträgers gekoppelt ist. Allerdings verfügt das Mem über eine weit größere Vielfalt an möglichen Vehikeln⁷ – menschliches Verhalten ebenso wie Datenträger oder Kunstwerke – und lässt auch lamarckistisch, also durch reines Kopieren ohne die Weitergabe des entsprechenden ‚Bauplans‘ vererben. Der Mensch ist für das Mem „nicht nur das potenzielle Vehikel, sondern auch seine [...] Selektionsinstanz“ (Lempp & Patzelt, 2007, S. 108). Vor diesem muss sich ein Mem (bzw. ein aus einer nicht-hierarchischen Kombination von Memen bestehender Memplex, z.B. das Wahlprogramm einer Partei) als *fit* erweisen. Die ungeordnete Gesamtheit der Meme innerhalb einer Institution stellt deren Mempool dar; in ihrer aufeinander bezogenen, hierarchisch geordneten *institutionellen Form* ist hingegen vom Memotyp zu sprechen. Als Resultat konkreter Umwelteinflüsse bzw. des individuellen Verhaltens der Mitglieder der Institution entsteht zudem ein Phänotyp, welcher die *praktizierte institutionelle Form* darstellt (Patzelt, 2007c, S. 295).⁸

Als Träger eines Wissensinhalts bzw. einer Handlungsanleitung stellt das Mem folglich den Grundbaustein kultureller Handlungen und somit sozialer Ordnung dar. Deren Zustandekommen, Selbststabilisierung und Wandel ist Untersuchungsgegenstand des Evolutorischen Institutionalismus. Das Bilden von stabilen und erwartungssicheren Ordnungsgefügen liegt durch die Aussicht auf „gesunkene Transaktionskosten im gesellschaftlichen Miteinander“ (Patzelt, 2007c, S. 290) in der menschlichen Natur; gleichzeitig unterliegt jegliche soziale Ordnung angesichts der unzähligen Freiheitsgrade menschlichen Denkens und Handelns permanenter Erosion. Folglich stellt die Bildung zeitstabiler Ordnungsstrukturen, welche ihre Leitidee über Generationen von Merkmalsträgern hinweg zu bewahren vermögen, einen sozialen und historischen Ausnahmefall dar. Unter gewissen Umständen gelingt es jedoch, soziale Ordnung zu institutionalisieren und somit als „verfestigte[n] Aggregatzustand gesellschaftlicher Wirklichkeit“ (Patzelt, 2007c, S. 288) auf Dauer zu stellen.⁹ Dies setzt zweierlei voraus: Erstens muss die soziale Konfiguration gegenüber ihrer Nische,

⁷ Demuth (2007, S. 421) präzisiert: „Die konkrete Speicherung aller dieser Meme und Memplexe erfolgt in Geschäftsordnungen, Verhaltensregeln, Positionsbeschreibungen, oder Verfassungen, auch in tradierten Wissensbeständen und Sprechweisen, mentalen Modellen und Deutungsmustern und letztlich in neuronalen Strukturen.“

⁸ Diese Unterscheidung stellt das kulturwissenschaftliche Äquivalent zum biologischen Begriffspaar Genotyp und Phänotyp dar.

⁹ S. ausführlich hierzu Patzelt (2007c). Zentral für die tatsächliche Institutionalisierung ist das Wirken sog. *institutionengenerierender* bzw. *-verfestigender Mechanismen* wie etwa Kanonisierungsprozesse, symbolische Selbstrepräsentation, Ästhetisierung, Enthistorisierung, Stabilitätsfiktionen, Machtverdeckung und Subjektformierung.

also dem für sie relevanten Teil der Umwelt, Leistungen erbringen, für welche sie mit Ressourcen belohnt wird, d.h. einen äußeren Selektionsprozess bestehen.¹⁰ Zweitens gelingt es über eine Reihe institutioneller Mechanismen, die bestehenden Deutungs- und Handlungsroutinen dauerhaft im Sinne der Funktionserfüllung der Institution auszurichten und auf neue Mitglieder (Novizen) zu übertragen. Merkmal der Institution ist also nicht der als Vehikel dienende Mensch, sondern das an einem bestimmten Ziel ausgerichtete *menschliche Handeln*. Die eng verwandte Evolutorische Ökonomik (EÖ) definiert Institutionen recht ähnlich als „Konfigurationen von Netzwerken, die bestimmte Verläufe von Transaktionen gegenüber anderen auszeichnen und in der Zeit stabil sind“ (Herrmann-Pillath, 2002, S. 268).

Kern dieses Sozialgefüges ist die Leitidee, um welche sich eine Institution im Zuge ihrer Primärgenese gruppiert. Es handelt sich hierbei um das „zentrale Sinndeutungsmuster eines Sozialverbandes, das bestimmte Sinndeutungen und Praxen – und eben keine anderen – als angebracht erscheinen lässt“ (Patzelt, 2007c, S. 293). Gruppiert um diese ursprüngliche Leitidee wird das Sozialgefüge vermittels Institutionen generierender Mechanismen verfestigt und ihre Mitglieder zu solchem Verhalten angeregt, welches der Institution ursprünglich einen Wettbewerbsvorteil verschafft haben. In der Folge entwickeln sich Institutionen häufig weiter, indem sie Funktionen ausdifferenzieren bzw. gänzlich neue Leistungen zu erbringen lernen. Letzteres ist jedoch umso weniger wahrscheinlich, je stärker neue – etwa durch Nischenwandel hervorgerufene – Aufgaben im Widerspruch zu jenen Wissensbeständen und Handlungsroutinen stehen, welche in der Tiefenstruktur der Institution verankert sind. Diese hierarchische Schichtung der institutionellen Architektur ist aus externer Sicht nicht immer intuitiv zu erfassen. Vielmehr sind solche *funktionellen Bebüdnungsstrukturen* nur in Auseinandersetzung mit dem geschichtlichen Werden eines Sozialgefüges zu verstehen. Änderungen an der Oberfläche der institutionellen Struktur haben daher meist zwar gut prognostizierbare, aber selten tiefgreifende Folgen. Demgegenüber entfalten Modifikationen an bebüdeten Strukturen nahe des Wesenskerns einer Institution eine kaum abschätzbare Hebelwirkung entfalten – abgesehen davon, dass sie aufgrund der institutionenerhaltenden internen Selektionsmechanismen ohnehin sehr

¹⁰ Hierbei sind mehrere Selektionsinstanzen denkbar; so muss beispielsweise eine politische Partei einerseits Wählern zusagen und andererseits sich hinsichtlich ihrer inhaltlichen Ausrichtung im Einklang mit rechtlichen Rahmenbedingungen befinden.

unwahrscheinlich sind. Als ‚institutionelle Jahresringe‘ bilden historisch gewachsene Funktionen einer Institution die durch ihre Umwelt an sie herangetragenen Anpassungserfordernisse, mithin also die Evolution der Institution ebenso ab, wie das Genom des Menschen seine Millionen Jahre andauernde – und keineswegs gerichtete – Entwicklung nachvollziehen lässt (Riedl, 1975).

Zentrales Erkenntnisinteresse des Evolutorischen Institutionalismus ist daher die Frage, wie politische Institutionen in Auseinandersetzung mit spezifischen Umweltbedingungen entstehen, ihre innere Ordnung generationsübergreifend bewahren, und unter welchen Bedingungen sie ihre institutionelle Form erfolgreich wandeln können. Die tatsächliche Fitness einer Institution nämlich wird einerseits durch *Angepasstheit* an vorherrschende (soziale) Umweltbedingungen operationalisiert, andererseits jedoch durch ihre *Anpassungsfähigkeit*, also die Möglichkeit auf veränderte Umweltbedingungen zu reagieren. Beide Eigenschaften stehen zu einem gewissen Grad in einem Spannungsverhältnis, da die Lernfähigkeit einer Institution im funktionslogischen Widerspruch zu ihrer Retentionsfähigkeit steht, d.h. der wiedergabetreuen Bewahrung der institutionellen Form (Lempp, 2007). Im Erfolg einer Institution ist somit die Gefahr für ihren Untergang angelegt, da dieser Erfolg zum Tradieren der Strukturen führt, die sich einmal als vorteilhaft erwiesen haben. Anpassung ist jedoch stets *lokal*, d.h. im Verhältnis zu gegenwärtigen Umweltbedingungen definiert, während eine objektiv belegbare, quasi überzeitlich-*globale* Angepasstheit nicht existiert – diese Grundannahme allein entkräftet im Übrigen den gegen evolutorisch inspiriertes Vorgehen gerichteten Vorwurf eines innewohnenden Konservatismus oder gar des Strebens nach ‚perfekten‘ Strukturen.

Zwar ist der Begriff der Evolution in erster Linie mit Charles Darwin und seiner Forschung über die Entstehung der Arten verbunden, jedoch sind seine Wurzeln kaum allein in der Biologie zu suchen: So bezog sich Darwin ausdrücklich auf Sozialökonomien wie Thomas Malthus oder Herbert Spencer, welche den Kampf um knappe Ressourcen in den Mittelpunkt ihrer Gesellschaftsanalysen rückten (Hennecke, 2007, S. 28). Das für die allgemeine Evolutionstheorie zentrale *Variations-Selektions-Bewahrungs-Paradigma* (Herrmann-Pillath, 2002) spiegelt sich zudem in zahlreichen wegweisenden ökonomischen Konzepten wie jenen der *Schöpferischen Zerstörung* nach Joseph Schumpeter oder Friedrich August von Hayeks *Wettbewerb als Entdeckungsverfahren* (Hennecke, 2007, S. 29). Neben diesen Inspirationsquellen

versteht sich die klassische Wirtschaftswissenschaft jedoch nicht als explizit evolutorisch inspiriert, was Thorstein Veblen mit den einleitend zitierten Worten schon 1898 kritisierte. Mittlerweile jedoch haben sich evolutorische Zugänge in vielen Disziplinen als auf Wandlungsprozesse spezialisierte Zugänge etabliert. Mit der *Evolutorischen Ökonomik* besteht zudem der Versuch einer wirtschaftswissenschaftlichen Neuausrichtung jenseits dieser Erklärungsnischen (Herrmann-Pillath, 2002; Nelson & Winter, 1982). Hinsichtlich ihres Untersuchungsinteresses sowie ihren Begriffen weicht die Evolutorische Ökonomik zwar teilweise vom EI ab, ist an dessen Theoriegebäude dennoch weitgehend anschlussfähig. Konkret hat sich durch eine evolutionsökonomische Perspektive herausgestellt, dass gerade die Betrachtung von Technologieentwicklungen nicht ohne deren Einbettung in evolvierende *sozio-technische Systeme* zu verstehen ist (Geels & Schot, 2007, S. 400). Dies gilt insbesondere für den Energiesektor:

It has to be acknowledged that the electricity sector has become locked into centralised, large thermal-based systems that have undergone increasing returns [...], which creates intense inertia. New technology may not be compatible with the characteristics of the existing system, and are often handicapped in competition (del Río & Unruh, 2007, S. 1510).

Technologischer Wandel bedarf daher nicht zuletzt „changes in user practices, regulation, industrial networks, infrastructure, and symbolic meaning or culture“ (Geels, 2002, S. 1257). Entsprechend stellt es den zentralen Unterschied der EÖ zur klassischen Wirtschaftswissenschaft dar, dass die Einführung neuer Technologien nicht als eher zufällig auftretende Rahmenbedingung, sondern als „endogener Faktor“ angesehen wird (Roloff, 2012, S. 4). Gerade im Bereich von Energietechnologien haben sich evolutorische Begriffe und Theoreme daher bereits etabliert, um das Spannungsfeld zwischen sozio-technischen Lock-ins und die für einen Systemwechsel nötigen technologischen und ökonomischen Innovationsleistungen darzustellen (Meréchal, 2010; van den Bergh & Oosterhuis, 2005).

2 DIE ENERGIEWENDE IN DEUTSCHLAND – EINE OPERATIONALISIERUNG

2.1 SHADES OF GREEN: HERKUNFT UND BEDEUTUNGSEBENEN DES ENERGIEWENDEBEGRIFFS

„Einspruch, Euer Ehren. Die Energiewende besteht aus zwei Teilen. Der erste Teil, der Ausstieg aus der Kernenergie, ist entschieden. Ich sehe keine seriöse politische Kraft, weder bei der FDP noch bei der Union, die das infrage stellt. Für Debatten sorgt der zweite Teil der Wende: Wie schaffen wir den Übergang von der Kernenergie zu erneuerbaren Energien, und wie wird das Verhältnis von erneuerbaren zu konventionellen Energien in Zukunft aussehen? Da gibt es unterschiedliche Positionen und Interessen – und da lohnt sich auch Streit.“ – Bundesumweltminister Peter Altmaier (Zeit Online, 2012).

Mittlerweile hat der Begriff der Energiewende die Phase hinter sich gelassen, in welcher man ihn noch in Anführungszeichen führte, und ist zu einer festen Größe im wissenschaftlichen und politischen Diskurs geworden. Dessen ungeachtet ist sein Inhalt mehrschichtig und weist, wie gezeigt werden wird, vielfältige Ausdeutungen auf. Im Kern meint die Energiewende, als eine spezifische Ausprägung einer Energiesystemtransformation, den Übergang von einem konventionell dominierten zu einem auf erneuerbare Energien¹¹ gestützten Energiesystem (von Hirschhausen, 2011, S. 15). Grundsätzlich geschieht der Wechsel des Technologiepfades allerdings eher *evolutionär* (s. Kap. 5.4); nach Dolata ist daher von einem „Konzept gradueller soziotechnischer Transformation“ zu sprechen (2011, S. 267):

Transformation heißt: Im Ergebnis radikale Neuausrichtung eines Feldes, durch die sich sowohl dessen technologisches Profil als auch – damit

¹¹ Gemäß dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik kann Energie weder vernichtet noch hergestellt, sondern nur *gewonnen* werden, da sie lediglich ihre Erscheinungsform wandelt. So wird die in Kohle gebundene chemische Energie beim Verbrennen zu thermischer Energie, welche über den mechanischen Umweg letztlich in elektrische Energie umgewandelt wird. Der Sekundärenergieträger Strom hingegen kann durchaus *erzeugt* werden. Daher ist der Begriff der *erneuerbaren Energien* physikalisch nicht korrekt, basiert doch fast jede regenerative Energiequelle auf der Kraft der Sonne, welche – wenngleich nicht im Rahmen des menschlichen Erfahrungshorizonts – doch endlich ist. Mangels griffiger Alternativen hat sich die Bezeichnung dennoch etabliert und soll auch in dieser Arbeit einheitlich genutzt werden. Dies gilt insbesondere, da sich das Hervorheben des nicht-regenerativen Charakters als Code für recht grundsätzliche Opposition zu ‚alternativen Energiequellen‘ deuten lässt (s. Kap. 4.2).

verbunden – dessen soziale Koordinaten substanziell verändern. Graduell betont demgegenüber die wesentliche prozessuale Eigenheit derartiger Umbrüche, die sich grundsätzlich schrittweise, als Kumulation zahlreicher Transformationsimpulse vollziehen und über einen längeren Zeitraum erstrecken (ebd., S. 287).

Demgegenüber stellt der beschleunigte Ausstieg aus der Atomenergie in Folge der Reaktorkatastrophe von Fukushima (2011) in gewisser Weise den Kristallisationspunkt einer eher *revolutionären* Leseweise der Energiewende¹² dar: Qualitativ hat sich demnach endgültig die gesellschaftliche Interpretation durchgesetzt, die emissionsarme, aber als risikobehaftet empfundene Nuklearenergie nicht als Alternative zum Verbrennen fossiler Energieträger zu akzeptieren. Um dem gleichzeitigen Politikziel des Klimaschutzes gerecht zu werden, leitete sich aus dieser doppelten Frontstellung ein besonders forcierter Ausbau erneuerbarer Energien ab. Im Zuge dieser Verdichtung des eigentlich längerfristig verfolgten Zieles wurde der Begriff der Energiewende in der öffentlichen Debatte fest verankert (von Hirschhausen, 2011, S. 14).

Inhaltlich lassen sich dabei jedoch mehrere Bedeutungsebenen umreißen (s. Abbildung 1): So soll im Rahmen der Energiesystemtransformation einerseits globaler *Klimaschutz* (1) durch die Vermeidung von CO₂-Emissionen und die Einhaltung des 2-Grad-Ziels betrieben werden. Dies ist anschlussfähig, aber in auch in Teilen widersprüchlich zum deutlich regionaleren Ziel des *Umweltschutzes* (2). So gehen die Herstellung und Installation von EE-Infrastruktur doch mit keineswegs zu vernachlässigende ökologischen Eingriffen einher, deren Sichtbarkeit und Folgen sich mit der neuen Größenordnung an installierter EE-Infrastruktur erhöhen. Gerade die Entwicklung, Klimaschutzziele im Zuge großtechnischer EE-Installationen zu verwirklichen, führt dabei zu neuen Rollenbildern und Begründungskontexten für EE-Unterstützer (Bruns, et al., 2009, S. 476). Es zeigt sich, dass „*die Leitnorm ‚Ökologie‘ offen ist für unterschiedliche Interpretationen und Prioritätensetzungen*“ (Rosenbaum, et al., 2005, S. 114), wodurch die innere Geschlossenheit von Befürwortern eines ökologischen Systemwechsels teilweise verloren gegangen ist:

Die besondere Brisanz des innerökologischen Konflikts besteht darin, dass mit dem Ausbau der regenerativen Energien zwei institutionalisierte und jeweils identitätsstiftende Leitbilder der Umweltbewegung in Widerstreit

¹² ‚Die Energiewende‘ lässt sich hierbei auf ein Gesetzespaket zuspitzen, welches neben einer Novelle des EEG sowie des Atomgesetzes auch Änderungen an EnWG, Bauplanungsrecht, KWK-Gesetz sowie der Energieeinsparungsverordnung enthielt (Mautz, 2012a, S. 167).

geraten sind, die zuvor unter dem Dach der großen Umweltorganisationen weitgehend friedlich koexistieren konnten (Rosenbaum, et al., 2005, S. 115).

Vorwiegend, jedoch nicht ausschließlich getrieben durch ökologische Zielsetzungen, ist die deutsche Leseweise einer Energiesystemtransformation zudem geprägt von der Ablehnung der Nuklearenergie, welche gemeinhin als wenig klimaschädlich eingestuft wird; der *Atomausstieg* (3) stellt somit eine dritte Bedeutungsebene der Energiewende dar (Gawel, et al., 2013). Weiterhin lässt sich argumentieren, dass im Zuge der Umstellung auf überwiegend im Inland zu erzeugende EE die sehr hohe internationale *Importabhängigkeit* (4) gerade bei fossilen Energieträgern reduziert werden könnte (Tänzler & Luhmann, 2007). Als kontroversestes Teilziel der Energiewende kann jedoch die Frage nach der *Dezentralisierung* (5) des Energiesystems eingeordnet werden (s. folgendes Kap.). Deren Stellenwert erschließt sich nicht zuletzt durch die historische Entwicklung des Begriffs der Energiewende, für welchen das Öko-Institut als Urheber bezeichnet werden kann. Dessen Mitarbeiter umrissen bereits 1980 mit dieser Formulierung in einer Studie eine post-fossile und post-nukleare Energiezukunft (Krause, et al., 1980; Maubach, 2013, S. 41f): Gegenstand war hierbei jedoch nicht allein die rein technologische, am ökologischen Output zu bewertenden Infrastruktur, sondern ein „sozialer und ökologischer Gegenentwurf“ (Uhlir, 2011, S. 6) zum bestehenden energiewirtschaftlichen Produktionsmodell: „Die Umsetzung sollte sich an den drei Grundprinzipien Dezentralisierung, basisorientierte Verbreiterung des Akteursfeldes und Ökologie als Leitnorm orientieren“ (ebd., s. auch Mautz et al. 2008, S. 34). Kern war also eine sozio-technische Neudefinition, die sich am einflussreichen Konzept eines *sanften Energiepfades* orientierte, welcher

nicht nur dazu angetan war, die erneuerbaren Energien in den eigenen politischen Zielkanon, sondern auch in den (sub-)kulturellen Sinn- und Erfahrungshorizont der Umwelt- und Alternativbewegung einzupassen. Dieser Prozess der Umdeutung bereits existierender Techniken, der auf einen kompletten Gegenentwurf zum traditionellen Energiesystem abzielte, machte die eigentliche radikale Innovation aus (Rosenbaum & Mautz, 2011, S. 10f).

Diese dezentrale Umdeutung der Energieversorgung soll im folgenden Kapitel Tiefe dargestellt werden. Für die Zieldimensionen des Energiewendebegriffs bleiben zunächst noch die feststehenden Rahmenbedingungen für die dargestellten dynamischen Zielsetzungen zu nennen. Hierbei lassen sich die Wahrung der

Versorgungssicherheit der Energieversorgung sowie deren *Kostengünstigkeit* anführen, welche als – historisch weiter zurückreichende – Ziele neben der Umweltverträglichkeit im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankert sind (Wurster, 2013). Die Versorgungssicherheit befindet sich in Deutschland nach wie vor auf einem sehr hohen Niveau.¹³ Demgegenüber sind die Strompreise nach der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 1998, welche der mit dem expliziten Ziel der Entlastung der Letztverbraucher begründet wurde, zunächst gesunken, danach aber deutlich angestiegen. Die Beurteilung der Stromkosten in Deutschland bedarf jedoch einer differenzierten Sichtweise (s. Kap. 3.3.5 und 4.2.3). Wenngleich genaue Belastungsgrenzen bislang nicht mit letzter Sicherheit zu identifizieren sind, lässt sich doch folgern, dass ein Mindestmaß an Sicherheit und Bezahlbarkeit der Stromversorgung im Zuge des Systemwechsels bei laufendem Betrieb nicht unterschritten werden darf.

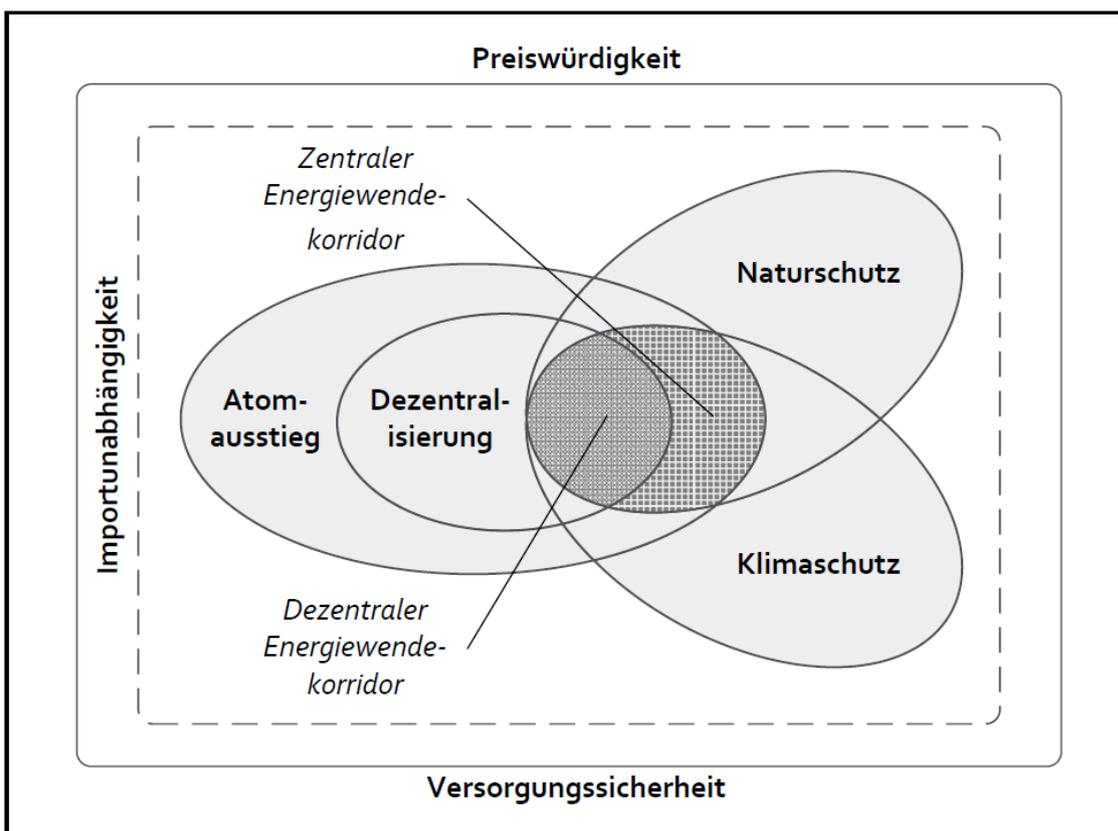


Abbildung 1: Zieldimensionen der Energiewende (angepasste Darstellung nach Schmidt et al., 2013)

¹³ Versorgungssicherheit lässt sich etwa durch den SAIDI-Wert (*System Average Interruption Duration Index*) quantifizieren, welcher von der Bundesnetzagentur (BNetzA) jährlich erhoben wird und der Deutschland bislang eine im internationalen Vergleich sehr hohe Versorgungsqualität attestiert hat (BNetzA, 2015f).

2.2 NEBENWIRKUNG ODER SELBSTZWECK? DIE DEZENTRALISIERUNG DES ENERGIESYSTEMS

„Aus der Angst vor der Atomkraft ist in Deutschland eine grundsätzliche Skepsis gegenüber großtechnologischer Energiegewinnung geworden.“ – Kruse (2012, S. 42)

Die Debatte um den Zentralitätsgrad des zukünftigen Energiesystems stellt eine grundlegende Verständniskategorie dieser Arbeit dar, weshalb zunächst die verschiedenen Bedeutungsebenen des Begriffs strukturiert werden sollen. Dies ist nicht zuletzt deshalb von Interesse, da im Energiediskurs vielfach von *Dezentralität* die Rede ist, ohne dass ein systematisches Begriffsverständnis zugrunde läge. Zu bemerken ist vorab, dass aus wirtschaftshistorischer Perspektive die mit dem Anbruch des ‚fossilen Zeitalters‘ einhergehende und heute zunehmende infrage gestellte Zentralisierung der Energieversorgung zunächst einen durchaus bemerkenswerten Fortschritt darstellte: Der historisch größte Teil der Menschheit war auf eine unsichere, unstete und aufwändige dezentrale Energieversorgung durch Wasser-, Wind- und Muskelkraft angewiesen. Ähnliches gilt im Übrigen nach wie vor für weite Teile der heutigen Weltbevölkerung, für welche v.a. biogene Brennstoffe die wichtigste Energiequelle für Wärme und Nahrungszubereitung darstellen (WHO [World Health Organisation], 2014). Letztlich ging mit der Zentralisierung des Energiesystems also das Versprechen auf sichere und günstige Energieversorgung einher; hierdurch wurden „Standortbeschränkungen von Wasser- und Windrädern überwunden und [...] eine räumliche Trennung von Energiequelle und Energieverbrauch auch im Binnenland ermöglicht[.]. Es entstand das erste globale Energienetz“ (Schabbach & Wesselak, 2012, S. 20). An der Wahrung dieses Komfortgewinns durch zentralisierte Energieinfrastrukturen, welche sich koevolutionär mit dem modernen Wohlfahrtsstaat entwickelt haben und daher tiefgreifende sozio-technische Pfadabhängigkeiten aufweisen (Mautz, 2012a), müssen sich Verfechter einer Dezentralisierung folglich messen lassen.

Hierbei stellt sich die Frage, ob diese Dezentralisierung eigentlich nur ein Nebenprodukt der Energiesystemtransformation darstellt, mit welchem es umzugehen gilt, oder ob sie einem eigenen Zweck folgt. In jedem Fall gilt es, die Bedeutungsebenen des Begriffs herauszupräparieren, denn als analytisches Konzept kann Dezentralität an einer Vielzahl von Indikatoren festgemacht werden (Bauknecht, 2012), welche über die recht diffuse *Abgrenzung* vom konzernlastigen, fossil-nuklearen

und auf umfangreiche Überlandleitungen gestützten Energiepfad hinausgehen, wie sie etwa Eiselt (2012) beschreibt.

Zunächst zeichnet sich Dezentralität im besonderen Maße durch *Verbrauchsnähe* (1) aus, da regenerative Erzeugungskapazitäten häufig nahe den Lastabnehmern errichtet werden (Gartmair, 2012, S. 3). Diese Definition mag für PV-Anlagen etwa auf Eigenheimen gelten, so deren Strom direkt verbraucht wird, ebenso für kleinere Windparks, welche dem (bilanziellen) kommunalen Eigenverbrauch dienen sollen. Andererseits jedoch müssen sich EE am natürlichen Angebot orientieren, was wiederum zu einer gewissen Entkopplung von Angebot und Nachfrage führt, da Windkraft in erster Linie im dünner besiedelten und industriell schwächeren Norden Deutschlands nutzbar ist. Noch deutlicher wird dies mit Blick auf großtechnische Projekte wie Offshore-Windparks oder Solarthermie-Anlagen, deren Strom vermittelt HGÜ-Technologie¹⁴ über weite Strecken transportiert werden muss. Demgegenüber sind fossile und nukleare Kraftwerke zumindest in relativer Nähe zu industriellen und demographischen Lastzentren errichtet worden.

Als weitere Dimension ließe sich daher die *Kleinteiligkeit* (2) von Erzeugungsinfrastruktur anführen, welche sich durch eine geringe installierte Leistung bzw. das Kriterium des Anschlusses am Verteilnetz bemessen lässt (Bauknecht, 2012). Hierbei unterscheiden Bayod-Rújula (2009, S. 37) und der VDE (2007, S. 11) kleinere Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von 1 kW bis 1 MW von einer ‚traditionellen‘ Größenordnung, welche zwischen 100 MW und 1 GW liegt. Die Definition im Energiewirtschaftsgesetz (§3 Nr. 11 EnWG) nennt konsequenterweise beide Eigenschaften, indem sie dezentrale Kraftwerke als „eine an das Verteilnetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage“ beschreibt.

Weiterhin kann Dezentralität auch am *Ort der Vermarktung* (3) festgemacht werden (Bauknecht & Funcke, 2013, S. 16). Als zentralisiert einzuordnen wäre hier der – zumal verpflichtende – Verkauf an der Strombörse, welcher nicht zwischen regenerativ oder konventionell erzeugtem Strom unterscheidet, sondern vielmehr nur ‚Graustrom‘ vermarktet. Demgegenüber sind regionale Märkte und bilaterale Vermarktungswege,

¹⁴ Die technisch anspruchsvolle Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) von Strom ermöglicht die Überwindung großer Distanzen bei vergleichsweise geringen Transportverlusten.

wie sie etwa über das Grünstromprivileg gefördert wurden, eher dezentral, da sie auf den lokalen Ausgleich von Last und Erzeugung abzielen.

Die drei genannten Definitionsstränge stellen wichtige Verständniskategorien für Dezentralität dar, genügen jedoch nicht, um die politisierte Zentralitätsdebatte vollständig zu durchdringen. Mit Blick auf die Systemarchitektur stellen Verbrauchsnähe, Kleinteiligkeit und Vermarktungsppluralität eher Nebenwirkungen dar, die es etwa durch virtuelle Kraftwerke oder intelligente Netzarchitektur zu beherrschen gilt. Als eigene Zieldimension sind sie eher ungeeignet – eine Ausnahme bildet die Deutung, kleinteilige und verbrauchsnahe Infrastrukturen wären der Versorgungssicherheit zuträglich, da sie nur individuell anfällig, aber kollektiv sehr robust seien – ganz im Bild Machiavellis, dass Staaten mit geteilter Herrschaft zwar „leichter zu erobern, aber nur schwer zu behaupten“ seien (2007 [1532], S. 33). So zeigte sich auch am Beispiel des Stromausfalls in München 2012, das gerade dezentrale Erzeugungsstrukturen nach einem Blackout das Wiederanfahren der Versorgung erleichtern können (Schubert, et al., 2013).

Einen möglichen Zweck an sich stellt allerdings die veränderte energiewirtschaftliche *Besitzstruktur* (4) durch eine höhere „Akteursvielfalt“ dar (Leprich, 2015, S. 4), welche mit der Energiewende einhergehen kann und in mancher Sichtweise auch soll (Bosch & Peyke, 2011, S. 116). Während die Erzeugungskapazitäten sich früher in den Händen großer, vertikal integrierte Energieversorger konzentrierten, befindet sich die überwiegende Mehrheit der EE-Infrastruktur im Besitz von Privatpersonen, Landwirten, Genossenschaften, Projektierern oder strategischen Investoren. Knapp die Hälfte der installierten Leistung könnte im weiteren Sinne als Bürgerenergie bezeichnet werden (Leuphana Universität Lüneburg & Nestle, 2014, S. 8). Hierunter werden

all diejenigen Fälle gezählt, in denen Privatpersonen und/oder lokale gewerbliche oder landwirtschaftliche Einzelunternehmen bzw. juristische Personen (außer Großkonzernen) einzeln oder gemeinsam in (Erneuerbare-)Energien-Anlagen Eigenkapital investieren, sofern sie mindestens 50% der Stimmrechte halten und aus der Region kommen, in der die Anlagen errichtet werden/wurden, bzw. dort ansässig sind (ebd., S. iii).

Demgegenüber gehörten 2012 nur 7% der installierten Leistung an regenerativen Energien den Konzernen RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW (Buchanan, 2012, S. 9ff). Hier sind zwar in jüngster Zeit Richtungswechsel in der Unternehmenspolitik zu

beobachten, welche sich durch Investitionen im Bereich EE-Erzeugung und Energiedienstleistungen äußern. Jedoch sind mit Blick auf den bestehenden fossilen Kraftwerkspark, auf welchen nach wie vor der größte Anteil der Investitionen entfällt, sowie durch die vergleichsweise geringe unternehmensinterne Innovationskraft auf absehbare Zeit zwar Ergänzungen und Erweiterungen, jedoch keine völlige Neuausrichtung zu erwarten (Rest, 2011, S. 96ff). Ein Systemwechsel hin zu EE erlaubt daher, gerade bei sehr dynamischem Voranschreiten, einen Umbruch in der etablierten Marktstruktur. Die in Deutschland zu beobachtende Pluralisierung der Eigentümerstruktur ist im internationalen Kontext durchaus bemerkenswert: Dass dies nicht notwendigerweise so geschehen muss, zeigt das Beispiel Großbritanniens, wo gänzlich andere Förderregime sowie unterschiedliche soziale und politische Rahmenbedingungen zu einem wachsenden EE-Anteil führten, welcher sich jedoch überwiegend in der Hand etablierter Marktakteure befindet (Sohre, 2014). Das Phänomen der *Bürgerenergie* hat, eingebettet in die vom Energiemarkt geschützte Nische garantierter Einspeisevergütungen, wesentlich zur großen Eigendynamik bei der Installation von EE beigetragen und gilt darüber hinaus als Türöffner für die Akzeptanz von EE-Infrastrukturen in der Bevölkerung. Mautz & Rosenbaum (2012, S. 86ff) differenzieren – bezogen auf die jeweils prägenden sozialökonomischen Organisationstypen – insgesamt fünf „*energiewirtschaftliche Umbaumodelle*.“¹⁵ Im Einzelnen handelt es sich hierbei um

- ein dezentral-netzwerkartiges *sozialökologisches Modell*, in welchem Energiewende über (anteilige) Selbstversorgung und größtmögliche Pluralität operationalisiert wird
- ein *mittelständisches Modell*, welches die wachsenden Marktanteile neuer Marktakteure (v.a. EE-Hersteller, Projektentwickler, neue Energiehändler- und Dienstleister) in den Vordergrund rückt
- ein *kommunalwirtschaftliches Modell*, welches auf einem verstärkten energiewirtschaftlichen Engagement der in Deutschland sehr zahlreichen Stadtwerke fußt; hier werden im Zuge des Systemumbruchs die dezentrale, aber im Verbund auch zentralisierte Eigenerzeugung sowie Innovationen im Netzbetrieb und Energieeffizienzmodelle vorangetrieben

¹⁵ Hervorhebungen von Zitaten bzw. von deren Bestandteilen folgen – so nicht anders angegeben – dem Original.

- ein *transkontinental-großindustrielles* Modell, welches ebenfalls regenerativ ausgerichtet ist, dabei jedoch auf zentralisierten Erzeugungsstrukturen an besonders günstigen Standorten, großem Kapitaleaufwand und grenzübergreifendem Energietransport basiert
- ein *großkapitalistisches Modell*, in dessen Rahmen die etablierten Energieversorger durch strategische Neuaufstellung auch im zukünftigen Energiesystem die entscheidenden Akteure bleiben; hierzu setzen sie teils auf eher zentralisierte EE, teils auf inkrementelle Änderungen an der konventionellen Erzeugungsbasis

Wenngleich Mautz & Rosenbaum zu dem Schluss kommen, dass zukünftig ein *dauerhaftes* Nebeneinander verschiedener Produktionsmodelle zu beobachten sein wird (2012, S. 93), stehen diese Umsetzungspfade doch in einer deutlichen Konkurrenzbeziehung zueinander.

Auf einer weiteren Bedeutungsebene geht Dezentralisierung mit dem teils ökonomisch, teils ideell motivierten Teilziel der *Selbstversorgung* (5) in zahlreichen Abstufungen einher; diese lässt sich sowohl auf individueller als auch auf politischer Ebene beobachten und ist daher von der oben beschriebenen Verständnisdimension der Akteursvielfalt zu unterscheiden. Bemerkenswert ist an dieser Stelle, dass Selbstversorgung eine sehr relative Eigenschaft darstellt, welche sich am akteursspezifischen Referenzraum orientiert (Schmidt, et al., 2013): Privatpersonen verwirklichen diese, indem sie Strom nicht bzw. in möglichst geringem Umfang über das öffentliche Verteilnetz beziehen. Gerade zu Zeiten, da die Einspeisevergütung noch über dem Haushaltsstrompreis lag, galt dies zunächst nur bedingt, da durch die wirtschaftlich nachvollziehbare Einspeisung des auf dem Hausdach selbst erzeugten Grünstroms ins öffentliche Netz eine Eigenversorgung nur bilanziell geschah. Der Zeitpunkt, ab dem die sogenannte *Netzparität* erreicht ist, d.h. der Eigenverbrauch aufgrund gesunkener Erzeugungskosten und Vergütungssätze gegenüber der Netzeinspeisung sinnvoller ist, variiert je nach Berechnungsgrundlage (Bost, et al., 2011). Für private Endkunden kann sie jedoch bereits seit 2012 als erreicht betrachtet werden (FFE, 2012).

Ebenso existieren jedoch auch Selbstversorgungsziele auf kommunaler Ebene in Gestalt von 100%-EE-Regionen, deren Zahl sich 2014 auf etwa 140 belief (Buschmann, et al., 2014, S. 4). Zum politischen Pflichtrepertoire gehört darüber hinaus

zunehmend, dass sich neben der Bundesregierung auch Bundesländer zumindest für einzelne Energiesektoren eigene Ausbauziele setzen, deren Referenzpunkt meist eine früher oder später zu erreichende Selbstversorgung darstellt. An dieser Stelle ist jedoch zu unterscheiden, ob eine *bilanzielle* Selbstversorgung angestrebt wird, nach welcher ein Akteur gleich welcher Ebene – Privatperson, Genossenschaft, Kommune, Bundesland etc. – in einem Referenzzeitraum nur mindestens so viel Strom ins Netz einspeist wie durch ihn verbraucht wird. In diesem Fall würde man bei ungünstigen Bedingungen nach wie vor Strom beziehen, was durch überregionale Backup-Kapazitäten und eine hohe Netzanschlussleistung abzusichern wäre. Diese Herangehensweise wird daher teils als unsolidarisch kritisiert. Eine tatsächliche *Autarkie* hingegen gälte auch für Zeitpunkte schwacher Erzeugung bzw. hoher Last und setzt innerhalb des Bilanzraums zusätzliche Investitionen etwa in Speicher, Lastverschiebung und intelligente Netze voraus. Dies ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt jedoch noch nicht wirtschaftlich und fußt daher vor allem auf idealistischen Beweggründen. Naturräumlich begünstigte Regionen in Norddeutschland sehen sich darüber hinaus zukünftig als Nettoexporteure und streben daher, gemessen am eigenen Verbrauch, eine deutliche Überinstallation an Erzeugungsleistung an. Im Beispiel des dünn besiedelten und relativ verbrauchsschwachen Mecklenburg-Vorpommerns etwa gilt etwa das Ziel, bereits 2025 einen Beitrag zur deutschen Stromversorgung zu leisten, welcher dem flächenmäßigen Anteil des Landes (6,5%) entspricht (Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern, 2015).

Hieraufhin lässt sich die Beobachtung festhalten, dass politische Akteure verschiedener Ebenen häufig jeweils nach *außen* ihren Anspruch auf möglichst umfangreiche eigene Erzeugungskapazitäten verteidigen. Dies geschieht etwa über ausdifferenzierte Förderregime, welche EE in der Zukunft an die Marktreife herbeiführen sollen (s. Kap. 3.3.2 und 3.3.3). Motivation hierfür sind vielfältige lokale Wertschöpfungseffekte (s. Kap. 5.1.3) ebenso wie eine Verringerung von Abhängigkeitsbeziehungen. Gleichzeitig wird *innerhalb* des Referenzraums ein am gegenwärtigen Markterfolg orientierter, d.h. eher inkrementeller Effizienzansatz vertreten, welcher auf Kostenoptimierung und Systemdienlichkeit abzielt. Dies ist besonders gut auf Ebene der Bundesregierung zu beobachten, welche gegenüber der EU das nationale Förderregime für EE gegenüber europaweiter Quoten verteidigen und im Rahmen der EU-Klimaziele konkrete EE-Ausbauziele auf Ebene der Mitgliedsstaaten befürwortet. Gleichzeitig wird versucht, innerhalb der Bundesrepublik

den Wettbewerb zwischen verschiedenen EE zu fördern und hierzu vermittels der Stellschrauben Binnenwindkraft- und Photovoltaik-Installation sowie des Übertragungsnetzausbaus einzugreifen. Hier vertritt der Bund eine vergleichsweise restriktive, an der gegenwärtigen Marktreife orientierte Haltung, mit welcher er jedoch in Konflikt mit den Bundesländern gerät, welche ihrerseits die regionalen Erzeugungsspielräume möglichst großzügig auszugestalten suchen.

Als weiteres Beispiel vertritt der Verband Kommunaler Unternehmen (VKU) die regionale Stadtwerkeebene dahingehend, dass etwa durch lokal differenzierte Fördersätze und einen dezentralen Leistungsmarkt (s. Kap. 3.3.10) die Wettbewerbsfähigkeit kleiner Wirtschaftsräume unterstützt würde – andererseits lässt sich die Forderung eines steuerbaren Ausbaus durch Installationspfade und einen atmenden Deckel bei der EE-Förderung auch als Abgrenzung nach unten, also gegenüber einem ‚Wildwuchs‘ auf Ebene von Privatpersonen und Energiegenossenschaften deuten.¹⁶ Die Dimension des energiewirtschaftlich möglichst ‚eigenständigen‘ Bilanzraums ist zwar überwiegend wirtschaftlich motiviert, dennoch kann sie als *politische Dezentralität* bezeichnet werden, da sie letztlich darauf beruht, auf welcher politischen Ebene die Grenze zwischen dem Wirken aktueller Marktkräfte und geschützten Nischen der Technologieförderung gezogen wird.

Insgesamt zeigt sich, dass Dezentralität als analytisches Konzept zur Erfassung von Eigenschaften des Energiesystems mehrere Verständnisebenen aufweist, nämlich *Verbrauchsnähe*, *Kleinteiligkeit*, *Vermarktungspluralität*, *Akteursvielfalt* sowie die angestrebte *Selbstversorgungsebene*. Die letzten beiden Dimensionen sind auch als eigenständige Teilziele zu verstehen, deren Umsetzungsgrad großen Einfluss auf die tatsächliche Ausgestaltung möglicher Energiezukünfte hat. Diese unterscheiden sich vor allem nach regionaler Verteilung und Eigentümerschaft der EE-Infrastruktur. Aus Systemsicht stellt sich zudem die Frage, ob ein vergleichsweise hoher *Zentralisierungsgrad* beibehalten werden kann, ob eine starke, aber vernetzte *Dezentralisierung* realisiert wird, oder ob gar eine – eher unwahrscheinliche – *Fragmentierung* des Energiesystems geschieht, welche sich durch zahlreiche quasi-autarke Einheiten auszeichnen würde (Fraunhofer ISE, 2012a; Ohlhorst, et al., 2013, S.

¹⁶ Stadtwerke sind in vielen Fällen gleichzeitig die Betreiber der jeweiligen Verteilnetze, welche zum Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen verpflichtet sind und zudem in Systemsicherheit investieren müssen; gleichzeitig gehen durch private Erzeugung Absatzpotenziale verloren, während konventionelle Kapazitäten (v.a. kommunale Gaskraftwerke) aus dem Markt gedrängt werden.

49). Die einzelnen Stellschrauben, welche diese Energiezukünfte im Rahmen politischer Handlungsspielräume beeinflussen, sollen in Kap. 3.3 identifiziert werden. Zuvor sollen jedoch noch die besonderen ‚Regelungsbedürfnisse‘ der aktuellen Energiewendepolitik umrissen werden, auf deren Grundlage sich die unterschiedlichen Handlungsoptionen entfalten. Aus deren Betrachtung ergibt sich ebenfalls, warum im Zuge dieser Arbeit von einer *zweiten Phase der Energiewende* die Rede ist.

2.3 REGELUNGSBEDÜRFNISSE BEI VORANSCHREITENDER SYSTEMTRANSFORMATION – DIE ZWEITE PHASE DER ENERGIEWENDE

„Mit anderen Worten: Die Kombination eines forcierten Kapazitätsaufbaus von Windkraft und Photovoltaik (PV) mit einem großen Netzausbau schafft noch keine in sich stimmige Systemarchitektur. An dieser ‚Komplexitätsfalle‘ könnte die Energiewende scheitern. Neben einer Klärung der zu verfolgenden Ziele und ihrer Hierarchie besteht die wichtigste Herausforderung für die Politik daher darin, das Gesamtsystem zu verstehen und als Konsequenz den Umsetzungsprozess der Energiewende besser zu führen.“ – acatech (2012a, S. 13)

Die Chronologie der deutschen Förderpolitik für Erneuerbare Energien ist in den vergangenen Jahren ebenso umfassend wie tiefgreifend dargestellt worden (s. v.a. Bechberger, 2000; BWE [Bundesverband WindEnergie], 2015; Dagger, 2009; Hirschl, 2008; Stefes, 2010). Daher soll den weiteren Ausführung nur eine kurze Übersicht der jüngsten, noch nicht in der Literatur abgebildeten EEG-Reform des Jahres 2014 sowie die zuvor zentralen Wegmarken der EE-Förderpolitik vorangestellt werden (s. Abbildung 2). Der Fokus der Darstellung liegt hier zunächst auf der *finanziellen* Förderung der regenerativen Energiegewinnung. Das Steuerungsregime der Energiewende umfasst überdies freilich weitere Gesetze und Verordnungen, v.a. das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) und das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG). Diese werden in späteren Kapiteln in den Vordergrund rücken. Eine vollständige und übersichtliche „Gesetzeskarte für das Energieversorgungssystem“, welches Strategien, Gesetze und Verordnungen auf nationaler und EU-Ebene darstellt, stellt das BMWi (2015f) bereit.

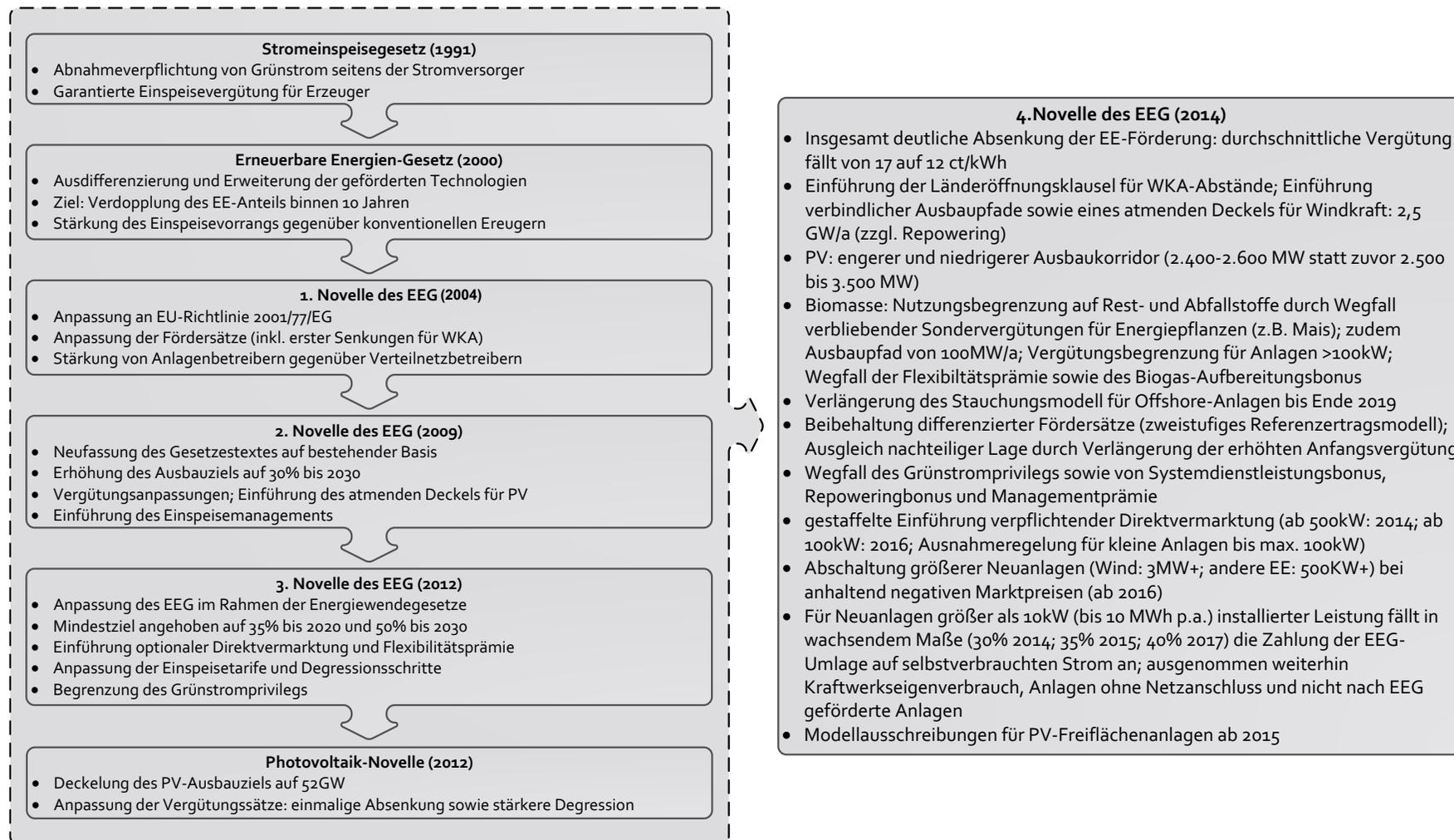


Abbildung 2: Entwicklung der EE-Förderung in Deutschland (eigene Darstellung nach BWE, 2014; Dağaşan, et al., 2014; EnBW, 2014)

Eine These der vorliegenden Arbeit ist, dass die voranschreitende Energiewende mit dem Erreichen verschiedener Wegmarken eine neue wirtschaftliche, technische und soziale Realität geschaffen hat, welche auch auf den eigentlichen Transformationsprozess zurückwirkt. In dieser zweiten Phase ist der *Einstieg* in die erneuerbaren Energien dank günstiger Förderregime und einer außerordentlichen Eigendynamik bereits vollzogen, sodass sich zunehmend die Frage nach deren *Systemintegration* stellt. Mit anderen Worten: Die Perspektive verschiebt sich, gerahmt durch zahlreiche Akzeptanzkonflikte bezüglich Kosten, Versorgungssicherheit oder ökologischen Folgewirkungen¹⁷, von den geschützten, im EEG verankerten Marktnischen hin zur energiewirtschaftlichen Gesamtsicht. Hierzu gehören vor allem Problemstellungen wie die Robustheit der Netze, die Grundlastfähigkeit von EE durch Speicherung oder flexible Nachfrage sowie die zukünftigen Rolle fossiler Kraftwerke. Systemintegration bedeutet somit einerseits, dass mikroökonomische Nischen derart ausgestaltet sein müssen, dass die systemkonforme Interaktion von einzelnen Technologien und energiewirtschaftlichen Anwendungen beanreizt wird. So haben zahlreiche Technologien das Potenzial, einen Beitrag für die Stabilität des Energiesystems zu leisten: Dezentrale Blockheizkraftwerke (BHKW) etwa lassen sich stromgeführt fahren und stellen damit durch die bessere Speicherbarkeit von Wärme einen Puffer dar. Ähnliches gilt für Erschließung flexibler Lasten im Industrie- und, sofern sinnvoll, Haushaltsbereich. Hierbei ließe die Glättung von Lastspitzen einen Teil der bereitzustellenden Backup- oder Speicherkapazitäten obsolet werden. Auf der Erzeugungsseite hingegen ist es möglich, den volatilen Charakter von Wind- und Sonnenenergie einzudämmen, indem zahlreiche Einzelanlagen als virtuelle Kraftwerke vernetzt werden, sodass durch räumliche technologiespezifische Portfolioeffekte ein Mindestmaß an gesicherter Leistung angeboten werden kann. Dies gilt umso mehr, wenn regelbare Kapazitäten wie Biomasseanlagen oder Laufwasserkraftwerke dem Kraftwerksportfolio beigefügt werden. Für all diese Interaktionen muss jedoch der Systemnutzen auch monetär abgebildet werden, wobei jedoch in vielen Fällen eine Passungslücke (Marktversagen) konstatiert werden muss (s. Kap. 3.3.10 und Kap. 6.3). Da der Energiesektor grundsätzlich stark reguliert ist bzw. im Schatten staatlicher

¹⁷ Die großflächige Installation erneuerbarer Energien geht mit bedeutenden räumlichen Auswirkungen einher: Diese sind „größer als bei der Nutzung fossiler Energieträger, da erneuerbare Energieträger dezentral und in viel geringerer räumlicher und energetischer Dichte vorliegen als Kohle, Gas oder Erdöl [...]. Die Gewinnung [...] findet großflächig und für jedermann sichtbar in unseren Kulturlandschaften statt“ (Kanning, et al., 2009, S. 143).

Regulierung steht (s. Kap. 5.3), muss eine derartige Anreizbildung im Sinne eines kohärenten *Marktdesigns* geschehen.

Der Begriff der Systemintegration umfasst jedoch auch die Zusammenführung unterschiedlicher *Systementwürfe*, wie sie im Rahmen divergierender Zukunftsszenarien umrissen werden (Kronenberg, et al., 2011; Schubert, 2015). Allerdings erlaubt es das gegenwärtige Förderregime bzw. Marktdesign, teils widersprüchliche Pfadabhängigkeiten zu begründen: So förderte das Energiewenderegime zunächst eine große Bandbreite an Technologien (Offshore *und* Binnenwindkraft, ambitionierte Biomasse- *und* PV-Ziele etc.), deren inhärente Konkurrenz allein aus Kosten- und Akzeptanzgründen zunehmend zutage tritt. In anderen Fällen, wie etwa dem Entwurf substanzieller Importe durch das Desertec-Projekt oder chemischer Speicher, verharren mögliche alternative Technologiepfade an der Grenze zur tatsächlichen Implementation, wobei die Zeit angesichts bereits umgesetzt werdender Alternativen gegen sie spielt (s. Kap. 5.4). Diese *Energiewenden* werden durch wirtschaftliche und politische Akteure bislang weitgehend parallel gedacht bzw. verfolgt.

In diesem Kontext konkurrierender Energiezukünfte zeigt sich auch, dass bereits die Bezeichnung *Systemintegration* eine Wertung enthält, impliziert sie doch die Integration von EE *in* bestehende Strukturen. Alternative Leseweisen stellen vielmehr die Anpassung des restlichen Energiesystems *um* die Erfordernisse der EE in den Mittelpunkt (Leprich, et al., 2012, S. 12). Kennzeichnendes Merkmal dieser fortgeschrittenen Energiewendephase ist somit der oben umrissene (De-) Zentralitätskonflikt, welcher auf Basis einzelner Richtungsentscheidungen ausgefochten wird (Rosenbaum & Mautz, 2011, S. 414):

So ist es mit Blick auf die deutsche Situation angesichts sich wieder verschärfender energiepolitischer Kontroversen weitgehend offen, ob sich langfristig das sozial-ökonomische Gegenmodell einer überwiegend auf dezentralem Weg zu erreichenden Vollversorgung mit Regenerativstrom oder aber das Integrationsmodell der Stromkonzerne durchsetzen wird, das bis auf weiteres auf einer Fortsetzung des Kohle- und Atompfads in Kombination mit einem verstärkten Ausbau zentralisierter Regenerativstromerzeugung (vor allem aus Offshore-Windparks sowie aus südeuropäischen bzw. nordafrikanischen solarthermischen Kraftwerken) beruht.

Als weiteres Merkmal fortschreitender Systemtransformation lassen sich zudem strukturelle Krisenverläufe für einzelne Technologien identifizieren. Als deren Ursache

können – bei gleichzeitig wachsender internationaler Konkurrenz – vor allem die Reduktion staatlicher Förderung ausgemacht werden, welche ihrerseits vor allem durch eine zwar nicht gegenstandslose, aber tendenziell verzerrte Überförderungsdebatte getrieben wurden (s. Kap. 3.3.5 und 4.2). In der Folge gestaltet sich die Finanzierung von EE-Projekten aus der Sicht privater und genossenschaftlicher Investoren als zunehmend schwierig. Jedoch haben auch unabhängig hiervon größere Investoren dieses Geschäftsfeld für sich entdeckt. Zu beobachten ist insgesamt also eine „wachsende Vielfalt der beteiligten Finanzakteure“ (Klagge & Anz, 2014, S. 253), d.h. ein zunehmendes Interesse finanzstarker Investoren wie Banken und Versicherungen im Zuge von Großprojekten. Daher kann durchaus von einer „Zentralisierung von Dezentralität“ (Mautz & Byzio, 2004, S. 117) die Rede sein.

Zur Bezeichnung der Phase fortschreitender Energiesystemtransformation, deren Merkmale oben umrissen wurden, existieren bereits verschiedenen Vorschläge. Beispielsweise benennt Geitmann (2012, S. 16) die anstehenden Herausforderungen gerade hinsichtlich der Speicherbarkeit von EE – nach dem Einstieg in die EE und dem Ausstieg aus der Atomkraft – als „Energiewende 3.0“. Mit Blick auf die Entwicklung von EE identifizieren Rosenbaum et al. (2005) drei Phasen, welche diese bislang durchlaufen haben: die „Phase der Adoption und Re-Invention“ (ebd., S. 14ff), die „Phase der frühen Verbreitung“ (ebd., S. 30ff) sowie die jüngste „Phase der beschleunigten Verbreitung“ (ebd., S. 64ff). Die Autoren lenken dem Blick daraufhin auf aktuelle Herausforderungen wie etwa den Systemkonflikt zwischen regenerativer und konventioneller Erzeugung (ebd., S. 122ff). Aus der Entwicklungshistorie einzelner EE-Technologien leiten Bruns et al. (2009) sogar sechs charakteristische Phasen ab, welche jedoch technologiespezifisch sind und damit nicht notwendigerweise gleichzeitig verlaufen müssen. Es handelt sich hierbei um eine Pionierphase, gefolgt von Aufbruch, Durchbruch, Expansion, Krise und schließlich Konsolidierung (Bruns, et al., 2009, S. 487ff).

Lenkt man den Blick weniger auf den Fokus der Implementationsphasen *einzelner* Technologien und stattdessen hin zur Energiesystemtransformation als Gesamtprojekt, so wird im Rahmen dieser Arbeit vorgeschlagen, gegenwärtig von einer *zweiten Phase der Energiewende* bzw. der *Phase der beginnenden Systemintegration* zu sprechen. Hiermit würden die bisherigen Entwicklungen von der frühen Grassroots-Bewegung der 1970er Jahre über die Systematisierung der

Förderpolitik seit den 1990er Jahren bis zur Boomphase in Folge des EEG seit dem Jahr 2000 zusammengefasst und als *erste Phase* bzw. *Phase der Heranführung* der EE an den Strommarkt bezeichnet. Diese dauert an bis hin zu einem solchen Reifegrad, an welchem ihr Erfolg Maßnahmen zur Systemstabilisierung, Marktintegration und Richtungsfestlegungen dringend erforderlich macht. Beide Phasen sind kaum trennscharf voneinander abzugrenzen, da ihr Übergang fließend geschieht. Auch hinsichtlich einzelner Technologien könnten durchaus abweichende Zeitpunkte gewählt werden. Es liegt daher nahe, einen Übergangszeitraum zwischen der EEG-Novelle 2012 und der EEG-Reform 2014 festzulegen, in welchem sämtliche oben genannten Entwicklungslinien – Kostendebatte, Förderreduktion, Zutagetreten unterschiedlicher Energiewendepfade, Diskussion eines systemstabilisierenden Marktdesigns etc. – zu beobachten sind. Vor diesem Hintergrund sollen nun die Handlungserfordernisse fortschreitender Energiesystemtransformation als „arenas of change“ (Schmid, et al., 2015, S. 4) dargestellt werden, wobei den konkurrierenden Ausgestaltungsoptionen der Energiewende besondere Aufmerksamkeit zuteilwerden soll.

3 RICHTUNGSENTSCHEIDUNGEN UND AKTEURSPOSITIONEN – EINE LANDKARTE DER ENERGIEWENDE

„Jahrelang waren die Fronten klar: Auf der einen Seite die konventionelle Energiewirtschaft – auf der anderen die Ökostromer, die mit Wind, Sonne und Idealismus die Platzhirsche vereint angreifen. Doch so einfach ist das nicht mehr. Wind und Sonne haben sich auseinandergeliebt. Und schuld ist, wie so oft, das Geld.“ – Financial Times Deutschland

Es wurde eingangs umrissen, dass angesichts der sehr deutlichen Abstufungen möglicher Energiezukünfte von ‚der Energiewende‘ tatsächlich nur im Plural zu sprechen ist. Dieser umfasst eine Bandbreite an sozio-technischen Umsetzungspfaden, welche ihrerseits durch einen Komplex aus unterschiedlichen Technologieschwerpunkten, Geschäftsmodellen und Steuerungsregimes gebildet werden. Während der Energiesektor gemeinhin als von starken Pfadabhängigkeiten geprägt gilt, stellt die gegenwärtige Dynamik aus politischem Engagement und sich schnell wandelnden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ein *window of opportunity* dar, welches etablierte Strukturen infrage stellt – und durch jetzige Entscheidungen zukünftige Pfadabhängigkeiten schafft. Da dies sehr konkrete Auswirkungen etwa hinsichtlich der regionalen Wertschöpfungsverteilung sowie die Energiemarktgestaltung hat, erscheint es verständlich, dass eine Vielzahl wirtschaftlicher und politischer Akteure ihre Interessen durch politische Richtungsentscheidung zu wahren suchen. Eingebettet in öffentliche Diskurse (s. Kap. 4) und das institutionelle politische Arrangement ergibt sich aus diesem durchaus legitimen Streit letztlich konkrete politische Steuerung. Umso lohnender scheint es daher, diese konkurrierenden Umsetzungspfade anhand der dafür relevanten ‚Stellschrauben‘ herauszupräparieren und dabei die jeweils vorzufindenden Akteurspositionen zu erfassen. Hieraus ergibt sich im Idealfall eine ‚Landkarte der Energiewende‘, vermittels welcher die für die gegenwärtige Phase typischen Richtungsentscheidungen und Interessengruppierungen klarer zutage treten. Mit dem *Akteurskoalitionsmodell* (bzw. *Advocacy Coalition Framework*; ACF) besteht bereits ein analytischer Zugang, welcher Stabilität und Wandel auf spezifischen Politikfeldern zu erklären versucht (Bandelow, 1999; Sabatier, 1988; Sabatier & Jenkins-Smith, 1993;

Schneider, 2003). Der Ansatz hat in der Literatur zur deutschen Energiesystemtransformation eine bemerkenswerte Etablierung erfahren; allerdings ist seine Anwendung, d.h. die Identifikation zentraler Konfliktlinien sowie die Zuordnung relevanter Akteure, bislang recht oberflächlich geblieben. Zudem ergibt sich aus der These dieser Arbeit, dass die bislang zugrundeliegende Annahme einer *ökonomischen* und einer *ökologischen Koalition* die energiewirtschaftliche und -politische Realität vor dem Hintergrund des Voranschreitens der Energiewende nicht mehr ausreichend präzise widerspiegelt. Im Rahmen einer themenorientierten Policy-Analyse sollen daher im Folgenden die hauptsächlichen Richtungsentscheidungen der Energiewende identifiziert und die Positionierung von wirtschaftlichen und politischen Akteuren erhoben werden, um daraufhin eine ‚nachjustierte‘ Variante des ACF vorschlagen zu können. Zunächst gilt es jedoch, die Grundlagen des Akteurskoalitionsansatzes sowie seine bisherige Anwendungen im Themenfeld der Energiepolitik in ihren Grundzügen darzustellen.

3.1 DAS AKTEURSKOALITIONSMODELL IN DER ENERGIEPOLITIK

„In Anbetracht der enorm großen Zahl und Spannbreite der beteiligten Akteure scheint es geboten, Mittel und Wege zu finden, um diese in schmalere und theoretisch zweckmäßige Kategorien zu aggregieren.“ – Paul Sabatier (1993, S. 127)

Das Advocacy Coalition Framework macht „die Existenz von mehreren Programmkoalitionen in einem Politikfeld, ihre Stellung zueinander und die Veränderungen in ihrem Kräfteverhältnis zu Analysegegenständen“ (Schneider & Janning, 2006, S. 196). Es wird davon ausgegangen, dass auf jedem inhaltlich definierten Politikfeld zwei bis vier Akteurskoalitionen um steuerungspolitische Hoheit ringen. Dieses Muster müsse über einen Zeitraum von mindestens zehn Jahren stabil bleiben. Die Koalition umfasst verschieden Typen von Akteuren¹⁸ und lässt sich eher durch *inhaltliche Übereinstimmung* denn durch einen formalisierten Organisationsgrad identifizieren. Eine Advocacy-Koalition

besteht aus Personen in unterschiedlichen Positionen [...], die ein spezifisches ‚belief system‘ teilen – d.h. ein Set von grundlegenden Wertvorstellungen, Kausalannahmen und Problempereptionen – und die

¹⁸ Die Klassifikationen nutzen etwa die Unterscheidungen nach individuellen und komplexen sowie kollektiven und korporativen Akteuren. Zur Definition des Akteursbegriffs s. Korte & Fröhlich (2004, S. 174).

über längere Zeit einen durchschnittlichen Grad koordinierter Handlungen aufweisen (Sabatier, 1993, S. 127).

Die zentrale Motivationsressource ist zwar *auch* das Eigeninteresse der Koalitionsmitglieder, findet sich vor allem aber in deren tiefliegenden und in der Koalition geteilten Überzeugungsstrukturen: „Wertvorstellungen bilden die handlungsleitende Motivation der Akteure und geben somit an, welche Akteure sich für spezifische Politikinhalte einsetzen“ (Schneider & Janning, 2006, S. 197). Die zentrale Erkenntnis des Ansatzes besteht darin, dass Politik nicht allein zentralisiert stattfindet, sondern vielfältige Einflussmöglichkeiten auf die konkrete Politikformulierung bestehen. Akteurskoalitionen liegen daher in gewisser Weise *quer* zu institutionellen und funktionellen Grenzen und integrieren verschiedene Gesellschaftssysteme, d.h. Regierungsinstitutionen auf Bundes- und Landesebene, Parteien, Verbände, Forschungsinstitute und Teile der Medienlandschaft. Entsprechend vielfältig gestalten sich daher ihre Einflusskanäle:

Advocacy Coalitions aim to transform their beliefs into policy by utilizing a number of different strategies. Among these we find lobbying, research, mobilizing public opinion, taking part in state commissions and legal means (Funke, 2013, S. 1f).

Hierin liegt der besondere Mehrwert des ACF für die Analyse der Energiepolitik: Diese nämlich zeichnet sich durch die Existenz widerstreitender, in sich geschlossener Interpretations- und Handlungsschemen aus, welche jeweils interessengeleitet politisch vertreten, mit verschiedener Schwerpunktsetzung wissenschaftlich untermauert und entlang typischer Narrative kommuniziert werden. Mithin lassen sich also typische Allianzen feststellen, etwa im Rahmen von Studien zwischen auftraggebenden Akteuren und auftragnehmenden Forschungsinstitutionen oder zwischen Wirtschaftsverbänden und politischen Parteien. Das ACF stellt daher eine Form der Netzwerkanalyse dar, welche ihrerseits als politikfeldanalytischer Zugang eine breite Vielfalt an am Governance-Prozess beteiligten Akteuren zu integrieren gelernt hat (Blum & Schubert, 2009, S. 61f).

Für jede Koalition unterstellt Sabatier (1988) ein hierarchisches Gefüge von Überzeugungen, dessen Kern (*deep core*) die vom Politikfeld unabhängigen Wertsysteme darstellen (z.B. die Unterstützung eines freiheitlichen Regierungssystems). Darüber befindet sich der *policy core*, welcher die geteilten Grundauffassungen bezüglich des auszuhandelnden Politikfeldes umfasst, also etwa

die mögliche Überzeugung, die Stromerzeugung sollte als Teil der Privatwirtschaft vor staatlichen Eingriffen weitgehend geschützt werden. In die politische Arena übertragen wird diese Überzeugung durch konkrete regulative Vorschläge, im erwähnten Fall also etwa die Einführung eines Quotenmodells. Diese Operationalisierungen der tiefliegenden Überzeugungen werden als *secondary beliefs* bezeichnet; sie weisen als Mittel zum Zweck innerhalb einer Koalition teils eine gewisse Bandbreite auf und sind am ehesten verhandelbar. Jenseits dieser äußersten Schicht ist politischer Wandel durch Lerneffekte des *belief systems* einer Koalition zwar nicht ausgeschlossen, muss im Regelfall jedoch durch erst durch externe Schocks begünstigt werden (Schneider & Janning, 2006, S. 107).

In energiepolitischen Kontext hat sich das ACF im vergangenen Jahrzehnt als analytischer Zugang etabliert (s. Bechberger, 2000; Bruns, et al., 2009; Dagger, 2009; Hirschl, 2008; Mautz, 2012a; Reiche, 2004; Rüdig, 2007). Auch der SRU (2011) hat dieses Erklärungsmodell in seine Darstellung der politischen Rahmenbedingungen einer Systemtransformation übernommen. Am weitesten ist hierbei die Kategorisierung verbreitet, nach welcher eine *ökonomische* und eine *ökologische* Koalition um konkrete Politikgestaltung rängen (Dagger, 2009; Reiche, 2004). Akteure wären hierbei auf ökonomischer Seite in erster Linie das Bundeswirtschaftsministerium, etablierte Energieversorger, die Mehrzahl der Wirtschaftsverbände wie etwa der BDI, die FDP sowie die Wirtschaftsflügel von CDU/CSU und SPD. Dem gegenüber stünden v.a. das Bundesumweltministerium, neue Energieanbieter und EE-Hersteller, Umweltverbände, die Grünen sowie der Umweltflügel der SPD. Diese Unterscheidung hat sich in der Vergangenheit als angemessen erwiesen, um den energiepolitischen Output zu erklären, gerät jedoch angesichts der aktuellen Problemlagen durch das Voranschreiten der Energiewende an Grenzen. Die Verkürzung der politischen Aushandlungsprozesse auf einen vorrangig ökonomisch-ökologischen Gegensatz nämlich verstellt den Blick darauf, dass der großskalige Rollout von EE-Technologien zwar durch idealistische Beweggründe erleichtert, jedoch erst durch ein effektives Förderregime ermöglicht wurde. Letztlich nämlich ist das EE-Engagement von Privatpersonen, aber auch einiger Vorreiter-Bundesländer, stark ökonomisch motiviert. Gleichzeitig hat die etablierte Energiewirtschaft – wenngleich mit einiger Verzögerung – starke Aktivität hinsichtlich klima- und umweltfreundlicherer Energietechnologien entfaltet:

Die Investitionen von konventionellen Stromkonzernen in Erneuerbare-Energien-Großkraftwerke wie Offshore-Windkraftparks deuten an, dass es im Zuge des langfristigen Zuwachses der Bedeutung der erneuerbarer Energien und anderer kohlenstoffarmer Technologien zu einer verstärkten Integration solcher "grünen Energieprojekte" in die Investitionsstrategien der konventionellen Stromkonzerne kommen könnte [...]. Dies kann als Hinweis darauf verstanden werden, dass die Trennung zwischen den Interessen "grüner" Kapitalgruppen und "fossiler" Kapitalgruppen in der Realität wesentlich schwieriger zu ziehen ist, als es der Begriff der "grünen Industrie" suggeriert (Rest, 2011, S. 110).

Ebenso differenziert ist die ökologische Koalition zu betrachten, deren einstige Geschlossenheit Bechberger (2000, S. 51ff) als Erfolgsursache für Implementierung des EEG identifiziert hatte: Demgegenüber ist mittlerweile ein wachsender „Wettbewerb der Erneuerbaren untereinander“ zu beobachten (Luhmann, 2012, S. 32), welcher sich nicht nur auf den Dualismus zwischen Onshore- und Offshore-Windkraft, sondern auch auf Konkurrenz zwischen Wind und PV erstreckt. Zwar werden in jeder Energiezukunft beide Technologiepfade einen weiteren Ausbau erfahren, jedoch müssen angesichts wachsender Kostensensitivität hinsichtlich des Förderregimes Schwerpunktentscheidungen getroffen werden. Konflikte offenbaren sich zudem hinsichtlich der Abwägung von ökologischen Folgewirkungen verschiedener ‚grüner‘ Technologiepfade (s. Kap. 2.1 sowie die Heinrich Böll Stiftung, 2012).

Weiterhin lässt sich auch das Agieren einzelner Akteure durch die ökologisch-ökonomische Perspektive nur unbefriedigend erklären. Hierunter fallen vor allem verschiedene Positionierungen von Bundesländern. Am deutlichsten wird dies am Beispiel Bayerns, wo gleichzeitig ein ambitioniertes Klimakonzept vorlegt wurde, man aber gleichzeitig den Bau von Hochspannungstrassen zum EE-Import zu verhindern sucht; gleichzeitig wurde im Zuge dieser Argumentation die Installation neuer Gaskraftwerke zur Diskussion gestellt. Zentrales Politikziel scheint hier also eher die Wahrung einer weitgehend eigenständigen Energieversorgung bzw. der lokalen Wertschöpfung zu sein. Ähnlich ambivalent ist das Handeln der Bundesregierung im europäischen Kontext zu bewerten, wo sie die deutsche EE-Installation im weitgehend geschützten Markt verteidigt. Während die Bundesregierung ein vereinheitlichtes Förderregime – welches potenziell höhere EE-Potenziale an besseren Standorten heben könnte – EU-weit dabei nicht unterstützt, tut sie genau dies innerhalb des deutschen Wirtschaftsraums (s. Kap. 2.2). Eine in bisherigen Untersuchungen weitgehend vernachlässigte Akteursgruppe stellen schließlich die kommunalen

Energieanbieter dar, deren Forderungskatalog eine moderate EE-Förderung im Verbund mit lokal zu gewährleistenden Backup-Kapazitäten beinhaltet. Ähnlich dem bayrischen Beispiel könnte es hierbei – etwas pointiert – in erster Linie um die Frage gehen, auf welcher Ebene Strom erzeugt wird und erst danach darum, aus welchen Quellen dieser stammt. Auch der Verband der Maschinen- und Anlagenbauer (VDMA), in der Vergangenheit als Vertreter der EE-Industrie als ökologischer Akteur geführt, ist hinsichtlich seiner aktuellen Positionierung differenzierter zu betrachten, profitiert er doch ebenfalls stark von großtechnischen Infrastrukturen zur EE-Erzeugung.

Es ließe sich also zuspitzen, dass die ökonomisch-ökologische Unterscheidung im Rahmen der Auseinandersetzungen um das ‚Ob‘ der Energiewende durchaus erkenntnisträchtig war, jedoch das gegenwärtig politische ausgehandelte ‚Wie‘ der ACF-Interpretation eine Überarbeitung abverlangt. Dieser Wandel beginnt sich gegenwärtig erst in der politikwissenschaftlichen Auseinandersetzung widerzuspiegeln. So unterscheidet der SRU etwas abstrakter „Befürworter[.] eines schnellen Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich“ von „strukurbewahrenden Akteuren“, welche die Rolle einer nach wie vor fossil-atomaren Grundlast betonen (2011, S. 195). Präzisiert haben sich zudem die Expertendiskurse, welche mögliche Entwicklungspfade des transformierten Energiesystems umreißen, allerdings weitgehend ohne diese in konkrete Akteurskoalitionen zu übersetzen. So ist laut Ohlhorst et al. (2013, S. 49) die „Integration dezentraler Erzeugung in ein bestehendes System“, eine „Dezentralisierung der Systemarchitektur“ oder gar eine „Fragmentierung des Gesamtsystems“ möglich; als Unterscheidungskriterium kann hier bereits der Zentralitätsgrad identifiziert werden. Derartige technologische Entwicklungslinien sind eingebettet in unterschiedliche Steuerungsregime, welche etwa Strunz (2013) aufzeigt und dabei zwischen einem fossil-nuklearen sowie einem EE-Regime unterscheidet; das ACF wird hierbei gewissermaßen impliziert. Zu ähnlichen sozio-technischen Transformationspfaden, kommt Foxon (2013, S. 10) mit Blick auf den britischen Fall. Benannt werden diese nach dem jeweils grundlegenden wirtschaftspolitischen Steuerungsprinzip: „market rules“ (Dominanz gegenwärtiger Marktkräfte), „central coordination“ (zentrale politischer Steuerung) oder „thousand flowers“ (weitgehende Selbstregulierung innerhalb der Zivilgesellschaft). Entschieden wird über diese Energiezukünfte an sogenannten „branching points“; diese beschreiben „key decision points at which choices are made by actors, in response to internal or external stresses or triggers“ (Foxon, et al., 2013, S. 146). Mehrere der hier

genannten Ansätze zusammenführend, umreißt Mautz (2012b, S. 238f) bereits Interessengruppierungen sowie zugehörige Strategien und stellt damit eine zentrale Inspirationsquelle für die in dieser Arbeit angestellten Überlegungen dar. Er unterscheidet nach Akteuren, welche ein Verlängerung des bestehenden Technologiepfades anstreben, wozu eine möglichst hoher fossil-nuklearer Anteil, aber auch zentrale EE gehören, sowie jenen, die einen Pfadwechsel hin zu einem dezentralisierten, weichen Technologiepfad ansteuern (s. hierzu Kap. 2.2).

Es mangelt daher nicht an Vorschlägen, um die gegenwärtige Interessenarchitektur des Politikfeldes zu erfassen. Zudem zeigt sich, dass der Ökonomie-Ökologie-Konflikt zwar nach wie vor existiert, aber nicht als zentrales Unterscheidungskriterium genügt. Folglich soll im folgenden Kapitel eine systematische Auseinandersetzung mit Entwicklungspfaden der Energiewende auf der Basis konkreter ‚Stellschrauben‘ erfolgen. Daraufhin wird durch eine *Clusterung* der jeweiligen Akteursinteressen eine überarbeitete Version des energiepolitischen ACF entworfen. Auf Basis der bestehenden, oben umrissenen Literatur kann dem die These vorangestellt werden, dass der *Zentralitätsgrad des Energiesystems* als Unterscheidungskriterium dazu geeignet sein könnte, sowohl die bisherige Erklärungskraft des ACF zu bewahren als auch bestehende Interessenkonflikte und -allianzen zu erklären. Diese Anschlussfähigkeit an lässt sich so erklären, dass Zentralität in der Vergangenheit zu einem sehr hohen Grad mit fossil-nuklearen, ökonomisch reiferen Technologien korrelierte, welche – einmal etabliert – kaum aktive Markteingriffe erforderten und daher Kostenargumente geltend machen konnten. Der ökologische Gegenentwurf hingegen war zu Beginn notwendigerweise kleinteilig und wurde durch energiewirtschaftlich neue Akteursformationen vorangetrieben; nach der in Kapitel 2 vorgestellten Definition sind diese Eigenschaften als dezentral zu bezeichnen.

3.2 EINE CLUSTERANALYSE ZUR IDENTIFIKATION VON AKTEURSKOALITIONEN

3.2.1 Methodisches Vorgehen: Ein Wahl-O-Mat für die Energiewende?

Die Erfassung von konkreten Positionen hinsichtlich bestimmter politisch zu belegenden Herausforderungen ist keineswegs neu und gehört, insbesondere im Vorfeld von Wahlen, zum festen Repertoire politischer Analysen. Ein populäres, wenngleich nicht unumstrittenes Beispiel hierfür stellt der Wahl-O-Mat dar. Allerdings sind derartige Erhebungen naturgemäß entweder recht allgemein, oder werden von Interessenverbänden bzw. NGOs hinsichtlich sehr spezifischer Sub-Politikfelder erstellt.¹⁹ Diese Recherchen sind somit auf einen Politikausschnitt begrenzt und nicht selten lückenhaft, da der Detailgrad von Wahlprogrammen häufig begrenzt ist. Nicht zuletzt ist die Objektivität solcher Erhebungen kritisch zu hinterfragen, da sie häufig von involvierten Akteuren des zu regelnden Feldes erstellt werden.

Eine umfassende und systematische Darstellung, welche die relevanten Richtungsentscheidungen und Handlungsoptionen erfasst und auf dieser Basis theoriebildend Unterscheidungskriterien und Akteurskoalitionen entwickelt, existiert im Bereich der deutschen Energiesystemtransformation bislang nicht. Daher soll – anschaulich formuliert – am Ende dieses Kapitels gewissermaßen ein Wahl-O-Mat der Energiewende stehen. Allerdings werden dessen ‚Parteien‘ – also Akteurskoalitionen – auf Grundlage der Übereinstimmung der untersuchten Akteure gewissermaßen erst im Laufe des Forschungsprozesses ‚analytisch gegründet‘. Hierzu soll im Folgenden ein mehrstufiges Vorgehen verfolgt werden: Zunächst gilt es, aus der Fülle an Positionspapieren, Studien und Forschungsliteratur zum Gesamtprojekt der Energiewende solche *Richtungsentscheidungen* zu identifizieren, anhand welcher sich die Energiezukunft auffächert und mit welchen konkreten Akteursinteressen verknüpft sind. Dieser Arbeitsschritt erfolgt theoriebildend, ist also das Resultat einer qualitativen Untersuchung von regulativen ‚Stellschrauben‘ und aktuellen Konfliktlinien. Diese werden – wie im GT-Verfahren üblich – nicht direkt aus beispielsweise

¹⁹ Ein energiepolitisches Beispiel hierfür stellen die „solaren Prüfsteine“ des Verbandes Eurosolar (2002, S. 7) oder der *Wahlkompass Umweltpolitik* von Greenpeace (2013) dar, worin die Wahlprogramme der Bundestagsparteien hinsichtlich einzelner Energiepolitikfelder untersucht und die jeweiligen Indikatoren mittels eines Indexes bewertet werden.

Positionspapieren übernommen, sondern durchlaufen mehrere Abstraktions- und Kategorisierungsdurchgänge.

Die insgesamt zwölf identifizierten Richtungsentscheidungen sind daher aus inhaltlicher Sicht teils recht detailliert (z.B. Steuerung durch Netzentgeltgestaltung), aber gleichzeitig auch abstrakt – so ist etwa von ‚Investitionssicherheit für EE‘ die Rede, worin die zentrale Eigenschaft der Debatte ‚Quote oder EEG 2.0‘ erfasst wird. Abzugrenzen sind diese Richtungsentscheidungen wiederum von Steuerungsfragen, welche zwar zur Zielerreichung der Energiewende relevant und teils in öffentlichen und Expertendiskursen recht präsent sind, aber gleichzeitig keine Richtungsentscheidungen (mehr) darstellen. Hierzu gehören etwa der mittlerweile kaum noch in Frage gestellte Atomausstieg ebenso wie gemeinhin akzeptierte *No-Regret-Optionen*, deren Umsetzung jedoch aus anderen Gründen noch aussteht (z.B. die energetische Gebäudesanierung; s. Kap. 5.2 oder die Reform des EU ETS, s. Kap. 5.5.4). Für die Clusteranalyse geeignete Themen mussten zudem hinreichend detailreich debattiert sein: So ist das grundsätzlich sehr relevante Feld der Energiespeicherförderung seitens der Masse der Akteure kaum in konkrete Förderkonzepte übersetzt worden, wie diese etwa in Studien umrissen und von Fachverbänden gefordert wurde (s. Kap. 5.4.2.).²⁰ Ähnliches gilt für das eigentlich hochkontroverse Regelungsfeld der energetischen Biomassenutzung, wo der Detailgrad des Fachdiskurses offenkundig häufig nicht den Weg in die öffentliche Debatte gefunden hat. Gleichzeitig ist die weitgehende Beschränkung der Förderung auf Reststoffe nicht zuletzt wegen des eher schlechten Images der Technologie weitgehend konsensfähig geworden.

Im Resultat dieses Auswahlprozesses ergab sich ein Kategoriensystem von zwölf Richtungsentscheidung, welche in Tabelle 1 überblickhaft dargestellt sind und in den folgenden Kapiteln detailliert beschrieben werden:

²⁰ In der Mehrzahl der Fälle ist vielmehr recht allgemein von notwendigen ‚Investitionen in die Speicherforschung‘ o.ä. die Rede.

Richtungsentscheidung	Kategorien		
EE-Ausbauziele und Zeitplan	<i>Ambitionierter Ausbau</i>	<i>Moderater Ausbau</i>	<i>Konservativer Ausbau</i>
Investitionssicherheit bei EE-Förderung	<i>Geringes Risiko</i>	<i>Risiko im Kraftwerkseinsatz</i>	<i>Risiko bei Investition</i>
Technologie- und Standortdifferenzierung	<i>Starke Differenzierung</i>	<i>Wettbewerb innerhalb Deutschlands</i>	<i>Internationaler Wettbewerb</i>
Abstände Onshore-Wind	<i>Offen</i>	<i>Moderat</i>	<i>Restriktiv</i>
Begrenzung der Kostendynamik	<i>Umlagemechanismus beheben/sonstige Kostenbegrenzung</i>	<i>EE-Förderung reduzieren</i>	
Förderung der Offshore-Windkraft	<i>Reduzierte Ausbauziele</i>	<i>Beibehaltung des forcierten Ausbaupfades</i>	
Umfang des Übertragungsnetz-Ausbaus	<i>Reduzierter Netzausbau</i>	<i>Umfangreicher Übertragungsnetzausbau</i>	
Steuerung durch Netzentgelte	<i>Umlage der Kosten</i>	<i>Individuelle Finanzierung</i>	
Kapazitätsmechanismen	<i>(vorerst) keine Kapazitätsmechanismen</i>	<i>Kapazitätsmarkt mit Technologiefokus</i>	<i>Umfassender Kapazitätsmarkt</i>
Kohleausstieg	<i>Deutliche Ausstiegsperspektive</i>	<i>Vorübergehende Brückentechnologie</i>	<i>Teil des Energiemixes</i>
Fracking	<i>Verbot des Verfahrens</i>	<i>Moratorium/de facto-Verbot</i>	<i>(de facto-) Erlaubnis</i>
Carbon Capture and Storage	<i>Kein CCS</i>	<i>Offenes Verfahren</i>	<i>Unterstützung</i>

Tabelle 1: Richtungsentscheidungen der Energiewende

Neben der Identifizierung dieser Richtungsentscheidungen gilt es nun, in einem zweiten Schritt die aufzufindende Bandbreite an Steuerungsmöglichkeiten dergestalt zu systematisieren, dass eine sinnvolle Kategorisierung der Akteurspositionen *pro Themenfeld* – also noch nicht der Akteurskoalitionen selbst – getroffen werden kann.

Dieser Schritt erfolgt ebenfalls theoriebildend, da eine belastbare Kategorisierung etwa zur Richtungsentscheidung ‚Kapazitätsbereitstellung‘ noch nicht existiert, sondern bislang nur eine Fülle an einzelnen Konzepten aufzufinden ist. Der Lösungsweg bestand daher in einem iterativen Vorgehen, bei welchem abwechselnd Positionen untersucht und Kategorisierungsversuche unternommen wurden. Die finale Zuordnung der Akteure erfolgte mithilfe einer im Thema gut geschulten studentischen Hilfskraft gemäß dem Vier-Augen-Prinzip, um erstens die Intercodierer-Reliabilität zu gewährleisten (s. hierzu Newbold, et al., 2002) und zweitens die innere Logik der Kategorisierung zu überprüfen und ggf. zu korrigieren. Die so entstandene Ergebnismatrix bildet die Grundlage für einen Datensatz zur Durchführung einer Clusteranalyse mit Hilfe von SPSS. Deren Vorgehen wird im folgenden Kapitel beschrieben.

Erhoben wurden die Positionen von insgesamt 93 überwiegend politischen Akteuren auf Basis von insgesamt 1.600 Dokumenten, v.a. Positionspapieren, Wahlprogrammen, Pressemeldungen und Parlamentsdebatten. Ausgehend von der bestehenden Literatur (Brand & Corbach, 2005; Dagger, 2009; Schmid, et al., 2015) sowie eigener Recherche wurden aus der Gesamtheit energiepolitisch relevanter Akteure all jene in die Untersuchung einbezogen, welche hinsichtlich aktueller energiepolitischer Themen ein (nahezu) umfassendes Programm in ausreichender Detailtiefe anboten. Diese Notwendigkeit schloss einzelne Unternehmen, einige spezialisierte Fachverbände (z.B. den Fachverband Biogas e.V.) sowie NGOs aus, welche nur hinsichtlich ihrer thematischen Schwerpunktgebiete konkrete Handlungsvorschläge darlegten.²¹ Da viele Programme dennoch einzelne Lücken hinsichtlich der Positionierung zu einigen, insbesondere spezielleren Themen aufwiesen, wurde für jede Richtungsentscheidung eine Zuordnungskategorie als Standard definiert. Für diesen galt Nichtäußerung als indirekte Zustimmung. Beispielsweise ist also für die Beibehaltung differenzierter Netzentgelte, wer nicht aktiv für einheitliche Netzentgelte eintritt. Umgekehrt wird einen umfassenden Netzausbau unterstützen, wer diesen nicht aktiv kritisiert, da der Netzausbau mittlerweile im Bundesbedarfsplangesetz verankert und folglich als Zielstellung zu betrachten ist. Diese Standardkategorien werden in den jeweiligen Kapiteln benannt. Insgesamt weist der Datensatz 148 Fehlstellen auf, was bei einer

²¹ Dennoch ist es möglich, diese Akteure später aufgrund ihrer Teilaussagen zur Energiewende den einmal erstellten Akteurskoalitionen zuzuordnen. Für das statistische Verfahren der Clusteranalyse sind jedoch möglichst vollständige Angaben erforderlich.

Gesamtzahl an 1.116 möglichen Positionen einer Quote von 13,3% entspricht. Erfasst wurden somit schließlich:

- die Bundestagsparteien (CDU/CSU; SPD; FDP²²; Die Linke; Bündnis 90/Die Grünen
- sämtliche Landesverbände der Bundestagsparteien mit Ausnahme von Berlin, Bremen und Hamburg²³
- die Bundesregierung²⁴
- die Landesregierungen mit Ausnahme von Berlin, Bremen und Hamburg
- die EU-Energiekommission
- die Bundesnetzagentur
- der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) sowie der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SRGE)
- der Verband Kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA), der Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI) sowie der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE) als Vertreter der Wirtschaftsseite)

²² Wenngleich die FDP im Laufe der Untersuchung den Bundestag verlassen musste, stellt sie doch einen etablierten Akteur mit umfassender und vor allem polarisierender Positionierung dar, auf welche in der Analyse folglich nicht verzichtet werden sollte.

²³ Diesen fehlt als Stadtstaaten mit geringen EE-Erzeugungskapazitäten und daraus resultierenden Netzausbaunotwendigkeiten die notwendige Bandbreite an Positionen, wenngleich für Einzelaspekte, etwa die für die Hafenstädte wichtige Offshore-Industrie, durchaus nachdrückliche Konzepte bereitgestellt werden.

²⁴ Auf die ursprünglich geplante gesonderte Erfassung von Bundesumwelt- und Bundeswirtschaftsministerium wurde später verzichtet, da deren intern durchaus abweichende Positionen aufgrund der geschlossenen Außenwirkung der Bundesregierung nicht ohne Weiteres vollständig zu erheben waren.

3.2.2 Clusteranalyse als gruppenbildendes Verfahren

Als exploratives Gruppenbildungsverfahren ist es das Ziel der Clusteranalyse, „aus einer heterogenen Gesamtheit von Objekten homogene Teilmengen zu identifizieren“ (Gutfleisch, 2008, S. 189); sie ist somit dem Bereich der „strukturendeckenden Verfahren“ zuzuordnen (2011, S. 2). Zwischen den so gebildeten Gruppen soll dabei ein Höchstmaß an Heterogenität herrschen (Wiedenbeck & Züll, 2001, S. 2).²⁵ Hierzu werden die untersuchten Objekte anhand verschiedener aussagekräftiger Merkmale hinsichtlich ihrer Ähnlichkeit bzw. Verschiedenheit gruppiert, wobei die Auswahl dieser Merkmale Vorwissen und Vorannahmen über das Untersuchungsfeld voraussetzt: „The researcher should possess some precursory knowledge about theoretical linkages between variables and have a good understanding of the data“ (Wolfson, et al., 2004, S. 610). Das Mittel der Clusterbildung wird zur Gewinnung von Einsichten über einen Forschungsgegenstand in zahlreichen Disziplinen eingesetzt; neben der Verbreitung in den Sozialwissenschaften – etwa zur Typenbildung von Staaten wie bei Wolfson et al. (2004) – findet sie etwa in der Archäologie, der Konsumforschung oder der Biologie Anwendung (Gutfleisch, 2008, S. 190; Stein & Vollnhals, 2011, S. 2).

Die Vielfalt und Anwendungsbedingungen clusteranalytischer Verfahren sollen – unter Verweis auf die bestehende Literatur – an dieser Stelle nicht wiedergegeben werden; Ziel dieses Kapitels ist in erster Linie die Begründung des gewählten Vorgehens. Entscheidend bei der Durchführung einer Clusteranalyse sind (1) die Wahl eines *Proximitätsmaßes*, durch welches die Distanz zwischen den einzelnen Objekten bestimmt wird, (2) das *Verfahren*, durch welches die Cluster fusioniert bzw. aufgeteilt werden, (3) die Entscheidung für eine statistisch und inhaltlich sinnvolle *Clusteranzahl* sowie schließlich (4) deren *Interpretation*, d.h. die Identifikation der den erkannten Gruppen zugrundeliegenden Eigenschaften. Bei Letzterem handelt es sich erneut um einen theoriebildenden Schritt, welcher idealerweise im Finden anschaulicher ‚Label‘ für die statistisch identifizierten Typen mündet (s. Kap. 3.4.2). Sämtliche Verfahrensentscheidungen hängen in erster Linie von der zugrundeliegenden Datenstruktur, Vermutungen über Zusammenhänge innerhalb des Untersuchungsfeldes und nicht zuletzt vom Skalenmaß ab. Grundsätzlich können die untersuchten Merkmale jedes Skalenniveau erfüllen, also etwa rein *nominal* sein (z.B.

²⁵ Stein & Vollnhals betonen, dass es sich bei der Clusteranalyse nicht um ein geschlossenes Vorgehen, sondern um einen „Sammelbegriff für statistische Verfahren“ mit dem Ziel der Gruppenbildung handelt (2011, S. 1).

„ja – nein“, „Mann – Frau“), *ordinale* Rangfolgen beachten (z.B. „Zustimmung – eher Zustimmung – eher Ablehnung – Ablehnung“) oder schließlich *kardinale* Eigenschaften besitzen, was Rechenoperationen erlaubt (z.B. die Messung der Temperatur in Grad Celsius).²⁶

Anders als bei typischen Clusteranalysen stehen in der vorliegenden Arbeit nur nominale Daten mit zwei oder drei Ausprägungen zur Verfügung, worunter sich die oben beschriebenen Positionierungskategorien zu den jeweiligen regulativen Stellschrauben der Energiewende verbergen. Tatsächlich ist die erhobene Datenstruktur sogar *ordinal* hinsichtlich des identifizierten Unterscheidungskriteriums (z.B. Abstände zu Windkraftanlagen: offen – moderat – restriktiv), wodurch durch eine nominale Auswertung Informationen verloren gehen (hier: offene, moderate oder restriktive Abstände werden zu nicht hierarchisch aufeinander bezogenen Ausprägungsformen wie ‚Vater – Mutter – Kind‘). Allerdings stellt der *ordinale* Datentyp einen Problemfall dar, da solche Daten nicht auf numerischer Basis geclustert werden können.²⁷ Als Option schlagen Stein & Vollnhals (2011, S. 13f) vor, die Daten entweder als nominal zu betrachten, oder quasi-metrisch zu berechnen – für letzteres bedarf es jedoch eines hinreichend differenzierten *ordinalen* Niveaus mit mindestens fünf bis sieben Abstufungen. Eine solche Differenzierung wäre beim vorliegenden Untersuchungsgegenstand jedoch weder praktisch möglich noch inhaltlich sinnvoll gewesen. Außerdem hätte sich hierbei als Ordnungskriterium häufig der Zentralitätsgrad bzw. ein davon abgeleitetes Maßsystem angeboten – ebendies gilt es als Hypothese jedoch im Rahmen der Clusteranalyse zu bestätigen, sodass die Ergebnisse zu einem gewissen Grad tautologisch gewesen wären. Folglich wurde entschieden, ein rein nominales Skalenniveau zu betrachten, wozu jede Ausprägungsstufe eines Merkmals dichotomisiert, d.h. als eigene Variable erfasst werden musste. Letztere konnten dann entweder vorhanden oder nicht vorhanden sein (Rudolf & Müller, 2012, S. 294).²⁸ Durch die Berechnung der Ähnlichkeit auf Basis rein dichotomer Daten entfällt auch die Notwendigkeit zur Standardisierung der Werte, welche ansonsten aufgrund unterschiedlicher Wertebereiche notwendig ist

²⁶ Verfügt die Skala über einen Nullpunkt, so ist sie *metrisch*, d.h. es können sämtliche Rechenoperationen durchgeführt werden, was etwa bei der Temperaturmessung in Kelvin oder der Erhebung des Einkommens in Euro der Fall ist.

²⁷ Es kann zugespitzt werden: „Der Umgang mit *ordinalen* Daten stellt damit das Sorgenkind der Clusteranalyse dar. Eine wirklich adäquate Behandlung ist mit den gängigen Maßen nicht möglich“ (Stein & Vollnhals, 2011, S. 13).

²⁸ Beispielsweise etwa: *Befürwortet der Akteur reduzierte Offshore-Ausbauziele, ja oder nein?*

(Gutfleisch, 2008, S. 191). Allerdings ergibt sich durch die größere Anzahl an Variablen und die ohnehin umfangreiche Fallzahl ein höheres Fehlerpotenzial bei der Eingabe des Datensatzes, welche sich jedoch durch eine Auszählung der reinen Häufigkeiten weitgehend ausschließen lässt.

Kernelement der Clusteranalyse ist das Betrachten von Ähnlichkeiten bzw. Distanzen zwischen zwei Objekten (Stein & Vollnhals, 2011, S. 6). Für die Ermittlung dieser Ähnlichkeit existieren verschiedene Maße, mit deren Hilfe allerdings meist die *Unähnlichkeit* von Objekten berechnet wird. Sie werden daher oft auch als Distanzmaß bezeichnet. Geometrisch exakt bestimmbare Distanzmaße sind jedoch nur für metrische Daten angemessen; eine numerische Darstellung im n-dimensionalen Raum (Wiedenbeck & Züll, 2001, S. 2) ist daher mit Nominaldaten nicht möglich. Bei diesen (sowie bei als nominal betrachteten ordinalen) Daten wird Ähnlichkeit jedoch „als Anteil der Übereinstimmung zweier Objekte auf ihren Ausprägungen“ erfasst (ebd., S. 9). Somit lassen sich aufgrund der *Häufigkeiten der Übereinstimmungen* von Objekten, also Akteuren, Distanzmaße bilden und in einer Unähnlichkeitsmatrix darstellen. Als Distanzmaß wurde für die vorliegende Untersuchung die quadrierte Euklidische Distanz gewählt; diese wird „[b]erechnet als die Anzahl unharmonischer Fälle. Der Minimalwert beträgt 0, es besteht keine Obergrenze“ (IBM Knowledge Center, 2011). Brosius (1998, S. 695) beschreibt die quadrierte euklidische Distanz als „sehr gebräuchliches Maß“, welches „gut für binäre Daten geeignet ist“ (ebd., S. 682).

Auf Basis der durch das Distanzmaß berechneten Ähnlichkeits- bzw. Distanzmaße zwischen den einzelnen Elementen beginnt im folgenden Schritt der Clusteranalyse das unten noch näher zu bestimmende *hierarchisch-agglomerative Verfahren*, zu dessen Beginn zunächst so viele Cluster wie Fälle vorliegen, welche schrittweise miteinander verschmolzen werden.²⁹ Hierbei wird mit den ähnlichsten Fällen begonnen und die Berechnung nach jeder Stufe wiederholt, bis sämtliche Fälle zu einem Cluster verschmolzen sind (Wiedenbeck & Züll, 2001, S. 3). Da dies augenscheinlich nicht das gewünschte Ergebnis der Analyse sein kann, gilt es nun einen oder mehrere der Verschmelzungsschritte zu bestimmen, an welchem ein Optimum aus inhaltlich sinnvoller Clusterzahl einerseits und Heterogenität der Cluster andererseits vorliegt.

²⁹ Alternativ stünden – weniger verbreitete – divisive Verfahren zur Auswahl, welche von einem Startcluster ausgehen und diesen schrittweise teilen, oder sogenannte K-Means-Verfahren, welche jedoch eine vermutete Clusteranzahl erfordern. Da dies nicht gegeben ist, folgt das Vorgehen in dieser Arbeit dem hierarchisch-agglomerativen Verfahren (ähnlich auch in Wolfson et al., 2004, S. 610).

Während die inhaltliche Sinnhaftigkeit ein recht weiches Kriterium darstellt, wird zu jedem Clusterschritt ein Fusionswert³⁰ in Gestalt des *Distanzkoeffizienten* angegeben, welcher beschreibt, welches Maß an Unähnlichkeit gegenüber dem zuvor bestehenden Cluster in Kauf genommen werden muss, um einen neuen Einzelfall bzw. ein bereits vorher gebildetes Cluster zu integrieren. Dieser Koeffizient ist typischerweise zunächst gering – im vorliegenden Fall einige Male gar 0, da mehrere Akteure identische Positionen aufwiesen. In einer oder mehrerer der letzten Clusterstufen sollte sich jedoch ein relativ starker Anstieg identifizieren lassen, da nun nur noch vergleichsweise heterogene Cluster zur Verfügung stehen.³¹ Die Auswahl der Cluster sollte daher vor einem solchen „sprunghaft angewachsenen Fusionswert“ erfolgen (Wiedenbeck & Züll, 2001, S. 6). Dies gestaltet sich freilich nicht immer unproblematisch: „Although it may appear to be an arbitrary decision, the researcher ultimately must balance the desire to have a limited number of groups with the inherent loss of precision using the clustering method“ (Wolfson, et al., 2004, S. 614).

Für die Zusammenfassung der Cluster existiert eine Vielfalt an Fusionierungs-Algorithmen (v.a. single-linkage- oder complete-linkage-Verfahren, das centroid-clustering oder die Ward-Methode; s. Wiedenbeck & Züll, 2001, S. 8; Stein & Vollnhals, 2011, S. 27ff). Diese Verfahren berechnen die Abstände zwischen Gruppen bzw. zwischen Gruppen und Objekten auf unterschiedlicher mathematischer Grundlage und in unterschiedlicher Reihenfolge. Die Folge sind daher deutlich abweichende Agglomerationsergebnisse, was eine reflektierte Wahl der Gruppendifinition erfordert.³² Beispielsweise ergibt sich beim single-linkage-Verfahren (auch als *nearest-neighbour* beschrieben) der Abstand zweier Gruppen aus dem „minimalen Abstand zweier Objekte aus je einer der Gruppen“ (Wiedenbeck & Züll, 2001, S. 8), wodurch die Schaffung langgezogener, über einzelne Fälle lose verbundener Cluster begünstigt wird. Im Gegensatz dazu wird durch das complete-linkage Verfahren (*furthest neighbour*) der Abstand von Clustern an jenem zwischen den am weitesten entfernten

³⁰ Der Verlauf der Aggregation sowie die Entwicklung der Fusionswerte lassen sich in SPSS durch eine tabellarische Zuordnungsübersicht (s. Kap. 3.4.1) sowie graphisch anhand eines Dendrogramms darstellen (s. Anhang).

³¹ Einzelne Ausreißerfälle sollten vorab identifiziert werden, da sie das Ergebnis verfälschen. Dies empfiehlt sich jedoch vor allem bei metrischen Daten; in der vorliegenden Analyse lag aufgrund der limitierten Falleigenschaften kein solcher Fall vor.

³² Die Kombination aus mehreren Abstandsmaßen zwischen den Fällen sowie vielfältigen Gruppenbildungsverfahren hat auch zu der Kritik geführt, dass im Rahmen einer Clusteranalyse durch *trial and error* stets ‚irgendein‘ Ergebnis generiert werden können. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit einer transparenten Methodenwahl, wie sie in diesem Kapitel dargelegt ist.

Mitgliedern beider Gruppen festgemacht. Dies könnte sich nach Wiedenbeck & Züll (2001, S. 8) dahingehend negativ auswirken, dass sich im Resultat einige eher entfernte Paare innerhalb eines Clusters wiederfinden. Im vorliegenden Fall ist die Bandbreite der möglichen Verfahren durch die Datenstruktur begrenzt. Neben den raumverzerrenden single-linkage- und complete-linkage-Verfahren, welche von allen Verfahren „die schwächsten Anforderungen an das Datenmaterial“ haben (Stein & Vollnhals, 2011, S. 32) ist aufgrund der Dichotomisierung der Datenstruktur nur das Ward-Verfahren möglich, welches auf folgendem Vorgehen basiert:

Wie bei der Zentroid-Methode werden zunächst für jeden Cluster die Variablenmittelwerte berechnet. Anschließend werden die Distanzen der einzelnen Objekte eines Clusters zum Clustermittelwert bestimmt. Die sich dabei ergebenden Distanzen werden für alle Objekte (für alle Objekte, die in die Clusteranalyse eingehen, nicht nur für die eines Clusters) aufsummiert. Schließlich werden die beiden Objekte zusammengefaßt, bei denen sich durch das Zusammenfassen der geringste Zuwachs der Gesamtsumme aus den Distanzen ergibt (Brosius, 1998, S. 711).

Das Ward-Verfahren wird etwa von Stein & Vollnhals (2011, S. 37) hervorgehoben, da es einen hohen Homogenitätsgrad innerhalb der Gruppen erhält und generell als das „leistungsstärkste Verfahren unter den agglomerativen Verfahren“ bezeichnet werden kann, weshalb es für die vorliegende Untersuchung ausgewählt wurde. Mit den vorab umrissenen Parametern wurde die Analyse mittels IBM SPSS Statistics (Version 21) durchgeführt; zur Nachvollziehbarkeit des Vorgehens ist abschließend der Programmbefehl des Ausgabe-Logs von SPSS angegeben:

```
CLUSTER   Ambitioniert_EE   Moderat_EE   Konservativ_EE   geringes_Risiko
mittleres_Risiko           hohes_Risiko           stark_differenziert
Wettbewerb_Deutschland    Wettbewerb_international   offene_Abstände
moderate_Abstände   restriktive_Abstände   Relativierung_Abfederung_EEG
Schuldzuweisung_Einschränkung_EEG   Offshore_reduziert   Offshore_forciert
Netzausbau_reduziert           Netzausbau_umfangreich           Netzkostenumlage
Individuelle_Netzkostengestaltung   kein_KM   begrenzter_KM   umfassender_KM
klarer_Ausstieg_Kohle   Brückentechnologie_Kohle
Kohle_im_Energiemix           Verbot_Fracking           Moratorium_Fracking
Förderung_Fracking   kein_CCS   offenes_Verfahren_CCS   Erlaubnis_CCS
/METHOD WARD
/MEASURE=BSEUCLID(1,0)
/PRINT SCHEDULE CLUSTER(4)
/PRINT DISTANCE
/PLOT DENDROGRAM
/SAVE CLUSTER(4) .
```

3.3 STELLSCHRAUBEN DER ENERGIESYSTEMTRANSFORMATION

3.3.1 Zeitplan der Energiewende: Ausbauziele für Erneuerbare Energien

„Nordrhein-Westfalen ist das Energieland Nr. 1 in Deutschland.“ – CDU Landtagsfraktion NRW (2011, S. 2)

„Niedersachsen ist das Energieland Nr. 1.“ – Niedersächsisches Ministerium für Umwelt (2012, S. 2)

3.3.1.1 Zur Relevanz und Ambivalenz politischer Zielvorgaben

Auch aus Klimaschutzperspektive, so lässt sich argumentieren, muss der Ausbau erneuerbarer Energien kein Selbstzweck sein (Möst, et al., 2013, S. 129). Der Sachverständigenrat für die Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung übt hierbei etwa recht fundamentale Kritik, so sei „grundsätzlich zu hinterfragen, ob von einer zusätzlichen Förderung der erneuerbaren Energien ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden kann“ (SRGE, 2011, S. 247). Ungeachtet dessen werden Ausbauinstrumente für EE „regelmäßig selbst in den Rang von Zielen erhoben“ (Pittel, 2012, S. 17). Dahinter steht die verbreitete Auffassung, indirekte Steuerungswirkungen wie etwa der Emissionshandel innerhalb der Europäischen Union (EU ETS) würden nicht genügen, um den Lock-in etablierter Marktstrukturen zu überwinden und eine ausreichend große Bandbreite an erneuerbaren Energietechnologien an die Marktreife heranzuführen. Weber & Hey (2012, S. 45) führen hierzu aus:

Der kurzfristige Entscheidungshorizont privater Akteure führt stets zu einer Bevorzugung inkrementeller Innovationen. Um Kosteneinsparungen durch Lernkurven und Skaleneffekte zu ermöglichen, müssen Technologien aber in großem Maßstab eingesetzt werden, auch wenn ihre Differenzkosten höher sind als das Preissignal des Emissionshandels.

Konkrete Zielvorgaben für den Ausbau Erneuerbaren Energien müssen jedoch grundsätzlich mit Abstand betrachtet werden, erwächst aus ihnen doch zunächst keine rechtliche Verbindlichkeit. So bildet das Energiekonzept der Bundesregierung den Referenzrahmen für das Gesamtprojekt der Energiewende, hat selbst aber – eben als *Konzept* – keine unmittelbare Gesetzeskraft. Zudem sind bei der Beurteilung von politisch verkündeten Ausbauambitionen die natürlichen und wirtschaftlichen

Bedingungen im jeweiligen regionalen Referenzraum, der umfasste Zeithorizont sowie der sektorale Bezug³³ zu beachten.

Andererseits stellen derartige Zielvorgaben einen wesentlichen Baustein der politischen Gesamtstrategie dar: So bieten sie einen Orientierungsrahmen für Wirtschaft und Forschung; darüber hinaus bilden sie eine selbstverpflichtende Richtlinie für den Erlass und die Ausgestaltung gegenstandsbezogener Gesetze wie EnWG, EEG oder NABEG. Ebenso beeinflussen übergeordnete Zielvorgaben das Verwaltungshandeln, welches stets deutliche Handlungsspielräume aufweist (etwa mit Blick auf die großzügige oder restriktive Bereitstellung von Windenergie-Eignungsgebieten auf Ebene der Regionalplanung, s. Kapitel 5.1.3). Die Strahlkraft von Ausbauvorgaben für Erneuerbare Energie ist somit, bei aller Bedingtheit, nicht zu unterschätzen. Dies gilt insbesondere, wenn sie verbindlich formuliert sind (s.u.) oder einen Bestandteil integrierter Klimagesetze darstellen, wie dies auf Landesebene teilweise bereits der Fall ist (UBA, 2013b, S. 15). Weltweit liegen politische Ausbauziele für regenerative Energien derart im Trend, dass Amin & Birol (2015) eine Gesamtzahl von mindestens 164 Staaten mit EE-Ausbauzielen feststellen. Einflussreiche Zielvorgaben finden sich auf EU-Ebene in Gestalt der 20-20-20 Ziele (s. Kapitel 5.1.1) sowie seitens der Bundesregierung, welche bis 2025 zwischen 40 und 45% und bis 2035 55-60% EE-Anteil am Strommix anstrebt (Bundesregierung, 2015). Diese Zwischenschritte wurden zuletzt im Zuge der EEG-Novelle 2014 aktualisiert und sollen schließlich zum bereits im Energiekonzept der Bundesregierung formulierten Ziel führen, bis 2050 mindestens 80% des deutschen Bruttostromverbrauchs aus regenerativen Energiequellen zu decken (Bundesregierung, 2010, S. 5).

Größere Verbindlichkeit entfalten Ausbauplanungen, wenn sie durch Ausbaukorridore Zwischenziele definieren – dies gilt insbesondere angesichts der langen Zeiträume, über welche sich Erneuerbaren-Ziele erstrecken. Im Rahmen ‚lernender Gesetze‘ wie dem in Deutschland zunächst für die PV eingeführten *atmenden Deckel* kann auf der Grundlage von Ausbaukorridoren eine automatisierte Anpassung von Fördersätzen geschehen. Allerdings wurden seitens der Unterstützer eines beschleunigten Ausbaupfades die Ausbaukorridore der EEG-Novelle 2014 in erster Linie als *Restriktion* wahrgenommen. Diese wirkt dadurch, dass die Einspeisevergütungssätze laut EEG

³³ D.h. es ist entscheidend, ob Erneuerbaren-Anteile sich nur auf den Stromsektor oder, deutlich ambitionierter, auch auf Wärme und Verkehr erstrecken.

dynamisch an die tatsächliche Zubaudynamik gekoppelt sind, woraus eine beschleunigte oder verlangsamte Degression der Fördersätze erwächst (s. Kap. 5.5.4). Die Wirkung von Ausbaukorridoren als Spezifikation von allgemeinen Installationszielen hängt somit sehr stark von deren konkreter Ausgestaltung ab. Hierzu gehören das Verhältnis des umrissenen Zubaupfades zur bisherigen Ausbaudynamik sowie die Art der Zielformulierung. Möglich sind dabei Mindestvorgaben ebenso wie – oft verklausulierte – Maximalziele, bei deren Erreichen ggf. bremsende Maßnahmen greifen. Auch vermeintliche Detailfragen, wie die Berücksichtigung von Repowering-Maßnahmen³⁴ in den Zubauberechnungen können hierbei den Unterschied zwischen einem de facto eher vorteilhaften oder eher restriktiven Förderumfeld ausmachen. Es ist daher zu konstatieren, dass die Schaffung von Ausbaupfaden neben ihrer Funktion als Zielformulierung auch der *Planbarkeit*, d.h. im deutlichsten Fall einem Abbremsen der Neuinstallation erneuerbarer Infrastrukturen dient. Dennoch zeigt sich, dass Ausbauziele bzw. Zeitpläne für die EE-Installation trotz meist mangelnder Gesetzeskraft eine deutliche Strahlkraft entwickeln, da sich aus ihnen wiederum solche Maßnahmen ableiten, welche konkrete Steuerungswirkung entfalten. Nicht zuletzt deshalb ist die Formulierung von EE-Zielen im hohen Maße politisiert.

3.3.1.2 Richtungsentscheidung der Energiewende: Ambitionen beim EE-Ausbau

In den meisten Fällen ist die Ausbaudynamik der Bundesländer im Vergleich zur Zielvorgabe des Bundes eher durch eine zu erwartende *Zielüberschreitung* geprägt. Grund hierfür ist letztlich die mit EE-Infrastruktur verbundene Erwartung struktureller wirtschaftlicher Vorteile für die entsprechenden Regionen (zur Ausbaumotivation s. Aretz, et al. (2013) sowie Kapitel 5.1.3). Neben Industrieansiedlung, Wertschöpfung durch Bau und Wartung sowie direktem finanziellem Nutzen etwa durch erhöhtes Steueraufkommen resultieren auch aus der EEG-Umlage beträchtliche Netto-Zahlungsströme zwischen den Bundesländern. Dies resultiert aus der ungleichen Verteilung der nach EEG förderfähiger Anlagen im Verhältnis zur Bevölkerungszahl, welche in ihrer Rolle als Stromverbraucher die EEG-Umlage finanziert. So bezogen bayrische EEG-Anlagenbetreiber im Jahr 2012 3,5 Mrd. Euro an Fördermitteln, während die Gesamtheit der dortigen Stromverbraucher nur 2,3 Mrd. Euro in den

³⁴ Repowering beschreibt den Austausch bestehender EE-Infrastrukturen durch neuere und effizientere Technologie-Klassen – im Falle der Windkraft also etwa durch höhere Anlagen mit leistungsstärkeren Turbinen und größerem Rotordurchmesser.

Umlagetopf einzahlen.³⁵ Umgekehrt wies die Bilanz in Nordrhein-Westfalen bei einem inländischen Fördervolumen von 1,3 Mrd. Euro und einer EEG-Bruttozahlung von 3,1 Mrd. Euro einen ‚Verlust‘ von 1,8 Mrd. Euro auf (BDEW, 2013a). Ähnlich nachteilig verhalten sich die Nettozahlungen mit Blick auf Bremen, Hamburg und Berlin. Generell profitieren ländliche Gebiete naturgemäß stärker von den Verteilungseffekten des EEG, womit die EE-Förderung auch als indirekter finanzieller Gegeneffekt zur ländlichen Strukturschwäche betrachtet werden kann.

Für die Energiewende richtungsweisend sind Ausbauziele damit in zweierlei Hinsicht: Zum einen werden, wie oben dargelegt durchaus folgenreich, Referenzräume dafür festgelegt, mit welcher Dynamik und Ausrichtung neue Infrastrukturen installiert werden sollen. Zweitens ergibt sich hieraus die spannungsreiche Wechselwirkung zwischen den Ausbauzielen unterschiedlicher politischer Ebenen:

In den Zielen und Leitbildern der regionalen Vorreiter zeigt sich eine stark nach innen gerichtete Perspektive auf die eigene Kommune oder die eigene Region. Die Rolle im oder für das Gesamtsystem wird bisher kaum explizit definiert (Ohlhorst, et al., 2013, S. 51).

Die Divergenz zwischen Bundes- und Länderplanung, welche sich im Rahmen regelmäßiger Energiegipfel eher moderieren als auflösen lässt, manifestiert sich nicht zuletzt bei der Netzausbauplanung (s. Kapitel 3.3.7 und 5.5.2): Dabei erstellt die Bundesnetzagentur jährlich sog. *Szenariorahmen* als Grundlage für die Netzausbauplanung, wobei die zukünftige Last- und Erzeugungsverteilung in verschiedenen Szenarien modelliert wird. Das ambitionierteste *Szenario C*, dessen Grundlage die aufsummierten Ausbauziele der Bundesländer bilden, weist hierbei den deutlichsten EE-Zubau auf und übertrifft bei Weitem die Ziele der Bundesregierung. Diese mangelnde Abstimmung wird weithin als Fehlen eines ‚Masterplans‘ interpretiert, welches mit Risiken für Systemstabilität, Kostenbegrenzung und Akzeptanz verbunden sei. Andersherum zeigt sich der ‚Ausbauwettbewerb‘ als Treiber für ein regulatorisches *Policy Learning* sowie für eine weitere Kostendegression, welche wiederum die Dynamik im Stromsektor fördert.

³⁵ In Bayern werden vor allem die vergleichsweise teuren Biomasse- und Photovoltaikanlagen gefördert. Zudem befanden sich dort 2013 – unabhängig von der installierten Leistung – knapp ein Drittel der etwa 1,5 Mio. geförderten EE-Anlagen (Energate, 2015h, S. 4).

3.3.1.3 Kategorien und Operationalisierung für die Clusteranalyse

Zur Untersuchung der Akteure wurden drei mögliche Ausprägungen vorgegeben, wobei zwischen einer ambitionierten, moderaten und eher konservativen Ausbaugeschwindigkeit unterschieden wird. Die Operationalisierung dieser Ausprägungen und damit die Zuordnung der Akteure sind bei dieser Kategorie insofern erschwert, als für jeden politischen Referenzraum unterschiedliche Bedingungen zu berücksichtigen sind. So hat etwa die Zielvorstellung *Selbstversorgung aus Erneuerbaren Energien* für das selbsterklärte EE-Exportland Mecklenburg-Vorpommern einen gänzlich anderen Stellenwert als für das industriell geprägte und bevölkerungsreiche Nordrhein-Westfalen. Für die Zuordnung der Akteure wurden daher für den Bund bzw. die einzelnen Länder ‚Benchmarks‘ erstellt, welche die für den Referenzraum existierende Bandbreite an Ausbauzielen umfassten und durch welchen sich der tatsächliche Ambitionsgrad der Zielvorgaben regionspezifisch ableiten ließ.

3.3.2 Investitionssicherheit bei der EE-Förderung

3.3.2.1 Risikominderung als zentrales Gestaltungsmerkmal konkurrierender Förderinstrumente

„Diese ständige Unsicherheit ist für den Ausbau der erneuerbaren Energien viel schädlicher als die Absenkung der Fördersätze.“ – Harald Will, Energiedienstleister (klimaretter.info, 2013a)

Zur Förderung Erneuerbarer Energien steht dem Staat eine beträchtliche Bandbreite an finanziellen Instrumenten zur Verfügung. Die direkten³⁶ Finanzhilfen lassen sich hierbei nach *preis-* und *mengensteuernden* sowie *investitions-* und *erzeugungsbasierten* Instrumenten unterscheiden (Grau, 2014, S. 2). Weiterhin kann eine Reihe von Ausgestaltungsmerkmalen die Wirkung des jeweiligen Förderinstruments stark beeinflussen (del Rio, et al., 2012; Dusonchet & Telaretti, 2010). Hierunter fallen neben der eigentlichen Förderhöhe etwa eine zeitliche Degression, die Finanzierungsgrundlage sowie eine Differenzierung nach Technologie oder Standort (s. folgendes Kapitel). Die Erfolge verschiedener Förderregime in Abhängigkeit von deren Ausgestaltungsmöglichkeiten und Kontextbedingungen sind in der jüngeren Forschung ausgiebig und oftmals vergleichend untersucht worden (s. Kapitel 1.3); hierbei sind insbesondere die preissteuernden und erzeugungsbasierten Einspeisevergütungen (*Feed-in Tariffs*; FIT) hinsichtlich des resultierenden EE-Zubaus positiv beurteilt worden (s. etwa Campoccia, et al., 2009),³⁷ was sich auch im Ruf des deutschen EEG als „Erfolgsgeschichte“ widerspiegelt (Mennel, 2012, S. 22). Innerhalb der EU-Staaten hat sich inzwischen ein deutlicher Trend hin zur FITs ausgeprägt, wie in Abbildung 3 dargestellt ist.

³⁶ Indirekte Finanzhilfen („*supplementary support instruments*“), wie etwa Investitionskostenzuschüsse, zinsvergünstigte KfW-Kredite oder Steuererleichterungen (Kitzing, et al., 2012, S. 195), werden im Rahmen der folgenden Betrachtungen nicht näher betrachtet.

³⁷ Jedoch sind auch FIT an eine günstige regulative Ausgestaltung gebunden. So können etwa Förderungshöhe und -dauer nur unzureichend konzipiert oder die Bau- und Betriebsgenehmigung an zu bürokratische Verfahren gebunden sein (Dusonchet & Telaretti, 2010, S. 3308). Als Beispiel für letzteres verharrt die EE-Installationsrate in Griechenland trotz angemessener Vergütungssätze und guter natürlicher Voraussetzungen auf eher niedrigem Niveau (Bechberger, et al., 2003, S. 24).

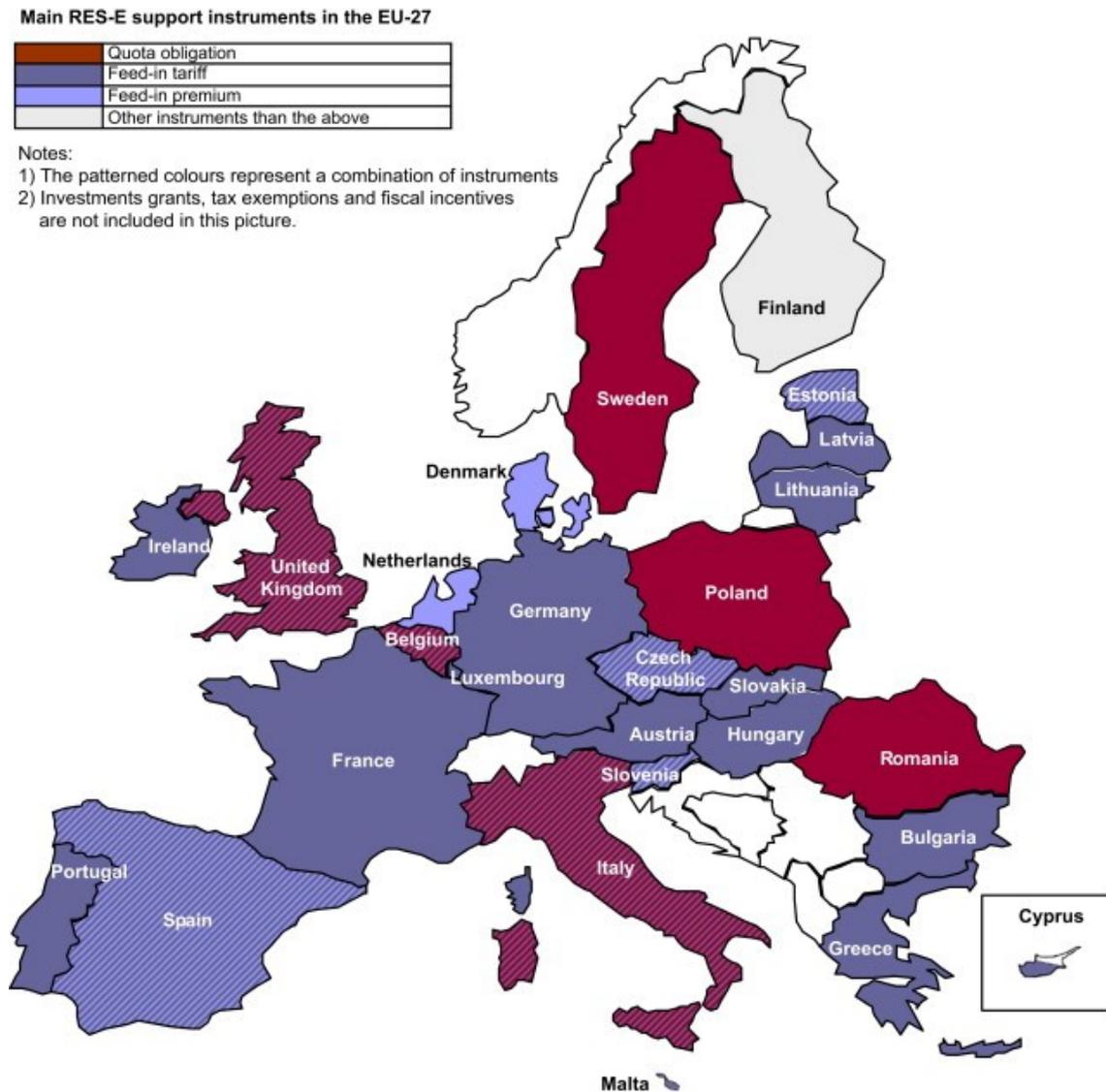


Abbildung 3: EE-Fördermodelle im EU-Raum (Klessmann, et al., 2011, S. 7644)

Eine umfassende Darstellung der Fördermöglichkeiten soll angesichts der bereits bestehenden Literatur an dieser Stelle jedoch nicht erfolgen (s. zur Übersicht Kap. 2). Vielmehr liegt der Fokus bei der Untersuchung dieser Richtungsentscheidung auf dem Merkmal der *Investitionssicherheit für EE-Investoren*. Diese hat einen beträchtlichen Einfluss auf die Entscheidung für bestimmte Technologien sowie deren Eigentümerstruktur (Mitchell, et al., 2006; Klessmann, 2014, S. 9). Der Grund hierfür liegt darin, dass Energieinfrastrukturen generell durch Langlebigkeit und hohe Investitionsvolumina gekennzeichnet sind, woraus ein hohes Maß an externem Finanzierungsbedarf erwächst. Nicht weniger gilt dies für zahlreiche EE-Projekte, wie Klagge und Anz (2014, S. 252f) feststellen:

Mit dem Wachstum der Windenergienutzung ist der Finanzierungsbedarf für Windprojekte größer geworden. Akteure des Finanzsektors spielen neben strategischen Investoren aus der Energiewirtschaft eine zunehmend wichtige Rolle als Kapitalgeber und haben teilweise eigene Geschäftsbereiche für EE bzw. die Finanzierung von Windprojekten definiert. Gleichzeitig ist die Bedeutung von Kapitalmarktprodukten gestiegen und hat u. a. zur Etablierung einer eigenen Asset-Klasse für EE sowie zur Entwicklung diverser branchenspezifischer Indizes geführt.

Große EVUs im Offshore-Bereich sind somit üblicherweise ebenso auf externes Kapital angewiesen wie Energiegenossenschaften, welche in kleinere Bürgerwindparks investieren. Das EEG schaffte durch das zentrale Werkzeug der festen Einspeisevergütung für den mit Abnahmegarantie versehenen Ökostrom ein hohes Maß an Investitionssicherheit, da die Rückzahlung der Kredite praktisch bereits mit der Installation der Anlage gewährleistet ist. Eine exakte Mengensteuerung ist hierbei nicht vorgesehen, allerdings kann sich die Einspeisevergütung wie im deutschen Fall an der tatsächlichen Zubaurate orientieren und damit einen groben Ausbaukorridor gewährleisten (s. Kapitel 3.3.1 und 5.5). Quotensysteme hingegen verpflichten als mengensteuerndes Instrument die Energieversorger dazu, einen gewissen Anteil an Grünstrom im Portfolio vorzuweisen, was über handelbare Zertifikate geschieht. In der Theorie kann somit ein bestimmter, zeitlich zu steigender Zubau an EE recht präzise erzielt werden, wobei die jeweils günstigste Technologie den Vorzug erhalte (IW [Institut der deutschen Wirtschaft Köln], 2011). Praktisch jedoch haben mehrere Länder mit Quotensystemen, wie etwa Großbritannien, diese Zielvorgaben nicht erreicht, was sich durch die Unsicherheit für Investoren erklärt:

Während Anlagenbetreiber künftige Erlöse im Rahmen eines Einspeisetarifs gut planen können, setzt ein Quotenmodell die Investoren sowohl dem Strompreisisiko als auch dem Zertifikatspreisisiko aus. Aus Sicht der Investoren ist die Planungssicherheit in einem Quotensystem mit handelbaren Zertifikaten daher am geringsten (Diekmann, et al., 2012, S. 18).

In der Folge konnten zahlreiche Niedriggebote, welche siegreich aus Ausschreibungen hervorgegangen waren, in der Praxis nicht realisiert werden, was zu einer Unterschreitung der angestrebten Ziele bei vergleichsweise hohen Kosten führte (Diekmann, et al., 2012; Weber & Hey, 2012). Letztere resultierten wiederum aus dem Risikoaufschlag bei der Kapitalbeschaffung. Zweiter Hauptkritikpunkt am Quotensystem ist die hier zu unterstellende Einschränkung bei der Akteursvielfalt bei EE-Projekten: Gerade weniger finanzkräftige Privatpersonen und

Energiegenossenschaften würden durch die Hürden bei der Kapitalbeschaffung sowie den Aufwand bei der Vermarktung des Stroms strukturell benachteiligt. Schließlich, so lautet der dritte Hauptkritikpunkt, würden durch die Entscheidung für die jeweils günstigsten Technologieoptionen keine Lerneffekte bei langfristig kaum verzichtbaren Technologien angereizt, was einem Lock-in des gegenwärtigen Systems gleichkommt und im Kap. 3.3.3 näher beleuchtet wird (Diekmann, et al., 2012, S. 18).³⁸

Während Quotensysteme gerade seitens strukturbewahrender Akteure im Energiesektor als vermeintlich ‚marktkonforme‘ Alternative zur Einspeisevergütung schon seit Jahren gefordert wurden (Haucap, et al., 2012; Energate, 2013a), hat die Debatte um ein Nachfolgeregime für das EEG seit 2012 auch jenseits von Expertendiskursen an Fahrt gewonnen. Ursache hierfür ist letztlich der Erfolg des Gesetzes hinsichtlich hoher Installationszahlen bei Onshore-Wind, PV und Biomasseanlagen sowie der Investitionskosten-Degression bei diesen Technologien. Es zeichnete sich mit zunehmender Deutlichkeit ab, dass die in einer geschützten Nische existierenden regenerativen Energien stärker dem Wettbewerb ausgesetzt werden müssten – dies lag teils auch an der tatsächlichen bzw. unterstellten Kostenbelastung des nicht-privilegierten Endverbrauchers durch die Konstruktion des Ausgleichsmechanismus (EEG-Umlage; s. Kap.3.3.5).³⁹

Aus Systemsicht weitaus relevanter war jedoch die Tatsache, dass sich die Einspeisung von EE-Strom als von der tatsächlichen Nachfrage weitgehend entkoppelt erwies, sodass in Extremfällen gar negative Börsenstrompreise beobachtet werden konnten. Ein erster Schritt zur Abschwächung dieser Problemlagen erfolgte im Rahmen der EEG-Novelle 2012 mit der Einführung einer Marktprämie (oder *Feed-in Premium*, FIP), welche EE-Anbieter alternativ zur EEG-Vergütung wählen konnten und welche bei nachfrageorientierter Erzeugung höherer individuelle Erlöse bei sinkenden Systemkosten versprach (Klobasa, et al., 2013).⁴⁰ Während die Quotendiskussion

³⁸ Die Fachdebatte endet indes nicht an dieser Stelle, da die einzelnen Kritikpunkte ihrerseits von Befürwortern eines Quotenmodells teils in Zweifel gezogen, teils relativiert werden (s. (Bataille & Hösel, 2014a).

³⁹ Paradoxerweise erhöhten sich die Umlagezahlungen im Gleichtakt mit dem dank zunehmender EE-Einspeisung *sinkenden* Börsenstrompreis, da dem Netzbetreiber die Differenz zwischen Einspeisevergütung und Börsenwert des Stroms erstattet werden muss.

⁴⁰ Die Marktprämie stellt einen anlagenspezifischen Aufschlag pro direktvermarkteter kWh Strom dar, welcher deutlich unter der EEG-Förderung liegt, dafür aber dem Vermarkter die Gelegenheit lässt, die Börsenerlöse zusätzlich einzubehalten. Während vor allem zahlreiche

schließlich ins Leere lief, wurde im Zuge der EEG-Reform 2014 die verpflichtende Direktvermarktung von Ökostrom in verschiedenen Ausgestaltungsformen diskutiert und schließlich als kurzfristige Alternative zur Einspeisevergütung beschlossen (Dağaşan, et al., 2014). Demnach waren bis 2016 sämtliche förderfähigen Neuanlagen über 100KW installierte Leistung unter Beibehaltung des grundsätzlichen Einspeisevorrangs in eine Direktvermarktung zu überführen, womit die Erfahrungen mit der Marktprämie weiterentwickelt wurden. Mittelfristig jedoch soll die EE-Förderung durch Ausschreibungen erfolgen, weshalb ab 2015 Pilotausschreibungen für Freiflächen-PV durchgeführt wurden. Für die Windenergie steht heute (Stand: Ende 2015) Ähnliches zu erwarten.

Ausschreibungsmodelle sind hinsichtlich ihres Risikos für Investoren grundsätzlich zwischen FITs und Quotensystemen einzuordnen; sie vermögen ihren diesbezüglichen Charakter je nach Ausgestaltungsform jedoch in beide Richtungen deutlich zu verschieben. Im Rahmen dieses Fördermodells werden gewisse Anschlusskapazitäten bzw. Arbeitsmengen wettbewerblich ausgeschrieben, sodass der günstigste Bieter den Zuschlag für eine finanzielle Unterstützung erhält. Bei dieser handelt es sich meist um eine gleitende Marktprämie pro gelieferten kWh Strom bzw. pro kW bereitgestellter Leistung (EEX & EPEX Spot, 2014, S. 6f); jedoch können auch Einspeisevergütungen ausgeschrieben werden, deren tatsächliche Höhe sich aus dem Wettbewerb ergibt. Zudem können Technologie- und Standortvorgaben gemacht werden (s. Kap. 3.3.3); interessant für das vorliegende Kapitel ist jedoch vor allem die Möglichkeit, einen bestimmten Anteil des ausgeschriebenen Volumens Kleinanlagen vorzubehalten bzw. diese gänzlich von der Ausschreibungspflicht zu befreien. Hierbei handelt es sich jedoch eher um eine Konzessionslösung, welche die grundsätzlichen Nachteile für kleinere Investoren anteilig ausgleichen soll: Ähnlich wie beim Quotensystem ist nämlich festzuhalten, dass für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren bereits Projektkosten anfallen, deren Refinanzierung an den Erfolg im Bieterwettbewerb gekoppelt ist. Zudem sind durch die unsichere Refinanzierung höhere Risikoaufschläge zu erwarten, welche wiederum die Angebote verteuern (Grau, 2014, S. 25). In Summe wird ein Ausschreibungsmodell, so es nicht konsequente technologische und partizipatorische Einzelvorgaben macht (und damit den Vorteil seiner relativen Einfachheit preisgibt), daher von Verfechtern einer zeitlich

WKA-Betreiber in die Direktvermarktung mit Marktprämie wechselten, war bei Kritikern gerade in der Frühphase häufig von Mitnahmeeffekten die Rede (Gawel & Purkus, 2012).

ambitionierten Energiewende als Behinderung der Akteursvielfalt empfunden. Gleichwohl wird die Eignung für größere Projekte wie Offshore-Windparks eingestanden (ebd.; Hauser, et al., 2014; Leuphana Universität Lüneburg & Nestle, 2014).

Fördermodell	Einordnung⁴¹	Grundprinzip	Investitionssicherheit
Einspeisevergütung (FIT)	Preisbasiert	Feste Vergütung pro eingespeiste kWh	Hoch
Marktprämie bei Direktvermarktung	Preisbasiert	Fester oder gleitender ⁴² Zuschlag pro verkaufter kWh	Bei gleitender Prämie: eher hoch Bei fester Prämie: eher gering
Ausschreibungsmodell	Mengenbasiert	Auktionierung von Zuschlägen (meist Marktprämie) für festgelegte EE-Kapazitäten	Mit technologischer Differenzierung: eher gering Ohne technologische Differenzierung: gering
Quotenmodell	Mengenbasiert	Ökostromanteil seitens Stromversorgern durch handelbare Zertifikate nachzuweisen	Gering

Tabelle 2: Relevante EE-Fördermodelle im Überblick (eigene Darstellung nach del Rio, et al., 2012, S. 17; Grau, 2014. S. 2; Klessmann, 2014)

⁴¹ Sämtliche aufgezeigten Fördermodelle sind in ihrer zur Debatte stehenden Ausgestaltung erzeugungs- und nicht investitionsorientiert, wenngleich beispielsweise auch ein Investitionszuschuss ausgeschrieben werden könnte.

⁴² S. folgender Abschnitt zum Unterschied zwischen beiden Ausgestaltungsmöglichkeiten.

3.3.2.2 Richtungsentscheidungen der Energiewende: Investitionssicherheit bei der Marktintegration von EE

Letztlich läuft die Frage nach den Rahmenbedingungen für die Systemintegration der volatilen EE darauf hinaus, ob der bestehende Strommarkt an (dezentrale) Infrastrukturen zur regenerativen Energiegewinnung angepasst werden sollte, oder umgekehrt die Struktur des gegenwärtigen Marktes als Referenz dienen müsse. So zwingt die Direktvermarktung laut dem Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES 2013, S. 41) die Erneuerbaren Energien auf einen Markt, der für konventionelle Erzeugung ausgelegt ist und sieht z.B. durch die Notwendigkeit von professionellen Vermarktern die Gefahr einer erneuten Oligopolbildung (Klimaretter.info, 2014).⁴³ Betrachtet man eine dezentrale Eigentümerstruktur beim zukünftigen Energiesystem als eigenständiges Teilziel, so offenbart sich die Ausgestaltung der Investitionssicherheit für kleine und mittlere Investoren als bedeutende Stellschraube, da sie den dynamischen Ausbau der vergangenen Jahre zu bremsen vermöchte, in deren Folge „46% der gesamten installierten Leistung von Wind-Onshore-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen“ ausgemacht werden (Leuphana Universität Lüneburg & Nestle, 2014, S. 113). Energie- und Umweltverbände betonen daher, dass die Beibehaltung einer günstigen Investitions Umgebung für solche Akteure ein zentrales Erfordernis darstellt:

Damit diese breite Akteursstruktur auch im Hinblick auf die gesellschaftliche Teilhabe und Akzeptanz der Energiewende erhalten bleibt, dürfen kleine Investoren bei der Fortsetzung der Energiewende nicht benachteiligt werden. Bürgerenergie muss im Zentrum der Energiewende stehen. Wenn mit der EEG-Reform zu hohe Zugangsbarrieren und Risiken für potentielle Investoren (z.B. durch Ausschreibung) geschaffen werden, erhöhen sich die Refinanzierungs- und damit die Förderkosten in unzumutbarer Weise (Gemeinsames Positionspapier der Umwelt- und Erneuerbaren Energi Verbände zur Novelle des EEG., 2014, S. 3).

In der Tat zeigte sich, dass die Novellierungen des EEG in den Jahren 2012 und 2014 zu einer deutlichen Reduktion der Neugründung von Energiegenossenschaften führten (Energate, 2015). In gesteigertem Maße wäre ein erhöhtes Investitionsrisiko dazu

⁴³ Einen Gegenentwurf zum bestehenden Marktgefüge sieht das IZES (2013, S. 43) etwa in der „Schaffung eines Residuallastmarktes, verbunden mit einer Echtzeitwälzung von FEE.“ Dieser ist jedoch bislang nicht in Sicht; weiterhin wurde 2014 mit der Abschaffung des Grünstromprivilegs ein Anreiz aufgegeben, welcher die etablierte zentrale („Graustrom“-) Vermarktung von EE über die Strombörse um dezentrale Vermarktungswege erweitert hatte.

geneigt, sogar den EE-Ausbau bei etablierten Akteuren deutlich zu verlangsamen, da auch finanzstärkere Investoren wie die großen vier EVU oder die Stadtwerke München recht sensibel auf unsichere Investitionsbedingungen reagieren. Dies zeigte sich bereits beim Vorschlag der sogenannten *Strompreisbremse* von Umweltminister Altmaier 2013, welche die EEG-Umlagenhöhe gedeckelt hätte und dabei auch die gesicherte Vergütung von Bestandsanlagen infrage stellte. Ungeachtet der Tatsache, dass ein solches Vorhaben weder politisch durchsetzbar noch rechtlich fundiert schien, führte die bloße Debatte darüber zu einem vorübergehenden Investitionsstopp seitens der SWM in Deutschland (SWM [Stadtwerke München], 2014).

Während es recht unzweifelhaft scheint, dass angesichts von über einem Viertel Ökostromanteil neben Kostensenkungs-Aspekten (s. Kap. 3.3.5) die Marktintegration der EE vorangetrieben werden müsste (Mennel, 2012), so eröffnet die Frage nach deren *Wie* breite Möglichkeitsräume. Die Vorschläge reichten hier von einer faktischen Abschaffung technologiespezifischer EE-Förderung (SRGE, 2011) bzw. dem Förderstopp für die vergleichsweise wettbewerbsfähige Onshore-Windkraft, wie dies von der EU-Klimaschutzkommissarin Hedegaard gefordert wurde (Energate, 2014, S. 6), bis hin zur behutsamen Sanierung der Einspeisevergütung. Als wahrscheinlichster Entwicklungspfad kristallisiert sich gegenwärtig die verpflichtende Direktvermarktung heraus, wobei auch hier Detailregelungen eine große Hebelwirkungen entfalten: So wäre bei einer fixen Marktprämie pro verkaufter Einheit EE-Strom immer noch ein hohes Maß an Unsicherheit gegeben, da Markt- und Prognoserisiken kaum abgedeckt würden. Eine gleitende Marktprämie hingegen könnte, orientiert an standort- und technologiespezifischen Referenzanlagen, eine Mindestrendite für Anlagenbetreiber garantieren.⁴⁴ Maximalkontingente an förderbaren Strommengen würden systemdienliches Einspeiseverhalten herbeiführen (SRU, 2013, S. 100ff). Zudem benennen die Leuphana Universität Lüneburg & Nestle (2014, S. 115) Optionen, durch welche im Rahmen der Direktvermarktung auftretende Risiken minimiert würden, nämlich „Ausfallvermarkter und [...] die Bürgschafts- und Versicherungslösung, die dann greifen, wenn der gewählte Direktvermarkter in Zahlungsschwierigkeiten gerät.“

⁴⁴ „Analog zum derzeitigen System berechnet sich die gleitende Marktprämie dann als Differenz zwischen dem (technologie- und standortspezifischen) Referenzerlös und dem durchschnittlichen Markterlös je Kilowattstunde, den die entsprechende mengenorientierte Referenzanlage im jeweiligen Berechnungszeitraum am Markt erzielt hätte“ (SRU, 2013, S. 102).

Dies alles illustriert, dass faktisch jedes Förderinstrument in seiner konkreten Ausgestaltung grundsätzlich für die Akteursvielfalt und damit die dezentrale Ausbaudynamik förderlich sein könnte, solange die Planbarkeit für Anlagenbetreiber gewährleistet bliebe.⁴⁵ In der Debatte um die EEG-Novelle 2014 spielte ebendiese Argumentationslinie keine unwichtige Rolle, trat jedoch hinter den Systemstabilitäts- und Kostennarrativen zurück. Die Lerneffekte der beteiligten Akteure zeigen sich jedoch in den detaillierten Stellungnahmen zur Gesetzesinitiative, welche die Detailregelungen stets auf ihre Tauglichkeit für Kleininvestoren überprüften und ggf. Änderungsvorschläge unterbreiteten. Mit der verpflichtenden Direktvermarktung bei einer – zukünftig auszuschreibenden – gleitenden Marktprämie wurde schließlich ein vergleichsweise ‚marktnaher‘ Weg gewählt. Allerdings sorgte eine zunächst geltende *Bagatellgrenze* für Kleinanlagen bis zu einer installierten Leistung von 100kW dafür, dass diese von der Direktvermarktung ausgenommen blieben und weiterhin eine Einspeisevergütung beziehen konnten. Umstritten sind⁴⁶ jedoch der Einfluss der Direktvermarktung sowie die angekündigte Ausschreibungsregelung für Infrastrukturprojekte *mittlerer* Größe wie etwa Onshore-Windparks oder Freiflächen-Fotovoltaik, welche ein typisches Betätigungsfeld für Bürgerenergieprojekte darstellen. Hier werden die Erfahrungen von Pilotprojekten sowie die daraus resultierenden konkreten Ausgestaltungsformen ausschlaggebend sein. Die Einführung eines umfassenden Ausschreibungsmodells bleibt jedoch, nicht zuletzt durch das Wirken von EE-Verbänden, an ein neues Gesetzesverfahren, d.h. eine fünfte EEG-Novelle gebunden, und kann daher nicht auf den Verordnungsweg eingeführt werden (BWE, 2014, S. 2) – hierdurch ergeben sich entsprechende Verhandlungsspielräume und Blockadepotenziale für zukünftige Verhandlungsprozesse.

⁴⁵ Dies gilt für ein Ausschreibungsmodell jedoch nur mit Einschränkungen: „So ist während der Planungsphase in einem Ausschreibungssystem keinerlei Berechenbarkeit der Gewinnsituation gegeben. Diese kann mehrere Jahre dauern, in denen schon erhebliche Kosten in gut sechsstelliger Höhe anfallen können. Bürger, die sich in einem einzelnen Projekt in ihrer Region engagieren, haben keine Möglichkeiten der Risikostreuung, wie sie bei größeren Unternehmen existieren. Sie sind von diesem Risiko also besonders hart getroffen“ (Leuphana Universität Lüneburg & Nestle, 2014, S. viii).

⁴⁶ Stand: Frühjahr 2016

3.3.2.3 Kategorien und Operationalisierung für die Clusteranalyse

Das Risiko, welchem EE-Anlagenbetreiber hinsichtlich der Vermarktung des Ökostroms ausgesetzt sind, lässt sich energiewirtschaftlich danach unterscheiden, ob (1) in einem geschützten Nischenmarkt, abgesehen von Verzögerungen bei Genehmigung, Bau und Netzanschluss, *kaum Risiko* besteht, ob (2) *Risiken beim Kraftwerkseinsatzes* existieren, also trotz EE-Förderung nicht sicher ist, ob der Strom mit Gewinn vermarktet werden kann, oder ob (3) bereits *Risiken bei der Investition* in die Anlage auftreten, d.h. nicht sicher ist, ob die geplante Anlage überhaupt förderfähig sein wird. Die Zuordnung der Akteure erfolgt auf Basis dieser abstrahierten Kategorien, welche je nach Diskussionszeitraum und -tiefe unterschiedlich operationalisiert werden: So wurde vor der Debatte um die EEG-Reform ein Quotensystem, gerade seitens der FDP und Wirtschaftsverbänden wie dem BDEW als realistische Alternative zum EEG gefordert; mit dem Einrasten der Verhandlungen in Richtung der Direktvermarktung passte sich die Position entsprechend an, indem strenge Ausgestaltungskriterien für dieses System vorgeschlagen wurden. Analog hierzu findet sich auch bei Vertretern einer sehr sanften Markteinführung der EEG zunächst die Ablehnung jeglicher grundsätzlicher Änderungen an der Einspeisevergütung, während im Zuge der EEG-Reform 2014 zumindest bestmögliche Schutzbestimmungen insbesondere für Betreiber von Kleinanlagen verlangt wurden. Wie in den anderen Kategorien müssen die Aussagen der untersuchten Akteure vor dem jeweiligen situativen Kontext betrachtet werden.

3.3.3 Technologie- und Standortdifferenzierung

3.3.3.1 Zur Steuerungswirkung differenzierter Fördersätze

„Die Energieversorgung der Zukunft wird keinesfalls vor allem lokal und autark sein. Sie wird europäisch, grenzüberschreitend und arbeitsteilig sein. Die Europäische Union wird dabei mit Nachbarn wie Russland, der Ukraine und Nordafrika kooperieren. Energie, die aus Sonne gewonnen wird, wird dort gewonnen werden, wo die Sonne auch scheint, also im Süden. Und Windenergie kommt von dort, wo der Wind auch weht, also aus dem Norden.“ – FDP Sachsen (2011)

„Wir setzen auf eine dezentrale Energieerzeugung, um Wertschöpfung in der Region zu erreichen und lange Transportwege und die damit verbundenen Energieverluste zu vermeiden: Je mehr Strom verbrauchsnahe erzeugt wird, umso weniger müssen neue Übertragungsnetze gebaut werden.“ – SPD (2013, S. 34)

Im Rahmen einer differenzierten Förderung orientiert sich die finanzielle Unterstützung, welche regenerativen Energien zuteilwird, an der Art der Technologie sowie ihrem Standort, und damit an dem erwartbaren Ertrag für den Anlagenbetreiber. Dies ist prinzipiell in preis- ebenso wie in mengenbasierten Fördersystemen zu erreichen (Diekmann, et al., 2012, S. 16).⁴⁷ Während Technologie- und Standortdifferenzierung grundsätzlich unterschiedliche Ansatzpunkte darstellen, bedingen sie sich doch wechselseitig und sind im Förderregime zumindest indirekt verknüpft. So läuft die Förderung von Windkraftanlagen in Binnengebieten faktisch auf die Technologieförderung von Schwachwindanlagen mit spezifischen technologischen Eigenschaften hinaus, während die Fördersätze der Fotovoltaik in der Vergangenheit so ausgestaltet waren, dass auch in nicht sonnenreichen Regionen eine auskömmliche Rendite zu erzielen war. Allerdings sind die PV-Sätze innerhalb Deutschlands nicht weiter nach Standorten bzw. Ausrichtung differenziert, sodass sich eine Ballung der PV-Installation in Süddeutschland beobachten lässt (Agora Energiewende, 2014a, S. 1).

Befürworter differenzierter Fördersätze begründen deren Notwendigkeit mit der Zuspitzung desselben argumentativen Musters, mit welchem sich eine direkte EE-Förderung jenseits des indirekt wirkenden, ergebnisorientierteren Emissionshandels herleiten lässt: Wie in Kapitel 3.3.1 dargelegt, könnte Klimaschutz in der Theorie gänzlich ohne die separate Förderung erneuerbarer Energien auskommen – etwa dann,

⁴⁷ Dies gilt allerdings mit Einschränkungen: „In Quotenmodellen ist jedoch nur eine vergleichsweise grobe Differenzierung möglich. Außerdem wird von vielen Verfechtern eines Quotenmodells gerade die ‚Technologieneutralität‘ der Förderung als ein grundlegender Vorteil angesehen“ (Diekmann, et al., 2012, S. 16).

wenn durch ein funktionierendes Emissionshandelssystem eine Internalisierung von Umweltkosten erfolgt, was wiederum die marktgesteuerte Investition in alternative Energieträger beanregt (Möst, et al., 2013, S. 129; SRGE, 2012). Abgesehen von der gegenwärtigen Dysfunktionalität des Emissionshandels, welcher zu viele Zertifikate enthält und damit kein Preissignal mit Steuerungswirkung setzt, widerspricht auch die Logik inkrementeller Anpassungsprozesse einem solchen Vorgehen: EVUs würden so lang in Effizienzsteigerungen von konventionellen Erzeugungsanlagen oder etablierte erneuerbare Energie wie Laufwasserkraftwerke investieren, wie hier Potenziale zur Verfügung stünden. Nach deren Ausschöpfen müssten jedoch früher oder später teurere Technologien zum Zuge kommen, welche zu diesem Zeitpunkt jedoch keinerlei Marktreife erlangt hätten – die Folge wären Preisschocks und Investitionsstaus (Weber & Hey, 2012).

Derselbe Mechanismus lässt sich nun auf einer detaillierteren Ebene nachvollziehen: Die Logik hinter einer differenzierten Vergütung beruht auf der Annahme, dass auch gegenwärtig weniger wettbewerbsfähige Technologien mit Blick auf ihre zukünftige Notwendigkeit über einem regulatorisch ‚maßgeschneiderten‘ Nischenmarkt an die Wettbewerbsfähigkeit herangeführt werden sollten. Hierbei spielen jedoch auch Verteilungseffekte und Sekundärziele der Energiewende eine Rolle, vermögen so doch auch natürlich weniger begünstigte Regionen sowie kleinere Investoren (s. Kap. 3.3.2.) am Energiemarkt zu partizipieren. Verkürzt ausgedrückt können technologieneutrale Förderkonzepte, wie etwa ein Quotensystem ohne weitere Qualifikationskriterien, also zumindest in der Theorie EE-Potenziale kurzfristig am günstigsten heben.⁴⁸ Mit der langfristigen Perspektive eines nur durch *alle* infrage kommenden Technologien zu erreichenden Fernziels und der Annahme, die grundsätzlichen Spielregeln⁴⁹ würden sich nicht mehr ändern, haben technologiedifferenzierte Förderungsmodelle jedoch das Potenzial, einen erfolgversprechenderen Migrationspfad zu eröffnen.

Das Kostensenkungspotenzial einer frühen Markteinführung vergleichsweise teurer Technologien zeigt sich exemplarisch beim Vergleich großskaliger Solarthermie-Anlagen (wie sie etwa den Kern des Desertec-Projekts darstellen) mit kleinteiliger Photovoltaik, wobei letztere ein massive Kostendegression vorweisen kann

⁴⁸ Kritiker führen hierbei jedoch den erhöhten Kapitalbedarf durch Risikoaufschläge wettbewerbsfähiger Förderverfahren sowie die Gefahr von Zielverfehlungen an (s. Kap. 3.3.2.).

⁴⁹ Etwa durch geänderte Zielvorgaben oder die Akzeptanz eines größeren energiepolitischen Referenzraums.

(Hoffmann, 2014), während die vermeintlich günstigere Solarthermie ihre Potenziale bislang kaum heben konnte (Vorholz, 2012; s. Kapitel 5.4.1).

Neben der Argumentation zeitiger Markteinführung zeigt der SRU (2013, S. 102), dass der Fokus auf die momentane Marktreife aus Systemsicht nicht ausreicht, da

ein technologie- und standortdiversifiziertes Portfolio unter Berücksichtigung gesamtsystemischer Aspekte – wie beispielsweise Netzausbauerfordernisse oder die Komplementarität von Einspeiseprofilen – gesamtwirtschaftlich effizienter sein kann als ein alleiniger Fokus auf die Minimierung der reinen Stromgestehungskosten.

Demgegenüber besteht bei starker Technologiedifferenzierung u.a. jedoch die Gefahr einer wirtschaftspolitisch nicht nachhaltigen Überförderung bzw. einer Forcierung nicht abgestimmter und somit desintegrierend wirkender kleinräumiger Lösungen. Auch wäre der Kostenaufwand bis zum Erreichen eines sich selbst tragenden Marktes möglicherweise unnötig hoch (Löschel, et al., 2012). Auf politischer Ebene bedarf es zudem eines sehr hohen Steuerungsaufwands im Rahmen eines möglichst lernfähigen Fördersystems (s. Kap. 5.5).

3.3.3.2 Richtungsentscheidung der Energiewende: Beibehaltung der Differenzierung?

Höhe und Ausgestaltung der differenzierten Fördersätze in Deutschland sind bereits seit Einführung des EEG wiederholt Gegenstand der politischen Auseinandersetzung gewesen; ebenso lange existieren Alternativvorschläge, welche auf eine technologieneutrale Mengensteuerung abzielen (Dagger, 2009; Hirschl, 2008). Mit dem wachsenden Reformdruck auf das EEG haben diese Bemühungen jedoch nicht nur wieder an Fahrt gewonnen, sondern auch den Weg in eine zunehmend öffentliche Debatte gefunden. Als Katalysator hierfür erwies sich eine Studie der Agora Energiewende (2013c) zum kostenoptimalen Ausbau erneuerbarer Energien. In deren Rahmen wurden verschiedene technologische und regionale Ausbaupfade miteinander verglichen; im Resultat zeigte sich, dass die Politik über einen „großen Handlungsspielraum“ hinsichtlich der Schwerpunktsetzung von Onshore-Wind und Photovoltaik verfügt (ebd., S. 1). Demnach ließen sich die Energiewendeziele *bei ähnlichen Kosten* durch zwei Ausbaupfade erreichen: zum einen mit Fokus auf beste Standorte, d.h. Onshore-Wind eher im Norden und Photovoltaik in Süddeutschland, zum anderen in einem Szenario, welches durch eher verbrauchsnahe Erzeugung geprägt ist (s. Abbildung 4: Mögliche Ausbaupfade für Windkraft in Deutschland (Agora

Energiewende, 2013b) Die ohnehin vergleichsweise geringen Kostennachteile durch die notwendige Überinstallation weniger effizienter Anlagen im verbrauchsnahe Ausbaupfad würden hierbei fast völlig durch Systemvorteile aufgewogen. Hierzu zählen vor allem ein geringerer Transportbedarf sowie, aufgrund von Portfolioeffekten, ein lastnäheres Erzeugungsprofil (Agora Energiewende, 2013c, S. 9f). Hauptkonsequenz der Studie ist mithin nicht die Empfehlung eines spezifischen Ausbaupfades, sondern die Erkenntnis, dass die technisch-regionale Ausbaudebatte weniger energiewirtschaftlich denn politisch zu lösen ist. Zu ähnlichen Ergebnissen kommen bei einem Vergleich eines zentralen und eines dezentralen Ausbaupfades Müller, et al. (2014). Ausschlaggebend für die zu wählende Ausbaustrategie dürften demnach Sekundärziele wie das Vermeiden einer wirtschaftlichen Entwicklungsdiskrepanz innerhalb Deutschlands oder einer zu hohen „Abhängigkeit vom Transportnetzausbau“ sein (ebd., S. 34). Auch bei der Photovoltaik ließe sich durch die Berücksichtigung von Standort oder Ost-West-Ausrichtung der Module gezielt in die Ausbaudynamik eingreifen und dadurch eine höhere Wertigkeit des erzeugten Stroms, geringere Verteilnetzbelastung und eine ausgeglichene regionale Verteilung erreichen (Agora Energiewende, 2014a, S. 22).⁵⁰

Gerade im Kontext des deutschen Föderalismus ist der Aushandlungsprozess damit jedoch auch sehr anfällig für Verteilungskämpfe; gleichzeitig lassen sich beide Ausbaupfade durch jeweils gut nachvollziehbare Argumentationen begründen, womit sie ohne entsprechende Relativierung schnell die Gestalt einer *Narration* annehmen (s. Kapitel 4.2). Auch das Umweltbundesamt (2013a, S. 3) stellt fest, dass das aus technischer und ökologischer Sicht realisierbare Windkraftpotenzial über ganz Deutschland verteilt ist. Hierzu trägt insbesondere die Entwicklung von großen Rotorhöhen und -durchmessern bei. Letztere ermöglichen auch bei Schwachwind – wie er für das Binnenland charakteristisch ist – eine ausreichende Anzahl an Volllaststunden. Bei einer anzunehmenden Auslastung der für die Förderhöhe maßgeblichen Referenzanlage von 1.600 h/a wären Schwachwindanlagen fast im ganzen Bundesgebiet rentabel; 2.800 h/a würden einen Großteil der möglichen

⁵⁰ Angereizt durch die EEG-Vergütung, welche eine hohe Anzahl gelieferter PV-kWh honoriert, sind die Anlagen in Deutschland mehrheitlich nach Süden ausgerichtet, wo sie eine quantitativ optimale Stromausbeute versprechen. Allerdings führt dies zu einer sehr einseitigen Angebotsspitze zur Mittagszeit (und daraufhin zu sehr niedrigen Börsenstrompreisen) und teils hohen Netzbelastungen. Eine Ausrichtung nach Osten oder Westen verspräche zwar weniger Strom, welcher dafür jedoch die Nachfrage gleichmäßiger abdecken würde und die einseitige Netzbelastung verstetigen würde (Agora Energiewende, 2014a).

Standorte – und den Süden Deutschlands nahezu vollständig – ausschließen. Ein günstiges Verhältnis aus zu installierender Leistung und potenziellem Ertrag böte sich bei einer Annahme von 2.200 h/a (UBA, S. 39).

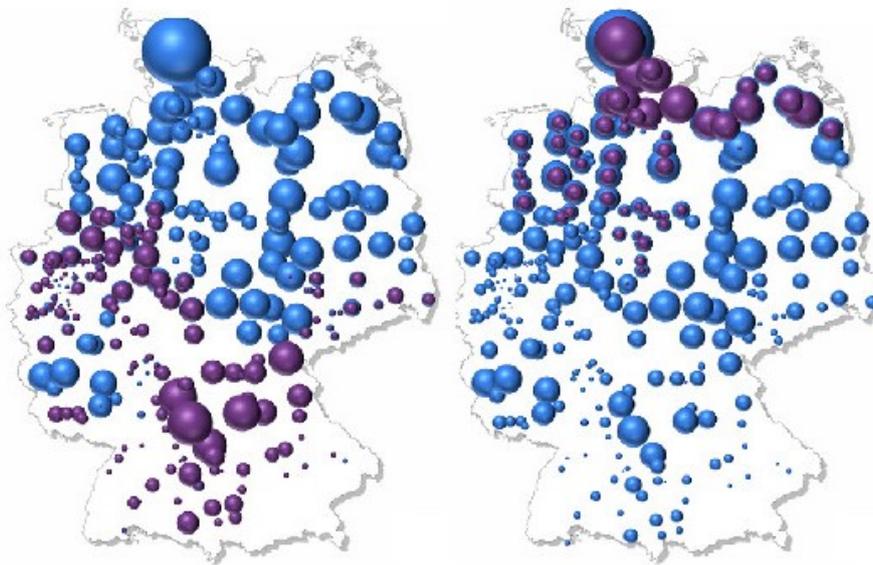


Abbildung 4: Mögliche Ausbaupfade für Windkraft in Deutschland (Agora Energiewende, 2013b)⁵¹

Nachdem die Fördersätze für die Photovoltaik in der EEG-Novelle von 2012 bereits gekürzt worden waren, stand im Zuge der umfassenderen Reform zwei Jahre später insbesondere die Differenzierung der Windkraft-Förderung zur Debatte. Verteidiger gestaffelter Fördersätze wollten diese im Rahmen der Einspeisevergütung, aber auch im Zuge der Direktvermarktung beibehalten. Sie boten hierbei als entgegenkommen deutlichere Einschnitte an windstarken Onshore-Standorten an, wo die Stromgestehungskosten stetig gefallen waren. Demgegenüber stand die kritische Auffassung, gerade an Binnenstandorten sollten Windkraftanlagen strenger am Referenzertrag eines guten Standortes gemessen werden, wobei beim Unterschreiten einer Mindestertragsgrenze keine Förderfähigkeit nach dem EEG gegeben wäre. Während das BMWi zunächst einen vergleichsweise restriktiven Ansatz verfolgte, welcher deutlich zuungunsten windschwacher Standorte ausgefallen wäre, konnte sich im Resultat der Aushandlungen ein Referenzertragsmodell im Gesetz halten: Nach diesem wird die erhöhte Anfangsvergütung für WKA umso länger gezahlt, je geringer

⁵¹ Projektion für 2033. Hellblau: Basiszubau von 66 GW in 2033 für beide Szenarien; dunkelblau: zusätzlicher Ausbau bis 89 GW mit Schwerpunkt *verbrauchsnahe Erzeugung* (links) bzw. *beste Standorte* (rechts).

der Ertrag der Anlage im Vergleich zu einer Referenzanlage an einem windhöffigen Standort ist⁵² (BWE, 2014, S. 1; Dağaşan, et al., 2014, S. 5). Für die in naher Zukunft liegende Zeit nach der Einspeisevergütung – nach gegenwärtigem Planungsstand ab 2017 – zeichnet sich bereits eine ähnliche Debatte ab (Öko-Institut, 2014a). So wird bei der Ausgestaltung des recht wahrscheinlich kommenden Ausschreibungsmodells die Einführung von Teilausschreibung für gewisse Regionen, Technologien und Anlagengrößen gefordert – oder eben angelehnt.

3.3.3.3 Kategorien und Operationalisierung für die Clusteranalyse

Die Ausprägungen dieser Kategorie lassen sich dergestalt zusammenfassen, dass bei *starker Technologie- und Standortdifferenzierung* (1) eine auskömmliche EE-Förderungen nahezu überall und mit allen relevanten EE-Technologien möglich ist. Die mittlere Ausprägung fordert *Wettbewerb innerhalb Deutschlands* (2), d.h. hier einen Fokus auf bessere Standorte und eher wettbewerbsfähige Technologieformen; gleichzeitig wird in internationaler Perspektive das Primat der nationalstaatlichen Technologieförderung und -installation verteidigt, was auf dieser Ebene eine gegenläufige Argumentationslinie darstellt (s. Kap. 2.2). Zuletzt fördern Anhänger einer Technologieselektion gemäß der *internationalen Wettbewerbsfähigkeit* (3), dass nur solche Standorte mit jeweils angemessenen Wandlungstechnologien im Förderregime Berücksichtigung finden sollen – bzw. sich weitgehend förderungsfrei durch klare Rahmenbedingungen die den EU ETS durchsetzen sollen –, welche gegenwärtig den größten Grad an Marktreife vorweisen können. Dadurch würde das in Deutschland wahrscheinlich auszuschöpfende Nutzungspotenzial deutlich reduziert.

⁵² Die Verlängerung der Anfangsvergütung erfolgt jedoch nicht linear, sodass von einem zweistufigen Referenzertragsmodell gesprochen werden muss: „Gemäß § 49 Abs. 2 EEG verlängert sich der Zeitraum der erhöhten Vergütung um einen Monat je 0,36 Prozent des Referenzertrags, um den der Anlagenenertrag 130 Prozent des Referenzertrages unterschreitet. Zusätzlich verlängert sich die Frist um einen Monat pro 0,48 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 100 Prozent des Referenzertrags unterschreitet“ (Dağaşan, et al., 2014, S. 5).

3.3.4 Abstandsregelung bei Onshore-Windkraftanlagen

3.3.4.1 Abstand von der Energiewende? Genehmigungspraxis als Steuerungsinstrument

Neben der Anreizsetzung durch finanzielle Instrumente, welche im Fokus der beiden vorangegangenen beiden Kapiteln standen, geht auch von raumplanerischen Mitteln eine deutliche Steuerungswirkung für den EE-Ausbau aus (s. Kap. 5.1.3). Die Debatte um die Installation von Windkraftanlagen (WKA) an Land ist hierbei besonders geeignet, um Einstellungen zur Energiewende deutlich zu machen, da diese Technologie nach aktuellen und zu erwarteten Ausbautzahlen in Deutschland aller Voraussicht nach das Rückgrat der regenerativen Energieversorgung darstellen wird (BMU, 2012). Gleichzeitig sind die lokalen Auswirkungen auf Mensch und Umwelt heftig umstritten und Gegenstand zahlreicher Untersuchungen (DNR [Deutscher Naturschutzring], 2011; Hau, 2008; UBA, 2007). Abgesehen von der Wirtschaftlichkeit einer Anlage kann ihre tatsächliche Errichtung durch eine wohlwollende Genehmigungspraxis deutlich erleichtert werden; gleichzeitig haben restriktive, unsichere oder übermäßig bürokratische Genehmigungsverfahren das Potenzial, den Windkraftausbau lokal auszubremsen (DIW, et al., 2014; Mez, et al., 2007).

Grundsätzlich sind WKA außerhalb geschlossener Siedlungsgebiete baurechtlich privilegiert; je nach Region können im Vorfeld der Anlagenerrichtung etwa durch die Bereitstellung von Vorranggebieten zusätzliche planungs- und genehmigungsrechtliche Erleichterungen geschaffen werden (Bosch & Peyke, 2011, S. 108). Demgegenüber bestehen angesichts der begrenzten Flächenpotenziale durch dichte Besiedlung und durch die vielfältige räumliche Nutzungskonkurrenz jedoch auch zahlreiche Einschränkungen, welche eine Übernutzung insbesondere von schützenswerten Flächen sowie die Belastung von Anwohnern eindämmen sollen (ebd.). Die genehmigungsrechtliche Prüfung von Windparks hängt in Deutschland zunächst von Größe und Anzahl der Anlagen ab. Sie ist zudem hinsichtlich ihrer rechtlichen Grundlagen sehr komplex; so findet im Zuge des Genehmigungsverfahrens nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) eine Vielzahl öffentlich-rechtlicher Vorschriften Berücksichtigung. Hierunter fallen nach BMWi

insbesondere die Regelungen des Bauplanungsrechts (BauGB), des Bauordnungsrechts des jeweiligen Bundeslandes, des Naturschutzrechts (BNatSchG), Luftverkehrsrechts (LuftVG) und Straßenrechts (FStrG). Im Rahmen des Bauplanungsrechts erfolgt auch die Auseinandersetzung mit der planerischen Steuerung der Anlagenerrichtung durch Raumordnung und Flächennutzungsplanung.

Kennzeichnend sind zudem die je nach Region deutlich abweichenden Verwaltungsentscheidungen. Genehmigungsverfahren für WKA ab 50 m Höhe⁵³ fußen zwar auf dem einheitlichen Bundesimmissionsschutzgesetz, jedoch liegt die tatsächliche Planungshoheit bei den jeweils zuständigen kommunalen Genehmigungsbehörden (BMWi, 2015h). In den meisten Bundesländern wiederum existieren Windenergieerlasse, welche seitens der Landesregierungen formal nur eine Orientierungshilfe für die Genehmigungsbehörden darstellen und beispielsweise Angaben zu Abstandsregelungen oder Naturschutz beinhalten. Jedoch „treffen Planungs- und Genehmigungsbehörden in der Praxis häufig Entscheidungen, denen die Aussagen und Vorgaben dieser Erlasse zugrunde liegen, so dass die in den Erlassen aufgeführten Abstandsregelungen eine hohe Steuerungskraft haben[.]“ (UBA, 2013b, S. 17). Kommunale Bauleitplanung ist zudem eingebettet in die recht verbindliche Regionalplanung der jeweiligen regionalen Planungsgemeinschaft, welche wiederum eine Schnittstelle zum Landesentwicklungsplan darstellt (Gemeinsame Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg, 2015; Sächsisches Staatsministerium des Innern, 2015).

Als zentrale Steuerungsgröße hat sich bei der Bestimmung geeigneter Flächen – neben der grundsätzlichen Ausweisung von Vorrang- oder Eignungsgebieten (s. zur Erklärung Kap. 5.1.3) – vor allem die Frage nach *Mindestabständen* für WKA zu geschlossenen Siedlungsgebieten sowie einzelstehender Wohnbebauung herauskristallisiert. Hierdurch sollen Gesundheitsbelastungen durch Lärm, Schattenwurf und Infraschall sowie die sehr subjektive Wahrnehmung einer optisch bedrängenden Wirkung reduziert werden. Mindestabstände variieren jedoch zwischen den Bundesländern und Planungsregionen; sie reichen von wenigen hundert Metern (bzw. dem zwei- bis dreifachen der Naben- oder Gesamthöhe) bis zu deutlich restriktiveren Vorschriften weit über 1.000 m, welche in der bayrischen *10-H-Regelung*

⁵³ Kleinstanlagen bis 10 Meter bedürften üblicherweise keiner separaten baurechtlichen Genehmigung und können vom zuständigen Bauamt erlaubt werden; bis 50 Meter Höhe „greift das Baugenehmigungsverfahren, verankert in der Bauordnung des jeweiligen Bundeslandes“ (BMWi, 2015h).

mündeten. Demnach sollten WKA einen Mindestabstand des zehnfachen der Gesamthöhe zu Wohngebäuden einhalten.

Derartige Festlegungen weisen hinsichtlich der EE-Installation in Deutschland eine außerordentliche Hebelwirkung auf: So kam das Umweltbundesamt (2013a) im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse für das ökologische und technische Potenzial von Windkraft an Land zu dem Schluss, dass eine Erhöhung der Mindestabstände von Windkraftanlagen zu Wohnbauflächen das Flächenpotenzial massiv einschränken würde (s. Abbildung 5): Während bei dem der Studie zugrunde gelegten Mindestabstand von 600 m insgesamt 13,8% des Bundesgebietes für die Windkraftnutzung in Frage kommen, würde dieser Wert bei einer Verdopplung des Abstandes auf ein Viertel, also 3,4% der Gesamtfläche verringert. Legte man einen Abstand von 2km zu Wohnbauflächen zugrunde, wären nur 0,4% des Bundesgebietes geeignet und das technische Potenzial somit um 97% reduziert. Die UBA-Studie bezieht sich in ihrer Studie auf moderne Referenzanlagen; dabei ging sie für Schwachwindgebiete – und das ist in Bayern weitgehend der Fall – von einer Nabenhöhe von 140 m aus, wozu noch der Radius des Rotors von 57m gerechnet werden müsste (UBA, 2013a, S. 15). Diese Höhe bedeutet, mit dem Faktor 10 versehen, einen Abstand von knapp 2km zur nächsten Wohnbebauung, was bei Umsetzung einer entsprechenden Regelung den weiteren Windkraftausbau in Bayern weitgehend zum Erliegen bringen dürfte (AEE, 2015a, S. 23).

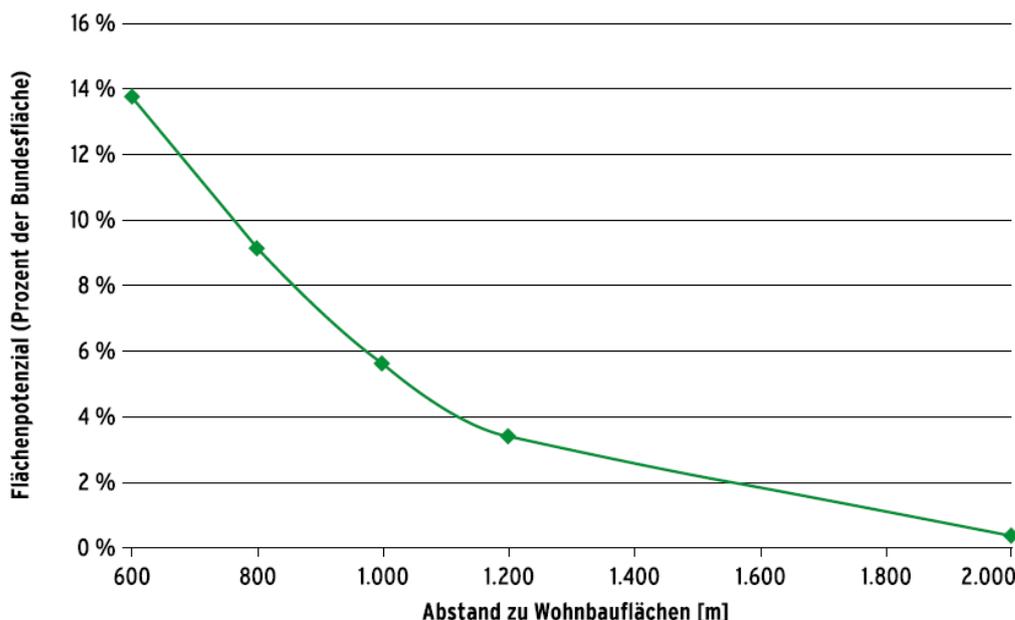


Abbildung 5: Abhängigkeit des WKA-Potenzials in Deutschland von Mindestabständen zu Wohnbauflächen (UBA, 2013a, S. 38)

3.3.4.2 Richtungsentscheidung der Energiewende: Restriktivere Abstandsregelungen für Windkraftanlagen?

Die Akzeptanz von Windkraftanlagen seitens der Bevölkerung, in deren Namen die Diskussion um Abstandsregelungen im Wesentlichen geführt wird, hängt nicht allein von Mindestabständen ab. Vielmehr kommen auch prozedurale Gesichtspunkte, also v.a. Partizipation im Planungsprozess, sowie die wahrgenommene Kosten-Nutzen-Verteilung zum Tragen. Letztere umfasst vor allem, inwiefern betroffene Bürger durch lokale Wertschöpfungseffekte oder direkte Beteiligungsformen von der zu errichtenden Infrastruktur profitieren bzw. für mögliche Einbußen bei Grundstückswerten und Lebensqualität entschädigt werden (Dütschke & Wesche, 2015; Schmid & Zimmer, 2012). Wie hoch die Belastungen durch Windenergieanlagen für Anwohner, Natur und Landschaftsbild tatsächlich sind, und wie diese in der Genehmigungspraxis abzuwiegen sind, ist allerdings auch auf wissenschaftlicher Ebene umstritten. Angesichts der Komplexität dieser Problemlage ist die sehr vereinfachte Debatte um pauschale Abstandsregelung von WKA offenkundig stark an die grundsätzliche Zustimmung und Ablehnung eines schnellen bzw. regional umfassenden Windkraftausbaus gekoppelt, wenngleich dies selten so deutlich zutage tritt wie im hier vorgestellten bayrischen Fall.

Es wurde oben dargelegt, dass die Genehmigungspraxis im Allgemeinen bzw. die Abstandsregelung im Besonderen ein recht wirkungsvolles Werkzeug zur Ausbaubeschleunigung bzw. -verzögerung darstellen. Andererseits ist dieses Instrument durch die kommunale Planungshoheit stark dezentralisiert und damit einer bundespolitischen Einflussnahme weitestgehend entzogen, während auf Landesebene zumindest Spielräume zur Steuerung bestehen (Landesentwicklungsplanung, Potenzialermittlung zur Windhöffigkeit etc.). Ebendieser Umstand wurde im Vorfeld der EEG-Novelle 2014 zum Gegenstand des politischen Streits. Einer Initiative der Bundesländer Bayern und Sachsen folgend, sollte den Ländern im Rahmen einer Länderöffnungsklausel im §249 Baugesetzbuch (BauGB) stärkere Kompetenzen zugesprochen werden, welche sich de facto als Verhinderungsinstrument für den Windenergieausbau darstellten. Nach der Bundestagswahl folgte die Bundesregierung dem Vorschlag und räumte im Juli 2014 den Ländern schließlich die Möglichkeit ein, die grundsätzliche Privilegierung der Windkraft an ausreichende Abstände zur Wohnbebauung zu koppeln, wobei die Ausgestaltung dieser Regelung der jeweiligen

Landesgesetz überlassen bliebe. Tatsächlich sah der Bundesrat keine Notwendigkeit für eine derartige Regelung, stellte sich dem Gesetz jedoch auch nicht entgegen (Fülbier, et al., 2014, S. 3) – immerhin wurden die Landeskompetenzen hierdurch gestärkt. Auch an dieser Positionierung zeigt sich, dass die Länderöffnungsklausel eher als Verhinderungs- denn als Ermöglichungsinstrument interpretiert wurde und daher bei der windkraftbefürwortenden Mehrheit der Bundesländer zunächst auf Ablehnung stieß.

Da gemeinhin zu erwarten stand, dass lediglich eher windkraftkritische Länder von der Möglichkeit einer verbindlichen Abstandsregelung Gebrauch machen würden, kann neben der landestypischen Genehmigungspraxis auch die Positionierung zur Länderöffnungsklausel als Prüfstein zur Einstellung zum Windkraftausbau vor allem im Binnenland betrachtet werden. So plante die schwarz-gelbe sächsische Landesregierung ursprünglich die vollständige Aufhebung der Privilegierung im Außenbereich, nahm nach der Landtagswahl 2014 unter der neuen Koalition aus CDU und SPD jedoch von diesen Plänen Abstand. Bayern hingegen machte von der Öffnungsklausel gebrauch und erließ im November 2014 die oben umrissenen 10-H-Regelung, laut welcher grundsätzlich hohe Abstände zur Wohnbebauung eingehalten werden mussten (Umlauf, 2014). Zwar könnten Gemeinden diese Regelung im jeweiligen Einzelfall überstimmen, allerdings wurde die Ausgangslage bei WKA-Planungen damit umgekehrt, da Planer nun in der Nachweispflicht stehen. Gleichzeitig wurden Nachbargemeinden, welche von den ästhetischen Auswirkungen von WKA betroffen sind, ohne finanziell direkt von ihnen zu profitieren, bei einer Entscheidung für geringere Abstände ein Veto-Recht eingeräumt. Zum Ende des Jahres 2015 ist die rechtliche Haltbarkeit dieses Gesetzes jedoch noch nicht abschließend geklärt, da die Oppositionsparteien im bayerischen Landtag (Sebald, 2015) sowie private Klagegemeinschaften (Bayerischer Rundfunk, 2014) gegen die 10-H-Regelung vor den Bayerischen Verfassungsgerichtshof gezogen sind.⁵⁴

⁵⁴ So bestehen deutliche Zweifel an der Verhältnismäßigkeit einer Einschränkung der kommunalen Planungshoheit mit der Begründung, Natur und Landschaftsbild zu schützen. Dies gilt auch mit Blick auf die Argumentationslogik, denn durch die 10-H-Regelung wird ein Ausweichen der Windkraft auf siedlungserne Regionen beanreizt, welche häufig einen besonderen Erholungswert besitzen (Fülbier, et al., 2014). Nicht zuletzt wird auch eine unzulässige Pauschalisierung von Baugebieten kritisiert, wohingegen das Grundgesetz „verlangt, dass wesentlich Ungleiches nicht ohne einen hinreichenden gewichtigen Grund gleich behandelt werden darf“ (ebd., S. 11).

3.3.4.3 Kategorien und Operationalisierung für die Clusteranalyse

Es wurde oben gezeigt, dass die Genehmigungspraxis für Windkraftanlagen erstens einen großen Einfluss auf die tatsächliche Installationsraten ausüben kann; zweitens wurde mangels ‚objektiver‘ Kriterien, wie ein ideales Immissionsschutzregime in Abwägung zum Ausbauinteresse auszusehen habe, klar, dass die Positionierung zu entsprechenden Sachlagen als Indikator für die windkraftfreundliche bzw. -kritische Haltung von Akteuren genutzt werden kann. Dies wurde am besonders anschaulichen Beispiel Bayerns gezeigt; die entsprechenden Argumentationslinien lassen sich jedoch überall in Deutschland verfolgen. Hierbei ergeben sich für die Clusterung der Akteure drei Zuordnungen, nämlich ein weitestgehend *offene*, *moderate* sowie *restriktive* Ausgestaltung genehmigungsrechtlicher Einschränkungen. Diese fußen wiederum auf Aussagen zu konkreten Mindestabständen sowie der Thematisierung anderer Bestandteile der raumplanerischen Steuerung (v.a. Vorranggebiete vs. Eignungsgebiete). Andererseits werden Aussagen zur Zuständigkeit bei Planung und Genehmigung einbezogen; letzteres umfasst auch die Einstellung zur Länderöffnungsklausel, welche eine Änderung der bisherigen Zuständigkeiten mit dem gemeinhin antizipierten Ergebnis gesteigerter Verhinderungskompetenzen beinhaltet. Als allgemeiner Indikator bietet sich schließlich die Betonung (oder Relativierung) von Risiken und Nachteilen von WKA für Natur, Bevölkerung und Landschaftsbild an.

3.3.5 Kostendynamik begrenzen

3.3.5.1 Schuld und Umlage: Die Strompreiserzählung

„Doch wir wollen noch mehr für den Verbraucher erreichen, denn die Strompreisentwicklung darf nicht zur sozialen Frage des 21. Jahrhunderts werden.“ – Andreas Glück, Energiepolitischer Sprecher der FDP-Landtagsfraktion Baden-Württemberg (FDP/DVP Fraktion im Landtag Baden-Württemberg, 2013)

Vermutlich ist kein Thema, das zur Energiewende im Bezug steht, in seiner Ausdeutung derart von konkurrierenden Narrationen geprägt wie die Debatte um die Strompreise in Deutschland. Nicht nur treffen hier verschiedene Erzählungen von Ursachen und Lösungen aufeinander, sondern bereits dafür, wie die tatsächliche Höhe der Strompreise für Haushalts- und Industriekunden zu bewerten ist, existieren verschiedene Deutungsangebote (Maier, et al., 2014). Die Debatte wird weiterhin überlagert durch die Frage nach der tatsächlichen *Aussagekraft* von Strompreisen. Diese hängt wiederum auch davon ab, ob und inwieweit hierin externe Kosten wie Klima- und Umweltschäden sowie historische und nach wie vor bestehende Beihilfen abgebildet werden:⁵⁵ So kommt das FÖS (2015b) unter Aufsummierung aller direkten und indirekten Beihilfen auf einen um den Faktor sechs höheren Förderbetrag für konventionelle im Vergleich zu erneuerbaren Energien. Berücksichtigte man allein die aktuellen Beihilfen sowie die ökologischen Folgekosten, so würden konventionelle Energieträger (ca. 40 Mrd. Euro p.a.) nach wie vor stärker bezuschusst als erneuerbare (ca. 20 Mrd.):

Würde man die Belastungen des Staatshaushalts und die externen Kosten durch die konventionellen Energieträger nach EEG-Methode auf den Verbrauch der nicht privilegierten Stromabnehmer umlegen, läge diese Konventionelle-Energien-Umlage im Jahr 2014 bei umgerechnet 10,6 Cent pro Kilowattstunde (FÖS, 2015b, S. 5).

Trotz – oder gerade aufgrund – dieser Unsicherheiten erweist sich die zugeschriebene Kostendynamik der deutschen Energiepolitik als steter Begleiter öffentlicher Debatten. Ein Kulminationspunkt stellte hierbei die von Umweltminister Altmaier im Jahr 2013 aufgestellte Rechnung dar, allein die Förderung des Ökostroms könne bis 2040 mehr

⁵⁵ Weiterhin existiert, wenngleich als Minderheitsmeinung, die grundsätzliche Auffassung, Strom wäre immer noch zu billig, um seine externen Kosten korrekt abzubilden (Ludewig, 2012), wodurch erst eine tatsächliche Steuerungswirkung entfaltet und ein Rebound-Effekt vermieden würde.

als eine Billion Euro kosten, worin weitere Infrastrukturinvestitionen sowie die Kosten für Kapazitätsbereitstellungen noch nicht enthalten wären (Frankfurter Rundschau, 2013). Deutlicher Widerspruch hieran erfolgte durch Kritik an der Berechnungsgrundlage sowie auf Basis der oben umrissenen Relativierungen (Reuster & Küchler, 2013). Zudem haftet angesichts der hohen Investitionsvolumina in der Energiewirtschaft – gerade über Jahrzehnte hinweg betrachtet – der Schockwirkung selbst eines derartigen Betrags etwas Künstliches an. Dennoch wurde die Zahl in Medien- und Expertendiskursen vielfach aufgegriffen; sie repräsentiert daher in ihrer Darstellung sowie in ihrer Kritik recht anschaulich die argumentativen Mechanismen der Kostendebatte.

Es bleibt indes abzuwarten, ob es sich bei dieser ‚nur‘ um einen durch diskursive Mechanismen verstärkten Reflex auf tatsächlich existierende Überförderungs-Tatbestände und Systemfehler im Finanzierungsmechanismus handelt, oder ob vielmehr eine Trendwende des dominanten energiewirtschaftlichen Ziels innerhalb der Trias aus Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Kostengünstigkeit zu beobachten ist. Hier sind in der Vergangenheit bereits mehrere Kurswechsel zu beobachten gewesen (Duffield, 2009; Wurster, 2010; Wurster, 2013). Dagegen spricht zwar, dass sich die Kostendebatte seit der letzten EEG-Reform deutlich abgekühlt hat, andererseits fiel dies in eine Phase des leichten Absinkens der EEG-Umlage (s.u.). Gleichzeitig steht eine öffentliche Diskussion um Kapazitätsmechanismen noch aus. Diese wird bislang in Expertendebatten hauptsächlich unter Kostenaspekten geführt (Growitsch, et al., 2013), sodass auch im öffentlichen Diskurs Ähnliches zu erwarten steht.

3.3.5.2 Richtungsentscheidung der Energiewende: Maßnahmen zur Strompreisreduktion

Ob und für wen der Strompreis aus welchem Grund als zu hoch angesehen wird, und welche ökonomischen („Wettbewerbsfähigkeit“), ökologischen („externe Kosten“) und sozialen („Kostenverteilung“) Vergleichskriterien hierbei angelegt werden, stellt bereits eine komplexe Problemdefinition und -narration dar. Diese nimmt in ihrer erzählerischen Logik die schließlich geforderten politischen Konsequenzen zu einem großen Teil vorweg. Durch die Vielfalt an Deutungsmustern im Rahmen der Strompreisdebatte und den daraus resultierenden Regulierungsvorschlägen sind Positionierungen in der Strompreisdebatte somit gut dazu geeignet, als Prüfstein nicht

nur für konkrete Präferenzen, sondern auch für komplexe Deutungsmuster in einer fortschreitenden Energiesystemtransformation zu dienen.

Tatsächlich sind die Haushaltsstrompreise in Deutschland zwischen den Jahren 2000 und 2014 kontinuierlich gestiegen und im internationalen Vergleich als hoch anzusehen;⁵⁶ bei schließlich 28,81 Cent pro kW/h lag die Teuerungsrate in diesem Zeitraum bei 106% (Strom-Report, 2015). Etwas mehr als die Hälfte des Strompreises entfällt hierbei auf Steuern, Abgaben und Umlagen (s. Abbildung 6); der Rest teilt sich in den marktlich bestimmten Strompreis (25%) sowie die Netzentgelte (23%).

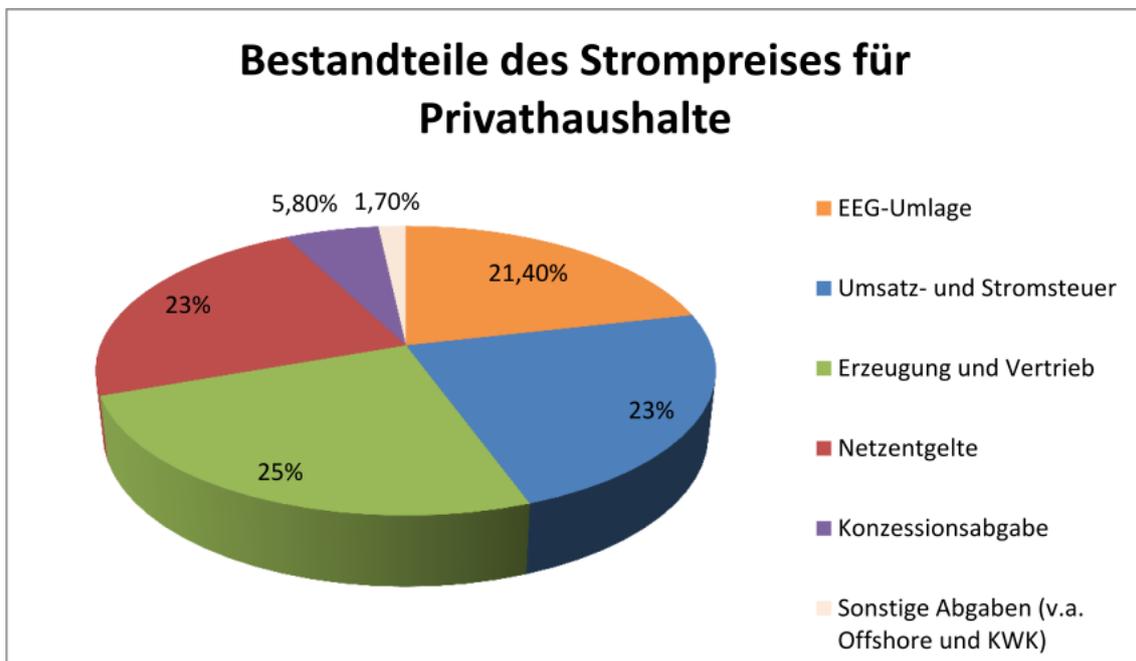


Abbildung 6: Bestandteile des Strompreises für Privathaushalte (angepasste Darstellung nach Strom-Report, 2016)

Durch die EEG-Umlage finanzieren Endverbraucher die garantierte Einspeisevergütung für EE-Anlagen (abzüglich der im Regelfall nicht kostendeckenden Börsenerlöse) sowie seit 2012 die Marktprämie zur zunächst optionalen Direktvermarktung. Die Umlage macht allein 21,4% des Strompreises aus (BDEW, 2015b, S. 6); sie stellt somit in der

⁵⁶ Komplexer stellt sich die Sachlage für Industriekunden dar, welche im europäischen Vergleich unlegbar zur Spitzengruppe gehören (Maier, et al., 2014; BMWi, 2014a, S. 7). Allerdings sind die durchschnittlichen Industriestrompreise seit 2009 langsam gesunken (Statista, 2015b). Zudem ergibt sich je nach *tatsächlich* zu zahlender Abgabenlast eine Kostenbandbreite, welche zwischen dem international sehr niedrigen Börsen- und dem vergleichsweise hohen Haushaltsstrompreis liegt, d.h. zwischen 3,6 und 28 Cent pro kW/h. Laut BDEW besteht innerhalb der Industrie je nach Befreiungsgrad eine theoretische Spannbreite von etwas weniger als 10 Cent (BDEW, 2014d, S. 4). Gerade stromintensive Betriebe erweisen sich hierbei als deutlich wettbewerbsfähiger denn vielfach dargestellt (Maier, et al., 2014, S. 17).

Tat einen Kostentreiber dar und lag im Jahr 2015, nach leichtem Rückgang, bei 6,17 Cent pro kWh Strom (FÖS, 2015b, S. 4). Im vorangegangenen Jahrzehnt war jedoch ein konstanter Anstieg zu beobachten gewesen (s. Abbildung 7).

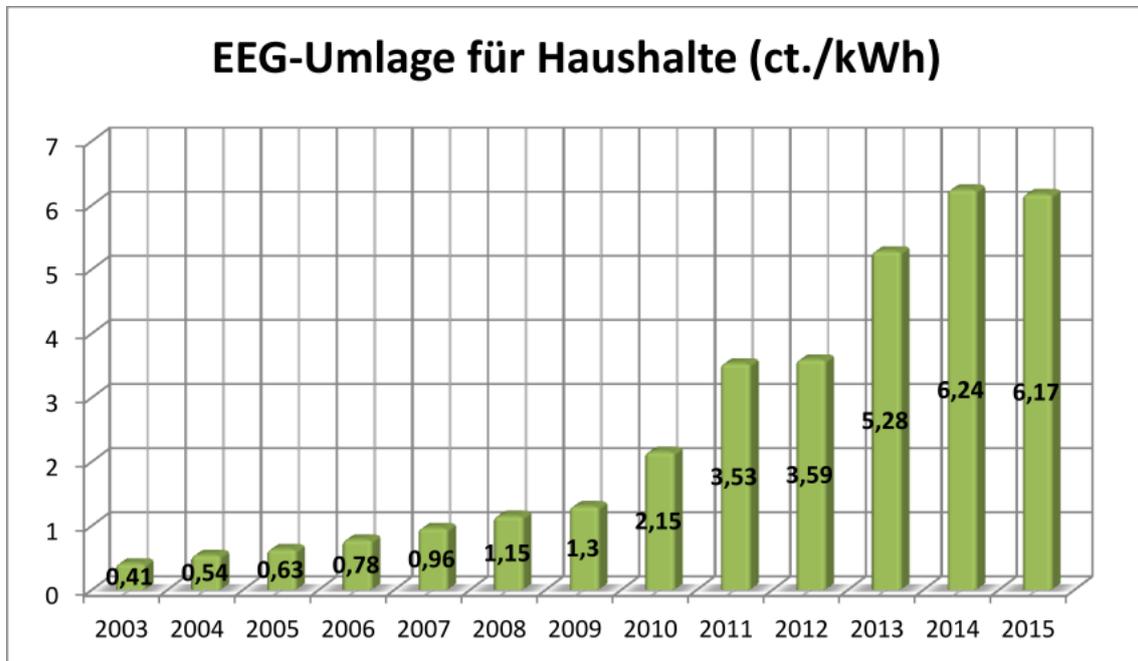


Abbildung 7: Entwicklung der EEG-Umlage für Privathaushalte (angepasste Darstellung nach Statista, 2016)

Ursache für diesen Anstieg war einerseits die hohe Dynamik bei der Neuinstallation förderfähiger Anlagen, deren Kostenwirkung sich zudem mit dem Mechanismus zur Umlageberechnung wechselseitig verstärkte, welcher seit 2010 in Kraft ist: Da die EEG-Umlage die Differenz zwischen Börsenstrompreis und der technologieabhängigen Einspeisevergütung ausgleicht, führt ein sinkender Strompreis – wenngleich volkswirtschaftlich eigentlich wünschenswert – zu einer höheren Umlage, welche durch nicht privilegierte Letztverbraucher aufzubringen ist. Gerade die wachsende Einspeisung von Ökostrom hat jedoch zur Senkung der Börsenstrompreise beigetragen, da teurere Anbieter (v.a. Gaskraftwerke) durch den sogenannten *Merit-Order-Effekt* aus dem Markt gedrängt werden (BEE, 2014, S. 5). Dies wird verstärkt durch den gegenwärtig ineffektiven EU-Emissionshandel (EU ETS), welcher durch ein strukturelles Überangebot an Emissionszertifikaten und entsprechend niedrige Preise von etwa 5 € pro Tonne CO₂ vor allem den Kohlestrom nicht angemessen bepreist. Daher wird die Steuerungswirkung des EU ETS mittlerweile stark in Zweifel gezogen (Petrick & Wagner, 2014). Wird der EE-Ausbau als Ursache für gestiegene Strompreise hervorgehoben, leitet sich hieraus ein Abbremsen der Ausbaudynamik bzw. eine

Kürzung der Fördersätze ab; dies geschieht etwa durch Ausbaukorridore (s. Kap. 3.3.1), ein Wechsel des Fördermodells hin zur Mengensteuerung oder Direktvermarktung (s. Kap. 3.3.2), oder die Abkehr von der Technologiedifferenzierung (s. Kap. 3.3.3). Ob diese Maßnahmen tatsächlich strompreisdämpfend wirken oder, vor allem durch Risikoaufschläge bei der Kapitalbeschaffung, nur theoretisch funktionieren, ist indes umstritten.⁵⁷

Die Strompreisdebatte entfaltet sich neben dem oben umrissenen Zustandekommen der *Gesamthöhe* der schließlich umzulegenden Förderkosten für EE-Strom jedoch auch entlang der Frage, wie diese zu *verteilen* bzw. abzufedern sind. Während im Normalfall Stromkunden anteilig pro bezogener kWh Strom an der Zahlung der EEG-Umlage beteiligt sind, wurden energieintensive Verbraucher sowie der Schienenverkehr im Rahmen der *Besonderen Ausgleichsregelung* hiervon jedoch anteilig befreit:

Ohne Begrenzung der Belastung wäre aber davon auszugehen, dass die Wettbewerbsfähigkeit stromkostenintensiver Unternehmen im internationalen Wettbewerb sinken und gegebenenfalls eine Produktionsverlagerung ins Ausland stattfinden würde. Solche [...] wären nicht nur ein erhebliches Risiko für die Attraktivität des Industriestandorts Deutschland. Sie würden auch zu einer Erhöhung der EEG-Umlage führen, da die Umlage dann auf einen kleineren Letztverbraucherkreis verteilt werden müsste (BAFA [Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle], 2015b, S. 4).

Im Zuge der EEG-Novelle 2014 und als Folge wettbewerbsrechtlicher Bedenken seitens der EU-Kommission wurde die Grundlage zur Ermittlung der antragsberechtigten Unternehmen modifiziert (ebd., S. 8);⁵⁸ im Resultat änderte sich der Kreis der entlasteten Unternehmen jedoch nur im geringen Maße (BAFA, 2015a, S. 2). Die konkrete Ausgestaltung der Ausnahmeregelung, ihre Entwicklung und Verteilungseffekte sowie wettbewerbsrechtliche Bedenken seitens der EU sind in der

⁵⁷ Vgl. hierzu etwa die Bewertung der Direktvermarktung durch Energy Brainpool (2013, S. 7): „Die Wirkung der geplanten verpflichtenden Direktvermarktung auf die EEG-Umlage ist daher eher als gering zu bewerten. Große Kostenersparnisse für die EEG-Umlage sind durch die geplante Maßnahme nicht zu erwarten, da die Umlagekosten durch die gleitende Marktprämie trotz der beschriebenen Effekte voraussichtlich nahezu konstant bleiben. Es findet lediglich eine Verschiebung von Vergütungsanteilen vom EEG-Anlagenbetreiber zum Vermarkter statt.“

⁵⁸ Durch das BAFA anerkannte energieintensive Unternehmen sind nicht mehr grundsätzlich privilegiert, sondern beteiligen sich gestaffelt an der Zahlung der EEG-Umlage; wiederum gestaffelte Ausnahmen bestehen allerdings für Unternehmen, welche hohem internationalen Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind (EnBW, 2014). Sie müssen „gemäß Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission als stromkosten- und handelsintensiv eingestuft“ sein (ebd., S. 2f).

Vergangenheit gut untersucht worden (Agora Energiewende, 2012; BDEW, 2014c; Haller, et al., 2013; Hirschl, 2008; Maier, et al., 2014) und sollen daher an dieser Stelle nicht ausführlicher dargestellt werden. Im Jahr 2014 profitierten insgesamt 2.461 Unternehmen von einer reduzierten EEG-Umlage:

Die Entlastungswirkung der Besonderen Ausgleichsregelung ist seit 2012 von 2,5 Mrd. auf 3,9 Mrd. Euro im Jahr 2013 auf rund 5,1 Mrd. Euro im Jahr 2014 angestiegen. Dies entspricht einem Anteil von 1,35 ct/kWh an der EEG-Umlage (BAFA, 2015b, S. 23).

Insgesamt besteht die EEG-Umlage laut Matthes (2014, S. 14) gegenwärtig „etwa 30% aus Umverteilungseffekten, die aus verschiedenen Privilegierungstatbeständen resultieren“. Ebendieser Sachverhalt hat sich im Zuge einer Gerechtigkeitsdebatte als Stein des Anstoßes erwiesen, da die Befreiung insgesamt bzw. die Angemessenheit ihres Umfangs in die Kritik gerieten. Neben Vorschlägen zur stärkeren Beteiligung der Industrie kamen jedoch auch weiterführende Maßnahmen ins Gespräch, so etwa der, einen weiteren Anstieg der EEG-Umlage im Rahmen eines Fonds zu finanzieren, wie etwa der ehemalige Umweltminister Klaus Töpfer oder die Bayerische Staatsregierung vorschlugen. Die Refinanzierung geschähe durch Steuern auf Gewinne von EEG-Anlagen nach Förderende (Töpfer & Bachmann, 2013) oder eine verzögerte Absenkung der Umlage, welche in naher Zukunft durch die Kostendegression von EE-Anlagen zu erwarten ist (Bauchmüller & Szymanski, 2015). Dies hätte faktisch eine Weiterführung der gegenwärtigen Förderung auf Basis von ‚Strompreisschulden‘ ermöglicht. Weniger behutsam, zumindest aus Sicht der Anlagenbetreiber, nahm sich dagegen die 2013 von Umweltminister Peter Altmaier eingebrachte „Strompreisbremse“ aus, welche ein vorübergehendes Einfrieren, gefolgt von einem gesetzlich begrenzten Anstieg der Umlagenhöhe durch einen verspäteten Vergütungsbeginn, also faktisch eine Vergütungskürzung, zum Inhalt gehabt hätte (BMU/BMWi, 2013). Beide Fälle zeigen, dass eine gewisse Bandbreite an Problemdefinitionen und Ansatzpunkte zur Kostendämpfung zu identifizieren sind. Erwähnt seien hierbei der vor allem von der SPD getragene Vorschlag der Senkung der Stromsteuer (Steinbrück & Machnig, 2013, S. 2), die Schaffung von Sozialtarifen für Endverbraucher oder eine gänzlich andere Umgestaltung der EE-Vermarktung durch die anteilige Echtzeitwälzung des bundesweiten Einspeiseprofiles an Stromhändler (Hauser, et al., 2014; s. ähnlich auch Freiburger Appell, 2014). Im Resultat fokussierte sich die EEG-Reform auf kostensenkende Maßnahmen, wie in Kap. 2.3 umrissen, wengleich der ursprüngliche, weitaus einschneidendere Entwurf der Bundesregierung im Zuge des

Gesetzgebungsprozesses entschärft wurde (BWE, 2014). Erklärtes Ziel war es jedoch zuletzt, die Vergütungshöhe für EE-Anlagen im Durchschnitt von aktuell 17 ct/kWh auf 12 ct zu senken (EnBW, 2014, S. 2).

3.3.5.3 Kategorien und Operationalisierung für die Clusteranalyse

Aus dem Geflecht der Ursachenbeziehungen rund um die Strompreisproblematik ergeben sich zwei Komplexe aus Erklärungs- und vor allem Lösungsmustern, woraus sich die Kategorisierung der Akteure ableitet. In der Ausprägung *(1) sonstige Kostenbegrenzung* werden Schuldzuschreibungen des EE-Ausbaus im Wesentlichen vermieden bzw. relativiert dargestellt, etwa durch Verweis auf langfristige Kostendegression, vermiedene ökologische Kosten oder Darstellung konventioneller Beihilfen. Belastungen der Endverbraucher werden mit Blick auf die Industrie – etwa unter Verweis auf sinkende Börsenstrompreise – tendenziell als erträglich betrachtet; auf Verbraucherseite soll Entlastung über Straffung der Ausnahmeregelung, anderweitige Entlastungen und/oder eine Reform des Umlagemechanismus geschehen.

Demgegenüber sieht die konkurrierende Strompreis-Darstellung *2) EE-Förderung reduzieren* im Wesentlichen die Ausbaudynamik der Erneuerbaren Energien in der Verantwortung, wobei die Folgen teils überhöhter Fördersätze und fehlender Ausbausteuerung auf Endverbraucher abgewälzt würden, was wiederum zu sozialen Spannungen („Stromarmut“) und Einbußen in der Wettbewerbsfähigkeit des produzierenden Gewerbes in Deutschland führen würde („Deindustrialisierung“). Dementsprechend erscheint die Ausnahmeregelung als gerechtfertigter Beitrag zur Sicherung der wirtschaftlichen Basis. Darüber hinaus müssten mit der Reduktion der EE-Förderung durch einen langsameren Ausbau und/oder niedrigere Fördersätze die Ursachen des Problems angegangen werden. Generell finden hierbei die Frames der *Ablehnung staatlicher Markteingriffe* sowie der *Kostengünstigkeit* des etablierten Energiesystems Anwendung.

3.3.6 Förderung der Offshore-Windkraft

3.3.6.1 Stromerzeugung in rauer See?

Windkraftanlagen an Land sind mit dem Nachteil behaftet, dass sie den festlandstypischen Schwankungen der Windstärke unterliegen und zuweilen wenig oder gar keinen Strom einspeisen. Gerade fernab der Küsten kommt hier auch im Normalfall nur mäßiger Wind auf, was insgesamt zu einer sehr niedrigen Volllaststundenzahl führt (s. Abbildung 8). Diese Eigenschaften müssen durch hohe Installationszahlen, große Rotorhöhen und spezielle Schwachwinddesigns ausgeglichen werden (s. Kap. 3.3.3 und 3.3.4). Zudem ist bereits dargelegt worden, dass Windkraftanlagen nicht selten als Einschränkung für Natur, Gesundheit und Lebensqualität empfunden werden. Dies wird dadurch verstärkt, dass gerade im Binnenland die aus wirtschaftlichen Gründen zu nutzenden Standorte (z.B. auf Höhenzügen) besonders exponiert sind – wodurch der ästhetische Eingriff in die Kulturlandschaft umso deutlicher wahrgenommen wird. Demgegenüber scheinen Seegebiete für die Windkraftnutzung geradezu prädestiniert, da sie eine gleichmäßig hohe Windausbeute ermöglichen. Mit wachsender Entfernung zur Küste nimmt jedoch nicht nur Volllaststundenzahl zu; gleichzeitig verringert sich die Sichtbarkeit – und damit das Potenzial für lokale Proteste. Dafür schlagen für Installation, Wartung und Betriebsführung deutlich höhere Kosten zu Buche.

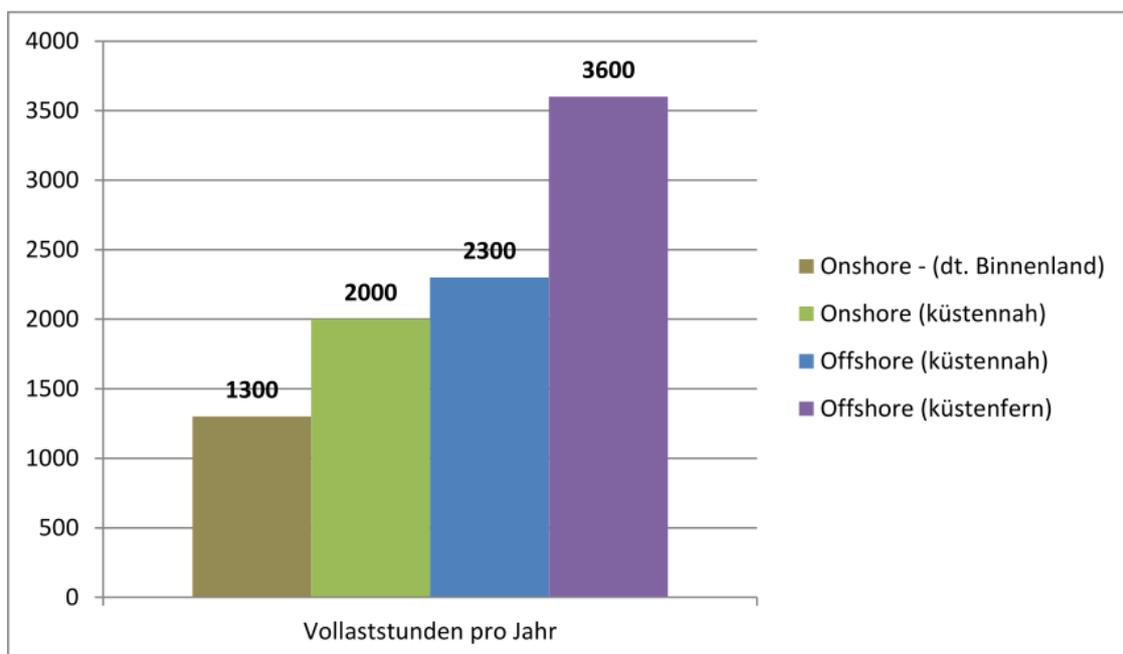


Abbildung 8: Abhängigkeit der Volllaststunden vom Standort der WKA (eigene Darstellung basierend auf Statista, 2015a)

Erste Vorgaben für die Offshore-Windkraft in deutschen Gewässern wurden seitens der Bundesregierung bereits 2002 festgelegt. Mit einer seit dem EEG 2009 verbesserten Vergütung (AEE 2015c) und einer prominenten Rolle im für die Energiewende grundlegenden Energiekonzept von 2010 wurden diese Ziele nochmals forciert (BMW, 2010): Bis zur EEG-Reform 2014 war vorgesehen, in Nord- und Ostsee bis 2030 eine Leistung von insgesamt 25 GW zu installieren (Müller-Kraener & Langsdorf, 2012, S. 47). Die Entscheidung hierfür spiegelt einerseits das energiewirtschaftlich sehr verbreitete Deutungsschema wider, dass Strom dort erzeugt werden sollte, wo – zumindest innerhalb Deutschlands – die günstigsten Voraussetzungen herrschten. Hierbei spielte auch die Wahrnehmung eine Rolle, dass das Onshore-Potenzial für das Ziel weitgehender regenerativer Vollversorgung nicht ausreichen würde bzw. in seiner Erschließung nicht wirtschaftlich wäre. Zudem zeigen sich auf dem Politikfeld jedoch auch die Folgen recht langlebiger korporatistischer Strukturen. Immerhin erscheint die Offshore-Branche als ein rentables Geschäftsfeld, auf welchem große Energieversorger⁵⁹ ihr Erzeugungsportfolio weitgehend konkurrenzlos erweitern könnten (s. Abbildung 9). Denn wenngleich es sich um eine ‚grüne Technologien‘ handelt, implizieren die Großskaligkeit der Offshore Windkraft – der Windpark Bard 1 weist eine installierte Leistung von 400 MW auf (Die Welt, 2015) – sowie ihr enormes Investitionsvolumen⁶⁰ doch die Fortführung eines eher zentralen Energiepfades.

⁵⁹ Allerdings beteiligten sich auch Stadtwerke bzw. Stadtwerkekonsortien an Offshore-Windkraftanlagen, insbesondere die Stadtwerke München, welche über hohe Kapitalkraft verfügen und sich selbst ambitionierte EE-Ziele gesetzt haben. Dennoch sind derartige Beteiligungen für Privatinvestoren und Bürgerinitiativen kaum vorstellbar.

⁶⁰ In der Folge sind auch die großen Energieversorger auf Geldgeber wie Fonds und Versicherungen angewiesen, welche wiederum durch die relative Sicherheit der garantierten Einspeisevergütung sowie überdurchschnittliche Renditen angezogen werden. Nach Balks & Breloh (2014, S. 27) wird seitens Investoren „eine Eigenkapital-Renditeerwartung nach Steuern für Offshore-Projekte von durchschnittlich 7,5% genannt.“

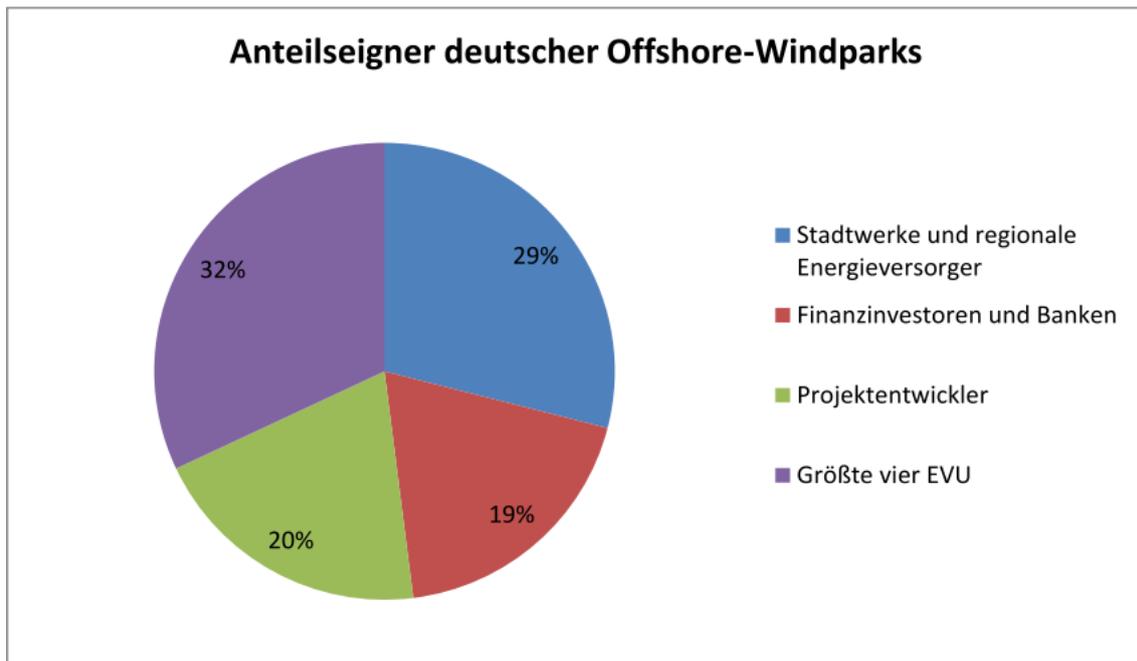


Abbildung 9: Anteilseigner an Offshore-Windparks (eigene Darstellung basierend auf Balks & Breloh, 2014, S. 27)

Der erste deutsche Offshore-Windpark *alpha ventus* speist seit dem Jahr 2010 in der Nordsee regenerativ erzeugten Strom ins Netz ein; sein Betrieb dient jedoch vor allem der Technologieerprobung für die beteiligten Energieversorger EWE, E.ON und Vattenfall. Der erste kommerzielle Windpark *Baltic 1* folgte 2011 in der Ostsee; insgesamt sind – stand September 2014 – 34 Parks mit 9.500 GW installierter Leistung genehmigt (NDR, 2015a). Vollständig installiert waren etwa 2.350 MW, davon 1.300 ohne Netzanschluss (Statista, 2015c). Die Branche erwirtschaftet einen Umsatz von 1,9 Mrd. Euro und hat 18.800 Beschäftigte (AEE, 2015d).

In den vergangenen Jahren haben sich jedoch zahlreiche Hürden offenbart, welche die Installationsrate hinter die Ziele des Energiekonzeptes zurückfallen ließ. Zunächst stellte sich gerade die Entscheidung, vorrangig außerhalb der 12-Meilenzone zu bauen, als logistische und technologische Herausforderung heraus. Diese Notwendigkeit jedoch war durch die Antizipation von Akzeptanzkonflikten begründet: „Anders als in Dänemark oder in Schweden sind ausgesprochene Nearshore-Standorte unter 12-15 Kilometern Küstenentfernung hierzulande kaum konsensfähig und nach Lage der Dinge vermutlich auch nicht (mehr) genehmigungsfähig“ (Mautz & Byzio, 2004, S. 123).⁶¹ Vor allem jedoch die seitens des Netzbetreibers zu garantierende Anbindung

⁶¹ Der Großteil der Planungen für Offshore-Windparks in Deutschland betrifft Standorte innerhalb der Ausschließlichen Wirtschaftszone. Innerhalb der 12 sm-Grenze, d.h. im Bereich

ans Stromnetz mittels HGÜ-Technologie (durch TenneT in der Nord- und 50Herz in der Ostsee) erwies sich als ebenso teuer wie kompliziert – Probleme reichen hier von der Beseitigung von Weltkriegsmunition vor der Küste bis zur mangelnden Erfahrung bei der Installation von Konverterstationen. Der Netzbetreiber TenneT, welcher die Hauptlast der Netzanbindung zu tragen hat, war nach eigenem Bekunden durch das zu stemmende Investitionsvolumen sowie durch Zulieferengpässe überfordert (Bauchmüller, 2011). Die abzusehenden Verzögerungen bei der Netzanbindung wirkten sich schließlich auch auf die Investitionsneigung aus, da bei einem nicht angeschlossenen Park Verluste für den Betreiber drohten. Umgekehrt war der finanziell⁶² und organisatorisch an seine Grenzen geführte Netzbetreiber kaum bereit, Netzanbindungen ohne die Gewissheit voranzutreiben, dass an deren Endpunkten auch zeitnah Erzeugungskapazitäten installiert würden. Immerhin refinanziert der Netzbetreiber seine Investitionen nur durch Netzentgelte, welche erst bei tatsächlich *transportiertem* Strom anfallen.

Um dieses Henne-Ei-Problem aufzulösen, wurde unter der schwarz-gelben Bundesregierung im Rahmen der EnWG-Novelle 2012 schließlich eine Haftungsumlage eingeführt, welche ähnlich der EEG-Umlage auf den Strompreis aufgeschlagen wurde und vom Verbraucher zu zahlen war. Kern dieser Maßnahme war es, die Risiken für Netz- und Windparkbetreiber zu minimieren: Im Falle einer verzögerten bzw. gestörten Anbindung muss der Netzbetreiber, solange ihm kein Vorsatz nachgewiesen werden kann, selbst nur *anteilig* mit einem nach Schadensumfang und Verschuldungsgrad gestaffelten Selbstbehalt zwischen 5% und 20% für entgangene Erlöse des Anlagenbetreibers haften. Bei – vom Netzbetreiber nachzuweisender – leichter Fahrlässigkeit ist dieser Selbstbehalt auf 17,5 Mio. Euro beschränkt; auch bei grober Fahrlässigkeit liegt die Höchstgrenze des Eigenanteils pro Schadensereignis bei 110 Mio. Euro (Wagner, 2013). Eine Begrenzung i.H.v. 210 Mio. Euro besteht darüber hinaus auch bei der maximalen jährlichen Haftung seitens des Netzbetreibers für die insgesamt fahrlässig verursachten Schäden (IHK Region Stuttgart, 2011). Die verbleibende Differenz der Summe zur Entschädigung für

des Küstenmeeres, sind die jeweiligen Bundesländer für die Errichtung von Anlagen zuständig (BSH [Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie], 2015)

⁶² „Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt in den nächsten zehn Jahren je nach Szenario insgesamt circa 17 Mrd. € bis 23 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes von rund 13 Mrd. € sind hier bereits Berücksichtigt“ (BSH [Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie], 2013).

Anlagenbetreiber, welche ab dem 11. Tag nach dem im Vorhinein angekündigten Fertigstellungstermin 90% der EEG-Vergütung für eine vergleichbare Anlage im jeweiligen Zeitraum beträgt, wird aus der Offshore-Umlage erstattet (BMW, 2012b).⁶³ Der Windparkbetreiber hingegen wird verpflichtet, die Anlagen nach Fertigstellung der Netzanbindung binnen 18 Monaten fertigzustellen (Energate, 2012).

Die im relativen Konsens durchgeführte Maßnahme ist aus regulatorischer Sicht insofern bemerkenswert, als hier die zum Rollout einer Technologie nötige rahmende Infrastruktur über eine Gemeinschaftshaftung zwar nicht finanziert, aber durch staatliche Vermittlung weitgehend ihrer Unsicherheitskomponente beraubt wurde. Dies fügt sich in das Gesamtbild, dass der regulative Rahmen für diesen Technologiepfad als auch im internationalen Vergleich bemerkenswert wohlwollend beschrieben wird (Portman, et al., 2009, S. 3605). Ähnliche Maßnahmen werden auch für Speichertechnologien oder Elektromobilität gefordert, jedoch bislang kaum durchgesetzt, woran die außerordentliche Unterstützung für die Offshore-Windkraft seitens der Bundesregierung deutlich wird. Kennzeichen ist hier wohlgemerkt keine direkte Technologieförderung, welche bereits in Gestalt der EEG-Vergütung für Offshore-Windstrom bereitsteht, sondern die faktische Garantie infrastruktureller Vorleistung, welche wesentlich dazu beiträgt, dass ein Technologiepfad sein Entwicklungspotenzial entgegen sozio-technischer Trägheiten auch verwirklichen kann.

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung durch die BNetzA wird zudem seit 2013 jährlich ein Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) erstellt, in welchem die Bundesbehörde in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern „den Bedarf an Netzanbindungssystemen [...] unter Berücksichtigung der erwarteten geographischen Verteilung der Offshore-Windparks und der an den Netzverknüpfungspunkten im Übertragungsnetz verfügbaren Netzanschlusskapazitäten die Anfangs- und Endpunkte von Netzanbindungssystemen“ bestimmt (Netzentwicklungsplan Strom, 2014, S. 1). Allerdings wurde bei der EnWG-Novelle 2012 als Resultat des teuren und langwierigen Netzanschlusses ein „Systemwechsel“ eingeleitet, bei dem der individuelle Anbindungsanspruch von Offshore-Windparks durch eine Gesamtplanung für den Ausbau von Anbindungssystemen in der Nord- und Ostsee im Rahmen des O-NEP

⁶³ Diese ist nicht identisch mit der EEG-Umlage, aus welcher die Einspeisevergütung für sämtliche förderfähigen EE-Anlagen – darunter auch Offshore-WKA – abzüglich des Börsenwertes dieses Stroms finanziert wird.

abgelöst wird“⁶⁴ (BNetzA, 2015a, S. 5). Die Netzanbindung von Offshore-Windparks wird also hinsichtlich Zeitplan und Anschlussleistung zugewiesen, wobei das zugrundeliegende Verfahren verschiedene Effizienzkriterien⁶⁵ sowie die existierenden Baufortschritte mit Blick auf das bereits vor dem O-NEP existierende Startnetz berücksichtigt. Zentrales Kriterium ist hierbei, neben der optimalen Ausnutzung von Konverterstationen, die Küstenentfernung, welche in fünf Clustern abgebildet wird. Vorerst sollen – auch als Folge der reduzierten Ausbauziele im Zuge der EEG-Novelle 2014 – hauptsächlich die küstennahen Cluster 1 und 2 angebunden werden (Strunz, 2014; BNetzA, 2015a, S. 42ff). Mit diesem Vergabeverfahren sucht die Netzagentur auch auf dem Verhandlungswege einen Kompromiss aus Kosteneffizienz und Anschlussgewährleistung. Allerdings hat dieses Verfahren zu Klagen seitens der Betreiber von in Bau oder Planung befindlichen Windparks⁶⁶ geführt (Strunz, 2014; Energate, 2015j, S. 3). Die beschriebenen Maßnahmen sollten jedoch nicht zwingend als grundsätzliche Deckelung des Offshore-Pfades, sondern können auch als Beitrag zur langfristigen Steuerbarkeit des Ausbaus bzw. dessen Kostenoptimierung gedeutet werden.

Auf die Bauverzögerungen im Offshore-Bereich hat die Bundesregierung zudem mit der Einführung (sowie im Jahr 2014 mit der Verlängerung) eines *Stauchungsmodells*⁶⁷ für die Vergütung (BMW, 2014d) sowie einem KfW-Kreditprogramm reagiert (Prognos & Fichtner, 2013, S. 5). Dies wurde in der EEG-Novelle von 2014 beibehalten; gleichzeitig wurde das Ausbauziel jedoch von 10 auf 6,5 GW in 2020 sowie 15 GW in 2030 herabgesetzt. Auch hierunter verbarg sich keine verminderte Unterstützung, sondern vielmehr eine Anpassung der Vorgaben an das angesichts der bestehenden Verzögerungen gerade noch zu Erreichende (AEE, 2015d).

⁶⁴ Erst in der EEG-Novelle von 2011 war die Verantwortung zur Netzanbindung vollständig und ohne zeitliche Deckelung auf die ÜNB übertragen worden; dies sollte die Investitionsunsicherheit vergangener Jahre beenden (Müller-Kraener & Langsdorf, 2012, S. 47).

⁶⁵ Dies sind: der Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Anlagen, die effiziente Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität, die räumliche Nähe zur Küste sowie die geplante Inbetriebnahme der Netzanknüpfungspunkte (BNetzA, 2015a, S. 31)

⁶⁶ Es handelt sich hierbei um über 40 geplante Parks mit meist über 100km Küstenentfernung, welche in den Anbindungsclustern 3 bis 5 liegen. Strunz (2014) schätzt, dass hierbei bereits mehr als 100 Mio. Euro Planungskosten angelaufen sind.

⁶⁷ Dies erhöht die Vergütung für Windparkbetreiber zu Beginn der 20-jährigen Förderdauer zulasten der späteren Förderjahre. Hierdurch wird anteilig eine schnellere Refinanzierung des Projektes ermöglicht, was wiederum die zuletzt schwierige Kapitalbeschaffung erleichtert.

3.3.6.2 Richtungsentscheidung der Energiewende: Beibehaltung des Offshore-Pfades?

Aus allen Schwierigkeiten bei Installation und Betrieb der Offshore-Windparks sowie der zugehörigen Infrastruktur an Konvertern, Seekabeln und dem Anschluss an das Festlands-Stromnetz, ist jedoch längst kein grundsätzliches Scheitern der Technologie abzuleiten, wie die zuletzt gestiegenen Ausbautzahlen unterstreichen. Angesichts von Kostensteigerung und Bauverzögerungen, vor allem aber der Weiterentwicklung der Windenergie an Land, sind Umfang und Tempo der Ausbauziele der Bundesregierung in den vergangenen Jahren jedoch in Zweifel gezogen worden. Dies geht nicht zuletzt mit der Wahrnehmung dezentraler Alternativen einher, wobei Dezentralität einerseits eine regional stärker verteilte EE-Installation (z.B. Windkraft in Süddeutschland) als auch Kritik an der ‚Konzernlastigkeit‘ der Offshore-Windkraft meint (s. Kapitel 2.2). Wegweisend für die Debatte war, wie in Kap. 3.3.3 bereits umrissen, die Agora-Studie *Kostenoptimaler Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland* (Agora Energiewende, 2013c), welche verschiedene Ausbauszenarien der räumlichen Verteilung und technologischen Schwerpunktsetzung verglich:

Durch eine Verlagerung des Zubaus von Windkraftanlagen auf dem Meer hin zu Windkraftanlagen an Land (im Norden oder Süden) können erhebliche Kosten eingespart werden (gut zwei Milliarden Euro jährlich im Jahr 2023). Gleichzeitig gilt es, das noch erhebliche Potenzial an Technologie-Innovationen und Kostensenkungen bei der Offshore-Windkraft zu realisieren. Ohne weiteren Ausbau ist dies nicht möglich. Hier gilt es, die richtige Balance zu finden (Agora Energiewende, 2013c, S. 17).

Je nach Ausbauszenario würden die jährlichen Einsparungen in 2023 zwischen 1,9 und 2,4 Mrd. Euro betragen (ebd. S. 7); der Offshore-Windkraft wurde hierbei ein Minimalausbau von 5 GW (2023) bzw. 9 GW (2033) als Rahmenbedingung gesetzt (ebd. 4). In beiden Optimierungsszenarien blieb die Installation bis 2023 also unter 10 GW (ebd. 27).

Auch das Kernargument, der „nahezu grundlastfähige“ Charakter der Offshore-Windkraft sei kaum hoch genug zu bewerten (SPD-Fraktion Thüringer Landtag, 2014), verliert angesichts der Ausdifferenzierung der Versorgungssicherheits-Debatte an Zugkraft. Bemerkenswerterweise folgen gerade nicht-wissenschaftliche Offshore-Kritiker jedoch auch der Argumentationslinie, Technologien nach ihrem *derzeitigen Marktreifestand* zu bewerten – ebendies wird gerade angesichts der ursprünglich vergleichsweise teuren Photovoltaik mit Blick auf zukünftige Technologiepotenziale

üblicherweise relativiert. Konsequenterweise streichen Befürworter der Offshore-Technologie demgegenüber die technologischen Lerneffekte heraus, welche in naher Zukunft zu einer deutlichen Kostendegression führen könnten. Eine Prognos-Studie zu Kostensenkungspotenzialen der Offshore-Windenergie kommt zu dem Schluss, dass „die mittleren Kosten der Stromerzeugung über 20 Jahre Betriebszeit [...], in zehn Jahren je nach Standort schrittweise um bis zu 32% und bei optimalen Marktbedingungen [...] um bis zu 39% reduziert werden“ könnten (Prognos & Fichtner, 2013, S. 7). Bedingung hierfür wären jedoch Ausbaupfade zwischen 9 und 14 GW bis 2023, welche technologische Weiterentwicklungen und ökonomische Skaleneffekte sicherstellen würden; dies wiederum setzte ein stabiles und förderliches regulatorisches Umfeld voraus (ebd. 11). Ähnlich argumentiert auch das Fraunhofer IWES, welches die wirtschaftliche, strukturpolitische und Versorgungssicherheit garantierende Rolle der Windkraftnutzung auf dem Meer betont. Anders als bei der oben genannten Agora-Studie rückt man hier das zukünftige Potenzial der Offshore-Windenergie zu Senkung der Systemkosten in den Vordergrund (Fraunhofer IWES, 2013, S. 3ff).

Die Reihe teils widersprüchlicher Bewertungen der Offshore-Windnutzung im Zuge der Energiewende ließe sich fortsetzen, jedoch illustrieren die drei bislang zitierten Studien die Grundfrage, inwiefern – schwer abzuschätzende – zukünftige Kostensenkungspotenziale und Versorgungssicherheitsbeiträge ihren Niederschlag in aktueller Förderpolitik finden sollten. Insgesamt offenbart sich kaum eine Fundamentalopposition zur Offshore-Windkraft; auch ökologische Bedenken seitens von Umweltverbänden laufen eher auf strenge Bau- und Betriebsvorschriften sowie Schutzgebiete im Sinne eines „naturverträglichen Ausbau[s]“ denn auf gänzliche Ablehnung hinaus (NABU [Naturschutzbund Deutschland], 2014b) Jedoch wird die besondere Unterstützung des Technologiepfades durch Genehmigungsverfahren und finanzielle Förderung in Frage gestellt. Da jedoch auch die Offshore-Branche die Notwendigkeit dieser Maßnahmen anerkennt, würde durch deren Unterlassung eine deutliche Einschränkung der Offshore-Installation in Kauf genommen.

3.3.6.3 Kategorien und Operationalisierung für die Clusteranalyse

Die untersuchten Akteure konnten zwei Kategorien zugeordnet werden, wobei erstere der Offshore-Windkraftnutzung insofern kritisch gegenüberstehen, als sie in erster Linie die hohen Kosten im Vergleich zu den Alternativen auf dem Festland sowie den

zentralistischen Charakter der Technologie kritisieren. Operationalisiert wird dies v.a. durch die Forderung nach geringeren bzw. zeitlich gestreckten Ausbauzielen. Indirekt offenbart sich diese Gegnerschaft in der Ablehnung von Einzelmaßnahmen wie der Haftungsbegrenzung für ÜNB oder der Verlängerung des Stauchungsmodells. Umgekehrt werden in der zweiten Kategorie die Unterstützer eines forcierten Offshore-Pfades erfasst, wobei diese sich im Wesentlichen durch die Beibehaltung der recht ambitionierten Ausbauziele der Bundesregierung äußert. Mit geringen Einschränkungen gilt dies auch für die reduzierten Ausbauvorgaben nach der EEG-Novelle 2014, da hier angesichts der ohnehin evidenten Ausba verzögerungen de facto keine Deckelung stattgefunden hat. Weiterhin erfolgt die Zuordnung zur Forcierungs-Kategorie indirekt, wenn solche Maßnahmen unterstützt bzw. gefordert werden, welche die Rahmenbedingungen für Offshore-Windkraft verbessern.

3.3.7 Umfang des Übertragungsnetzausbaus

3.3.7.1 Das Rückgrat der Energiewende?

„Es gibt kein Argument, dass nicht gegen den Netzausbau vorgebracht wird.“ – Jochen Homann, Präsident der Bundesnetzagentur (Energate, 2015g, S. 2)

„Andererseits sollte jedoch die Rolle der Infrastruktur im Rahmen der Energiewende auch nicht unnötig überhöht werden. [...] Schon gar nicht sollte mangelnder Infrastrukturausbau gleichsam als ‚Geisel‘ missbraucht werden, der Systemtransformation Einhalt zu gebieten.“ – von Hirschhausen (2011, S. 19)

Traditionell besteht seitens der Befürworter eines zügigen Übergangs zu einem EE-basierten Energiesystem ein hohes Bewusstsein um die Notwendigkeit eines ausreichenden Netzzugangs (s. etwa Battaglini & Lillestam, 2011), was zu einer hohen Sensitivität gegenüber Fragen des Netzausbaus geführt hat. Das EEG garantiert die Abnahme des Grünstroms und verpflichtet Verteilnetzbetreiber, den Netzanschluss zeitnah sicherzustellen. Eine der ersten Hauptaufgaben der Bundesnetzagentur war dementsprechend die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für Kleinerzeuger (s. Kap. 5.6). Gleichzeitig stellte sich auch seitens der Bundesregierung und zahlreicher energiewirtschaftlicher Akteure die Erkenntnis ein, dass neue Energieinfrastrukturen massive Nachrüstungen auf allen Netzebenen erforderlich machen würden: Einerseits müssten *Verteilnetze* vom bloßen Verteiler des Stroms aus höheren Netzebenen zum zunehmend intelligenten, in beide Richtungen funktionierenden Knotenpunkt aufgerüstet werden, welcher kleinteilig eingespeisten EE-Strom bündelt und dabei die Netzqualität sicherstellt (s. dena, 2012b sowie ausführlich Kap. 6).

Die in diesem Kapitel im Fokus stehenden *Übertragungsnetze* hingegen müssten verstärkt und teils neu errichtet werden, da bei aller Dezentralität in einem EE-gestützten Energiesystem Last- und Erzeugungszentren voraussichtlich stärker auseinanderklaffen werden: Während sich Ballungsräume und Industriezentren nach wie vor im Süden und Westen befinden, wo traditionell auch ein Großteil der Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke errichtet worden ist, herrschen günstige naturräumliche Voraussetzungen sowie ein besonderer politischer Wille zur EE-Installation eher im Norden und Osten Deutschlands. Zudem können Lastspitzen durch die starke Fluktuation von Wind- und PV-Strom durch hohe Transportkapazitäten aufgefangen

und überregional verteilt werden. Durch sogenannte *Portfolioeffekte* wäre dergestalt auch ein Beitrag zu Versorgungssicherheit geleistet, da Windflauten und Bewölkung nur selten das komplette Bundesgebiet – ganz zu schweigen vom europäischen Verbundraum – erfassen: „Der Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien fällt umso leichter, je großflächiger dieser Ausgleich erfolgen kann“ (Leprich, et al., 2012, S. 48). Etwas im Schatten der Diskussion um den durch die Energiewende begründeten Netzausbau steht jedoch die Tatsache, dass Investitionen in die Netzinfrastruktur ohnehin nötig geworden wären: So weist ein Großteil der deutschen Netze bereits ein beachtliches Alter auf; zudem wären allein durch die Erneuerung des fossilen Kraftwerksparks sowie die zunehmende Schaffung eines europäischen Energie-Binnenmarktes verschiedene Neubauprojekte nötig gewesen. Das FÖS spricht daher von durch die Energiewende geschaffenen „Netzausbaumehrkosten“ (2013, S. 8).

Seit 2005 obliegt den Übertragungsnetzbetreibern die Planung und Errichtung neuer Stromtrassen. Dabei werden sie durch die Bundesnetzagentur beaufsichtigt, deren Aufgabe die Wettbewerbsüberwachung auf leitungsgebundenen Märkten darstellt (sog. *natürliche Monopole*). Die Ausbauplanung fußte zunächst vor allem auf den vielbeachteten, aber nicht unumstrittenen Dena-Netzstudien I und II. Deren Erkenntnisse zur Ausbaunotwendigkeit fanden 2009 den Weg das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) sowie in das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) von 2011 (Schnelle & Voigt, 2012, S. 11). Es stellte sich jedoch heraus, dass gerade Leitungsneubauten nur sehr verzögert umgesetzt werden konnten. Die Ursachen hierfür sind vielfältig: Neben genehmigungsrechtlichen Problemen – gerade bei länderübergreifenden Trassen – sowie der anfangs unklaren Refinanzierung über Netzentgelte⁶⁸ waren es jedoch vor allem die Proteste von Anwohnern, welche Aus- und Neubauvorhaben teils auf Jahre zum Erliegen brachten (Steinbach, 2013, S. 224). Entscheidende Gründe hierfür wiederum waren vor allem „die Sorge vor elektromagnetischen Feldern, die Beeinträchtigung des Wohnumfelds und des Landschaftsbilds sowie der Wertverlust der Grundstücke“ (DUH [Deutsche Umwelthilfe], 2013, S. 7). Auch ein geringes Vertrauen in die Netzbetreiber sowie ein zumindest subjektiver Mangel an

⁶⁸ Die Investitionsbedingungen wurden im Zuge des NABEG verbessert, sodass ÜNB für neue Leitungen fortan eine Rendite von 9% auf die Netzentgelte umlegen konnten. Überdies konnten Investitionskosten sofort geltend gemacht werden (Buchanan, 2012, S. 22).

Verfahrensgerechtigkeit sind als Teil des Ursachenkomplexes für Bürgerproteste identifiziert worden (s. für eine nicht-deutsche Fallstudie auch Devine-Wright (2012)). In der Folge waren 2012 erst 214 der im EnLAG als vordringlich erachteten 1.843 Trassenkilometer fertiggestellt worden (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2012, S. 44). Als Reaktion auf diesen Zustand wurde im Zuge der Energiewendegesetze 2011 das *Netzausbaubeschleunigungsgesetz* (NABEG) erlassen. Dieses bündelt bei länderübergreifenden Trassen die einzelnen Raumordnungsverfahren im Rahmen einer Bundesfachplanung. Zusätzlich wurde im EnWG die Erstellung und jährliche Aktualisierung eines *Netzentwicklungsplans* (NEP) verankert (s. Kap. 5.5.2 und 5.6), welche Bedarf und Verlauf von Leitungstrassen unter Einbeziehung von Stakeholdern und Öffentlichkeit transparent ermitteln soll (BMWi, 2011; BNetzA, 2015e). Dieser fußt wiederum auf einem Szenariorahmen, der – erstmals 2012 erstellt – die Bandbreite zukünftiger energiewirtschaftlicher Entwicklungen umreißen soll und ebenfalls jährlich aktualisiert wird. Der solcherart identifizierte Neubaubedarf wurde 2013 im *Bundesbedarfsplangesetz* verankert, welches spätestens aller drei Jahre überarbeitet werden soll. Dieses enthält noch keine konkreten Trassenverläufe, sondern nur deren grundsätzliche Notwendigkeit sowie Anfangs- und Endpunkte. Die Trassenkorridore werden erst im Zuge der Bundesfachplanung ausgearbeitet und anschließend im Planfeststellungsverfahren durch die ÜNB präzisiert.

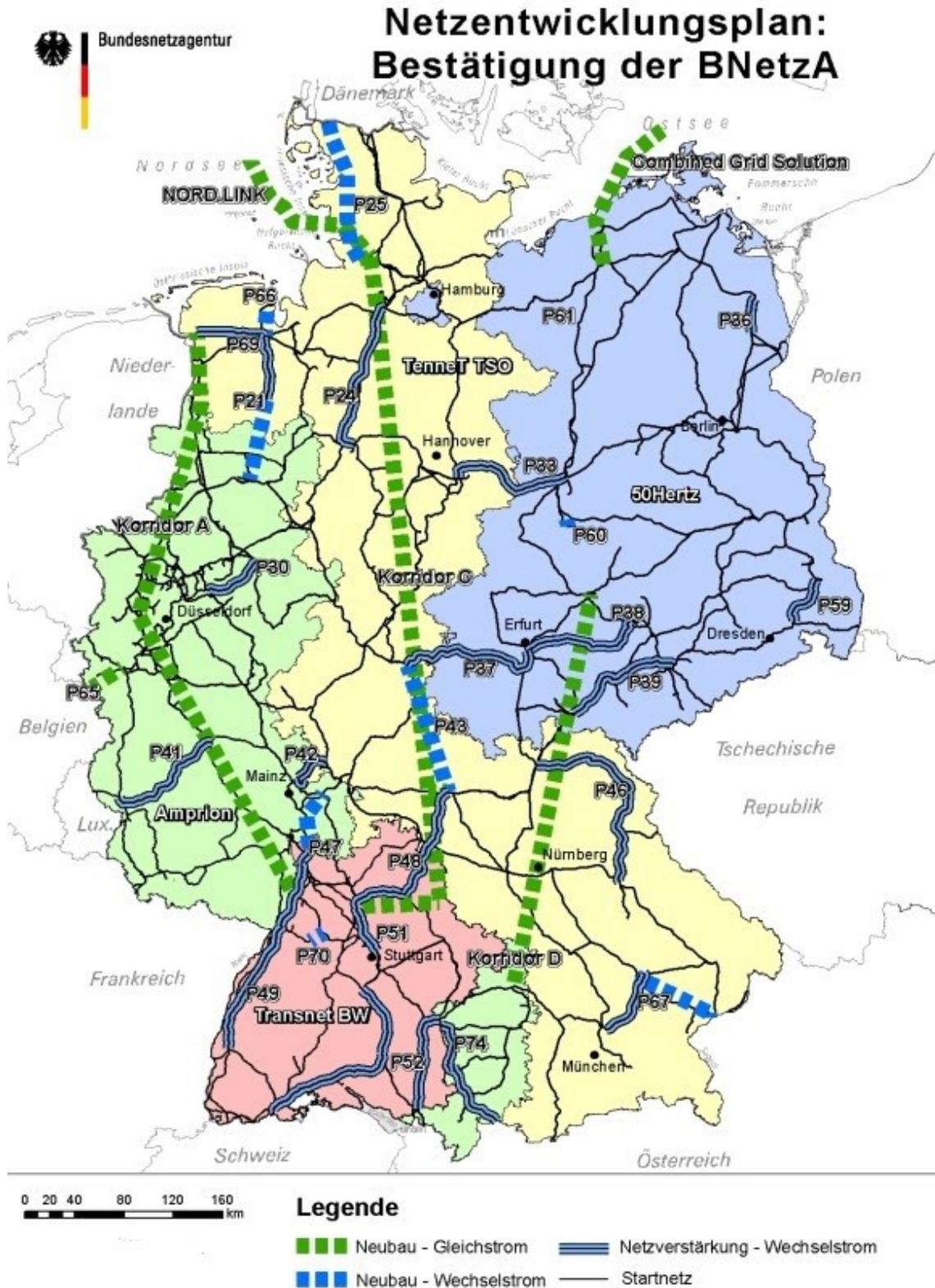


Abbildung 10: Netzausbauplanung der BNetzA, Stand 2012 (Bundesregierung, 2012)

3.3.7.2 Richtungsentscheidungen der Energiewende: So wenig Netz wie möglich?

Wie eingangs umrissen, stand gerade in den Jahren nach der Liberalisierung des Strommarktes der ungehinderte Netzzugang neuer Stromanbieter im Vordergrund; außerdem sollte das Erschließen neuer Standorte der Energiegewinnung durch einen korrespondierenden Netzausbau ermöglicht werden (Bruns, et al., 2009, S. 484). Dennoch ist der Netzausbau in der Energiewende-Debatte keine *No-regret-Option*, welche es ‚nur‘ gegen regulative Hemmnisse und Akzeptanzhürden durchzusetzen gälte. Daher stellt auch die häufig zu beobachtende Gleichsetzung der Energiewende mit dem Netzausbau eine Verkürzung dar. Vielmehr hat sich in Teilen der Akteurslandschaft die Deutung etabliert, die Netzausbauplanungen von ÜNB, Netzagentur und Bundesregierung seien überdimensioniert und würden durch ein „Netz für alle Fälle“ (Germanwatch, 2014, S. 3) die bestehenden Strukturen der Energiewirtschaft zementieren (DUH, 2012). Hierdurch würden, so die Argumentation, vor allem genügend Kapazitäten für EE-Transport *und* Kohlestrom geschaffen (Banse, 2014). Insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber würden in ihren Analysen zur zukünftigen Entwicklung von „unrealistisch hohen Annahmen“ bezüglich installierter Leistung und Auslastung von Kohlekraftwerken ausgehen (BUND, 2012, S. 1).

Besonders umstritten ist hierbei eine der vier durch HGÜ-Technologie zu verwirklichenden Passagen. So argumentiert von Hirschhausen,

dass die Süd-Ost HGÜ Passage für die Einspeisung von möglichst viel Braunkohlestrom bei Hochwind ausgelegt ist. Sie dient somit nicht der Versorgungssicherheit in Süddeutschland sondern der Maximierung der Exporte von Braunkohlestrom aus Mitteldeutschland und der Lausitz (2014, S. 2).

Würden die Annahmen des NEP, also des Szenariorahmens, tatsächlich eintreten, so würden zumindest die Klimaziele der Bundesregierung deutlich verfehlt (Flachsbarth, et al., 2014). Abbildung 11 illustriert die Überschreitung der Emissionsziele durch die NEP-Szenarien.⁶⁹

⁶⁹ Die einzelnen Szenarien umreißen im NEP 2012 eine weniger ambitionierte (A), eine mittlere (B) sowie eine ambitionierte (C), d.h. durch aufsummierte Bundesländerziele ermittelte Ausbauzukunft für EE.

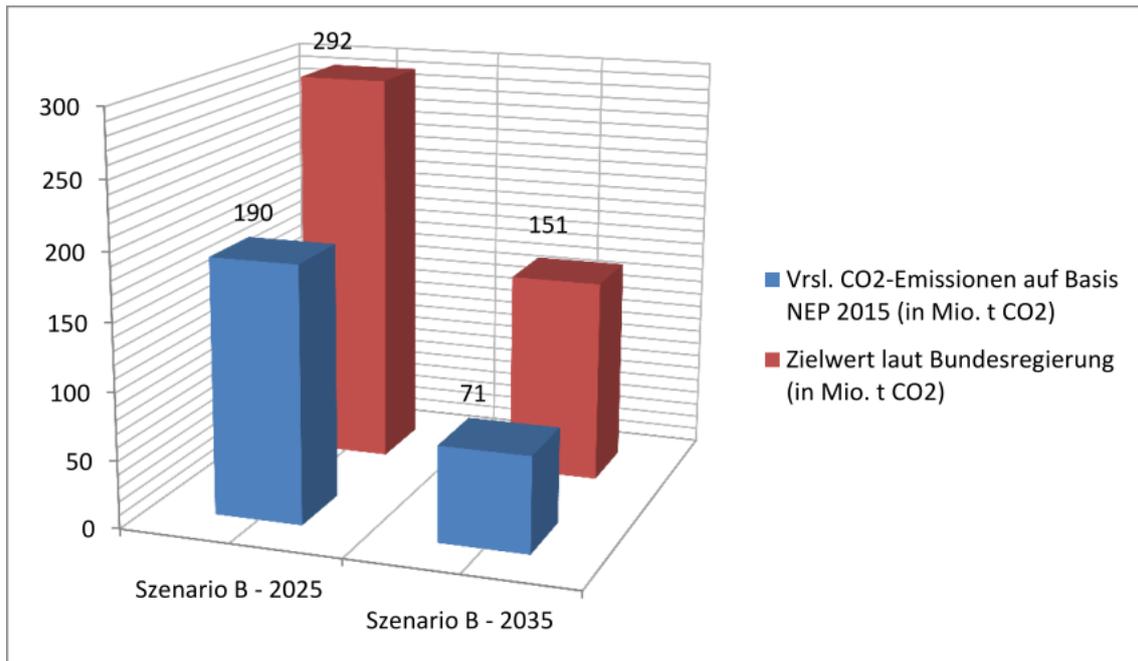


Abbildung 11: Projizierte CO₂-Emissionen auf Basis NEP 2015 im Vergleich zu Reduktionszielen des der Bundesregierung (angepasste Darstellung nach Öko-Institut, 2014b)

Weiterhin dient ein beträchtlicher Teil der Transportkapazitäten den ambitionierten Ausbauzielen im Offshore-Bereich – dieser wird jedoch als großtechnischer und kapitalintensiver Technologiepfad nicht notwendigerweise als legitimer Grund angesehen, neue Trassen zu errichten. Dies gilt insbesondere, da Gegner zunehmend auf die Möglichkeit ambitionierter EE-Ausbauziele bzw. lokaler Backup-Optionen im Binnenland verweisen können, welche den Neubau von Trassen zwar nicht ersetzen, jedoch reduzieren könnten.

Wenngleich der Netzausbau dem NOVA-Prinzip folgt (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau, s. BNetzA, 2015d; von Hirschhausen, 2014), unterstellen Kritiker, dass ‚kupfersparende‘ Maßnahmen nicht konsequent genug umgesetzt würden: So wären durch qualitative Aufrüstungen wie ein verbessertes Leiterseilmonitoring⁷⁰ oder die Abregelung von Lastspitzen deutliche Einsparungen möglich. Gerade der Auslegung der Netze für – sehr seltene – Spitzenlastszenarien⁷¹

⁷⁰ Leiterseilmonitoring beschreibt die bislang nicht flächendeckend genutzte Möglichkeit, die tatsächliche Temperatur der Stromleitungen zu überwachen und dadurch gerade bei Wind und Kälte Übertragungskapazitäten zu nutzen, welche sonst als Puffer aufgespart würden (Forum Netzintegration Erneuerbare Energien, 2011, S. 44f).

⁷¹ Die nur wenige Stunden im Jahr auftretenden Einspeisespitzen bei sehr hohem Aufkommen von Wind und Sonne gälten demnach als Grund, die Netze an dieser Größenordnung auszurichten. Durch Abregelung (also Nicht-Nutzung) dieser Spitzen „sinkt der Netzausbaubedarf in etwa um den Prozentsatz, um den die Spitzen abgeregelt werden“ (Rosenkranz, 2012, S. 108).

wird hierbei das Argument einer möglichen dezentralen Überinstallation von EE-Kapazitäten entgegengesetzt. Durch intelligente Fernsteuerung von Erzeugungsanlagen könnten zudem sowohl eine pauschale Abregelung der Erzeugungsleistung als auch ein Teil des Netzausbaus vermeiden werden (EWE, 2015). Insgesamt werde laut Kritikern im Rahmen des Bundesbedarfsplans der reine Kraftwerkseinsatz optimiert, ohne die Kosten für den Netzausbau ausreichend zu berücksichtigen (Jarass & Obermair, 2012, S. 15f). Gerbaulet (2013, S. 12) fasst zusammen:

Die bisherigen Erfahrungen mit der Bundesbedarfsplanung legen einen Überarbeitungsbedarf der Methodik nahe: Bisher werden zunächst Annahmen über die Standorte und den Einsatz fossiler Kraftwerke getroffen; erst danach werden die erforderlichen Netzkapazitäten bestimmt. Stattdessen sollten in Zukunft die Netz- und Erzeugungsplanung gemeinsam betrachtet werden. Zudem sollte das Netz nicht auf die letzte einzuspeisende Kilowattstunde ausgelegt werden, denn im Fall von Starkwindeinspeisung ist die Abregelung von konventionellen Kraftwerken oder gewisser Erzeugungsspitzen erneuerbaren Energien in der Regel effizienter als die Bereitstellung entsprechender Leitungskapazitäten.

Vereinfacht lässt sich zuspitzen, dass die Annahme einer ‚Kupferplatte‘ (d.h. kaum begrenzter Transportkapazitäten) mit zentralisierten Erzeugungsinfrastrukturen einhergeht, da diese ihre Skalenvorteile ohne Netzrestriktionen ausspielen könnten. Bestehen jedoch solche Restriktionen, steigt der Wert lokaler Erzeugungskapazitäten ebenso wie der von flexiblen Lasten und Speicherkapazitäten – und damit nicht zuletzt die lokale Wertschöpfung. In gewisser Hinsicht repräsentiert der Dualismus zwischen Speichern bzw. Nachfrageelastizität auf der einen und Netzen auf der anderen Seite (Energate, 2015p) die unterschiedlichen Konzepte, gesicherte Energieversorgung entweder über *räumlichen* oder *zeitlichen* Ausgleich herzustellen.⁷²

Die subjektive Wahrnehmung eines überdimensionierten Netzausbaus ist als Argumentationsmuster für dessen konkrete Umsetzung sehr relevant, da sich lokale Widerstände durch die Notwendigkeitsproblematik in ihrem Selbstverständnis nicht als Verhinderer der Energiewende verstehen müssen, sondern als Leidtragende eines durch energiewirtschaftliche Realitäten längst überholten Ausbaureflexes definieren können (Bruns, et al., 2012, S. 15; Schmidt, et al., 2013). Dies relativiert einerseits die

⁷² Diese Aussage ist insofern zu relativieren, als beide Technologien im Zuge der Energiewende nötig sein werden. Dennoch lässt sich eine gewisse Konkurrenzbeziehung für das finale ‚Mischungsverhältnis‘ feststellen; dies gilt insbesondere für chemische Speicher, welche sich gegenwärtig noch weit von der Marktreife entfernt sehen (s. Kap. 5.4.2).

recht verbreitete NIMBY-Interpretation, Anwohner befürworteten nach dem Prinzip des ‚Wasch‘ mir den Pelz, aber mach mich nicht nass‘ die Energiewende, nur eben nicht vor Ort (s. hierzu Althaus, 2012). Andererseits erklären sich so die Grenzen verschiedener Kommunikationsoffensiven seitens BNetzA und ÜNB: Um nämlich dieser Gegenargumentation die Spitze zu nehmen, müsste durch frühe Partizipation bereits auf einer grundsätzlichen Ebene Konsens über den notwendigen Netzausbau geschaffen werden:

Der Szenariorahmen als Grundlage für die gesamte Stromnetzplanung muss in einem intensiven gesellschaftlichen Dialog erarbeitet werden, da hier bereits entscheidende Weichenstellungen für die Aus- und Umbaunotwendigkeiten der Netze erfolgen (DUH, 2013, S. 7).

Der NEP kann dies jedoch nur bedingt gewährleisten. Zwar ist der dem Netzbedarf zugrundeliegende Szenariorahmen zur zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung, welcher „die Eingangsgrößen für die anschließenden Netzberechnungen definiert“ (dena, 2012a, S. 2) zur öffentlichen Konsultation freigegeben. Jedoch ist das Interesse an diesem noch sehr abstrakten Planungsschritt trotz seiner Hebelwirkung noch recht gering. Vielmehr formiert sich lokaler Widerstand meist erst angesichts konkreter Ausbaukorridore. Weiterhin werden im NEP die noch auf dem EnLAG basierenden, besonders kontroversen Ausbaumaßnahmen als definitiv zu errichtendes Startnetz vorausgesetzt, wodurch bereits vorab umstrittene Übertragungskapazitäten pfadabhängig als notwendig erachtet werden (Schnelle & Voigt, 2012, S. 14; Jarass & Obermair, 2012, S. 218f).

Mit dem Netzentwicklungsplan wird zwar im Ansatz ein deliberatives Verfahren nach Habermas angestrebt, welches *Legitimität* (d.h. Akzeptanz des Ergebnisses) durch *Legalität* (also Akzeptanz des Weges, auf dem das Ergebnis zustande gekommen ist) schaffen soll (Habermas, 1999, S. 288ff). Tatsächlich aber ‚schwimmt‘ dieses Arrangement auf der unzureichend thematisierten Frage, welcher denkbare Pfad für die deutsche Energiewirtschaft gesellschaftlich am konsensfähigsten wäre. Die Notwendigkeits-Argumentation wird dabei nicht nur von Umweltverbänden und Bürgerinitiativen bemüht; auch die Landesregierungen Bayerns und Hessens verhandelten selbst nach Verabschiedung des Bedarfsplangesetzes noch gegen den

Trassenneubau (Spiegel Online, 2015a).⁷³ Die Bewertung dieser Debatte fällt insofern schwer, als die widerstreitenden Positionen jeweils den Anspruch wissenschaftlicher Fundierung erheben und letztlich auf abweichenden Eingangsgrößen beruhen. Diese wiederum fußen auf sehr unterschiedlichen Energiezukünften, welche ihrerseits durch mehr oder weniger Netzausbau wahrscheinlicher oder unwahrscheinlicher werden. Insofern ist der Netzausbau keine energiewirtschaftlich lediglich zu optimierende Größe, sondern eine zutiefst politische Entscheidung.

Tatsächlich hat die hier skizzierte Debatte insofern Resultate erzielt, als die BNetzA in späteren Netzentwicklungsplänen ihre Methodik zur Diskussion stellte (BNetzA, 2014a) und Sensitivitätsanalysen seitens der ÜNB bezüglich veränderter Rahmenbedingungen eingefordert hat, um der Argumentation ihrer Kritiker zu begegnen. Letzteres umfasste bislang die veränderten Ausbaupfade für Offshore-Wind, die Abregelung von Lastspitzen durch Einspeisemanagement (50 Hertz, et al., 2014a) sowie die Entwicklung des CO₂-Preises (50 Hertz, et al., 2014b). Insgesamt überwiegt trotz allem die Position, die im NEP umrissenen und durch kritischere Berechnungen im Ergebnis unveränderten Trassenneubauten wären langfristig und spätestens mit Blick auf eine nahezu vollständige Stromversorgung aus EE in jedem Fall notwendig.⁷⁴ Zumindest jedoch kann die Annahme, der Netzausbau stelle den Schrittmacher der Energiewende dar, an welchem sich letztlich der EE-Zubau zu orientieren habe, teilweise relativiert werden: So wurde belegt, dass verbrauchsnahe Erzeugung und lokale Flexibilitätsoptionen vorerst Netzengpässe verhindern können, sodass aus Verzögerungen beim Netzausbau keine unmittelbaren Folgen für die EE-Installation erwachsen. Langfristig, d.h. spätestens ab 2030 seien neue Trassen jedoch unvermeidbar (Schroeder, et al., 2013, S. 149).

3.3.7.3 Kategorien und Operationalisierung für die Clusteranalyse

Entsprechend der oben umrissenen Positionen werden die untersuchten Akteure für die Clusteranalyse danach unterteilt, ob sie (1) einen im Vergleich zu ENLAG und NEP *reduzierten Übertragungsnetzausbau* fordern, d.h. vor allem auf regionale Erzeugung und Speicher bzw. Flexibilitätsoptionen setzen, oder den *umfangreichen*

⁷³ Bayern regte hierbei – nachdem auch der Windkraftausbau im Freistaat durch die 10-H-Regelung gekappt worden war (s. Kap. 3.3.4) – die Errichtung eigener Erzeugungskapazitäten in Form von Gaskraftwerken an.

⁷⁴ Battaglini & Lillestam (2011, S. 20) beantworten die Frage nach einem großräumlich vernetzten Supergrid oder einem lokal flexiblem Smart-Grid mit der Notwendigkeit eines „SuperSmart Grids“, welches alle EE-Potenziale zu heben vermöchte.

Netzausbauplanungen (2) des Bundes weitgehend folgen. Die zweite Kategorie integriert auch jene Stimmen, welche darüber hinausgehend noch stärker die Notwendigkeit möglichst großräumiger Vernetzung fordern. Dahingegen können Forderungen einer – ganz allgemein – möglichst umweltverträglichen, mit den Anwohnern abgestimmten Ausbauplanung, die Betonung des NOVA-Prinzips sowie die Möglichkeit der Erdverkabelung⁷⁵ als weithin geteilter Lerneffekt der vergangenen Jahre und somit als ‚No-Regret-Aussagen‘ verstanden werden. Diese stellen, wie in Kap. 3.2 beschrieben, einen gemeinsamen Nenner praktisch aller Akteure dar und werden somit nicht als Indikator erfasst.

⁷⁵ Die Verlegung der Leitung unter die Erde als technisch machbare, aber vergleichsweise teure Alternative zu Freilandleitungen wird nur von einer Minderheit von Akteuren gefordert – üblicherweise von vom Netzausbau konkret Betroffenen – und stellt somit eher ein lokales Phänomen denn eine Richtungsentscheidung dar. Zudem darf auch seitens der Netzbetreiber keine grundsätzliche Ablehnung von Erdkabeln unterstellt werden, wenn deren Kosten im Zuge der ARegV zurückerstattet würden.

3.3.8 Steuerung durch Netzentgelte

3.3.8.1 Netzentgelte als Einflussgröße

„Dabei steht für uns fest, dass diese Netzausbaukosten gleichmäßig über alle Bundesländer verteilt werden müssen. Es darf nicht sein, dass die nördlichen Bundesländer einen Großteil der Lasten der Energiewende alleine tragen, nur weil hier vorzügliche Voraussetzungen für die Produktion von erneuerbaren Energien bestehen.“ – Wolfgang Waldmüller, CDU Mecklenburg-Vorpommern (2012)

Netznutzungsentgelte (NNE) werden von den Betreibern der deutschen Übertragungs- und Verteilnetze auf jede transportierte Kilowattstunde Strom zur Deckung der eigenen Betriebs- und Investitionskosten aufgeschlagen (RAP, 2014). Für diese Erlöse wird im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) durch die BNetzA jedoch eine Obergrenze festgelegt (s. Kap. 5.6 und 6), wodurch im natürlichen Monopol des Netzbetriebs wettbewerbliches Verhalten beanreizt werden soll. Da in den meisten Fällen der bezogene Strom über mehrere Netzebenen geliefert wird, beinhalten die Kosten für den ans Verteilnetz angeschlossenen Endkunden daher „über die gewälzten Kosten alle in Anspruch genommenen, vorgelagerten Spannungsebenen“ (RAP, 2014, S. 10). Der Betrieb der Verteilnetze ist je nach Gebietsgröße, Siedlungsdichte, Alter der Infrastruktur und nicht zuletzt der Menge der volatil einspeisenden EE-Erzeugern mit unterschiedlichen Kosten verbunden; somit schwanken die Netzentgelte innerhalb Deutschlands teils beträchtlich. Bei ähnlichen Bezugskonditionen zahlt ein Endverbraucher in einer ländlichen Region in Ostdeutschland deutlich mehr als in einer nordrhein-westfälischen Großstadt. In manchen Fällen schwankt die Kostenbelastung auf Landkreisebene um nahezu 100%, und auch im Bundesländermittel variieren die Netzentgelte im hohen Maße (Energate, 2015m, S. 6; Hinz, et al., 2014, S. 4). Dies hat in erster Linie strukturelle Ursachen, so beeinflussen insbesondere die demographische Entwicklung sowie die weniger weit zurückliegenden, noch nicht völlig refinanzierten Investitionskosten in ostdeutsche Verteilnetze die Entgelte in einer Region. Darüber hinaus stellt die Gestaltung der Netzentgelte jedoch auch eine Steuergröße dar, durch welche systemstabilisierendes Marktverhalten beanreizt und einzelne Technologiepfade indirekt gefördert werden können. Diese regulative Zugriffsmöglichkeit ist in der jüngeren Vergangenheit mit unterschiedlichen Schwerpunktsetzungen umgesetzt bzw. diskutiert worden:

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Erzeugern, welche in das Verteilnetz einspeisen, wird zugeschrieben, sie trügen durch die anzunehmende Nähe zu Lastabnehmern zur Stabilisierung des Stromnetzes bei, da für ihren Strom kein Transport auf die vorgelagerten Netzebenen erforderlich sei.⁷⁶ Dies trifft insbesondere für KWK- und EE-Anlagen zu. Als Ausgleich erhalten sie hierfür durch die vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) eine finanzielle Kompensation; diese „orientiert sich in ihrer Höhe an den Netznutzungsentgelten, die für den Transport von der Höchstspannungsebene zurück zu der dem Kraftwerk tatsächlich vorgelagerten Netzebene verrechnet würden“ (VKU, 2015). Betreiber von Anlagen, die nach dem EEG vergütet werden, erhalten diese Erlöse jedoch nicht selbst ausgezahlt, vielmehr werden die vNNE dem EEG-Umlagekonto gutgeschrieben. Da hier jedoch eine *bundesweite* Verrechnung stattfindet, während die Kosten für die vNNE *innerhalb* des jeweiligen Netzverbundes gewälzt werden, entsteht eine regional verzerrende Wirkung hinsichtlich der NNE.⁷⁷ Im Rahmen des Weißbuchs der Bundesregierung zur Strommarktreform wird gegenwärtig (d.h. Ende 2015) eine Abschaffung der vNNE für dargebotsabhängige EE diskutiert (BMW, 2015c, S. 16). In eine andere Richtung geht der Vorschlag, die Steuerungswirkung der Netzentgelte gezielt zu beheben, indem „regional differenzierte Netznutzungsentgelte“ als Möglichkeit zur Verbesserung der Versorgungssicherheit eingesetzt werden, da sie die Systemdienlichkeit einer Erzeugungsanlage abzubilden vermögen (Growitsch, et al., 2013, S. 50). Eine Reform des Netzentgeltsystems könnte auch soweit gehen, dass Netzentgelte ganz oder teilweise von Stromerzeugern bzw. -händlern getragen werden müssten (Löschel, et al., 2013, S. 783). Da eine vollständige Neuorientierung der ARegV jedoch nicht zu erwarten steht, orientiert sich dieses Kapitel an Anpassungen *innerhalb* des bestehenden Regulierungssystems.

Flexible Netznutzungsentgelte

Anders als bei der oben umrissenen *räumlichen* Differenzierung wird der *zeitlich* flexible, sich an Angebotsspitzen orientierende Verbrauch von Strom bislang nicht

⁷⁶ Dieser Effekt wird jedoch durch den zusätzlichen Ausbau- und Stabilisierungsbedarf des Verteilnetzes konterkariert; zudem konzentriert sich die dezentrale EE-Erzeugung häufig in lastarmen Gebieten, sodass die Inanspruchnahme des Übertragungsnetzes für den Transport in Lastzentren notwendig wird. RAP (2014, S. 13) spricht daher von einem „vermutete[n] Systemnutzen.“

⁷⁷ Demgegenüber werden solchen Anlagen, die nach dem KWKG gefördert werden, die vNNE zusätzlich gutgeschrieben (dena, 2015b).

durch variable Netztarife beanreizt, wie dies etwa im Rahmen lastflexibler NNE möglich wäre (RAP, 2014, S. 16). Hierdurch könnten ein Beitrag zur Systemstabilität geleistet und Marktsignale mit der Verbrauchsseite verknüpft werden. Dadurch würden effektiv Lastspitzen geglättet und die Notwendigkeit zum Ausbau bzw. zur Aufrüstung der verschiedenen Netzebenen reduziert (Energate, 2014j, S. 2). Andererseits würden durch Preisspitzen bei den Netzentgelten finanzielle Anreize etwa für Speichertechnologien oder stromgeführte Wärmeanwendungen geschaffen.

Eine Individualisierung der NNE besteht bereits in der Möglichkeit, dass Letztverbraucher mit entweder einer sog. *atypischen Netznutzung* oder einem durchgängig hohen Verbrauch zu individuell festgelegten Netzentgelten Strom beziehen können. Die Kriterien hierfür, welche eine deutliche Reduktion der Lastschwankungen im Stromnetz ermöglichen sollen, werden durch die BNetzA festgelegt. Kritiker äußern auch hier das Argument, dass eine tatsächliche Netzentlastung technisch nicht nachzuvollziehen sei, da keine ausreichende Marktorientierung erfolge (Maltz, 2011). Die BNetzA selbst kommt in ihrem Evaluierungsbericht zu dem Schluss, dass die bestehende Regelung tendenziell eher Mitnahmeeffekte bei geringer Systemdienlichkeit beanreize:

Bei zahlreichen Netznutzern ist die Atypik weniger Ausdruck eines besonders flexiblen Nutzungsverhaltens oder eines Lastgangmanagements, sondern liegt bereits im vorhandenen Abnahmeverhalten (z.B. Bäckereibetriebe, Kühlhäuser, Golfplätze) begründet (BNetzA, 2015c, S. 49).

Weder sei daher ein hoher Sockelverbrauch angemessen, um bei volatiler Einspeisung entlastend zu wirken, noch sei die Mehrzahl der atypischen Netznutzer tatsächlich flexibel (ebd.).

Solidarisierung der Netzentgelte: Wälzung und Leistungstarife

Eine bundesweite Wälzung der Netzentgelte findet bislang nur im Übertragungsnetz und mit Blick auf Kosten des Offshore-Netzausbaus statt; die restlichen Kostenbestandteile auf der Höchstspannungsebene sowie die Verteilnetzentgelte werden in jeweils unterschiedlicher Höhe an die regionalen Endverbraucher weitergegeben. Insbesondere die asymmetrischen Belastungen durch den Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen, zu welchem Netzbetreiber verpflichtet sind (Schmid, et al., 2015, S. 15), sowie die erschwerte Betriebsführung von Netzen mit hohem

dezentralen EE-Anteil, haben daher zu Forderungen nach einer flexibleren Ausgestaltung der ARegV (s. Kap. 6) bzw. einer solidarischen Umlage der NNE auf bundesweit alle Stromverbraucher geführt. Als Kostentreiber erweist sich hierbei zunehmend die Notwendigkeit zum Redispatch, wobei Netzengpässe durch Abregelung an der einen und zusätzliche Erzeugung an der anderen Stelle umgangen werden (Energate, 2015n, S. 1).

Wie oben bereits erwähnt, ist der EE-Ausbau jedoch nicht der einzige Kostentreiber: Insbesondere die geringe Besiedlungsdichte im Norden bzw. Osten Deutschlands sorgt für höhere Netzentgelte pro Verbraucher (s. Abbildung 12). Es steht zu erwarten, dass sich dieser Effekt in den kommenden Jahren durch die negative demographische Entwicklung noch verstärken wird (Hinz, et al., 2014, S. 1). Eine Umlage würde hier die betroffenen Regionen entlasten und dabei in den anderen, hinsichtlich der Verbraucherzahlen größeren Regionen nur relativ für geringe Zusatzbelastungen sorgen. Kritisch lässt sich jedoch anmerken, dass durch eine Vereinheitlichung der Netzentgelte der Anreiz zum effektiven Wirtschaften abgeschwächt würde; gleichzeitig ist vorwiegend in westdeutschen Netzen mit einer Modernisierungswelle zu rechnen, welche die Preisspanne ohnehin wieder verringern würde. Auch bezüglich der Vereinheitlichung der NE steht eine Entscheidung der Bundesregierung noch aus.

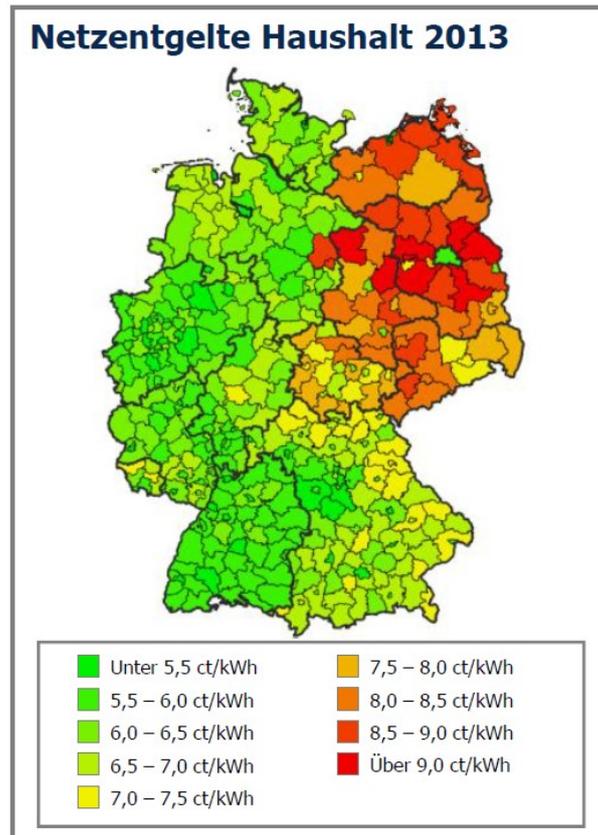


Abbildung 12: Regionale Preisunterschiede für Haushaltskunden (Hinz, et al., 2014, S. 4)

Zum Anstieg der NNE trägt nicht zuletzt die Entwicklung bei, dass die wachsende Eigenversorgung von Endkunden mit einer Entsolidarisierung bei der Infrastrukturfinanzierung einhergeht: Netzentgelte sind über einen vergleichsweise geringen Grundpreis und einen hohen Arbeitspreis so ausgestaltet, dass die Betriebskosten der Netze v.a. über gelieferten Strom refinanziert werden. Wird jedoch ein Teil des Stroms selbst erzeugt, so werden für diesen keine NNE errichtet und der Netzbetreiber erhält eine geringere Vergütung für die bereitgestellte Infrastruktur. Dieser Aufwand fällt aber nicht geringer aus, da beispielsweise Haushalte mit eigener PV-Anlage sich nicht erwartungssicher versorgen können und daher – beispielsweise in den Abendstunden – über das volle Leistungsprofil versorgt werden müssen. Diese Kosten tragen nun die restlichen Verbraucher über ihre NNE mit. Ein Gegenmodell hierfür wäre eine stärkere Ausrichtung der Netzentgelte an der angeschlossenen Leistung statt wie bislang an der tatsächlich bezogenen Energie (Alzheimer, 2014).

3.3.8.2 Richtungsentscheidung der Energiewende: Umlagen oder Wettbewerbsanreize?

Oben wurde gezeigt, dass mit der Ausgestaltung der NNE eine Maßnahme zur Verfügung steht, durch welche spezifische Nutzergruppen und Verbrauchstypen bessergestellt und somit Anreize im Rahmen der Wegbereitung einzelner Energiezukünfte gesetzt werden können. Wie lässt sich die oben umrissene Bandbreite an Einzelregelungen nun systematisieren? Grundsätzlich kann hier dahingehend unterschieden werden, ob Netzkosten zur Schaffung eines lokal begrenzten Nutzens von einzelnen Akteuren bzw. Regionen weg *umgelegt* werden können, oder ob die durch EE-Installation verursachten Kosten faktisch nach dem Verursacherprinzip zu tragen sind. Dies erstreckt sich zunächst auf die Investitionen im Verteilnetz durch dezentrale EE-Erzeugung, durch welche gerade in ambitionierten Ausbauregionen nach gegenwärtigem Regulierungsstand auch regionale Kosten entstehen. Deren Wälzung kann damit als solidarische Kostenteilung gewertet werden, welche einen ambitionierten EE-Ausbau, der wiederum ohnehin mit regionalen Wertschöpfungseffekten einhergeht (s. Kap. 5.1.3), zusätzlich beanreizt. Auch die Erstattung vermiedener Netzentgelte – so sie beibehalten wird – kann so als Treiber für dezentrale Installation verstanden werden; dies gilt insbesondere, wenn in zukünftigen Fördermodellen eine direkte Erstattung statt der Verrechnung durch das EEG-Umlagenkonto erfolgt. Auf Verbraucherseite wiederum ließe sich eine – noch einzuführende – lastflexible Tarifstruktur als Motivation für Smart-Grid-basierte Lastmanagementsysteme sowie Speichertechnologien verstehen, welche wiederum Kennzeichen einer dezentralen Energiezukunft sind. Da für die betreffenden Nutzer die Netzentgelte in laststarken Zeiten reduziert werden, die Netzentgeltkosten zunächst aber konstant bleiben, kann im weitesten Sinne ebenfalls von einem Umlageverfahren gesprochen werden.

Im umgekehrten Fall bedeutet eine regional-individuelle Finanzierung auf Ebene der jeweiligen Netzverbände eine recht direkte Konfrontation mit den durch EE-Installation erzeugten Netzkosten. Auf die Erzeugerseite ließe sich dieser Effekt übertragen, würden diese Produzenten an den Anschlusskosten beteiligt – was allerdings bestehende Netzrestriktionen widerspiegeln statt ausgleichen und die Rentabilität einer, zumal dezentralen, EE-Anlage schmälern würde. Auf Seiten der Endverbraucher wiederum ist die gegenwärtige, lastunabhängige Tarifstruktur eher in eine

Energiezukunft eingebettet, welche wenig angebotsorientiertes Verhalten bearbeitet und daher eine hohe Grundlast auf Basis gesicherter Erzeugungsleistung oder großer räumlicher Stromtransportkapazitäten erfordert.

3.3.8.3 Kategorien und Operationalisierung für die Clusteranalyse

Im Sinne einer vereinfachten Betrachtung müssen in dieser Kategorie einige Aspekte der Netzentgelt-Debatte ausgeklammert werden: So kann die Einführung einer Leistungskomponente bei Endverbrauchern weitgehend als *No-regret*-Option verstanden werden, mit welcher Prosumer angemessen an den Netzkosten beteiligt werden können. Die Forderung einer solchen Anpassung zieht sich dementsprechend quer durch die energiepolitische Akteurslandschaft und kann in dieser Untersuchung nicht als Richtungsentscheidung eingestuft werden. Ebenso darf die anteilige Entgeltbefreiung für Großverbraucher in erster Linie als Teil der Gerechtigkeits- bzw. Kostendebatte betrachtet werden. Weiterhin wird zur notwendigen Vereinfachung die Debatte um die bundesweite Wälzung der NNE hier im Wesentlichen auf die EE-induzierten Investitionskosten reduziert, während strukturelle sozio-ökonomische Ursachen (z.B. eine ländliche Prägung oder demographische Verluste) einen vergleichsweise unabhängigen Argumentationsstrang darstellen. Diese Vereinfachungen erlauben nun eine Kategorisierung der Akteure in solche, welche durch *Kostenumlagen* (1) Anreize zu dezentraler Erzeugung und lastflexiblem Verhalten setzen und solchen, welche tendenziell durch ‚vollständige‘ *individuelle Finanzierung* (2) die Restriktionen bestehender Netzinfrastruktur spiegeln, ohne hier eine zusätzliche anreizbasierte Steuerungswirkung zu entfalten. Zugespitzt lässt sich formulieren: Im ersten Fall werden die NE-bezogenen Vorteile lokaler EE-Erzeugung in den Regionen belassen, die Kosten jedoch tendenziell solidarisiert („Netzentgelte als Anreiz“). Im zweiten Fall hingegen bleiben die teils EE-bedingt erhöhten Netzentgelte regional spürbar, während individuelle Reduktionsmöglichkeiten – auch durch systemstabilisierendes Verhalten – eher erschwert werden („Netzentgelte als Strafe“).

3.3.9 Kohleausstieg

3.3.9.1 Der Ausstieg nach dem Ausstieg?

„Wind braucht Kohle – natürlich auch Gas. Es klingt wie ein Widerspruch, aber wir reden von Zwillingen, die ohne den anderen nicht leben können: Je mehr wir unseren Strom aus Wind und Sonne beziehen, desto mehr gewinnen Kohle und Gas an Bedeutung. [...] Wir brauchen die Schätze der Erde noch Jahrzehnte – so lange, bis Ingenieure massentaugliche Speichersysteme entwickelt haben und neue Strom-Autobahnen gebaut worden sind.“ – Garrelt Duin, Minister für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen (2013, S. 2)

Der Atomausstieg darf deshalb nicht zur Renaissance der Braunkohle führen [...]. Entgegen der Behauptungen der Landesregierungen [...] ist sie als Brückentechnologie ungeeignet, weil sie die durch Umbau der Energieversorgung schrittweise zu erreichenden Klimaziele sofort wieder zunichtemachen würde. – Bündnis 90 die Grünen im Sächsischen Landtag (2012, S. 3)

Es existiert seitens politischer und gesellschaftlicher Akteure eine große Bandbreite an Emissionsminderungszielen, welche sich vor allem durch ihren Ambitionsgrad unterscheiden lassen. Ihnen gemein ist, dass zumindest ein Teil der verfügbaren Ressourcen an fossilen Brennstoffen ungeachtet aller marktwirtschaftlichen Anreize *nicht* verbrannt werden dürfte. Hohe Kosten durch die vermeintliche Knappheit von Öl, Gas und Kohle entfalten hierbei jedoch nicht notwendigerweise eine ausreichende Steuerungswirkung, führt diese Knappheit doch zu Effizienzsteigerungen und diese wiederum zu Kostensenkungen, welche es ökonomisch sinnvoll machen, eine Ressource bis zu deren Erschöpfung zu nutzen. Dieses Paradoxon ist seit langem als *Rebound-Effekt* bekannt (Frondel, 2012). Zweitens führen die immer noch anhaltende Entdeckung neuer fossiler Lagerstätten sowie die Erschließung einstmals als nicht abbaubar erachteter Vorkommen zu immer neuen Korrekturen am projizierten Förderscheitelpunkt. Während das in dieser Hinsicht sehr prominente Ölfördermaximum (*Peak oil*) stets immer nur einige Jahre in der Zukunft liegt, ist davon auszugehen, dass die Vorräte an Stein- und vor allem Braunkohle – auch in Deutschland – noch über einen langen Zeitraum ausreichen werden:

Die Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus geologischer Sicht auch einen steigenden Bedarf für viele Jahrzehnte

decken. Mit einem Anteil von rund 55% an den Reserven und rund 89% an den Ressourcen verfügt Kohle über das größte Potenzial von allen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen (BGR, 2015, S. 12).

Angesichts dieser beträchtlichen Reserven müssten, um die Obergrenze von 2 Grad Klimaerwärmung nicht zu überschreiten, bis 2050 ein Großteil der bekannten Reserven nicht genutzt werden. Dies betrifft bei Erdöl ein Drittel, bei Erdgas die Hälfte und im Fall der hier beleuchteten Kohle über 80% der Vorkommen (McGlade & Ekins, 2015, S. 187). Für die Einhaltung jeglicher Klimaziele ist also in jedem Fall ein politischer Eingriff nötig. Der hierfür vorgesehene Emissionshandel auf europäischer Ebene (EU ETS) hat jedoch bislang nur eine geringe Steuerungswirkung entfaltet, was vor allem am strukturellen Überangebot an Verschmutzungsrechten liegt (s. Kap. 5.5.4). Die Kohledebatte der vergangenen Jahre scheidet sich daher zunächst an der Frage, ob der zumindest anteilige Verzicht auf Kohleverbrennung überhaupt ein erstrebenswertes und tatsächlich durchzusetzendes Ziel darstellt. Wenn ja, so ist zweitens strittig, ob und welche zusätzlichen politischen Instrumente jenseits des EU ETS hierzu einzusetzen sind.

Durch das stockende Vorankommen der Energiewende auf dem Mobilitäts- und Wärmesektor (Reuster & Reutter, 2015) sowie die vielzitierte „Renaissance“ der Kohlekraft für die Stromerzeugung (Energate, 2015a)⁷⁸ rückte nach der Reform des EEG zunehmend die Aussicht in den Vordergrund, dass Deutschland sein CO₂-Reduktionsziele von 40% bis 2020 im Vergleich zu 1990 vermutlich deutlich verfehlen wird (Vahlenkamp, et al., 2014). Ausgehend von einer Gesamtemission des Kraftwerksparks von 349 Mio. Tonnen CO₂ in 2014 und einer projizierten Einsparung durch bereits bestehende Maßnahmen von voraussichtlich 37 Mio. t ergab sich hieraus eine Lücke von 22 Mio. Tonnen CO₂ (BMW i, 2015b, S. 8). Dies verlieh der bereits seit Jahren schwelenden Debatte um einen Kohleausstieg als konsequente Weiterführung der Energiewende neue Kraft. Immerhin müsste sich der deutsche Kraftwerkspark, wenn die Zielmarke von 80% CO₂-Einsparung erreicht werden soll, ohnehin bis 2050 weitgehend auf flexible und emissionsärmere Gaskraftwerke

⁷⁸ Im Jahresvergleich seit 2000 ist hierbei eher von einem sehr robusten Verharren auf einem Emissionsniveau zwischen 160 und 170 Mio. Tonnen CO₂ jährlich zu sprechen, dessen Beibehaltung allerdings bis 2020 weitgehend unverändert (159t) projiziert wird (BMW i, 2012a). Zudem muss ergänzt werden, dass in Deutschland sowie weltweit ein großer Teil der Neubaupläne in den vergangenen Jahren nicht umgesetzt wurde, was ein zunehmend schwierigeres Marktumfeld und wachsende lokale Widerstände belegt (Klima-Allianz Deutschland, 2015).

beschränken (BMU, 2012). Da die gegenwärtige Marktsituation jedoch die Umrüstung oder sogar den Neubau von Kohlekraftwerken wirtschaftlich macht, bedürfte es hierfür politischer Zwangsmittel. So könnte zunächst die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten durch die Einführung einer *Emissionsobergrenze* im Rahmen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) für Kraftwerke faktisch verboten werden. Der Betrieb von Bestandskraftwerken hingegen könnte mit einer gedeckelten Restlaufzeit bzw. einem *Restverschmutzungsvolumen* begrenzt werden.

Für beide Optionen existieren jedoch massive juristische Bedenken : So ist einerseits das BImSchG für lokal und nicht für global wirksame Klimagase ausgelegt; gleichzeitig ist die Kohlekraft in Deutschland politisch bislang nicht infrage gestellt worden, sodass die juristisch zu bewertende Verhältnismäßigkeit des Eingriffs sowie die Frage nach dem Vertrauensschutz bei Bestandsanlagen in jedem Fall Klagen seitens der Betreiber nach sich ziehen dürften. Nicht zuletzt ist unklar, inwiefern sich nationalstaatliche Instrumente mit dem zentralen Emissionsminderungs-Instrument, dem EU ETS, vereinen lassen. Allerdings, so zeigt die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), eröffnet die Emissionshandelsrichtlinie „in gewissen Grenzen die Möglichkeit der parallelen Einführung nationaler Klimaschutzinstrumente. Darüber hinaus könnten Abweichungen von der Richtlinie auch als europarechtlich zulässige nationale Schutzverstärkung gerechtfertigt sein“ (2015, S. 5). So werden ergänzende nationale Maßnahmen etwa in Schweden, den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich praktiziert (BMW, 2015b, S. 23). Auch Schubert (2015) kommt zu dem Schluss, dass juristische Bedenken zwar antizipiert werden müssen, wohl aber keine unüberwindliche Hürde darstellen und durchaus Spielräume für zusätzliche staatliche Regulierung bestehen.⁷⁹

Neben sehr restriktiven ordnungsrechtlichen Vorgaben wie einem direkten Verbot von Neu- und Bestandsanlagen mittels CO₂-Grenzwerten kann zudem eine indirekte Einflussnahme erfolgen, wie sie in Bundeswirtschaftsminister Gabriels *Klimaabgabe* umrissen wurde (BMW, 2015a); dieser Vorschlag aus dem März 2015 wurde selbst von kritischen Umweltverbänden als effektiv gelobt (s. etwa von Brackel, 2015). Er spaltete die Experten dahingehend, dass manche ihn als „minimalinvasiv“ betrachten

⁷⁹ Es existieren weitere, hier nicht vertiefte politische Instrumente, welche sich in den Bereich direkter politischer Steuerung einordnen lassen, wie etwa die Vorgabe von Mindestwirkungsgraden oder eine CO₂-Steuer. Diese stehen jedoch gegenwärtig nicht im Zentrum der öffentlichen bzw. Expertendebatte.

(FÖS, 2015a, S. 1), andere jedoch Widersprüche zu den Grundlagen des ETS sahen (Wetzel, 2015b). Der Vorschlag hatte zum Ziel, die Einsparungslücke von 22 Mio. Tonnen CO₂ ab 2017 dadurch zu schließen, dass für sämtliche Erzeugungskapazitäten eine Emissionsobergrenze festgelegt würde, ab deren Erreichen ein Kraftwerk, das älter als 20 Jahre ist, einen „Klimabeitrag“ leisten, also zusätzliche CO₂-Zertifikate aus dem ETS erwerben müsste, welche anschließend gelöscht würden (BMW_W, 2015a). Diese Maßnahme würde, wenngleich für alle Kraftwerke geltend, faktisch nur die emissionsintensivsten Kohlekraftwerke treffen. Zudem würde ohne einen Rückgang der Zertifikatsnachfrage auch kein Verlagerungseffekt ausgelöst – diese Befürchtung nämlich stellt ein Hauptargument gegen zusätzliche nationale Einsparungsinstrumente dar. Durch den entstehenden Preisdruck würde folglich die Rentabilität unmoderner Kraftwerke geschmälert, ohne ein ordnungsrechtliches Verbot aussprechen zu müssen.

Der Vorschlag war somit vergleichsweise sanft ausgestaltet – was im Sinne des *Nixon-goes-to-China-Prinzips* dadurch belegt wird, dass selbst das BMW_W stets die EU-Konformität des Instruments sowie dessen marktwirtschaftliche Ausgestaltung betonte. Darüber hinaus wären nur geringe Preiseffekte bei einer gleichzeitigen Beibehaltung der deutschen Rolle eines Nettoexporteurs für Strom zu erwarten gewesen (BMW_W [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie], 2015b, S. 23). Dennoch konnte sich der Vorschlag auch im bereits reduzierten Umfang von inzwischen nur noch 16 Mio. t nicht gegen eine geschlossen agierende Allianz aus Vertretern der konventionellen Energiewirtschaft durchsetzen, d.h. gegen die klassischen Braunkohleländer Sachsen, Brandenburg und Nordrhein-Westfalen sowie Gewerkschaften wie Verdi und die IG BCE. Auch innerhalb der Großen Koalition gelang es nicht, eine überzeugte Mehrheit zu mobilisieren. Es behauptete sich damit die Interpretation, die Klimaabgabe führe zu wirtschaftlichen und sozialen Strukturbrüchen, sei EU-rechtlich problematisch und führe zu unnötigen Zusatzkosten (Wetzel, 2015a). Dies unterstreicht auch die Analyse von Schubert (2015), welcher die größte Hürde eines Braunkohleausstiegs-Szenarios nicht im Bereich der juristischen Passfähigkeit, sondern bei der politischen Durchsetzbarkeit verortet.⁸⁰

⁸⁰ Zur systematischen Analyse von *politischer Machbarkeit* durch die Teilschritte rechtlicher Vereinbarkeit, politischer Durchsetzbarkeit sowie politischer Nachhaltigkeit s. Schubert et al. (2015).

Als Kompromiss wurde eine inkrementelle Weiterentwicklung des bestehenden Instrumentenmixes mittels eines Maßnahmenpakets ausgehandelt, dessen Kern die Schaffung einer Kapazitätsreserve darstellte. Hierin sollten Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 2,7 GW überführt werden, welche fortan nicht mehr am regulären Marktgeschehen teilnehmen dürften und stattdessen als Absicherung für Kapazitätsengpässe bereitgehalten und vergütet würden. Nach vier Jahren in dieser Reservefunktion werden die Kraftwerke stillgelegt (Energate, 2015I, S. 1). Neben der hierdurch erhofften Einsparung von 12,5 Mio. t CO₂ bis 2020 sollen weitere Emissionsreduktionen v.a. durch eine Forcierung der KWK-Förderung, umfangreiche energetische Gebäudesanierung sowie Einsparungen im Verkehrssektor erzielt werden.

3.3.9.2 Richtungsentscheidungen der Energiewende: staatliche Intervention für geringere Kohleverstromung?

Die Frage, in welcher Größenordnung zukünftig Kohle verstromt wird, stellt ein zentrales Unterscheidungskriterium für mögliche Szenarienwelten des Energiesystems dar. Die dabei mögliche Bandbreite reicht hierbei von der aktiven Zurückdrängung des Kohleanteils – wie dies etwa bis 2025 in Dänemark verwirklicht werden soll (IWR, 2014) – bis zu dessen dauerhafter Berücksichtigung als Teil des Energiemixes. Letztere Deutung umfasst einerseits solche Positionen, welche eine hohe Relevanz des Klimaschutzes – gerade unter Verweis auf ökonomische oder andere ökologische Zielstellungen – eher verneinen. Eine andere Argumentationslogik findet sich bei Akteuren, welche einen Emissionsminderungs-Beitrag des Kohlepfades durch Effizienzsteigerungen oder CO₂-Abscheidungstechnologien in den Vordergrund rücken (Pinse & Kolk, 2009, S. 159). Dazwischen findet sich die Narration, Kohle stelle eine *Brückentechnologie* in eine überwiegend oder vollständig auf EE gestützte Energiezukunft dar, sei also *vorübergehend* noch notwendig. Unabhängig von der dabei implizierten Ausstiegsperspektive bedeutet dies jedoch, dass zunächst weiterhin regulative Festlegungen und Investitionsentscheidungen getroffen werden, welche den Technologiepfad verlängern und damit bestehende Pfadabhängigkeiten vertiefen (Ekard & Valentin, 2015, S. 478). Dies reicht von einem an den fossilen Erzeugungspark ausgerichteten Netzausbau über ein entsprechendes Strommarkt-Design bis hin zur Ausgestaltung von Backup-Kapazitäten, welche vorrangig der steten Verfügbarkeit fossil erzeugten Stroms Rechnung tragen. Neue Tagebaue und der

Neubau effizienter Kraftwerke wären in dieser Logik zu genehmigen. Die bemerkenswerten Beharrungskräfte einer vermeintlichen Brückentechnologie zeigen sich jedoch nicht zuletzt daran, dass die Nutzung fossiler Kohlevorkommen⁸¹ in der frühen Neuzeit bereits mit diesem Anspruch angetreten ist.

Die Nutzung fossiler Brennstoffe war anfänglich nur eine Strategie, um die Wälder zu schonen. Man wollte die vorübergehende ‚Lücke‘ überbrücken, bis der Übergang zu einem nachhaltigen Umgang mit der Ressource Holz gelungen wäre“ (Grober, 2010, S. 182).

Es stellt sich daher die Frage, ob und in welchem Maße ein zunehmend EE-basiertes Energiesystem auch ohne diese ‚Brücke‘ auskäme. Abweichend vom Eingangszitat dieses Kapitels – und im Widerspruch zu einer breiten Akteursfront (s.o.) – stellt etwa der SRU (2011, S. 34) fest:

Der Bedarf einer dauerhaft gleichmäßigen Grundlast besteht damit nicht mehr. Sowohl die Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke als auch ein zusätzlicher Neubau von Kohlekraftwerken erhöhen damit das Risiko, dass über zunehmend längere Zeitfenster Überkapazitäten im System entstehen.

Spätestens an dieser Stelle wird deutlich, dass die Bewertung von Notwendigkeit und möglichen Entwicklungslinien der Kohlekraft über durchaus widersprüchliche, wenngleich nicht per se unsachliche Narrationen geschieht. Vielmehr entsteht diese Diskrepanz durch das selektive Auswählen und Auslassen von Argumentationssträngen (s. hierzu ausführlich Kap. 4.2).

Die oben umrissene Debatte um die Klimaabgabe für fossile Kraftwerke hat gezeigt, dass ein ambitionierter Kohleausstieg sich als rechtlich bedenklich – wenngleich nicht ausgeschlossen – darstellt, politisch angesichts tradierter korporativer Strukturen sowie zahlreicher Vetospieler gegenwärtig jedoch kaum durchzusetzen ist. Für konkrete, ihrerseits wiederum wegweisende Einzeldebatten über den Umfang von Kapazitätsmechanismen, neue Stromtrassen oder die Genehmigungspraxis für neue Tagebaue wird der ungelöste Streit um die Zukunft der Kohle jedoch weiterhin einen bedeutenden Resonanzboden darstellen. Es ist daher anzunehmen, dass es sich bei dem gegenwärtig erzielten Kompromiss rund um die Marktreserve für alte Kohlekraftwerke um einen recht brüchigen Frieden handelt, sodass mit einem Wiederaufflammen der schwelenden Debatte zu rechnen ist. Einen zentralen Kontext

⁸¹ Diese ist von der bereits jahrtausendealten Nutzung der *Holz Kohle* zu unterscheiden.

werden hierbei die Entwicklung der Energiepreise, die Versorgungssicherheit sowie die internationalen Klimaverpflichtungen darstellen. Ebenso steht zu erwarten, dass die dargestellten Problemnarrationen erneut hinsichtlich ihrer memetischen Fitness konkurrieren werden.

3.3.9.3 Kategorien und Operationalisierung für die Clusteranalyse

Entsprechend der obigen Darstellung erfolgt die Zuordnung der Akteure gemäß ihrer Auffassung, ob (1) zügig und durch staatliches Eingreifen ein *Ausstieg aus der Energiegewinnung aus Kohle* herbeigeführt werden soll. Diese Perspektive ist in Kategorie (2) deutlich diffuser, da der *Kohlepfad als Brückentechnologie* begriffen wird, woraus ein pragmatischerer Umgang mit restriktiven Regulierungen resultiert – wenngleich ein Bekenntnis zur langfristigen Dekarbonisierung erfolgt, schließt dies allerdings nicht aus, dass zunächst neue, da effizientere Kraftwerke errichtet werden können. Als *dauerhafter Teil des Energiemixes* wird Kohle von Akteuren in Kategorie (3) betrachtet, wodurch entweder keine Ausstiegsperspektive verfolgt wird oder diese an sehr vage Bedingungen geknüpft ist.

3.3.10 Kapazitätsmechanismen

3.3.10.1 Lohnt sich Leistung?

Der deutsche Energiemarkt funktioniert traditionell als *Energy-Only-Markt (EOM)*, d.h. ein Erzeuger erhält eine Vergütung lediglich für die tatsächlich gelieferte Energie. Dies ist zu unterscheiden von einem Marktmodell, welches die Verpflichtung zur Lieferung einer festzulegenden *Leistung* honoriert. Dieses Muster wurde bereits in Kap. 3.3.8 mit Blick auf die Ausgestaltung der Netzentgelte erläutert, welche ebenfalls anteilig auf gelieferte Energie erhoben werden, zukünftig jedoch eine Leistungskomponente enthalten sollen, da durch steigenden Eigenverbrauch bei gleichbleibend hohem Strombedarf zu Spitzenlast-Zeiten das Finanzierungsmodell in Schieflage gerät. Ähnlich stellt sich der Sachverhalt auf den Energiemarkt dar: Die zunehmende EE-Installation bei weitgehend garantierter Netzeinspeisung im Zusammenwirken mit großer bestehender konventioneller Erzeugungsleistung hat zu einem Sinken der Börsenstrompreise geführt. Betreiber von Kohle- und Gaskraftwerken verdienen in der Folge weniger Geld, wobei dieser Preisdruck die im Vergleich teureren Gaskraftwerke stärker trifft.⁸² Letztere sind durch kurze An- und Abfahrzeiten zudem als Spitzenlastkraftwerke konzipiert, rentieren sich mithin also häufig durch Preisspitzen am Intraday-Markt. Auch dieses Geschäftsfeld erweist sich jedoch als gefährdet, da die hohe Nachfrage zur Mittagszeit bereits in großem Umfang durch PV-Einspeisung bedient wird. Die Folge aus diesen Marktverwerfungen ist, dass Investitionen in neue Kraftwerke gegenwärtig kaum lohnenswert erscheinen. Zwar weist der deutsche Kraftwerkspark gegenwärtig noch deutliche Überkapazitäten auf, jedoch sind umfangreiche altersbedingte Kraftwerksstilllegungen zu erwarten (Flinkerbusch & Scheffer, 2012, S. 15). Demgegenüber gehen Energiemarktstudien von einer deutlichen Verschiebung der Struktur des Kraftwerksparks in Richtung flexibler und emissionsärmerer Gaskraftwerke aus:

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt daher im Zeitraum 2020 bis 2025 merklicher Zubau von Gaskraftwerkskapazitäten. [...] Die installierte Kapazität vor allem von zu Regel- und Reservezwecken verwendeten Kraftwerken steigt bis 2050 auf 48 GW. Dies entspricht

⁸² Dieser Effekt wird durch die niedrigen Preise am Markt für Verschmutzungsrechte (Emissionshandel im Rahmen des EU ETS) verschärft.

einem Anteil von deutlich über 50% am gesamten konventionellen Kraftwerkspark (Prognos, et al., 2014, S. 224f).⁸³

Möglicherweise ist zukünftig, ohne einen angemessenen Kraftwerkszubau, also mit *Kapazitätslücken* zu rechnen, zumal nur ein Bruchteil der installierten Leistung an Wind und PV als gesichert anzusehen ist. Als Grundproblem erweist sich hierbei, dass Versorgungssicherheit ein *öffentliches Gut* darstellt (Müsgens & Peek, 2011, S. 579), welches bislang durch *positive externe Effekte* des Energy-Only Marktes weitgehend erwartungssicher geschaffen worden ist (Flinkerbusch & Scheffer, 2012, S. 13). Im veränderten Marktumfeld hingegen droht nun ein *Marktversagen*, da die Anreize zur Investition in konventionelle Kraftwerke bzw. andere Maßnahmen zu Herstellung gesicherter Leistung sich nicht aus den gegenwärtigen Marktsignalen ergeben. Zusätzlich wirken unsichere politische Rahmenbedingungen sowie hoher Wettbewerbsdruck und Finanzierungsengpässe bei großen Energieversorgern bzw. Stadtwerken als Investitionshemmnis (ebd., S. 14). Growitsch, et al. (2013, S. 10f) fassen überblickhaft vier Ursachenkomplexe zusammen, aus welchen sich die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen ableiten:

- die Stromnachfrage ist außerordentlich *unelastisch*, d.h. die überwiegende Mehrzahl der Verbraucher sieht aufgrund festgelegter Stromtarife keinen Anreiz zur Anpassung des Strombezugs in Knappheitssituationen
- aus politischen Gründen ist das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit höher, als der Energiemarkt herzugeben im Stande wäre
- im Rahmen des sog. *Missing Money Problems* bedarf es zur Kostendeckung von Spitzenlastkraftwerken in Knappheitssituationen auch sehr hohe Preisspitzen, welche jedoch durch Preisobergrenzen verhindert werden
- solche regulatorisch festgelegten Preisobergrenzen ergeben sich ihrerseits aus der Gefahr, dass Anbieter in Knappheitssituationen die in diesen Fällen erwachsende Marktmacht ausspielen und durch Zurückhaltung beim Verkauf noch höhere Preise erzwingen.

Die hierauf aufbauende Debatte um Kapazitätsmechanismen ist allerdings bereits in ihren Grundannahmen uneins: Kontrovers ist zunächst, ob die Argumentation des Marktversagens⁸⁴ überhaupt haltbar ist und tatsächlich keine ausreichende

⁸³ Ausgangswert war eine 2011 installierte Leistung von 24 GW (Prognos, et al., 2014, S. 223).

⁸⁴ So kommt r2b (2014, S. viii) zu dem Schluss, dass der Strombezug in Knappheitssituationen eben *kein* Allmende-Gut darstelle, da sich der Strompreis für Großverbraucher teils am

marktimmanente Anreizwirkung zu konstatieren ist. Zudem ist offen, in welchem Maße tatsächlich ein Zubau von konventionellen Kraftwerken notwendig sein wird, was wiederum vom Grad der Erhöhung der Nachfrageelastizität (Demand Side Management), Speichersystemen, Netzengpässen sowie der Regelbarkeit von EE-Anlagen abhängt.⁸⁵

Dass die Debatte keineswegs gegenstandslos ist, belegen gegenwärtig jedoch die „Ankündigungen der Kraftwerksbetreiber, konventionelle Kraftwerke kurz- bis mittelfristig stillzulegen oder gar nicht erst zu bauen“ (Helmholtz Allianz, 2015, S. 2). Hiervon sind auch moderne Gaskraftwerke sowie zahlreiche Kraftwerke im Süden Deutschlands betroffen, wo durch den Atomausstieg in naher Zukunft ohnehin mit Engpässen zu rechnen ist, da die Übertragungsnetzkapazitäten nach Süddeutschland noch nicht um notwendigen Umfang ausgebaut sind. Besonders deutlich wird dieses Missverhältnis am Beispiel des Gaskraftwerks Irsching, dessen jüngster Block erst 2010 ans Netz gegangen war und dank hoher Effizienz und Flexibilität europaweit zu den modernsten konventionellen Kraftwerken gehört. Trotz seines Standortes in Süddeutschland rentiert sich der Betrieb des Kraftwerks jedoch nicht, sodass die daran beteiligten Unternehmen 2015 ihr Vorhaben anzeigten, mit der Stilllegung des Kraftwerks zu beginnen.⁸⁶

Bislang basiert das Versorgungssicherheitsregime auf einem Energy-Only Markt sowie der Rolle der Übertragungsnetzbetreiber und der Bilanzkreisverantwortlichen bei der Deckung der Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt. Einzelne regulatorische Maßnahmen erweitern diese marktliche Steuerung. Hiervon zu unterscheiden sind jedoch Maßnahmen zur *Netzstabilität*, für welche es sehr kurzfristig verfügbarer Regelleistung bedarf. Entsprechend werden flexible positive und negative Kapazitäten von den Netzbetreibern auf einem Regelleistungsmarkt ausgeschrieben, über dessen

Börsenpreis orientiere. Dies trifft für kleinere Endverbraucher zwar nicht zu, allerdings würde Versorgungssicherheit durch die Verpflichtung der Bilanzkreisverantwortlichen bzw. der Stromlieferanten, in Knappheitssituationen auch zu hohen Einkaufspreisen verlässlich Energie zu liefern, durchaus privatisiert.

⁸⁵ Biomasseanlagen etwa sind regelbar und damit unter Kapazitätsgesichtspunkten höchst systemdienlich. Auch volatile EE-Anlagen lassen sich aggregieren, wodurch sich gerade im größeren Verbund durch meteorologische Ausgleichseffekte ein gewisses Maß an gesicherter Leistung ergibt. Diese lässt sich durch die Integration von Speichern und regelbaren Anlagen in das so entstandene *virtuelle Kraftwerk* weiter erhöhen.

⁸⁶ Die BNetzA und der ÜNB TenneT stellten jedoch eine hohe Systemrelevanz fest und untersagten die Abschaltung des Kraftwerks im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung (s.u.), wogegen die Betreiber gegenwärtig (Stand Frühjahr 2016) rechtlich vorgehen.

Verfahren und Teilnahmekriterien die BNetzA wacht (BNetzA, 2013c; s. Kap. 5.6.2). Die Diskussion um Kapazitätsmechanismen zielt demgegenüber jedoch auf längere Zeiträume ab, indem sie die Bereitstellung von Residual- und Spitzenlast angesichts volatiler EE-Einspeisung in den Mittelpunkt rückt. In diesem Bereich sind jedoch die im Zuge der Kapazitätsdebatte erweiterten Kompetenzen der BNetzA zu nennen: Diese führt seit 2013 im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung eine Liste geplanter Stilllegungen und kann eine solche untersagen, falls der zuständige ÜNB ein Kraftwerk als systemrelevant einstuft. In diesem Fall wird der Betreiber zum Weiterbetrieb verpflichtet, wobei das Kraftwerk der Netzreserve (auch als *Winterreserve* bezeichnet) zugerechnet wird. Diese wird von BNetzA und ÜNB jährlich ermittelt und erstattet den teilnehmenden Betreibern eine Vergütung für die Bereithaltung ihrer Anlagen. Hier ist jedoch anzumerken, dass die Reservekraftwerksverordnung nicht durch deutschlandweite Kapazitätslücken begründet ist, da solche gegenwärtig nicht bestehen. Vielmehr bedarf der süddeutsche Raum in kritischen Netzsituationen einer Erzeugungsreserve, da es in Extremsituationen möglich ist, dass durch noch bestehende Engpässe im Übertragungsnetz keine ausreichende Leistung aus dem restlichen Bundesgebiet bezogen werden kann. Allerdings adressiert diese (zunächst bis 2017 begrenzte) Maßnahme das in der Kapazitätsdebatte zentrale Problem der mangelnden Rentabilität systemstabilisierender Kraftwerke. Sie bildet somit ein Provisorium, welches unmittelbar drängende Netz- und Erzeugungsfragen vereint. Darüber hinaus allerdings macht der tiefgreifende und als intransparent kritisierte Eingriff in die Verfügung der Kraftwerksbetreiber über ihr Eigentum zeitnah eine integrative und langfristig verlässliche Neuregelung nötig.

Auch die Schaffung einer vergüteten *Kapazitätsreserve für Braunkohleanlagen* stellt eine eher isolierte Maßnahme zur Wahrung der Versorgungssicherheit dar, welche jedoch eher dem Teil-Politikfeld der Emissionsreduktion zugerechnet werden kann, da die Reserve in erster Linie der gleitenden Stilllegung älterer Kraftwerke dient. Die im letzten Kapitel umrissene Kraftwerksreserve für Kohlekraftwerke in Höhe von 2,7 GW ist vielmehr ein Kompromiss, welcher die vom BMWi ursprünglich geplante Klimaabgabe für konventionelle Kraftwerke deutlich abschwächte. Das Problem der Kapazitätsbereitstellung, welches parallel ohnehin im Rahmen der Strommarktreform (s.u.) in einem geschlossenen Konzept gelöst werden sollte, bot hier eher einen Raum zur Auflösung des festgefahrenen Konflikts. Daher ist die Klimareserve, ebenso wie

die Winterreserve, weder als dauerhaftes noch als marktliches Politikinstrument zur Kapazitätssicherung zu bewerten.

Als indirekte Maßnahme zur Kapazitätssicherung lässt sich auch die Idee fassen, die Förderung Erneuerbarer Energien „auf die Zahlung von Kapazitätsprämien für systemdienliche Kapazität“ umzustellen (Öko-Institut, 2014, S. 1a). Dies – sowie die noch tiefer greifende Verpflichtung von EE-Anlagenbetreibern, selbst Backup-Kapazitäten bereitzustellen – würde für Anbieter gesicherter Leistung neue Geschäftsfelder erschließen. Ob der daraus resultierende Effekt eine überfällige Systemintegration der EE darstellen würde oder deren faktischen Förderstopp zur Folge hätte, hängt von der konkreten Ausgestaltung eines solchen kapazitätsbasierten Förderinstruments sowie der jeweiligen Sichtweise ab.

Was ist nun also unter einem solchen *Kapazitätsmechanismus* zu verstehen? Leprich, et al. (2012, S. 36) fassen hierunter

alle Politikinstrumente, die zur langfristigen Versorgungssicherheit beitragen, indem die Bereitstellung von Kapazitäten durch Erträge außerhalb des Energy-Only-Markts honoriert und damit die Fixkostendeckung von Stromerzeugungstechnologien sowie DSM-Maßnahmen verbessert wird.

Entsprechend dieser Definition wäre auch das KWK-Gesetz als selektive Maßnahme zur Kapazitätssicherung zu verstehen (ebd., S. 11). Auch andere Autoren weisen darauf hin, dass Kapazitätssicherung durch Zusatzvergütung eine große Bandbreite an Technologien erfassen kann:

Versorgungssicherheit kann nicht nur durch den Bau oder Weiterbetrieb von fossilen Kraftwerken gewährleistet werden. Vielmehr können prinzipiell auch alle anderen Akteure im Stromversorgungssystem – Betreiber von Erneuerbaren-Energie-Anlagen, Netzen und Speichern sowie Stromverbraucher – Beiträge zur Versorgungssicherheit leisten. Versorgungssicherheit meint dabei nicht nur, dass der maximal zu erwartende Stromverbrauch (unter Berücksichtigung möglicher Reduktions- und Flexibilisierungspotentiale der Nachfrage) durch gesicherte Erzeugung gedeckt sein muss. Vielmehr müssen auch ausreichend flexible Kapazitäten vorgehalten werden, um auf kurzfristige, unerwartete Störungen im System reagieren und die Netzstabilität idealerweise jederzeit gewährleisten zu können (Helmholtz Allianz, 2015, S. 4).

Somit beinhaltet die Forschungsagenda insbesondere die Frage, in welchem Umfang Kapazitätsmechanismen auf fossile Kraftwerke abzielen müssen. Weiterhin ist offen,

welche Alternativen in einem auf fluktuierenden Erneuerbaren Energien beruhenden System Last und Erzeugung zusammenführen können. Krzikalla, et al. (2013, S. 8ff) bieten im Rahmen einer BEE-Studie folgenden Überblick:

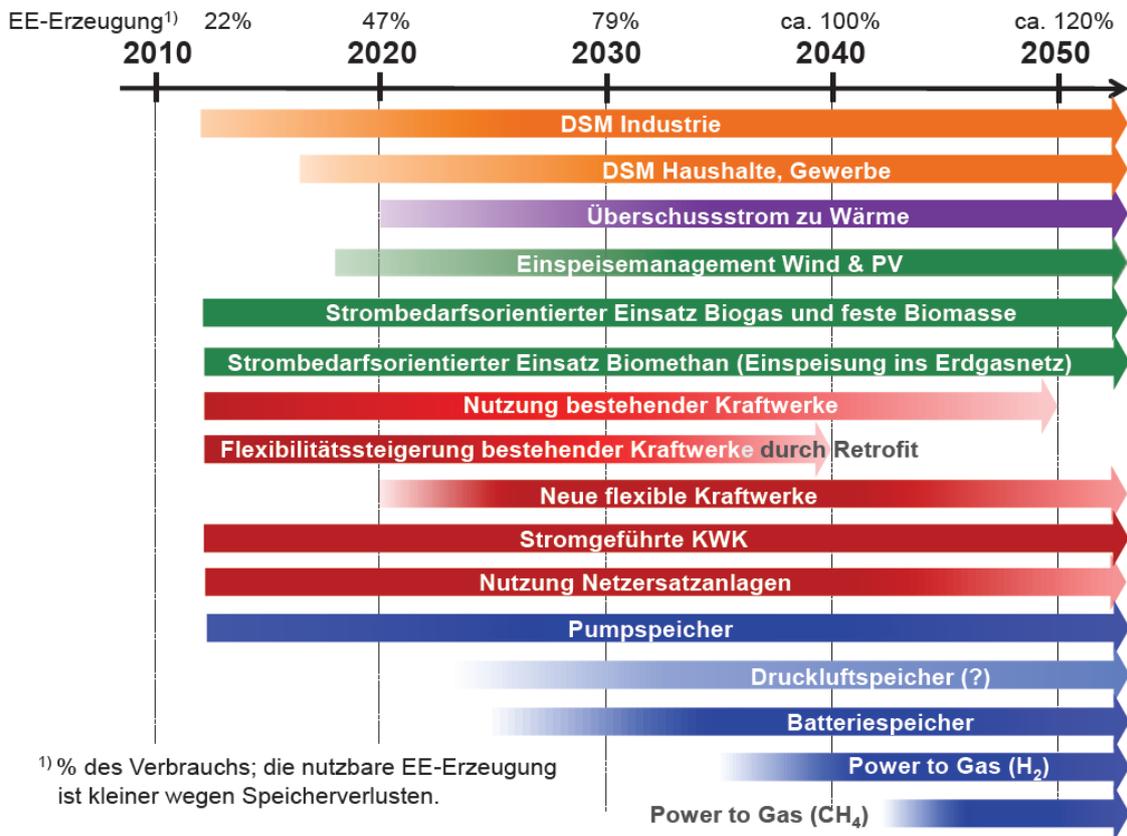


Abbildung 13: Überblick über Flexibilitätsoptionen (Krzikalla, et al., 2013, S. 10)

Insgesamt zeigt sich, dass Versorgungssicherheit zukünftig weitgehend von der Flexibilität von Last und Erzeugung abhängt (Bloomberg Finance, 2013, S. 2). Weiterhin stellt die aktuelle Diskussion um Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen einen Prüfstein für die Grundauffassung dar, ob sich EE in den bestehenden Strommarkt integrieren müssten, oder ob vielmehr dieser um neue Erzeugungsformen herum zu konzipiert sei (Leprich, et al., 2012, S. 12). Drittens offenbart die international zu beobachtende Bandbreite an Kapazitätssicherungspfaden, dass dieses Politikfeld nach wie vor in erster Linie nationalstaatlich interpretiert wird, wodurch „das Potential grenzübergreifender Synergien bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen vernachlässigt“ wird (Neuhoff, et al., 2014, S. 732). Im physisch und marktlich eng vernetzten Stromverbundraum Mittel- und Westeuropas finden sich in der Folge sehr unterschiedliche Lösungswege:

In den *nationalen politischen Debatten* weit fortgeschritten ist derzeit ein umfassender Kapazitätsmarkt in Frankreich, während in Deutschland mit der Reservekraftwerksverordnung bis 2017 eine „quasi“-strategische Reserve implementiert wird und zugleich eine breite Auswahl an möglichen Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmärkten diskutiert wird. In Belgien wurde die Einführung einer strategischen Reserve von der Regierung beschlossen, während in den Niederlanden derzeit kein Bedarf für einen Kapazitätsmarkt mehr gesehen wird. Ähnliches gilt für Österreich (AT Kearney, 2014, S. iii).

In Deutschland befindet sich die Konzeption eines neuen Marktdesigns in der Phase der Politikformulierung; das Gesetz zur Strommarktreform soll Anfang 2017 in Kraft treten. Hierzu fanden im Rahmen der Erstellung eines Grün- und Weißbuchs zur Energiemarktreform in den Jahren 2014 und 2015 zahlreiche Konsultationen statt (BMW, 2015c, S. 10ff). Angesichts der geringen Erfahrungswerte und der umfassenden bzw. weichenstellenden Natur jeglicher Eingriffe begann die Identifikation von Lösungswegen zunächst ergebnisoffen. So wurde gefragt, ob und welche Kapazitätslücken sich in Deutschland abzeichnen, wie diesen begegnet werden könne, und welche Wechselwirkungen sich aus diesen Maßnahmen für den deutschen und europäischen Energiemarkt ergäben. Zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen nennen Schill & Diekmann (2014) folgende Kriterien:

- Tatsächliche Lösung des Kapazitätsproblems
- Geringe Zusatzkosten bzw. politischer Steuerungsaufwand
- Wahrung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt
- Gerechte Kosten-Nutzen-Verteilung
- Langfristige politische Kontrollierbarkeit
- Beanreizung eines wünschenswerten Technologiemixes mit hohem Flexibilitätscharakter
- Einbindung in den EU-Energiemarkt

Eine Vielzahl von Studien kommt hinsichtlich solcher Kriterienkataloge zu teils widersprüchlichen Ergebnissen, was teils auf abweichende Grundannahmen, teils auf die Wichtung von Nebenzielen wie politischer Umsetzbarkeit oder Dekarbonisierung zurückzuführen ist. Nicht zuletzt sind verschiedene Steuerungsmodelle mit konkreten Vor- und Nachteilen für einzelne Technologiepfade verbunden, wodurch sie konkrete Akteursinteressen berühren. Im Folgenden soll daher ein Überblick über die relevanten Handlungsoptionen zur Kapazitätssicherung sowie deren jeweilige Unterstützer gegeben werden.

3.3.10.2 Richtungsentscheidungen der Energiewende:

Kapazitätssicherungsmodelle

Im Wesentlichen lassen sich Kapazitätsmechanismen einerseits danach unterscheiden, ob sie *zentral* oder *dezentral* organisiert sind, andererseits danach, ob sie *umfassend* wirken, also alle Kraftwerkstypen umfassen, oder ob sie auf einzelne Anlagentypen *fokussiert* sind (Flinkerbusch & Scheffer, 2012, S. 16ff). Weiterhin lässt sich nach dem – weit schwerer zu beurteilenden – *Grad des Markteingriffs* differenzieren. Innerhalb dieses Spektrums bieten sich zahlreiche staatliche Eingriffsmöglichkeiten, von welchen in den vergangenen Jahren vier als Optionen für Deutschland ernsthaft diskutiert und verglichen worden sind (s. zur Übersicht Growitsch, et al., 2013, S. 5 sowie Flinkerbusch & Scheffer, 2012, S. 16ff). Eine zusammenfassende Übersicht der umrissenen Kapazitätsoptionen findet sich in Tabelle 3.

EOM-Weiterentwicklung

Eine eher inkrementelle Handlungsoption stellt der weitestgehende *Verzicht auf Kapazitätsmechanismen* zugunsten der Beibehaltung des Energy Only Marktes dar. Dahinter verbirgt sich die Erwartung, Investitionen in Anlagen mit gesicherter Leistung bzw. DSM-Maßnahmen würden sich vor allem über Preisspitzen an der Strombörse⁸⁷ und (langfristige) bilaterale Versorgungsverträge rentieren. Darüber hinaus ergäben sich für Anbieter gesicherter Leistung ausreichend lukrative Geschäftsfelder auf „Regelenergiemärkten, Optionsmärkten sowie bei bilateralen Kraftwerksreserveverträgen“ (r2b, 2014, S. vi). Gerade vor dem Hintergrund langfristig stabiler Rahmenbedingungen, welche v.a. von Bundesregierung und EU-Kommission für die Zukunft eingefordert werden, resultieren folglich genügend Anreize zur Investition in systemdienliche Technologien und Geschäftsmodelle.

Im Gegensatz zum bestehenden Marktmodell müsste der EOM zur Vermeidung von Kapazitätsengpässen dennoch zunächst inkrementell ‚ertüchtigt‘ werden. Hierunter fallen nach BMWi (2015c, S. 59ff), Energate (2015i, S. 1f) und r2b (2014, S. viii f) vor allem:

⁸⁷ Laut Graichen (2013, S. 7) muss zur Refinanzierung von gegenwärtig errichteten Gaskraftwerken an mind. 50 Stunden im Jahr eine Preisspitze von 1.000 Euro erreicht werden.

- die Änderung der Zulassungskriterien zur Teilnahme am Regelenergiemarkt, welche gegenwärtig für Erzeugungsanlagen konzipiert sind und zukünftig auch flexible Lasten einfacher erfassen sollten (etwa über eine verringerte Mindestteilnahmegröße)
- die hierfür nötige verbesserte Anreizbildung für den Roll-out einer Smart Meter-Infrastruktur im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV; s. Kap. 5.6 und 6.3)
- die Stärkung des europäischen Binnenmarktes bzw. seiner infrastrukturellen Voraussetzungen in Gestalt grenzüberschreitender Transportkapazitäten
- die weitere Anreizbildung zur Einhaltung von *Fahrplänen* im Rahmen des Bilanzkreissystems, wodurch der Wert flexibler Ausgleichsenergie steigt, da weniger teure Ausgleichsenergie aus der Übertragungsnetzebene entnommen werden muss; weiterhin sollen Abrechnung und Ausgleich viertelstündlich erfolgen und somit präziser auf schwankende Einspeisung reagieren.

Ein Energy Only Markt, dessen Flexibilitätspotenziale durch diese Maßnahmen gehoben würden, wird auch als *EOM 2.0* bezeichnet (r2b, 2014, S. viii). Diese Ertüchtigung wird teils als Alternative zu umfassenden Kapazitätsmechanismen, teils lediglich als deren Vorstufe zur Hebung bestehender Potenziale betrachtet („sowieso-Maßnahmen“). Strittig ist folglich weniger die Zustimmung zur Mehrheit der Maßnahmen, sondern ob diese als hinreichend im Sinne der Versorgungssicherheit beurteilt werden.

Strategische Reserve

Unter einer Strategischen Reserve als Kapazitätsmechanismus ist ein festzulegender Umfang an Backup-Kapazitäten für Extremsituationen zu verstehen, welche *nicht* am regulären Energiemarkt teilnehmen können. Marktliche Knappheitssignale durch Preisspitzen (s. EOM bzw. EOM 2.0) und das regulatorische Kapazitätsinstrument sind folglich strikt voneinander zu trennen, um einer Verzerrung des Wettbewerbs vorzubeugen. Die Strategische Reserve als nicht steuernd wirkende „Versicherung“ hätte angesichts der unvorhersehbaren Folgen eines tieferen Markteingriffs den Vorteil, dass sie als „verhältnismäßig leicht aufzubauen, kostengünstig und reversibel“ gilt (Nicolosi, 2012, S. 31). Diese Absicherung würde zentral ausgeschrieben (und damit im Gegensatz zur Winterreserve der BNetzA nicht regulatorisch bestimmt) und käme erst zum Einsatz, wenn die Stromnachfrage am Markt auch beim technisch

möglichen Höchstpreis (3.000 € pro MWh Strom am Day-Ahead-Markt bzw. 10.000 € am Intraday-Markt) nicht mehr gedeckt werden kann (BMWi, 2015c, S. 82; Dyllong, 2013, S. 39). Da die Höhe der Zahlungen für Anbieter gesicherter Leistung vom Regulierer festgeschrieben wird, handelt es sich bei der Strategischen Reserve um einen preisbasierten Mechanismus (Tietjen, 2012, S. 28).

Die Reform des Strommarktes in Deutschland nimmt inzwischen (Stand: Ende 2015) Kurs auf eine Variante der Strategischen Reserve, wie das Weißbuch des BMWi sowie der darauf basierende Referentenentwurf des Gesetzes zeigen. Demnach wird ein reformierter EOM angestrebt, welcher als Sicherungsmechanismus eine *Kapazitätsreserve* enthält. Deren Höhe soll voraussichtlich fünf Prozent der Jahreshöchstlast betragen, was zunächst einer Größenordnung von etwa 4,4 GW entspricht (BMWi, 2015c, S. 80ff). Darin enthalten sind vorübergehend die nicht marktlich bestimmten 2,7 GW der Klimareserve, d.h. ältere Braunkohlekraftwerke. Grundsätzlich jedoch soll die Kapazitätsreserve technologie-neutral auf Basis eines Ausschreibungsverfahrens unter Vertrag genommen werden; es handelt sich also um einen *zentral-umfassenden Mechanismus*. Allerdings wird erwartet, dass sich vorrangig stilllegungsbedrohte Kraftwerke um eine Aufnahme in die Reserve bemühen. Eine Anreizwirkung für moderne Erzeugungskapazitäten sowie für Flexibilitätsoptionen ergäbe sich somit – auch angesichts des begrenzten Umfangs der Reserve – vielmehr indirekt, v.a. durch das angestrebte Verursacherprinzip:

Wird die Reserve abgerufen, beträgt der Mindestpreis für die unterdeckten Lieferanten 20.000 Euro/MWh. Dies entspricht dem technischen Höchstpreis im untertägigen Stromhandel zuzüglich eines Aufschlags von 100 Prozent. Damit haben die Lieferanten klare Anreize, ihre Lieferverpflichtungen frühzeitig über Termingeschäfte oder Vereinbarungen mit ihren Kunden abzusichern und somit die Reserve erst gar nicht zum Einsatz kommen zu lassen (BMWi, 2015c, S. 82).

Ergänzt wird die Kombination aus EOM 2.0 und Kraftwerksreserve durch die Verlängerung der Netzreserve, welche zunächst bis 2023 weitergeführt und ggf. weiterentwickelt werden soll (ebd., S. 83). Beide Reserven sollen jedoch als getrennte Instrumente beibehalten und nicht miteinander verschmolzen werden.

Zentraler umfassender bzw. fokussierter Kapazitätsmarkt

Ein Kapazitätsmarkt schafft im Unterschied zur Strategischen Reserve einen Markt für garantierte Leistung *parallel* zum Energy Only-Markt. Seine Implementation stellt

folglich einen tiefgreifenden regulatorischen Einschnitt dar, sodass Kritiker die geringe Reversibilität einer derartigen Maßnahme anmahnen (Graichen, 2013, S. 10). Durch eine zentrale Umsetzungsbehörde wird, mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf, eine Zielvorgabe an zukünftig benötigten Kapazitäten abgeschätzt, woraus sich die zu erfüllende Gesamtnachfrage an Kapazitäten ergibt. Es handelt sich folglich um ein mengenbasiertes Instrument (Growitsch, et al., 2013, S. 18; Tietjen, 2012, S. 28). Da im Rahmen des festgelegten Kapazitätsumfangs eine freie Preisbildung stattfindet, ist ungeachtet des regulatorischen Aufwands von einem Kapazitäts*markt* die Rede. Anbieter, welche sich daraufhin im Rahmen von Auktionsverfahren gegen ihre Konkurrenten durchsetzen, erhalten im Ausgleich für die Bereitstellung gesicherter Leistung über einen festzulegenden Zeitraum hinweg Kapazitätzahlungen. Entscheidend ist hierbei, dass Anbieter gesicherter Leistung bzw. flexibler Lasten weiterhin ohne Einschränkungen am EOM teilnehmen können; lediglich Einnahmen aus Spitzenlastzeiten sichert sich der Auktionator der Kapazitätzahlungen über eine Call-Option (Matthes, et al., 2013, S. 54f). Durch eine solche anteilige Abschöpfung von Knappheitsprämien lassen sich die Kosten des Systems reduzieren. Die verbleibende Differenz würde über eine – ggf. separat auszuweisende – Umlage als Bestandteil der (Übertragungs-)Netzentgelte refinanziert.

Im Rahmen der umrissenen Kriterien für einen zentralen Kapazitätsmarkt sind zahlreiche Ausgestaltungsarten denkbar (s. hierzu Flinkerbusch & Scheffer, 2012). Als für den deutschen Kontext diskutierte Spielarten lassen sich das Modell der Versorgungssicherheitsverträge, d.h. eines umfassenden Kapazitätsmarktes (Elberg, et al., 2013) sowie das Konzept eines fokussierten Kapazitätsmarktes anführen. Entscheidender Unterschied zwischen beiden ist die Frage, ob sämtliche denkbaren Bereitsteller gesicherter Leistung als Anbieter zugelassen werden – dies wäre in einem *umfassenden Kapazitätsmarkt* der Fall. Hier würde im Sinne strikter Technologieneutralität keine Unterscheidung zwischen Altersklassen oder Kraftwerkstypen getroffen; es fände demzufolge für sämtliche Anlagen ein einheitliches Gebotsverfahren statt. Im Unterschied hierzu werden im Rahmen eines *fokussierten Kapazitätsmarktes* kleinere Marktsegmente geschaffen (Öko-Institut, 2014a, S. 4). Hierin könnten einerseits neu zu errichtende (bzw. solche mit „mit erheblichen Retrofit-Maßnahmen“, Tietjen, 2012, S. 45), andererseits

stilllegungsbedrohte Anlagen⁸⁸ Kapazitätzahlungen erhalten. Während die Verpflichtungsperiode bei letzteren auf vier Jahre begrenzt ist, finden sich gerade beim erstgenannten Segment des zukünftigen Kraftwerksparks strenge Teilnahmebedingungen („Präqualifikationskriterien“; Growitsch, et al., 2013, S. 34). In der Praxis beinhalten diese vor allem die Einführung von Flexibilitätsauflagen⁸⁹ und Emissionsobergrenzen, wodurch insbesondere für virtuelle Kraftwerke, Speicher und moderne Gaskraftwerke ein Zweitmarkt geschaffen würde. Ergänzend könnten regelbare EE-Anlagen oder Speicher zusätzlich prämiert werden (Tietjen, 2012, S. 29). Kohlekraftwerke hingegen würden so von der Teilnahme am fokussierten Kapazitätsmarkt faktisch ausgeschlossen (Growitsch, et al., 2013, S. 18).⁹⁰

Nicht zuletzt wäre im Rahmen eines Kapazitätsmarktes auch eine regionale Unterteilung denkbar, welche etwa in einer nord- und einen süddeutschen Preiszone für Kapazitäten resultieren würde, wobei aufgrund von Netzengpässen und hoher Last gerade im Süden höhere Preissignale zu erwarten wären. Alternativ könnte bspw. das Neubausegment auf von Netzengpässen gefährdete Regionen begrenzt sein (Growitsch, et al., 2013, S. 17). Während ein umfassender Kapazitätsmarkt vor allem von der Zielfunktion gesicherter Versorgung ausgeht und aller Voraussicht nach eher zur Laufzeitverlängerung von Bestandskraftwerken führen würde (Tietjen, 2012, S. 29), wäre gerade ein fokussierter Kapazitätsmarkt vermögens seiner zahlreichen Gestaltungsvorgaben dazu geeignet, eher neue Anlagen zu fördern und sich dabei zusätzlich an energiepolitischen Nebenzielen zu orientieren (Growitsch, et al., 2013, S. 34). Seine Unterstützer stellen den Kapazitätsmarkt folglich weitaus stärker in den Kontext von Klimaschutzzielen:

So dient ein Kapazitätsmarktinstrument zwar primär der Gewährleistung von Versorgungssicherheit, darüber hinaus sollten jedoch auch die genannten anderen Ziele verfolgt und es sollte ein Beitrag zum Umbau des Stromversorgungssystems geleistet werden, für den die Neuerrichtung sehr flexibler und emissionsarmer Kraftwerke als Ergänzung zur variablen Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie aus technischen wie auch ökonomischen Gründen unabdingbar ist (Matthes, et al., 2013, S. 53).

⁸⁸ Auch kurzfristig wirksame DSM-Maßnahmen würden in dieses Marktsegment fallen.

⁸⁹ Dass nur flexible Kraftwerke am Kapazitätsmarkt teilnehmen können, ließe sich durch das Präqualifikationskriterium sicherstellen, dass bspw. der Mindestlastbereich höchstens 20% der Nennleistung betrage (Matthes, et al., 2013, S. 56).

⁹⁰ Dies gilt ebenfalls für das Marktsegment *stilllegungsbedrohte Kraftwerke*, da hier zunächst vor allem die nach der Merit Order stärker bedrohten Gaskraftwerke zum Zuge kommen würden.

Als Folge zahlreicher Stellschrauben ist die Bandbreite der möglichen Profiteure eines Kapazitätsmarktes, abhängig von dessen jeweiliger Ausgestaltung, recht groß: Einerseits könnten – schwierig zu vermittelnde – Zusatzgewinne (*Windfall profits*) bzw. längere Laufzeiten für bereits abgeschriebene Bestandskraftwerke generiert werden. Andererseits ließe sich ein Zweitmarkt für die Förderung von ‚Komplementärtechnologien‘ für einen EE-dominierten Markt maßschneidern.

Für sämtlichen Spielarten führen Kritiker neben drohender Irreversibilität, dem Aufwand-Nutzen-Verhältnis sowie den Auswirkungen auf die Marktintegration von EE vor allem die ‚Kleinstaatlichkeit‘ nationaler Lösungen im EU-Kontext ins Feld. Befürworter von Kapazitätsmärkten weisen demgegenüber auf aktuelle Übertragungsengpässe, die schwierige Umsetzbarkeit europäischer Lösungen sowie die nach wie vor bestehende – und auch rechtlich konforme – nationalstaatliche Verantwortung zur Abdeckung eigener Lastspitzen hin. Europäische Integrationsbemühungen wären vorrangig in bereits eng vernetzten Regionalmärkten denkbar und im Rahmen der Ausschreibungen zumindest anteilig umzusetzen (Matthes, et al., 2013, S. 57ff). Auch sei die befürchtete Unumkehrbarkeit des Markteingriffs im Falle eines langsamen Auslaufens der Kapazitätsausschreibungen nicht zwingend gegeben (Growitsch, et al., 2013, S. 47).

Dezentraler Leistungsmarkt

Im Modell eines Marktes für Versorgungssicherheitszertifikate, wie es etwa von BDEW und VKU vorgeschlagen wird, würden der traditionelle Strommarkt und ein Markt für gesicherte Leistung wohl am engsten miteinander verwoben. Besonderheit ist hierbei zunächst, dass Versorgungssicherheit nicht als notwendigerweise öffentliches Gut betrachtet wird, sondern gewissermaßen *privatisiert* und der Verantwortung der (lokalen) Stromhändler überantwortet wird: „Auf Basis der Leistungszertifikate wird das Gut gesicherte Leistung zu einem standardisierten und frei handelbaren Produkt“ (Ecke & Herrmann, 2013, S. 8). Diese werden in die Verantwortung genommen, für die von ihnen belieferten Stromkunden durch Versorgungssicherheitszertifikate eine ausreichende Belieferung zu gewährleisten. Ausgestellt werden diese Zertifikate wiederum von Stromerzeugern. Alternativ könnten Händler (v.a. mit flexiblen Großabnehmern) eine reduzierte Stromversorgung in Knappheitszeiten vereinbaren, wodurch sich gerade im Fall hoher Zertifikatspreise ein ökonomischer Anreiz zur Lastflexibilität ergäbe.

Es handelt sich beim Dezentralen Leistungsmarkt (DLM) also um einen umfassenden Mechanismus (d.h. ohne Technologiedifferenzierung), welcher ohne eine zentrale Festlegung der sicherzustellenden Leistung auskommt. Da die Nachfragesignale nach gesicherter Leistung von einzelnen Akteuren ausgehen, kann von einem dezentralen Instrument gesprochen werden. Dies folgt der Logik, dass nur „eine große Zahl von Marktakteuren [...] die dezentral vorhanden und sehr heterogenen Flexibilitätspotenziale des Systems identifizieren, beurteilen und erschließen“ kann (Ecke & Herrmann, 2013, S. 7). Demgegenüber könnten zentrale Steuerungsinstrumente die „*Informationsasymmetrie*“ zwischen Regulierer und Marktakteur nicht überwinden. Auch der DLM wird jedoch mit einer zentral beschafften Sicherheitsreserve konzipiert, welches gegen ein Versagen des Pönalsystems absichern soll. Ebenso staatlich zu bestimmen sind die Höhe der Strafzahlungen für nicht beschaffte Leistungszertifikate (bzw. deren erzeugungsseitige Nichterfüllung) sowie die „Definition eines Marktpreises, der die Nachweispflicht auslöst“ (Schill & Diekmann, 2014).⁹¹ Schwer fällt die Beurteilung der Intensität des Markteingriffs: Einerseits orientiert sich das Modell sehr deutlich an den bestehenden marktlichen Strukturen und minimiert – einmal aufgesetzt – die staatliche Steuerungsnotwendigkeit. Andererseits wird der DLM aber auch eng mit diesen Strukturen verwoben, damit steht – wie bei dezentralen, selbstregulierenden Modellen üblich – eine große Eigendynamik zu erwarten. Beides lässt eine einfache Rücknahme des Kapazitätsmechanismus schwierig erscheinen, wodurch von einem nachhaltigen Markteingriff zu sprechen wäre.

Hauptunterstützer eines DLM sind der VKU sowie der BDEW, der zunächst noch das Modell einer Strategischen Reserve verfolgt hatte. Die Verfechter nehmen für sich in Anspruch, „[s]o viel Markt wie möglich – nicht mehr Regulierung als nötig“ (BDEW, 2014a, S. 6) anzustreben. Zielstellung ist dabei ausschließlich die kostenminimale Wahrung der Versorgungssicherheit; Nebenziele (wie etwa die Förderung spezifischer Technologiepfade) werden explizit nicht verfolgt (ebd., S. 6f). Kritiker unterstellen dem DLM, dass hierdurch ein zweites Abrechnungssystem auf Bilanzkreisebene eingeführt würde, welches teils widersprüchliche Verhaltensanreize setzen und zu einer Abwägung zwischen Prognosequalität und dem Hinwirken auf gleichmäßige

⁹¹ Der Vorschlag des BDEW sieht hierzu „einen hohen Strompreis am Day-Ahead-Markt vor, der über den Grenzkosten des teuersten deutschen Kraftwerkes liegen soll, aber unterhalb der Abschaltkosten von Nachfragern“ (z. B. 300 €/MWh; BDEW, 2014a, S. 5).

Verbrauchernachfrage führen würde: „Der Versorger muss sich zwischen beiden Modellen optimieren und wird dadurch eine für keines der Systeme optimale Strategie verfolgen“ (BEE, 2015, S. 1). Hieraus ergäben sich vermeidbare volkswirtschaftliche Ineffizienzen; zudem ist die Leistungsfähigkeit des dergestalt teilweise unterhöhlten Bilanzkreissystems von der Bundesregierung als zentrales Steuerinstrument anerkannt. Insgesamt finden sich hinsichtlich eines DLM jene Kritikpunkte, welche – teils wechselseitig – auch gegen andere Kapazitätsinstrumente in Stellung gebracht werden: nämlich die Generierung von Zusatzkosten, ohne dass die avisierten Kapazitäten tatsächlich verfügbar wären (ebd., S. 2).

	Strategische Reserve	Kapazitätsmarkt		Dezentraler Leistungsmarkt
		Umfassend	Selektiv	
Referenzraum	Zentral	Zentral	Zentral	Dezentral
Funktionsweise	Preisbasiert	Mengenbasiert	Mengenbasiert	Mengenbasiert
Teilnahme der Kapazitäten am regulären Markt	Nein	Ja	Ja	Ja
Akzeptanz von Preisspitzen am Markt	Ja	Nein	Nein	Ja
Technologie-Differenzierung	Ja	Nein	Ja	Nein
Umkehrbarkeit	Hoch	Eher gering	Eher gering	Gering
Regionale Differenzierung	Nein ⁹²	Nein	Möglich	Immanent
Anschlussfähigkeit an EU-Markt	Eher hoch	Eher gering	Eher gering	Eher gering

Tabelle 3: Eigenschaften verschiedener Optionen zur Kapazitätssicherung (eigene Darstellung nach Graichen, 2013; Growitsch, et al., 2013; Schill & Diekmann, 2014; Tietjen, 2012)

3.3.10.3 Kategorien und Operationalisierung für die Clusteranalyse

Bei der Kategorisierung der Akteure hinsichtlich ihrer Positionierung innerhalb der Kapazitätsdebatte müssen einige Vereinfachungen vorgenommen werden, da es angesichts mehrerer Betrachtungsebenen eigentlich ebenso vieler Kategorien bedürfte (umfassend vs. fokussiert; zentral vs. dezentral; mit oder ohne Marktteilnahme etc.). Eine solche Unterscheidung trüfe jedoch auf keine entsprechende Differenzierung jenseits der Expertenebene des Technologiediskurses und wiese damit ein gewisses Maß an Scheingenaugigkeit auf. Für die vorliegende Untersuchung wurde daher eine Unterscheidung gewählt, welche die auf Akteursebene aufzufindende Überlappung mehrerer Unterscheidungskriterien widerspiegelt (s. Tabelle 3). Kategorie (1) umfasst dabei zunächst solche Akteure, welche in erster Linie den Markteingriff durch

⁹² Allerdings beinhaltet das Modell der Strategischen Reserve im deutschen Fall vorerst die Beibehaltung der Netzreserve, durch welche regionale Lieferengpässe abgebildet werden (s.o.).

Kapazitätsmechanismen ablehnen und stattdessen auf die Wirkung von Preisspitzen am zentralen Energy Only Markt setzen. Hierunter fällt auch die Akzeptanz bzw. die gezielte Forderung einer regulierten Strategische Reserve, welche als ‚geringeres Übel‘ im Vergleich zu stärker mit dem Markt verflochtenen Kapazitätsoptionen wahrgenommen wird. Vertreter der Kategorie (2) befürworten die Einführung eines fokussierten, zentralen Kapazitätsinstruments, teils auch mit der Argumentation, dieses sei die letztlich wettbewerblicher Alternative zur Strategischen Reserve. Allerdings soll durch technologische Qualifikationskriterien wie Anlagenalter, Flexibilität oder Emissionen sichergestellt werden, dass insbesondere bestehende Kohlekraftwerke keine zusätzlichen Anreize erhalten. In dieser Kategorie finden sich die Nebenziele, welche die Kapazitätsdebatte zusätzlich zur reinen Versorgungssicherheitsargument strukturieren, am deutlichsten repräsentiert. Demgegenüber wird in Kategorie (3) ein umfassender, aber üblicherweise dezentral ausgestalteter Kapazitätsmarkt als Mittel der Wahl erachtet. Verfechter setzen in diesen Fällen auf die enge Vernetzung von Energiehandel und Kapazitätsanbietern vermittels der Einführung von Versorgungssicherheitszertifikaten. Hauptcharakteristiken dieser Kategorie sind jedoch die Wahrnehmung eines EOM-Versagens und die Technologieneutralität des Kapazitätsinstruments. Folglich finden sich auch Vorschläge, welche auf eine zentral-umfassende Lösung hinauslaufen.

3.3.11 Fracking

3.3.11.1 Um jeden Preis: Fracking als Forcierung des fossilen Energiepfades

Menschliche Geschichte, so stellen Schabbach & Wesselak anschaulich dar (2012, S. 21ff), kann auch als Geschichte von Energiekrisen gelesen werden: Stößt die Leistungsfähigkeit von Energiesystemen an ihre Grenzen – etwa durch die immer weitere Expansion des römischen Reiches, die nötig war, um den Zustrom an Sklaven zu gewährleisten, welche wiederum die zentrale Energieressource darstellten – so ist die Folge nur selten ein gänzlicher technisch-sozialer Systemwechsel. Dies etwa ist im Rahmen der industriellen Revolution geschehen, welche durch Kohle und Dampfmaschine eine Antwort auf die Holzkrise der frühen Neuzeit bot. Im weitaus häufigeren Fall, so die Folgerung, begegnen Gesellschaften diesen Herausforderungen durch eine Intensivierung des *bereits eingeschlagenen* Energiepfades (Schabbach & Wesselak, 2012, S. 22; s. hierzu auch Diamond, 2006). Diese Beobachtung, welche zweifellos nur *eine* Perspektive zur Erklärung historischer Phänomene darstellt, ist sehr anschlussfähig an die in dieser Arbeit vertretene evolutorische Sichtweise. Diese nämlich legt nahe, dass soziale Strukturen oft schließlich an der konsequenten Bewahrung jener Eigenschaft scheitern, welche einstmals Voraussetzung für ihren Erfolg darstellte (Patzelt, 2007b).

Im Lichte dieser Vorbetrachtung erscheint der großskalige Einsatz der Technologie des *Hydraulic Fracturing* (kurz: Fracking) in erster Linie als eine inkrementelle Forcierung des fossilen Energiepfades, da hierbei unter vergleichsweise hohem Energieeinsatz bislang nur schwer bzw. unwirtschaftlich abbaubare (sog. *unkonventionelle*) Erdgasvorkommen erschlossen werden (s. Abbildung 14). Generell definiert das Umweltbundesamt Fracking als

Methode vor allem der Erdöl- und Erdgasförderung, bei der in technischen Tiefenbohrungen oftmals mit Horizontalablenkung eine Flüssigkeit oder Gase eingepresst werden, um im Reservoirgestein Risse zu erzeugen, auszuweiten und zu stabilisieren und so das hydraulisch dichte Primärgestein erschließbar zu machen (2014a, S. 12).

Als *hydraulische Risserzeugung* ist diese Nutzung von Horizontalbohrungen und injizierter Frack-Flüssigkeit auch in Deutschland bereits seit Jahrzehnten im Rahmen der konservativen Erschließung z.B. eines Grundwasser- oder Erdölvorkommens gebräuchlich, um die Durchlässigkeit des Gesteins zu steigern und Förderquoten zu

erhöhen (BGR [Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe], 2013, S. 1f). Das eigentliche Fracking findet jedoch hierbei nur sporadisch sowie ohne chemische Stützmittel statt, weshalb in diesem Zusammenhang von konventionellem Fracking die Rede ist. Erdgas wird vor allem in Sandstein auf konventionelle Weise durch Fracken erschlossen (BMWi, 2014b). Demgegenüber zielt das unkonventionelle Fracking, welches weltweit erst seit Beginn des Jahrtausends in nennenswertem Umfang durchgeführt wird, auf andere Kohlenwasserstoff führende Gesteinsschichten:

Als unkonventionell bezeichnet man Lagerstätten, in denen das Erdgas nicht von sich aus in die Bohrung strömt, sondern im Untergrund gebunden ist und erst durch technische Maßnahmen mobilisiert werden kann. Dies ist z.B. dann der Fall, wenn das Gas in Wasser gelöst (Aquifergas), an Feststoffe gebunden (Kohleflözgas, Schiefergas und Gashydrat) oder in gering durchlässigen Gesteinen gefangen ist (Tight Gas) (BGR, 2013, S. 2).

Wesentlicher Unterschied in der Förderpraxis ist, dass die Frackflüssigkeit zur Öffnung bzw. Offenhaltung des Gesteins mit sogenannten *Stützmitteln*, d.h. Sand oder Keramik sowie Chemikalien versetzt sind (SGD [Staatliche Geologische Dienste der Bundesrepublik Deutschland] & BGR, 2013, S. 4). Die Zusammensetzung dieser Additive variiert je nach Zielgestein, Druck, Temperatur etc. und ist zwar den Genehmigungsbehörden, i.d.R. aber nicht der Öffentlichkeit offen zu legen. Wenngleich Chemikalien weniger als ein Prozent des Gemischs ausmachen, gerät durch das außerordentlich hohe Volumen der Bohrung⁹³ eine große Menge der Zusätze in den Untergrund. Ein großer Teil der Frackingflüssigkeit wird als sogenanntes *Flowback* zunächst abgepumpt, jedoch ist es nach Abschluss der Förderung üblich, das Fluid in geologisch stabilen und unterhalb des Grundwasserspiegels gelegenen Lagerstätten zu verklappen. Dennoch existieren mehrere denkbare Kontaminationswege (UBA, 2014a, S. AP7/15ff):

- Verschmutzung des Grundwassers über Austritt der Fracking-Flüssigkeit am Bohrplatz (z.B. durch Überschwemmung oder unsachgemäße Handhabung)
- Freisetzung von Abwässern bei Transport und Entsorgung des Flowbacks
- Eher kurzfristige Verschmutzung durch die Durchbohrung oberflächennaher, grundwasserführender Gesteinsschichten

⁹³ Laut BGR (2012, S. 36) etwa 1.000 m³ pro Frack in Schiefertongestein, wobei pro Bohrloch mehrere Frackingmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

- Fehlerhaftes Auskleiden des Bohrloches bzw. Schäden in der Zementation, dadurch potenzieller Austritt während und – in tieferen Schichten – nach der Bohrung
- Rissausbreitung im Untergrund, welche die Migration nicht zurückgepumpter bzw. nach Erschöpfen des Vorkommens wieder verklappter Fracking-Flüssigkeit ermöglichen würde (Risiko unbekannt, da noch keine belastbaren Langzeitstudien verfügbar).

Neben der Möglichkeit des Induzierens seismischer Aktivitäten insbesondere beim Verpressen der Fracking-Flüssigkeit (UBA, 2014a, S. AP7/26), wird zudem der unkontrollierte Austritt von Methan – ein hochwirksames Treibhausgas – als Kritikpunkt angeführt. Zwar ist dessen Anteil am insgesamt geförderten Erdgas umstritten, dennoch verschlechtert sich hierdurch die Klimabilanz des Energieträgers Erdgas. Die hier nur skizzenhaft dargestellten und in ihrer Wirkung und Kontrollierbarkeit noch nicht ausreichend erforschten Gefahren des Frackings haben in der Vergangenheit – gerade in den USA, zunehmend jedoch auch in Deutschland – zu großer medialer Aufmerksamkeit sowie zu Bürgerprotesten in potenziellen Bohrgebieten gesorgt. Zudem ist ein vielschichtiger Konflikt um die Deutungshoheit darüber entbrannt, wie Nutzen und Gefahren des unkonventionellen Frackings einzuschätzen sind, was etwa die lebhafte Debatte um den Film *Gasland* zeigt. Insgesamt lassen der hohe Energieeinsatz, Wasserverbrauch und insbesondere die schwer abzuschätzenden gesicherten Vorkommen jedoch die Gewinnung von Schiefergas als fossile Pfadverlängerung erscheinen, welche zumindest *langfristig* keine Alternative zur Energiesystemtransformation darstellt. Auch zeigen Modellversuche, dass eine verstärkte Nutzung von Schiefergas nur geringe Auswirkungen auf CO₂-Emissionen hätte (McJeon, et al., 2014).

Andererseits hat der Fracking-Boom in den USA für eine deutliche Senkung der Energiepreise, Industrieansiedlungen und damit verbunden für neue Arbeitsplätze gesorgt (Matthes, et al., 2012). Zudem übt die Schiefergasförderung indirekt Druck auf die globalen Ölpreise aus, während die Importabhängigkeit in Förderländern gemindert wird. Diese Argumente verfangen durchaus auch auf dem europäischen Kontinent und gewinnen angesichts der sich jüngst verschlechternden Beziehungen zu Russland, woher Deutschland etwa 39% seines Erdgases importiert (IEA, 2012), zusätzlich an Relevanz. Nicht zuletzt kann Schiefergas zumindest anteilig die wesentlich

klimaschädlichere Kohle als Primärenergieträger ersetzen und somit zum Klimaschutz beitragen.

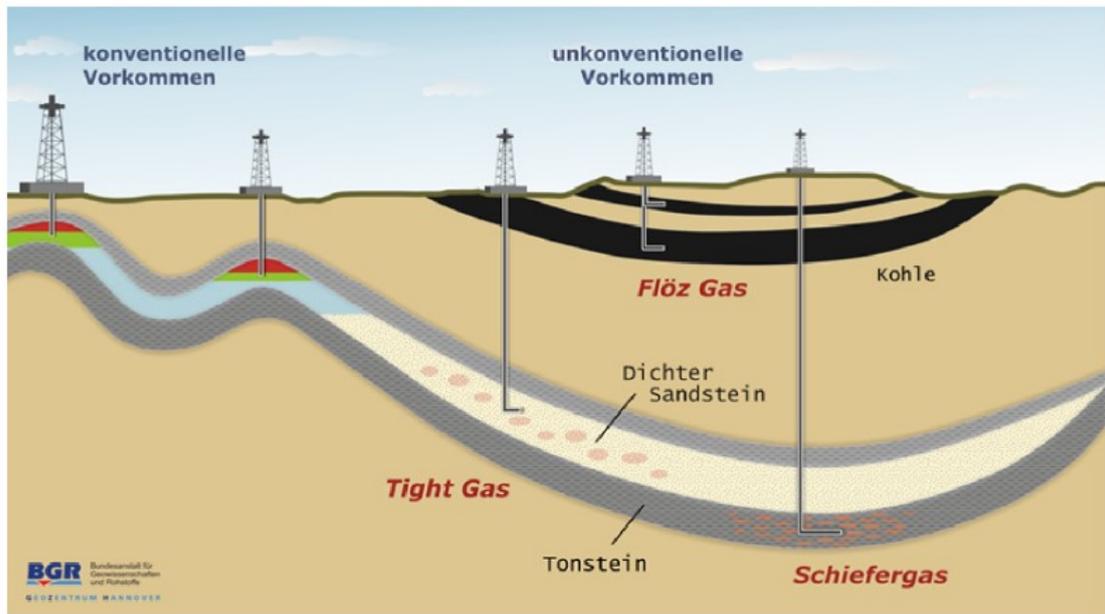


Abbildung 14: Unkonventionelle Öl- und Gasförderung (BGR, 2013, S. 2)

3.3.11.2 Richtungsentscheidung der Energiewende: Fracking in Deutschland?

Ein Schiefergasboom wie in den USA steht in Deutschland schon aufgrund der wesentlich geringeren Vorkommen nicht zu erwarten: Theoretisch wären laut BGR (2012, S. 48) zwischen 0,7 und 2,3 Billionen m³ Erdgas technisch förderbar; dies würde „signifikant zur Erdgasversorgung Deutschlands beitragen und den Rückgang der Förderung aus konventionellen Erdgaslagerstätten ausgleichen“ (ebd.). Als Vergleichsgröße hat sich hierbei etabliert, dass auf Basis der gegenwärtigen Schätzungen der deutsche Gasverbrauch für die Dauer von 13 Jahren rechnerisch aus Schiefer- und Kohleflözgas gedeckt werden könnte (Stützle, 2012). Obwohl die Schätzungen für Deutschlands Nachbarstaaten seitens der – eher Fracking-freundlichen EU-Kommission – zuletzt nach unten korrigiert wurden, beträgt das in Deutschland vermutete Volumen dennoch nur etwa ein Achtel der jeweils in Frankreich und Polen vermuteten Vorkommen (Süddeutsche Zeitung, 2014).⁹⁴ Der Umgang mit den umstrittenen Bodenschätzen variiert jedoch beträchtlich: Während in

⁹⁴ Allerdings sind die Schiefergasreserven außerordentlich schwer abzuschätzen; zudem ist pro Bohrung mit stark rückläufigen Förderquoten zu rechnen; in den USA vermutet der DWV (2014a, S. 4f) daher, dass der Förderhöhepunkt in den USA – anders als vermutet – bereits erreicht ist.

Frankreich Fracking seit 2011 verboten ist, strebt Polen gegenwärtig die Erschließung der heimischen Vorkommen in großem Umfang an.

Die energiewirtschaftlichen Akteure scheiden sich daher sowohl an den Fragen der Rentabilität und Notwendigkeit des Frackens sowie dem Grad und der Kontrollierbarkeit der Umweltrisiken. Befürworter wie der BDI, BDEW, die EU-Kommission oder auch weite Teile der FDP unterstreichen die Rolle des Erdgases als Brückentechnologie der Energiewende und verweisen auf geringere Importe, Emissionsminderungen und Vorteile für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Gegner des Frackings, insbesondere Grüne und Linke, aber auch an einem Pfadwechsel orientierte Akteure wie der DWV sehen im Fracking keinen „*Game changer*“ (2014a, S. 4), sondern befürchten eine fossile Pfadverlängerung zu unklaren ökologischen und ökonomischen Kosten. Fracking widerspricht in dieser Leseweise sowohl dem Gedanken dezentraler Erzeugung als auch der Durchbrechung der Logik von immer höherem Energieeinsatz für den Abbau immer weniger rentabler fossiler Ressourcen. Die Verortung der Technologie im mittelfristig zu verwirklichenden deutschen Energiesystem stellt daher in gewisser Hinsicht einen Lackmustest für energiewirtschaftliche Grundanschauungen dar.

Eine einheitliche Fracking-Regelung – etwa analog zum unterirdischen *Carbon Capture and Storage* (CCS; s. Kap. 3.3.12) – stand lange Zeit aus, was seitens möglicher Investoren, Anwohner und zuständiger Behörden zu Verunsicherung führte. Die Verantwortung für Genehmigung und Überwachung von Frackingvorhaben lag, nach Bundesberggesetz (BBergG), auf Ebene der Bundesländer und hier vor allem bei den jeweiligen Bergbauämtern sowie den mit dem Trinkwasserschutz beauftragten Behörden. Die Bundesländer können Fracking daher nicht vollständig verbieten, jedoch durch die Genehmigungspraxis faktisch verhindern. Eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), welche öffentliche Beteiligung sowie eine umfassende Prüfung der Umweltauswirkungen integriert und welche etwa beim Übertragungsnetzausbau obligatorisch ist, war nicht notwendig (BGR, 2012, S. 35).⁹⁵

Vor dem Hintergrund der zunehmenden öffentlichen Debatte und der Empfehlung der EU-Kommission, die Möglichkeit des Frackings je nach Mitgliedsland ergebnisoffen zu

⁹⁵ Dies ist der Tatsache geschuldet, dass eine UVP im Bergbau an Mindestförderungsmengen gebunden ist, welche sich am – deutlich höheren – Fördervolumen aus konventionellen Lagerstätten orientiert (BGR, 2012, S. 35).

prüfen, dabei jedoch „geeignete Bedingungen für die sichere und zuverlässige Erschließung dieser Quellen“ zu gewährleisten, haben die Bundesregierung bzw. die beteiligten Ministerien eine Reihe von Studien in Auftrag gegeben. Diese Untersuchungen wurden hier vor allem vom Umweltbundesamt (2014a), welches sich eher ablehnend äußert, sowie dem Bundesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe zur Verfügung gestellt, wobei letzteres die Gefahren eher relativiert (BGR, 2012; 2013). Ein erster Versuch der einheitlichen Fracking-Regelung während der 17. LP scheiterte am mangelnden Konsens innerhalb der Regierungskoalition. Zudem musste die kontroverse Fracking-Regelung im Vorfeld der Bundestagswahl 2013 als äußerst unbequem erscheinen, da absehbar war, dass sich Probebohrungen sowie das bisher in der Genehmigungspraxis kaum problematische konventionelle Fracking nicht verbieten ließen (Spiegel Online, 2013).

Ein neuer Regelungsversuch wurde durch die zweite große Koalition unter Bundeskanzlerin Merkel unternommen, die nach langen Beratungen am 01.04.2015 ein Gesetzespaket beschloss. Dessen Bewertung zeigt bereits die Schwierigkeit, verschiedene Regelungs- und Verbotsansätze der Frackingtechnologie zu erfassen, da – mehr noch als auf den bisher beleuchteten Politikfeldern – ein höheres Maß an Umweltschutz und deutliche Einschränkungen der Technologie von allen Akteuren gefordert werden. Die Regelung etwa, dass Fracking-Projekte in unter 3.000 m Tiefe nach Probebohrungen trotz grundsätzlichen Verbots – anders als im Eckpunktpapier vom Juli 2014 geplant (BMU, 2014) – ermöglicht werden können, wenn eine wissenschaftliche Expertenkommission deren Unbedenklichkeit erklärt, illustrieren, dass derartige Ansätze eher nach ihrer de-facto Wirkung zu unterscheiden sind. In hier beleuchteten Fall liefe die Regelung auf ein faktisches Verbot hinaus, da angesichts der großen Unwägbarkeiten des Frackings wissenschaftliche Unbedenklichkeit kaum gesichert werden kann (Bauchmüller & Liebrich, 2014). Zudem waren weitere Hürden aufgestellt bzw. zur weiteren Verschärfung den Ländern überlassen worden. In der Leseweise von Kritikern hingegen kommen die Regelungen der Bundesregierung dennoch einer Erlaubnis gleich, da anstelle eines umfassenden Verbots immer noch „Schlupflöcher“ bestünden: Bei erfolgreichen Probebohrungen und durch eine Expertenkommission bestätigter Unbedenklichkeit könnten kommerzielle Bohrungen nach 2019 ermöglicht werden (Klimaretter.info, 2014a). Großer, wenngleich kein

einheitlicher Widerstand schlug dem Gesetzespaket daher aus dem Bundesrat⁹⁶ entgegen (Energate, 2015c, S. 3), dessen Zustimmung jedoch nicht erforderlich war. Schwerer wogen allerdings die zahlreichen und trotz Nachbesserungen nicht verstummten Kritiker innerhalb der Regierungskoalition, welche mit Umfang und Folgewirkung der Probebohrungen nicht übereinstimmten. Das Frackinggesetz wurde in der Folge zunächst über die Sommerpause hinaus verschoben und Stand Ende 2015 noch nicht zur Abstimmung gebracht (NDR, 2015b; Kersting & Stratmann, 2015).

3.3.11.3 Kategorien und Operationalisierung für die Clusteranalyse

Seitens der Unterstützer der Technologie (3) werden zunächst die – ohnehin unvermeidlichen – Einschränkungen beim Fracking eingeräumt, da sie zur Klärung der Lage beitragen und Genehmigungsbehörden eine Absicherung böten.⁹⁷ Die entsprechende Kategorie ist daher als de facto-Erlaubnis gekennzeichnet, da die angeführten Einschränkungen die unkonventionelle Fracking-Anwendung nicht verhindern würden. Hier eingruppierte Akteure verweisen *vorrangig* auf die Chancen, welche sich durch heimische Erdgasförderung mit Blick auf sinkende Energiepreise und reduzierte Importabhängigkeit ergeben können. Gefahren werden als kontrollierbar dargestellt bzw. unumgängliche Einschränkungen als Schutzmaßnahme in den Vordergrund gerückt – hierunter fällt etwa das Verbot des Frackens in Wasserschutzgebieten, welches nur 14% des Bundesgebietes umfassen (UBA, 2014b). Zudem wird die Bedeutung von Erdgas aus Klimaschutz- und kraftwerkstechnischen Gründen hervorgehoben. Eine Umweltverträglichkeitsprüfung wird teils als unnötig erachtet, teils jedoch als Voraussetzung für lokale Akzeptanz anerkannt.

Gegner der Technologie des unkonventionellen Frackings (1) fordern deren vollständiges Verbot unabhängig von – noch in der Entwicklung befindlichen – Möglichkeiten des *Clean Frackings*, also ohne bzw. ohne schädliche Chemikalien. Dies schließt auch Demonstrationsvorhaben ein (NABU, 2014a) und soll auf dem Wege

⁹⁶ Parallel zur Gesetzgebung der Bundesregierung haben die Länder Schleswig-Holstein, Hessen und Baden-Württemberg im Juli 2014 eine Gesetzesinitiative in den Bundesrat eingebracht, welcher durch Änderungen im Bundesbergrecht ein „Fracking-Verbot“ erreichen soll. Hierbei handelt es sich faktisch jedoch ebenfalls um einen Kompromiss, welcher einschränkende Regelungen herbeiführen soll, unter welchen Fracking erlaubt werden kann (Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein, 2014).

⁹⁷ Unter Verweis auf unsichere Rechts- und Informationslage waren zuletzt keine Genehmigungen erteilt worden.

einer Reform des Bundesbergrechts geschehen. Einschränkungen wie die Fracking-Verbotsinitiative einiger Bundesländer werden demgegenüber als Ermöglichung des Frackens interpretiert. Der übergeordnete öffentliche Nutzen der Technologie für die deutsche Volkswirtschaft wird deutlich in Zweifel gezogen.

Demgegenüber orientieren sich Akteure der mittleren Kategorie (2) an dem durch die Bundesämter aufgespannten Rahmen, welcher Einschränkungen für Fracking-Anwendungen in unterschiedlichen Abstufungen vorsehen. Ihnen gemein ist jedoch, dass hierdurch – trotz der grundsätzlichen Ermöglichung von Probebohrungen und zukünftigen Neubewertungen – ein de facto-Verbot geschaffen wird, da die Hürden zumindest eine Erschließung der Schiefer- und Kohleflözgas-Vorkommen im großen Stil verhindern. Konkrete Indikatoren für diese Kategorie sind etwa ein verbessertes Vetorecht für Wasserschutzbehörden, geologische Untergrenzen (hier: max. 3.000 m) sowie ein Moratorium, d.h. in diesem Fall ein zeitlich begrenztes Frackingverbot, welches 2021 überprüft werden soll. Im Gegensatz zu den erstgenannten Unterstützern überwiegt generell die Betonung von Risiken, deren Ausschluss eine (kaum zu erfüllende) Vorbedingung für die Erteilung von Bohrgenehmigung darstellt.

3.3.12 Carbon Capture and Storage

3.3.12.1 Zukunftstechnologie oder Sackgasse? Unterirdische CO₂-Lagerung

Neben der absehbaren Erschöpfung fossiler Energieträger ist die Begrenzung der anthropogenen Erderwärmung die wichtigste Triebkraft der Energiesystemtransformation. Von diesem Ergebnis her gedacht, erscheint die noch in der Entwicklung bzw. Erprobung befindliche Technologie der Abscheidung und Speicherung von CO₂ (*Carbon Capture and Storage*, kurz CCS) zunächst als vielversprechende Option eines effektiven Klimaschutzes: Immerhin können so, je nach Verfahren, etwa 70% der bei der Verbrennung fossiler Energieträger freigesetzten Emissionen zurückgehalten werden (Wuppertal-Institut et al., 2007, S. 5). Die fossile Energiegewinnung wird hierbei um die folgende Prozesskette erweitert (ebd., S. 3); IPCC [Intergovernmental Panel on Climate Change], 2005, S. 5ff):

- Die Abtrennung und das Auffangen des CO₂ durch verschiedene technische Verfahren entweder vor (*pre-combustion*) oder nach der Verbrennung (*post-combustion*) des fossilen Brennstoffs; eine dritte Alternative stellt das Verbrennen mit reinem Sauerstoff dar (*Oxyfuel*). Teilweise könnten hierfür bestehende Kraftwerke nachgerüstet werden. In vielen Fällen wäre die Technologie – gerade angesichts des Wirkungsgradverlustes – jedoch nur bei moderneren bzw. neu zu errichtenden Kraftwerken technisch und ökonomisch sinnvoll.
- Die Komprimierung und der Transport des CO₂, wobei das hohe Volumen des Abfallprodukts in dem meisten Fällen die Errichtung von Pipelines bzw. den Einsatz von Tankern notwendig machen würde.
- Die unterirdische Verklappung des CO₂. In Frage kämen aufgrund von Größe und geologischer Eignung hierfür vorrangig ausgebeutete Öl- oder Erdgaslagerstätten sowie saline Aquifere (d.h. mit Sole getränkte Sandsteinschichten; EnergieAgentur.NRW, 2015). Alternativ hierzu könnte das CO₂ in den Weltmeeren aufgelöst (*dissolution type*) bzw. in flüssiger Form am Meeresboden gelagert werden (*lake type*).

Die Vor- und Nachteile dieser Technologie sind noch nicht abschließend bewertet und können hier nur skizziert werden: Absehbar ist, dass die zusätzlichen Prozessschritte der Abspaltung und des Transports von CO₂ einen höheren Primärenergieeinsatz nötig

machen⁹⁸ und damit die Wirtschaftlichkeit der betroffenen Kraftwerke schmälern würden.⁹⁹ Zudem sind Leckage, chemische Reaktionen und geologische Auswirkungen des CO₂ nach der Verklappung nur unzureichend untersucht. Sollten sich die Lagerstätten als nicht vollständig dicht erweisen, wäre der vermiedene Treibhauseffekt nicht nur nivelliert, sondern angesichts des mit CCS verbundenen erhöhten Energieeinsatzes sogar ins Gegenteil verkehrt. Weiterhin ist umstritten, ob die in Deutschland vermuteten Kapazitäten von Lagerstätten für industrielle Emittenten tatsächlich in der Größenordnung mehrere Jahrzehnte anzusiedeln sind (SRU, 2009, S. 9). Zudem existieren auch im Untergrund Nutzungskonkurrenzen, etwa zu Geothermie oder Druckluftspeichern (SRU, 2009, S. 34). Ein weiterer Unsicherheitsfaktor ist in der schwer sicherzustellenden öffentlichen Akzeptanz zu sehen: So haben in der Vergangenheit bereits die Ankündigung und Planung von Demonstrationsprojekten (z.B. in Brandenburg durch Vattenfall oder in Niedersachsen durch E.ON) zur Mobilisierung von Widerstand seitens der Bevölkerung sowie der Kommunal- und Landespolitik geführt (Fischedick & Pietzner, 2012, S. 18f).

Demgegenüber steht der im Erfolgsfall dennoch zu erwartende Klimanutzen, welcher ein Abbremsen des Treibhauseffekts unabhängig von einem Pfadwechsel zu Erneuerbaren Energien verspricht. Gerade dieser Wechsel ist, wie in den vorangegangenen Kapiteln bereits dargelegt wurde, keineswegs als gesichert zu betrachten: Trotz Erschließung regenerativer Energiequellen und steigender (relativer) Energieeffizienz, ist mit einem Anstieg des Wohlstandsniveaus in Schwellenländern gar ein Wachstum des absoluten Energieverbrauchs zu erwarten.¹⁰⁰ So weist China zwar Rekordwerte an jährlicher EE-Installation auf: „In 2013, China installed more new renewable energy capacity than all of Europe and the rest of the Asia Pacific region“ (IRENA [The International Renewable Energy Agency], 2014, S. 1). Gleichzeitig macht der wachsende ‚Energiehunger‘ jedoch auch den Neubau von Kohle- und Gaskraftwerken in bemerkenswerten Größenordnungen nötig, sodass die IRENA schätzt, dass auch in einem sehr ambitionierten Fördersystem EE bis 2030 erst 26%

⁹⁸ Luhmann nennt bei Kohlekraftwerken einen um 30% erhöhten Kohleeinsatz zur Generierung der gleichen Menge an Elektrizität (2009, S. 296).

⁹⁹ Das BMU (2007, S. 3) geht gegenwärtig von 35-50 €/Tonne CO₂ aus, wobei durch eine tatsächliche Markteinführung noch eine deutliche Kostendegression zu erwarten stünde.

¹⁰⁰ Aus diesem Grund empfiehlt der SRU (2009) auch, die Technologie weiter zu entwickeln, ohne sie im großen Stil anzuwenden: So könnten die Speicherkapazitäten in kommenden Jahrzehnten als *ultima ratio* zur Verfügung stehen, um beim Scheitern anderer Klimabemühungen die Erderwärmung effektiv zu bekämpfen.

zum Gesamtenergiemix betragen werden (IRENA, 2014, S. 2). Abhängig vom Erfolg internationaler Klimaregime und nationaler Politiken könnte die Anwendung von CCS daher durchaus notwendig werden, um die Folgen eines unvollständigen Pfadwechsels abzufedern.

3.3.12.2 Richtungsentscheidung der Energiewende: CCS in Deutschland?

Die Vorgaben der EU-Richtlinie 31 aus dem Jahr 2009 sahen vor, dass die EU-Mitgliedsstaaten auf nationaler Ebene einen geeigneten Gesetzesrahmen für die Anwendung der CCS-Technologie schaffen sollten (Amtsblatt der Europäischen Union, 2009). Dies geschah in Deutschland 2012 in Form des *Gesetzes zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid*, dessen Entstehungsgeschichte sich jedoch recht steinig gestaltete (Kraeusel & Möst, 2012, S. 642). Zweimal war der Entwurf der Bundesregierung im Bundesrat gescheitert, sodass zuletzt der Vermittlungsausschuss angerufen werden musste. Als Ergebnis der Verhandlungen erhielten die in der Mehrzahl CCS-kritischen Bundesländer im Gesetz die Möglichkeit, die unterirdische Speicherung auf ihrem Gebiet zu untersagen. Dies ist insofern relevant, als norddeutsche Länder, welche über vielversprechende geologische Voraussetzungen verfügen, deutlich Position gegen die Technologie bezogen haben. So haben Schleswig-Holstein und Niedersachsen bereits von der Länderklausel Gebrauch gemacht und CCS verboten (Bajus, 2014; Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein, 2013).

Angesichts des gegenwärtig sehr hohen Grades an Verunsicherung im konventionellen Energiesektor¹⁰¹ liegt die weitere Erprobung von CCS in Deutschland daher weitgehend auf Eis. Die weltweit erste Pilotanlage Schwarze Pumpe im Brandenburgischen Jänschwalde wurde 2014 stillgelegt, ohne dass das auf dessen Erkenntnissen geplante Kraftwerk gebaut worden wäre (Seidler, 2014). Gleichzeitig wurde in Kanada jedoch die Demonstrationsanlage *Boundary Dam* im Industriemaßstab in Betrieb genommen. Das Global CCS Institute berichtet von 22 in Bau oder Betrieb befindlichen Anlagen und bezeichnet die aktuelle Phase der Technologie-Implementation als „watershed years for CCS“ (Global CCS Institute,

¹⁰¹ Hierzu zählt indirekt auch die mangelnde Planungssicherheit etwa bezüglich Strompreisentwicklung oder Zertifikatspreisen, aber auch hinsichtlich der Rolle der Braunkohle, wie das brandenburgische Beispiel zeigt: Der Regierungswechsel in Schweden – der Staat ist Eigentümer des in Deutschland sehr aktiven Energieunternehmens Vattenfall – hat 2014 die Zukunft der Braunkohleerzeugung in Ostdeutschland generell in Frage gestellt, weil sie zur im eigenen Land verfolgten Energiepolitik im deutlichen Widerspruch steht.

2014, S. 2). Auch das IPCC steht der Technologie als Erweiterung des Maßnahmenkatalogs zur Treibhausgasreduzierung generell offen gegenüber (2005, S. 3). Gleichzeitig wird jedoch auch die Notwendigkeit günstiger politischer Rahmenbedingungen sowie finanzieller Beihilfen für Großprojekte betont (Global CCS Institute, 2014, S. 2). Insgesamt ist die großskalige Einführung der CCS-Technologie an ein entsprechendes staatliches Bekenntnis zu diesem Technologiepfad gebunden.¹⁰² Gerade hier könnten sich unterschiedliche Energiezukünfte herauskristallisieren: Findet ein solches de-facto Bekenntnis etwa über öffentliche Infrastrukturinvestitionen oder einen begünstigenden rechtlichen Rahmen z.B. beim Pipelinebau statt, so wäre davon auszugehen, dass die konventionelle Energiegewinnung weiterhin eine entscheidende Rolle im Energiemix spielen würde. So warnte der SRU (2009, S. 6) vor einer „Weichenstellung ohne Debatte.“ Zudem stehen die im CCS-Szenario aufgewerteten Braunkohlekraftwerke aufgrund ihrer geringeren Flexibilität und des damit verbundenen Grundlastprofils in direkter Konkurrenz zur erneuerbaren Energiegewinnung. Im Gegensatz zur Anwendung im Bereich der Kohleverstromung bestehen zukünftig allerdings Anwendungsmöglichkeiten im industriellen Bereich, da gerade in der Grundstoffindustrie hohe Prozessemissionen kaum zu vermeiden sind (Luhmann, 2009, S. 298).

Als Brückentechnologie wird CCS häufig ‚nur‘ als Notfallplan für den Klimaschutz bzw. als ohnehin durchzuführende Maßnahme als dargestellt. Es handle sich hier:

[Um] eine Brückentechnologie, die zur Abschwächung des Klimawandels beiträgt. [...] Diese Technologie sollte nicht als Anreiz dienen, den Anteil von Kraftwerken, die mit konventionellen Brennstoffen befeuert werden, zu steigern. Die Entwicklung dieser Technologie sollte sowohl bei der Forschung als auch bei der Finanzierung nicht dazu führen, dass die Bemühungen zur Förderung von Energiesparmaßnahmen, von erneuerbaren Energien und von anderen sicheren und nachhaltigen kohlenstoffarmen Technologien verringert werden (Amtsblatt der Europäischen Union, 2009, S. 1).

Allerdings verstellt dieses Narrativ den Blick darauf, dass CCS als sozio-technisches System grundsätzlich in einen verlängerten fossil-zentralen Energiepfad eingebettet ist. Dies illustriert das von der EU-Kommission geförderte – allerdings bislang nicht

¹⁰² Der institutionelle Rahmen „umfasst zunächst die generelle Einbindung von CCS in den nationalen und internationalen Rechtsrahmen, die Klärung und transparente Regelung von Haftungsfragen mit erheblicher Bedeutung für die öffentliche Akzeptanz, [...] und nicht zuletzt die Schaffung wirtschaftlicher Anreize für die Umsetzung von CCS durch die Einbindung in die Kyoto-Instrumente oder vergleichbarer Mechanismen“ (Fischedick, et al., 2007, S. 30).

weiter verfolgte – Forschungsprojekt *Europipe*, welches die Möglichkeiten eines EU-weiten Pipelinenetzes für CO₂ umreißt (Neele, et al., 2013). Damit verbunden wären ein europaweiter Verbund an Pipelines, die zentralisierte Entsorgung vor der Küste sowie die integrierte Nutzung des Kohlendioxids zur Ausbeutesteigerung in Öl- und Gasvorkommen (EU CO₂Europipe Consortium, 2011; Kühn & Münch, 2013). All dies liefe faktisch auf die Etablierung einer CO₂-Wirtschaft hinaus. Diese wiederum impliziert eine langfristige Zusage an die Kohleverstromung, welche allein durch die notwendigerweise hohen öffentlichen Investitionen für entsprechende Infrastrukturmaßnahmen auf Dauer angelegt wäre. Die Entscheidung für oder gegen CCS strahlt folglich auf die gesamten energiewirtschaftlich denkbaren Transformationspfade aus. Ungeachtet ihrer gegenwärtigen Stagnation – zumindest in Deutschland – muss die CCS-Technologie angesichts ihrer globalen Relevanz zur Einhaltung des Zwei-Grad-Ziels (Energate, 2015a), aber auch aufgrund ihrer zahlreichen Befürworter in der deutschen Akteurslandschaft daher durchaus als Richtungsentscheidung der Energiewende bezeichnet werden.

3.3.12.3 Kategorien und Operationalisierung für die Clusteranalyse

Für die Zuordnung der Akteure wurde eine dreigliedrige Skala gewählt. Gegner der Technologie (1) lehnen diese auch mit Blick auf eventuelle Demonstrationsvorhaben ab und befürworten stattdessen eine forcierte Abkehr vom fossilen Energiepfad. Positionspapiere aus der Zeit der Debatte um das CCS-Gesetz (2011/2012) fordern an dieser Stelle die Möglichkeit des Verbotes auf Landesebene, bzw. in der Folgezeit dessen konsequente Anwendung. Mögliche Gefahren werden hierbei ebenso zentral thematisiert wie die (unterstellten) ökonomischen Interessen etablierter Akteure der Energiewirtschaft.

Demgegenüber möchten Befürworter eines offenen Verfahrens (2) die Möglichkeit einer späteren Neubewertung der CCS-Technologie offen halten, wenngleich momentan – ähnlich wie beim Fracking (s. Kap. 3.3.11) – Gefahren bzw. eine unsichere Wissensbasis im Vordergrund stehen. Einzelne Demonstrationsvorhaben werden daher akzeptiert; von einem Verbot der Technologie wird zugunsten eines vorerst geltenden Verzichts Abstand genommen. Ähnlich der Position des SRU (2009) könnte CCS in kommenden Jahrzehnten als Versicherung gegen ein Nichterreichen der Klimaziele nötig werden. Hierfür gälte es, Know-how und Speicherkapazitäten bereitzuhalten.

Unterstützer des CCS (3) hingegen betonen die Chancen der Technologie zur Minderung der Treibhausgasemissionen bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Wettbewerbsfähigkeit; hier finden sich oft Anknüpfungspunkte zum Versorgungssicherheits- und Kostendiskurs. Demonstrationsvorhaben sind aktiv voranzutreiben; Technologieneutralität zur Erreichung der Klimaziele wird ebenso hervorgehoben wie Rechtssicherheit und Zugang zu benötigten Infrastrukturen. Ebenfalls werden mögliche Anwendungen in anderen emissionsintensiven Industriezweigen (z.B. Stahl oder Zementherstellung) sowie die Nutzung des CO₂ als chemischer Speicher im Rahmen der Methanisierung hervorgehoben.

3.4 ERGEBNISSE DER CLUSTERANALYSE UND INTERPRETATION DER CLUSTER

3.4.1 Statistische Interpretation

In den vergangenen Kapiteln wurden energiepolitische Richtungsentscheidungen samt den entsprechenden Kategorien sowie deren Operationalisierung zur konkreten Akteurszuordnung dargelegt. Auf dieser Grundlage kann nun die in Kapitel 3.2.2 methodisch umrissene Clusteranalyse durchgeführt werden. Da es sich bei der Clusteranalyse um ein exploratives, Hypothesen generierendes Verfahren handelt (Stein & Vollnhals, 2011, S. 3), bedarf jede statistische Auswertung zusätzlich auch einer inhaltlichen Interpretation (Rudolf & Müller, 2012, S. 291). Dabei gilt: „Trifft die datenanalytische Interpretierbarkeit auf keinerlei mögliche theoretische Interpretierbarkeit, ist die beste statistische Zuordnung obsolet“ (Stein & Vollnhals, 2011, S. 5). Im Folgenden sollen zunächst die Ergebnisse der Clusterbildung nach dem bereits dargestellten Verfahren mittels der Zuordnungsübersicht aus SPSS präsentiert werden (s. Tabelle 4). Relevant ist hierbei die Entwicklung des Distanzkoeffizienten, welcher die Unähnlichkeit der fusionierten Cluster beschreibt und für die Identifikation einer sinnvollen Clusterzahl ein entscheidendes Kriterium darstellt (Rudolf & Müller, 2012, S. 298ff).¹⁰³

¹⁰³ Das graphisch in SPSS nicht einzukürzende Dendrogramm (Wiedenbeck & Züll, 2001, S. 7), welches die Fusionierungsschritte und die dabei in Kauf genommene Ungleichheit der Cluster sehr anschaulich darstellt, ist ebenfalls dem Anhang der Arbeit beigelegt.

Zuordnungsübersicht

Schritt	Zusammengeführte Cluster		Koeffizienten	Erstes Vorkommen des Clusters		Nächster Schritt
	Cluster 1	Cluster 2		Cluster 1	Cluster 2	
1	30	42	0,000	0	0	16
2	29	39	0,000	0	0	35
3	18	28	0,000	0	0	37
4	21	24	0,000	0	0	35
5	73	85	1,000	0	0	17
6	20	77	2,000	0	0	46
7	65	75	3,000	0	0	56
8	9	74	4,000	0	0	37
9	32	72	5,000	0	0	19
10	43	58	6,000	0	0	18
11	14	54	7,000	0	0	43
12	7	47	8,000	0	0	46
13	16	41	9,000	0	0	68
14	25	40	10,000	0	0	20
15	2	10	11,000	0	0	40
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
78	26	27	248,213	74	48	88
79	7	34	258,087	71	32	83
80	3	48	268,229	75	70	84
81	1	2	278,486	77	69	89
82	5	16	288,876	76	68	88
83	7	50	300,165	79	67	86
84	3	8	313,465	80	51	90
85	9	12	329,265	73	55	87
86	7	22	345,432	83	72	89
87	9	14	363,199	85	57	90
88	5	26	381,688	82	78	91
89	1	7	406,762	81	86	92
90	3	9	441,548	84	87	91
91	3	5	487,392	90	88	92
92	1	3	636,495	89	91	0

Tabelle 4: Zuordnungsübersicht Clusteranalyse (Hervorhebung der 2- bzw. 4-Cluster-Lösung)

Bei der Betrachtung des Distanzkoeffizienten wird ersichtlich, dass zunächst einige Fälle keinerlei Unähnlichkeit aufweisen, weil es sich hinsichtlich der energiepolitischen Stellschrauben um vollständig identische Positionen handelt – dies ist etwa bei der sächsischen CDU und der FDP in Mecklenburg-Vorpommern sowie bei den Linken in Sachsen-Anhalt und in Mecklenburg-Vorpommern der Fall. Im Folgenden steigt der Distanzkoeffizient sehr langsam an, da zunächst sehr ähnliche Cluster¹⁰⁴ zur Verfügung

¹⁰⁴ Im Agglomerationsverfahren werden auch Einzelfälle als Cluster bezeichnet.

stehen. Aus Gründen der Darstellbarkeit ist Tabelle 4 im mittleren Bereich eingekürzt und setzt bei einem weitaus höheren Distanzkoeffizienten wieder ein, welcher relativ zu seiner Höhe vorerst jedoch weiterhin eher moderat ansteigt. In den letzten Fusionsstufen existieren mehrere deutliche Sprünge; am offensichtlichsten ist hierbei der letzte Anstieg von Stufe 91 zu 92, in welchem sich die Unähnlichkeit des so entstehenden – finalen – Clusters um etwa die Hälfte erhöht. Dies ist inhaltlich durchaus sinnvoll, werden hierbei doch sämtliche energiepolitischen Positionen als Einheit betrachtet – ein geringer Anstieg hätte hier die Sinnhaftigkeit der theoretischen Vorannahmen infrage gestellt. Dem späteren Ergebnis vorweggreifend, kann diese finale Gruppierung (bzw. deren inhaltlichen Merkmale) als Beleg einer hauptsächlichen Unterscheidung in eine *dezentrale* und eine *zentrale Akteurskoalition* interpretiert werden. Allerdings ist es bei 93 Fällen naheliegend, mehr als nur zwei Clusterlösungen zu betrachten. Deshalb wurde nach Betrachtung mehrerer Clusteroptionen Stufe 89 als Optimum aus statistischer und inhaltlicher Interpretierbarkeit ausgewählt, welche die Unterscheidung in vier Cluster nahelegt. Statistisch lässt sich dies durch den relativ hohen Anstieg des Distanzkoeffizienten um 34,7 Punkte, also etwa 8,5% gut begründen, wobei diese Auswahl mit Blick auf die vorhergehende (6,6%) sowie die folgende Stufe (10,4%) nicht alternativlos wäre. Allerdings stellen Rudolf & Müller (2012, S. 291) fest, dass die „nach statistischen Überlegungen auf der Basis der Distanzen zwischen den Clustern ermittelte Clusterlösung [...] nicht in jedem Fall auch die inhaltlich am besten interpretierbare und damit praktisch am besten nutzbare Lösung“ sein muss. Für eine solche inhaltliche Interpretation ist nun eine tiefergehende Betrachtung der strukturbildenden Merkmale der einzelnen Cluster nötig.

3.4.2 Inhaltliche Interpretation

Zur inhaltlichen Interpretation, d.h. der Betrachtung der Merkmalskonstellationen der einzelnen Cluster, bietet sich im Falle metrischer Daten die Mittelwertbetrachtung der jeweiligen Merkmalsausprägungen an, was bei nominalskalierten Daten allerdings nicht möglich ist (Wiedenbeck & Züll, 2001, S. 11). Allerdings lassen sich die absoluten Häufigkeiten der Nennungen pro Positionsgruppe (jede der 2-3 dichotomisierten Kategorien pro ordinale Ausprägungen) inhaltlich übersetzen und zu einer konsistenten Positionskonstellation verdichten. Diese Häufigkeiten sind in Tabelle 5 dargestellt:

		Clu. 1	Clu. 2	Clu. 3	Clu. 4
EE-Ausbauziele und Zeitplan	ambitionierte Ausbauplanung	1	20	3	12
	moderate Ausbauplanung	13	0	12	7
	konservative Ausbauplanung	23	0	2	0
Investitionssicherheit bei EE-Förderung	geringes Risiko	1	17	7	13
	Risiko im Kraftwerkseinsatz	12	3	7	4
	Risiko bei der Investition	24	0	3	2
Technologie- und Standortdifferenzierung	starke Differenzierung	5	14	8	17
	Wettbewerb innerhalb Deutschlands	11	5	9	1
	internationaler Wettbewerb	21	1	0	1
Abstände Onshore-Wind	offene oder schwache Regelung	13	20	11	12
	moderate Abstände	4	0	6	5
	restriktive Abstände	20	0	0	2
Begrenzung der Kostendynamik	Erklärung, Relativierung, Abfederung	2	20	11	17
	EE-Förderung reduzieren	35	0	6	2
Förderung der Offshore-Windkraft	Reduzierte Ausbauziele	5	7	6	19
	Weiterhin ambitionierte Ausbauziele	32	13	11	0
Umfang des Übertragungsnetz-Ausbaus	reduzierter Netzausbau	5	7	0	18
	umfangreicher Netzausbau	32	13	17	1
Steuerung durch Netzentgelte	Umlage der Kosten	12	3	14	15
	Individuelle Finanzierung	25	17	3	4
Kapazitätsmechanismen	kein Kapazitätsmarkt, Strategische Reserve	26	8	9	12
	technologisch fokussierter Kapazitätsmarkt	1	9	3	6
	umfassender Kapazitätsmarkt	10	3	5	1
Kohleausstieg	deutliche Ausstiegsperspektive	1	17	2	16
	Kohle als mittelfristige Brückentechnologie	3	2	4	2
	dauerhafter Teil des Energiemix	33	1	11	1
Fracking	Verbot des Verfahrens	2	7	4	15
	Moratorium und de-facto-Verbot	16	13	9	4
	Erlaubnis bzw. Förderung	19	0	4	0
Carbon Capture and Storage	kein CCS	0	11	10	15
	offenes Verfahren	4	6	3	2
	Unterstützung	33	3	4	2

Tabelle 5: Häufigkeiten von Merkmalsausprägungen nach Clustern

Aus dieser Eigenschaftsverteilung lässt sich hinsichtlich der identifizierten Cluster das folgende Eigenschaftsbild zeichnen:

3.4.2.1 Cluster 1 – ‚etablierte Marktstrukturen‘

Akteure des ersten Clusters treten hinsichtlich des EE-Ausbaus konservativ, teils moderat auf, was mit der Akzeptanz eines hohen Investitionsrisikos sowie einer geringen Technologie- und Standortdifferenzierung einhergeht; bemerkenswert ist hierbei der häufig angestrebte internationale Referenzraum bei der Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit von EE. Sehr deutlich werden erneuerbare Energien als Kostentreiber beim Strompreis identifiziert. Eher häufig findet sich eine restriktive Haltung hinsichtlich der Onshore-Abstandsregelung, wohingegen die Einstellung zur Förderung der Offshore-Windkraft als klar unterstützend beschrieben werden kann. An dieser Abweichung zum sonstigen EE-Kurs zeigt sich die Unterstützung eines mit zentralisierten, großtechnischen Marktstrukturen zu vereinbarenden Ausbaupfades. Zentralisierte Deutungsroutrinen zeigen sich bei der deutlichen Bevorzugung eines umfangreichen Netzausbaus ebenso wie bei der Wahrung des Status quo hinsichtlich der Verteilnetzkosten. Mit Blick auf die fossile Energiegewinnung befürworten diese Akteure einen strukturbewahrenden Technologie- und Regulierungspfad, was sich in der ausdrücklichen Unterstützung der Kohleverstromung, einer eher unterstützenden Positionierung zum Fracking (Erlaubnis bzw. ‚nur‘ Moratorium statt Verbot) sowie der deutlichen Befürwortung von CCS als Koppeltechnologie zwischen Kohlenutzung und Klimaschutzzielen äußert. Die Einführung von Kapazitätsmechanismen wird – vermutlich einer marktliberalen Narration folgend – tendenziell kritisch gesehen, falls doch, so wird eine technologieneutrale, also Kohle integrierende Option befürwortet. Das erste Cluster lässt sich also verallgemeinernd mit den Eigenschaften relativer Zentralität, Liberalität im Rahmen gegenwärtiger Marktstrukturen, Unterstützung für fossile und eine – im Vergleich zu anderen Akteuren – bremsende Positionierung gegenüber erneuerbaren Energien zusammenfassen. Mitglieder der Koalition sind neben der Bundesregierung, der Bundesnetzagentur und der EU-Kommission die Parteien CDU/CSU und FDP im Bund sowie zahlreiche Landesverbände beider Parteien. In wissenschaftlich-begleitender Funktion ist in diesem Cluster der SRGE repräsentiert, auf Verbändeseite sind mit dem BDI, dem BDEW sowie dem VKU die energieintensive Industrie, die konventionelle Energiewirtschaft sowie die Stadtwerke vertreten.

3.4.2.2 Cluster 2 – ‚pragmatischer Übergang‘

Das zweite Cluster weist in mehrerlei Hinsicht Parallelen zum ersten auf, jedoch rechtfertigen einige charakteristische Unterschiede einen eigenen Typ. So sind die Ambitionen beim EE-Ausbau eher moderat zu nennen, die Investitionssicherheit für EE-Projekte ist ausgeglichen zwischen geringem und mittlerem Risiko. Ähnlich ist die EE-Förderung zwischen deutschlandweitem Wettbewerb und starker Differenzierung angesiedelt. Ein uneinheitlicher, aber tendenziell relativierender Standpunkt bei der Kostendebatte, die eher unterstützende Haltung zum Offshore-Wind sowie eher windkraftfreundliche Abstandsregelungen runden das Gesamtbild einer zwischen deutlicher und mäßiger Unterstützung zu verortenden Positionierung zum EE-Ausbau ab. Demgegenüber sind die Einstellungen zum Netzausbau klarer, wo einheitlich ein umfassender Ausbau sowie recht deutlich eine Netzentgeltumlage gefordert wird. Energie aus (Braun-)Kohle wird weitgehend unterstützt, jedoch überwiegen – wenngleich mit Ausreißern – die Forderungen nach einem Frackingmoratorium sowie dem CCS-Verbot. Auch die Einstellungen zur konventionellen Erzeugung sind eher differenziert zu betrachten und bedürfen weiterer Interpretation.

Die Merkmalskonstellation dieses Clusters wirkt im ersten Zugriff recht unbestimmt, sodass sich die Frage nach der für ein Cluster nötigen Konsistenz stellt. Allerdings spiegelt diese Konstellationsmenge durchaus die Realität eines Akteurstyps wider, welcher die Gleichzeitigkeit von EE-Installation *und* Kohlennutzung anstrebt – nicht zuletzt angesichts sozioökonomischer Abhängigkeiten durch vorhandene Reviere. Ähnlich trifft das Profil auf norddeutsche Länder und die Parteien zu, welche mit einem natürlichen Überangebot an EE-Potenzialen ausgestattet sind und daher weniger ambitionierte Förderregime, dafür aber umfangreicher Transportkapazitäten bedürfen. Da beiden an der pragmatischen Ausnutzung gegebener Ressourcen im Sinne bestmöglicher Strukturentwicklung gelegen ist, können beiden Subtypen aufgrund ähnlicher regulatorischer Implikationen in diesem Cluster vereint werden. Konkret finden sich hierin Landesverbände vor allem von SPD und CDU aus norddeutschen oder kohlefördernden Ländern, einige Landesregierungen (Sachsen, Brandenburg, Saarland, Mecklenburg-Vorpommern), die SPD im Bund sowie der an großem EE-Investitionsvolumen interessierte VDMA, welcher On- und Offshore-Wind unterstützt.

3.4.2.3 Cluster 3 – ‚Primat des Klimaschutzes‘

Das dritte Cluster zeichnet sich im Gegensatz zu den vorherigen durch eine umfassende Unterstützung in allen EE-Kategorien aus – d.h. durch ambitionierte Ausbauziele, geringes Investitionsrisiko, überwiegend differenzierte Fördersätze und die sehr deutliche Ablehnung von Mindestabständen für WKA. Die Kostendebatte wird relativiert; für den Offshore-Ausbau finden sich beide Positionen, jedoch überwiegt die Auffassung, dieser sei weiterhin zu forcieren. Der Netzausbau ist mehrheitlich umfangreich voranzutreiben, während eine Wälzung der Netzentgelte auf Verteilnetzebene nicht angestrebt wird. Demgegenüber zeigt sich eine deutliche Ablehnung der Kohle durch die Befürwortung eines Ausstiegs; Kapazitätsmechanismen sind folglich nicht oder technologydifferenziert, also unter Ausschluss von Kohlekraftwerken einzuführen. Fracking und CCS werden mehrheitlich negativ bewertet, allerdings überwiegt bei ersterem die Forderung nach einem Moratorium vor jener nach einem Verbot. Ebenso finden sich hinsichtlich CCS auch neutrale und unterstützende Stimmen. Diese Merkmale lassen sich durch ein *Klimaschutzprimat* erklären, welches auf der schnellen und umfassenden Installation von EE beruht, was die parallele Unterstützung von On- und Offshore-Wind erklärt. Weiterhin geht ein derartiger Ausbau in allen Größenordnungen (also zentrale und dezentrale Technologien) mit dem Verständnis einher, dass Engpässe im Übertragungsnetz eine Restriktion darstellen könnten, welche es zu beheben gilt. Die ökologische Fragwürdigkeit von Fracking und CCS sowie ihre unterstellte Rolle als ‚Pfadverlängerer‘ für konventionelle Energien erklären die weitreichende Ablehnung dieser Technologien, jedoch ist diese nicht so eindeutig, wie hätte vermutet werden können. Dies lässt sich recht schlüssig so interpretieren, dass beide Anwendungen im Zweifelsfall einen Beitrag zum Klimaschutz leisten könnten: Fracking durch die Bereitstellung von im Vergleich zu Kohle weniger klimaschädlichem Erdgas und CCS als ‚letztem Ausweg‘, um der Atmosphäre CO₂ zu entziehen. Akteure dieser Koalition sind der BEE, der SRU, die Grünen im Bund sowie mehrere grüne und SPD-Landesverbände und schließlich fünf Landesregierungen mit ambitionierten Klimakonzepten (Rheinland-Pfalz, Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen).

3.4.2.4 Cluster 4 – ‚Dezentralisierung als Selbstzweck‘

Cluster vier weist deutliche Parallelen zum dritten Cluster auf, unterscheidet sich jedoch im Wesentlichen dadurch, dass im Zweifelsfall der Dezentralisierung des Energiesystems der Vorzug vor ambitionierten Klimaschutzlösungen gegeben wird. EE-Ausbauziele werden dabei grundsätzlich unterstützt, jedoch weniger eindeutig als im Klimaschutzcluster; ein ähnliches Muster zeigt sich bei der Frage der Investitionssicherheit sowie bei den Windkraft-Mindestabständen. Sehr deutlich ist die Forderung nach differenzierter Förderung ausgeprägt, welche auch naturräumlich weniger begünstigte Regionen in die Lage versetzt, von Fördersätzen für EE-Infrastruktur zu profitieren. Folgerichtig wird die Kostenbelastung durch das EEG relativiert. Dass nicht jede EE-Technologie unterstützt wird, belegt die Forderung eines reduzierten Offshore-Ausbaus, welcher als technisch und besitzrechtlich zentraler Technologiepfad interpretiert wird. Aus der Forderung dezentraler Energieversorgung folgt auch die Wahrnehmung des Netzausbaus als überdimensioniert; gleichzeitig soll durch die Wälzung der Netzentgelte die Kostenbelastung für einzelne Regionen solidarisch verteilt werden. Kapazitätsmechanismen werden meist abgelehnt bzw. in einigen Fällen in fokussierter Form unterstützt; hierzu passen die Forderung nach einem Kohleausstieg sowie das konsequente Verbot von Fracking und CCS. Insgesamt lässt sich so das Bild einer vor allem auf regionale Versorgung und Pluralisierung der Besitzstruktur setzenden Koalition zeichnen, wobei diese Zielsetzung in Teilen mit den regulatorischen Implikationen des Klimaschutzziels deckungsgleich ist. Als Mitglieder der Koalition lassen sich die Linken im Bund sowie zahlreiche linke und grüne Landesverbände identifizieren. Die – häufig pragmatischeren – Landesregierungen finden sich seltener, jedoch in Gestalt des links regierten Thüringens und, bemerkenswerterweise, Bayerns. Während der *deep core* bayrischer Akteure bzw. der ebenfalls hier verorteten CSU zwar deutlich Weltbilddifferenzen zur Mehrheit der Linken und Grünen aufweist, so lässt sich der Sonderweg der bayrischen Energiepolitik (Ablehnung des Übertragungsnetz-Ausbaus und größtmögliche Selbstversorgung ohne Kohle; wechselhafte, aber durchaus ambitionierte EE-Politik) auf der Ebene des *policy core* bzw. der *secondary beliefs* durchaus mit der dezentralisiert-ökologischen Koalition in Einklang bringen (s. Kap. 3.1).

3.4.2.5 Zusammenfassung zur Zwei Cluster-Lösung: (De-)Zentralität als Unterscheidungskriterium

Die inhaltliche Nähe der ersten und letzten beiden Cluster legt nahe, dass die Grenzlinie einer zwei Cluster-Lösung entlang dieser Unterscheidung verlaufen dürfte. Dies wird durch die statistische Auswertung durch SPSS bestätigt, welches mit dieser Zielvorgabe die Cluster 1 und 2 sowie 3 und 4 fusioniert. Betrachtet man nunmehr die zugrunde liegenden Eigenschaften der Clusterverbünde, so bestätigt sich die These des (De-)Zentralitätsgrades bzw. der Strukturveränderung auf dem Strommarkt als relevantestem Unterscheidungskriterium. Dieses offenbart sich sehr deutlich an den Einstellungen zu Netzausbau, schnellem EE-Zubau, differenzierter Förderung sowie dem Offshore-Pfad. Während die dezentrale Koalition im EE-Sektor die größtmögliche Dynamik erhalten und gleichzeitig weitere fossile Pfadabhängigkeiten vermeiden möchte, versucht die zentrale Koalition durch ein eher gebremstes Ausbautempo bei erschwerten Investitionsbedingungen für kleinteilige EE, eigene Handlungsspielräume zurückzugewinnen. Dabei sollen die fossilen Kapazitäten weitgehend bewahrt und großskalige EE-Projekte verwirklicht werden. Innerhalb der so entstandenen *dezentralen* Koalitionen verlaufen die Konfliktlinien entlang der Frage, ob im Zweifelsfall dem Klimaschutz – etwa durch Offshore-Wind bzw. großskalige EE-Anlagen jenseits des deutschen Erzeugungsraums sowie die Emissionsminderungstechnologie CCS – oder aber der größtmöglichen Dezentralisierung der Vorzug gegeben werden sollte. Innerhalb der *zentralen* Koalition wiederum finden sich etabliert marktliberale Strukturen, welche nach wie vor eine relativ deutliche Fundamentalopposition zur beschleunigten EE-Politik aufweisen sowie solche, welche die Transition aktiv, aber eher zu eigenen Konditionen bzw. unter Beibehaltung zentraler Erzeugungsstrukturen gestalten wollen. Die Zugehörigkeit der untersuchten Akteure zu den vier bzw. zwei identifizierten Clustern bzw. Akteurskoalitionen sind zusammenfassend in Tabelle 6 dargestellt:

	Zentrale Koalition		Dezentrale Koalition	
	<i>Etablierte Marktstrukturen</i>	<i>Pragmatischer Übergang</i>	<i>Primat des Klimaschutzes</i>	<i>Dezentralisierung als Selbstzweck</i>
Regierung, Behörden, wiss. Beiräte	EU-Kommission Bundesregierung BNetzA SVR		SRU	
Verbände	VKU BDEW BDI	VDMA	BEE	
Bundesparteien	CDU/CSU (Bund) FDP (Bund)	SPD (Bund)	Grüne (Bund)	Linke (Bund)
Landesparteien	Bayern FDP Thüringen CDU Thüringen FDP Hessen CDU Hessen FDP Meckl.-VP. FDP Saarland SPD Saarland CDU Saarland Linke Saarland FDP Sa.-Anhalt CDU Sa.-Anhalt FDP Sachsen CDU Sachsen FDP Rhl.-Pfalz SPD Rhl.-Pfalz CDU Rhl.-Pfalz Linke Rhl.-Pfalz FDP Niedersa. FDP Brandenb. CDU Brandenb. FDP Baden-Würt. CDU Baden-Würt. FDP Schl.-Holst. FDP NRW SPD NRW CDU NRW FDP Schl.-Holst. FDP NRW SPD NRW CDU NRW FDP	Thüringen SPD Meckl.-VP. SPD Meckl.-VP. CDU Sa.-Anhalt SPD Sachsen SPD Sachsen Linke Niedersa. CDU Brandenb. SPD Schl.-Holst. SPD Schl.-Holst. CDU	Bayern SPD Bayern Grüne Hessen Grüne Saarland Grüne Rhl.-Pfalz Grüne Niedersa. SPD Niedersa. Grüne Baden-Würt. SPD Baden-Würt. Grüne Baden-Würt. Linke Schl.-Holst. Grüne NRW Grüne	Bayern CSU Bayern Linke Thü Grüne Thü Linke Hessen SPD Hessen Linke Meckl.-VP. Grüne Meckl.-VP. Linke Sa.-Anhalt Grüne Sa.-Anhalt Linke Sachsen Grüne Niedersa. Linke Brandenb. Grüne Brandenb. Linke Schl.-Holst. Linke NRW Linke
Landesregierungen	Sa.-Anhalt LR	Hessen LR Meckl.-VP. LR Saarland LR Sachsen LR Brandenb. LR	Rhl.-Pfalz LR Niedersa. LR Schl.-Holst. LR Baden-Würt. LR NRW LR	Bayern LR Thüringen LR

Tabelle 6: Zuordnung der untersuchten Akteure zu Akteurskoalitionen

3.4.3 Ergebniskritik

Kritisch gegenüber dem beschriebenen Vorgehen muss angemerkt werden, dass – vor dem Hintergrund von Wissensbeständen, welche über die erhobenen Merkmale hinausgehen – bei einigen Akteuren intuitiv andere Zuordnungen hätten getroffen werden können. So finden sich gewiss Akteure in unterschiedlichen Clustern, welche einander ähnlicher als den dort zugewiesenen Nachbarn scheinen. Gleichzeitig könnten einige Akteure inhaltlich auch Züge des Wesenskerns eines anderen Clusters tragen. Hinzu kommt, dass bei einer retrospektiven Zuordnung ein kaum zu erhebendes ‚historisches Gesamtbild‘ eines Akteurs zum Maßstab genommen wird, wohingegen die Datenrecherche notwendigerweise über Momentaufnahmen funktioniert und dabei zuweilen anfällig für den situativen Kontext ist.¹⁰⁵ Auffällig ist dies beispielsweise bei der Positionierung des BDEW, welcher weder rein marktliberal noch ohne pragmatische Orientierung hin zu Erneuerbaren Energien auftritt. Dennoch haben die ausgewählten Merkmale eine Zuordnung zum Cluster ‚etablierte Marktstrukturen‘ ergeben. Sicher ließe sich nun diskutieren, welche Zuordnung dem BDEW eher gerecht würde, oder ob anhand dieses – oder eines anderen sicher aufzufindenden Falls – nicht die Aussagekraft der Gesamtergebnisse infrage gestellt werden müsste. Dies hieße jedoch auch, das Erklärungsinteresse einer Clusteranalyse misszuverstehen: Zwar kann es bei deren Durchführung durchaus zu handwerklichen Unsauberkeiten kommen, welche sich auf theoretische Vorannahmen, die Datenerhebung oder die (v.a. statistische) Methodenwahl erstrecken können (Stein & Vollnhals, 2011, S. 5), und die nur durch sehr transparentes Vorgehen nachprüfbar sind. Rückblickend kann in diesem Zusammenhang die Gestaltung der Kategorie *Steuerung durch Netzentgelte* kritisiert werden, da sie in ihrer Energiewende-Relevanz nicht völlig von anderweitigen wirtschafts- und sozialpolitischen Motivationen zur Netzentgelt-Solidarisierung zu trennen ist.

Generell ist das Ziel der Clusteranalyse nicht unbedingt eine vollständig korrekte Zuordnung von Einzelfällen zu Gruppen, sondern überhaupt erst die explorative *Identifikation* solcher Gruppen im Wirklichkeitsdickicht: „Die Clusteranalyse nimmt damit vor allem eine Vorbereitungsfunktion für weitergehende Analysen ein, welche eine exakte Gruppenzuordnung als Prämisse haben“ (Stein & Vollnhals, 2011, S. 1). Hierzu ist das Vorgehen notwendigerweise auf zahlreiche Annahmen und

¹⁰⁵ Gerade Landesregierungen sind in diesem Zusammenhang recht anfällig für *Policy-swings*.

Vereinfachungen angewiesen, welche durchaus in einzelnen Widersprüchen resultieren können. Die Identifikation von Gruppen, welche vor Beginn der Analyse reinen Thesencharakter hatten (2-Cluster-Lösung) bzw. gänzlich neue Unterscheidungsansätze bieten (4-Cluster-Lösung), kann jedoch durchaus als gelungen betrachtet werden. Bezugnehmend auf ihr eigenes Anwendungsbeispiel konstatieren Wolfson, et al. (2004, S. 614) recht prägnant: „[A]nomalies, collectively speaking, serves as a reminder that 18 variables are enough to reveal patterns in the data, but not sufficient to produce mutually exclusive categories.“

4 DIE DISKURSIVE AUSDEUTUNG DER ENERGIEWENDE

4.1 THEORETISCHER RAHMEN UND RELEVANZ FÜR DIE ENERGIEPOLITIK

„Was der Kapazitätsmarkt nicht werden kann, ist so was wie Hartz-IV für Kraftwerke: Nicht arbeiten, aber Geld verdienen.“ – Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel (Handelsblatt, 2014)

„[Wir müssen] jetzt umsteigen auf ein anderes Energiesystem, denn beide Systeme – konventionell und erneuerbar – funktionieren nicht zusammen. Das wäre ungefähr so, als würden die Engländer den Umstieg von Links- auf Rechtsverkehr schrittweise durchführen und erst einmal mit den Omnibussen anfangen. Das kann nicht gutgehen.“ – Matthias Willenbacher, Windkraft-Projektierer (Klimaretter.info, 2013b)

Im vorangegangenen Teil dieser Arbeit wurden Herausforderungen und Handlungsoptionen sowie Akteurspositionen im Zuge der deutschen Energiesystemtransformation identifiziert. Zuletzt konnten im Rahmen einer Clusteranalyse die Hauptkonfliktlinien bezüglich der Ausgestaltung der verschiedenen Energiezukünfte nachgezeichnet werden. Ein holistisches Verständnis der Energiewende und ihrer Richtungsentscheidungen sollte sich jedoch nicht allein auf die Identifikation vermeintlich ‚nüchterner‘ Positionen beschränken. Vielmehr sind die politische Agenda sowie die Aushandlung und Bereitstellung politischer Güter in ein diskursives Spannungsfeld eingebettet, welches soziale Wirklichkeit ebenso widerspiegelt wie vorstrukturiert. Unter dem – recht schillernden und nicht selten überstrapazierten¹⁰⁶ – Begriff des Diskurses ist letztlich die Art und Weise zu verstehen, wie in einer Gesellschaft über bestimmte Gegenstände kommuniziert wird und welche Wertsysteme bzw. Machtstrukturen durch bestimmte Sprach- und Deutungsmuster in gewisser Weise ‚geronnen‘ sind (Belina, et al., 2009). Diskurse sind damit

institutionalisierte, nach verschiedenen Kriterien abgrenzbare Bedeutungsarrangements, die in spezifischen Sets von Praktiken (re-)

¹⁰⁶ Laut Van den Bulck (2002, S. 100): „A much-(ab)used term in qualitative content analysis“. Für eine Darstellung der verschiedenen Diskursverständnisse und der daraus resultierenden analytischen Zugänge s. Keller (2006, S. 130f).

produziert und transformiert werden. Sie existieren als relativ dauerhafte und regelhafte, d.h. zeitliche und soziale Strukturierung von (kollektiven) Prozessen der Bedeutungszuschreibung. [...] Diskurse kristallisieren und konstituieren Themen als gesellschaftliche Deutungs- und Handlungsprobleme (Keller, et al., 2008, S. 205).

Der Begriff ist also sehr deutlich von einer bloßen *Diskussion* abzugrenzen, wenngleich beide Termini – fälschlicherweise – nicht selten synonym gebraucht werden. Vielmehr *strukturiert* der Diskurs die Diskussion; seine Analyse erlaubt daher „ein besseres Verständnis von gesellschaftlichen Kontroversen und zwar nicht im Sinne rationaler Argumentation, sondern im Sinne der argumentativen Rationalität, die die Akteure in eine Diskussion einbringen“ (Hajer, 2008, S. 275f). Für die politische Diskursanalyse als wissensorientierte Erweiterung der Politikfeldanalyse steht nicht die reine „administrative[.] Bearbeitung“ eines als gegeben vorauszusetzenden gesellschaftlichen Problems im Vordergrund (Nullmeier, 2006, S. 290), sondern die Suche nach den Mechanismen, durch welche politische Wirklichkeit gestaltet und durch soziale Akteure wahrgenommen wird (Keller, 2006, S. 154). Ziel ist dabei nur bedingt die Zuordnung von Akteuren als für oder gegen etwas:

Diskursanalyse ist vielmehr darum bemüht, herauszuarbeiten, *warum* jemand *für* oder *gegen* etwas sein mag; d.h. sie interessiert sich dafür, was Akteure unter einem Problem verstehen, wie der Gebrauch von Metaphern bestimmte Aspekte betont und andere verbirgt oder unterdrückt und dadurch als argumentatives und überzeugendes rhetorisches Mittel fungiert (Donati, 2006, S. 166).

Schirrmeister (2014, S. 2) stellt heraus, dass gerade die argumentative Diskursanalyse nach Hajer (2008) dazu geeignet ist, politikfeldbezogene Diskurse zu erfassen und ihren Niederschlag in konkreter Gesetzgebung nachzuvollziehen; dies gilt insbesondere für solche Sachverhalte, welche im Bereich der Zukunftsforschung angesiedelt sind, da gerade diese nur als soziale Konstruktion erfahrbar ist (Schirrmeister, 2014, S. 7). Die Wahrnehmung der Energiewende erschließt sich kaum ohne das Verständnis dafür, dass scheinbar objektive Zusammenhänge in den allermeisten Fällen ihrerseits bereits das Ergebnis einer selektiven Sichtweise auf ihren empirischen Referenten sind. So wurde in den vorangegangenen Kapiteln bereits gezeigt, dass die wirtschaftlichen, technischen und regulativen Interdependenzen innerhalb des Energiesystems im höchsten Maße komplex sind und daher selbst von Experten nur in Ausschnitten vollständig verstanden werden können; für sämtliche angrenzenden

Aussagen wiederum muss auf ‚fremdes‘ und mit Unsicherheiten behaftetes Wissen zurückgegriffen werden.

Dies gilt im gesteigerten Maße für Zusammenhänge, deren Wahrheitsgehalt erst in der Zukunft überprüft werden kann (etwa Energieszenarien), sowie die zahlreichen sozio-technischen Wechselwirkungen, die sich nur schwer antizipieren lassen (Korte, 2010). Ungeachtet all dieser Unwägbarkeiten müssen Entscheidungen durch politische Eliten jedoch *heute* getroffen und vor dem Wähler gerechtfertigt werden. Hierzu gilt es, für große Adressatenkreise, aber auch innerhalb von Institutionen, für die komplexe Wirklichkeit der Energiewende Deutungsangebote zu liefern, welche zu den vorhandenen Wissenssystemen möglichst anschlussfähig sind. Diese Ausdeutungen stützen sich also vielfach auf *Frames*, also vertraute kognitive Schemata, die – ähnlich einer Metapher – neue Sachverhalten und Problemlagen durch Übertragung bekannter Zustände erschließen (Entman, 1993; Goffman, 1974; Scheufele, 2003). Frames sind somit „selective views on issues – views that construct reality in a certain way leading to different evaluation and recommendations (Matthes, 2011, S. 249)“; ihre Identifikation ist folglich der Gegenstand der Rahmenanalyse politischer Diskurse (Donati, 2006, S. 152). Brunnengraber (2013) beobachtet diese Mechanismen im Zusammenhang mit dem Klimaschutz- bzw. Klimaskeptiker-Diskurs:

Das unterschiedliche framing wird möglich, weil die Klimaforschung mit komplexen Sozial- und Ökosystemen konfrontiert ist, deren Untersuchung einmal hohe Anforderungen an die Wissenschaft stellt und zum anderen mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist. Das lässt Raum für soziale Konstruktionen, die auch von WissenschaftlerInnen des IPCC angeregt werden (ebd. 18).

Mit einer gewissen Sensibilität für die Funktionsweise des Framings gelesen, offenbart sich im einleitenden Zitat von Wirtschaftsminister Gabriel ein ebenso spezifischer wie griffiger Deutungsrahmen für den an sich schwer zu durchdringenden Themenkomplex der Kapazitätsmärkte. Auf ähnliche Weise versucht der EE-Unternehmer Willenbacher im darauffolgenden Zitat, die Notwendigkeit für eine beschleunigte Energiewende durch eine Metapher zu begründen, welche einer graduellen Transition auf scheinbar einleuchtende Weise Nachteile unterstellt. Beide Deutungen sind an sich zunächst weder falsch noch richtig, sondern stellen letztlich einen selektiven Blick auf die energiewirtschaftliche Realität dar. Entsprechend ist es auch *nicht* das primäre Ziel einer Diskursanalyse, solche Frames auf ihren Wahrheitsgehalt zu prüfen, vielmehr sollen das wirklichkeitskonstruktive Potenzial

sowie die spezifischen Kontextbedingungen von Diskursen sichtbar gemacht werden (Van den Bulck, 2002, S. 85).¹⁰⁷ Andererseits stellen Gawel & Korte (2012, S. 514f) fest, dass einseitiges Herausgreifen von Energiewende-Zusammenhängen durchaus zu einer sehr verzerrten Sichtweise führt: So würden etwa die – tatsächlich vorhandene – höhere Belastung einkommensschwacher Haushalte durch gestiegene Energiekosten¹⁰⁸ sowie die durch das EEG geschaffenen Geldflüssen zwischen Regionen innerhalb Deutschlands zunehmend im Rahmen einer Verteilungsdebatte instrumentalisiert – was für eine diskursanalytische Betrachtung auch einen praktischen Arbeitsauftrag bedeutet.¹⁰⁹

Eine These der vorliegenden Arbeit ist daher, dass nicht unbedingt das aus Expertensicht (#10) häufig genannte *mangelnde Wissen* (etwa seitens der Bevölkerung oder politischer Akteure) zu energierelevanten Sachverhalten eine Umsetzungshürde für die Energiesystemtransformation darstellt. In diesem Fall nämlich wäre reine ‚Aufklärung‘, d.h. faktenorientierte Kommunikation die Lösung. Diese ist zwar in keinem Fall falsch, greift jedoch zu kurz angesichts der Tatsache, dass konkurrierende Deutungssysteme für die Energiewende existieren, welche verschiedenen Positionen zur scheinbar objektiven Unterfütterung ihrer Standpunkte dienen. Diese Deutungssysteme basieren daher nicht auf richtigen oder falschen Informationen, sondern auf Verstärkung oder Auslassung bestimmter Sachverhalte. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen einer Acatech-Studie zur Technikakzeptanz in Deutschland: „Generell ist zu konstatieren, dass mehr Wissen nicht zu mehr Akzeptanz führt, im Gegenteil, Informationsgewinne werden in der Regel eher von den Kritikern einer Technologie genutzt als von deren Befürwortern“ (acatech, 2011, S. 16). Informationen sind zudem eingebettet in verschiedene Wertsysteme, welche sich je nach Gegenstand unterschiedlich aktivieren lassen. So stellen Leibenath & Otto (2012, S. 128) fest, dass etwa der Diskurs zum kulturell konstruierten Bild von „Landschaft“

¹⁰⁷ Eine solche Analyse kann jedoch durchaus aus einer politischen Motivation heraus entstehen; so können Diskurse gezielt dekonstruiert werden, um verborgene Machtstrukturen aufzudecken, wie dies etwa im Genderdiskurs geschehen ist (s. etwa Butler, 1997; Bourdieu, 2005). Auch mit Blick auf die Energiewendebatte existiert eine begrenzte Zahl an ‚Übersetzungstabellen‘, deren Ziel die faktengestützte Relativierung mutmaßlicher „Mythenbildung“ (Tews, et al., 2015, S. 2) bzw. die Auflösung von „Missverständnissen“ ist (etwa zur Photovoltaikförderung; s. Fraunhofer ISE, 2012b).

¹⁰⁸ Der Anteil der Kosten für die EEG-Umlage am Gesamteinkommen ist laut Techert et al. (2012, S. 510) bei einkommensschwachen Haushalten tatsächlich höher (unterstes Einkommensdezil: 0,94%; oberstes Dezil: 0,17%).

¹⁰⁹ Das „effektheischende Herausgreifen einzelner angeblich skandalöser Verteilungseffekte ist in der Diskussion wenig hilfreich“ (Gawel & Korte, 2012, S. 515).

bei Windenergie-Befürwortern im Zusammenhang mit Windkraft pragmatisch geprägt ist, im Kontext von fossil-nuklearen Energiequellen jedoch einen besonders schützenswerten Charakter betont: „Die Landschaftskonzepte werden hier offensichtlich unter instrumentellen, argumentationstaktischen Gesichtspunkten artikuliert“ (ebd.).

Ein Diskurs ist dadurch gekennzeichnet, dass, zum Verständnis komplexer Wirklichkeit verschiedene *Erzählungen* (auch: Narrationen, s. folgendes Kapitel) angeboten werden, derer sich Akteure bedienen. Statt Unwissen wäre in dieser Denkweise folglich wohl zutreffender von *selbstselektivem Halbwissen* zu sprechen. Dies zeigt sich etwa am Beispiel des Netzausbaus, wo verschiedene, in größere Deutungssysteme eingebettete Frames die Möglichkeit bieten, die generelle Unterstützung der Energiewende von der Zustimmung oder Ablehnung des Netzausbaus zu entkoppeln (Schmidt, et al., 2013): Zur ursprünglichen Deutung, volatile und vom regionalen Verbrauch entkoppelte erneuerbare Energien bräuchten notwendigerweise neue Übertragungsnetze, hat sich mittlerweile die Alternative etabliert, ein dezentrales Versorgungssystem wäre stabiler bzw. Netzausbau zementiere in erster Linie nur die Marktanteile großer Energiekonzerne (s. Kap. 3.3.7).¹¹⁰ In der hier zitierten Studie hat die Nutzung entsprechender Frames im Rahmen einer Bevölkerungsumfrage zumindest tendenziell dazu geführt, die Akzeptanz zum Netzausbau zu erhöhen bzw. zu verringern (Schmidt, et al., 2013, S. 145).

Die Verbindung von Sensibilität gegenüber Diskursen mit einer institutionentheoretischen Sichtweise trägt wesentlich dazu bei, das Handeln von Akteuren zu erklären. Einerseits können zwar verschiedene Sichtweisen auf die Energiewende bewusst ‚politikberatend‘ instrumentalisiert werden. Viel häufiger jedoch sind Institutionen – etwa Parteien – als stabile soziale Gefüge dadurch gekennzeichnet, dass sie spezifische Deutungsroutrinen institutionell verfestigt haben (z.B. ‚Energiewendepolitik als Planwirtschaft‘; s. etwa Haucap, et al., 2012, S. 77) und somit die interne Selektion von Wissensbeständen und Handlungsanweisungen beeinflussen. Bestimmte Perspektiven werden somit als institutionelle *bounded rationality* nicht unbedingt bewusst gewählt, sondern spiegeln eine spezifische Selbst-

¹¹⁰ Eine Auflösung dieses Gegensatzes im Sinne eines ‚optimalen‘ Mischungsverhältnisses scheint zwar unter der Annahme größtmöglichen Wissens möglich, jedoch ist die hierfür nötige Faktengrundlage ihrerseits recht deutungsabhängig (z.B.: tatsächliche Kosten dezentraler EE) und andererseits in überwölbende Wertesysteme eingebettet (z.B.: Demokratisierung des Strommarktes als Selbstzweck; s. Kap. 2.1).

und Wirklichkeitsdeutung wieder. Dies verleiht einer Institution einerseits innere Stabilität, andererseits jedoch auch eine nach außen wirksame Trägheit, da nur ein Teil des theoretisch denkbaren Wissens- und Handlungsrepertoires zur Deutung und Interaktion mit der jeweiligen Nische zur Verfügung steht.

In Verbindung mit dem Methodenset der Politikfeldanalyse wiederum erschließt sich, dass Akteure verschiedener politischer Ebenen und gesellschaftlicher Teilsysteme nicht nur Akteurs-, sondern diese auch *Diskurskoalitionen* bilden. Wissensbestände – auch akademisch verankert – sind somit nicht als gesicherter Rahmen quasi moderierend außerhalb der politischen Verhandlungsprozesse anzusiedeln. Vielmehr können auch wissenschaftliche Überzeugungen konstituierender Bestandteil der Vernetzungen von Akteuren quer zu Organisationsgrenzen und gesellschaftlichen Teilsystemen sein (Nullmeier, 2006, S. 297ff). Im *Advocacy Coalition Framework* wird bereits die Bedingung formuliert, stabile Akteurskoalitionen basierten auf der Übereinstimmung hinsichtlich zentraler handlungsleitender Wirklichkeitsdeutungen (Sabatier & Jenkins-Smith, 1993). Diesen grundlegenden Sachverhalt in den Fokus rückend, sind Diskurskoalitionen „mehr als nur Netzwerke von kooperierenden Akteuren. Ihre Identität wird vielmehr durch eine gemeinsam geteilte Problemnarration reguliert“ (Viehöver, 2006, S. 187). Hajer (2008, S. 277) definiert eine Diskurskoalition folglich als „eine Gruppe von Akteuren, die aus einer Reihe von Gründen dazu kommen, ein bestimmtes Set von Story-lines zu verwenden.“¹¹¹

Story-lines wiederum stellen die kondensierte, geraffte Form einer Problemerkzählung, also einer *Narration* dar (Hajer, 2008, S. 277). Das Verständnis dieses diskursstrukturierenden Regelsystems (Viehöver, 2006, S. 180) basiert auf der Beobachtung,

daß sich auch in Gegenwartsgesellschaften unter der Oberfläche von alltagsweltlichen Kommunikationen, in Medienberichten, Glossen oder Kommentaren, aber auch hinter wissenschaftlichen Artikeln oder Monographien *Narrationen* identifizieren lassen, die den Mythen einfacher Gesellschaften vergleichbar sind (ebd. 183).

¹¹¹ Ähnlich auch Hajer (z.n. (Schneider & Janning, 2006, S. 182): „Discourse-coalitions are defined as the ensemble of (1) a set of story-lines; (2) the actors who utter these story-lines, and (3) the practices in which this discursive activity is based.“

Das konstituierende Element einer Narration wurde insbesondere in Narratologie, einem Teilbereich der Literaturwissenschaft, ausführlich untersucht.¹¹² Es besteht darin, eine Aneinanderreihung von Ereignissen (die *Story*) – durch einen *narrativen Diskurs* erzählerischer zueinander in Bezug gesetzt werden (Abbott, 2008, S. 19).

[It] produces a particular identity or meaning through the singular arrangement of a temporal and spatial series of incidents, figures, motifs and characters. Such a network will function and generate meaning according to repetition, emphasis, amplification and other rhetorical devices (Wolfreys, 2004, S. 163).

Ähnlich wie beim Framing wird in Narrationen auf wirklichkeitskonstruktive Weise eine kohärente, jedoch selektive Problemerkzählung konstruiert (Prince, 2003, S. 60). Die Abgrenzung zwischen *Frames*, *Narrationen* und *Story-lines* ist aufgrund von deren Fokussierung in verschiedenen Wissenschaftsdisziplinen nicht ganz trennscharf bzw. basiert auf unterschiedlichen analytischen Zielstellungen (Schneider & Janning, 2006, S. 173ff). Es bietet sich jedoch an, Frames als durch einen *Plot* verbundene ‚Bausteine‘ von komplexeren Narrationen (bzw. Narrativen) zu betrachten, welche wiederum als Story-line pointiert zusammengefasst werden können. *Narrativisierung* beschreibt hingegen die Prozessdimension einer Narration, also ihre Entstehung, soziale Einbettung sowie ihren Wandel (Viehöver, 2008).

Für das Untersuchungsfeld dieser Arbeit ist also zunächst von Interesse, welche Elemente des Energiediskurses auf welche Weise zueinander in Bezug gesetzt werden und damit sinnstiftende Erzählungen einschließlich Ursache-Wirkungs-Beziehungen und Lösungsvorschlägen präsentieren. Dies lässt sich recht anschaulich an einer Ausgabe der BDEW-Streitfragen illustrieren (s. Abbildung 15), wo in Gestalt eines Comics energiewendebezogene Diskussionsbeiträge gerahmt werden. Nicht ganz ohne Selbstironie, dennoch in narrativer Hinsicht höchst einnehmend *erzählt* der BDEW Problemlagen, Verantwortlichkeiten, Akteursstrukturen und Wertgegensätze der Energiewende – und liefert scheinbar einleuchtende Lösungsvorschläge, welche durch das *Happy End* vorweggenommen werden. Während der BDEW die perspektivisch-narrative Struktur seiner Wirklichkeitsdeutung hierbei auf kaum übersehbare Weise ausformuliert, kommen Narrationen im Energiewendediskurs sonst weitaus subtiler daher, haben jedoch dadurch keinesfalls ein geringeres wirklichkeitskonstruktives Potenzial. Dies macht ihre – wenngleich zunächst nur

¹¹² Parallel zur Narration findet auch der weitgehend deckungsgleiche Begriff des Narrativs Verwendung, welcher im Folgenden synonym verwendet wird.

oberflächliche – Untersuchung umso lohnender. Ziel des ersten Teils des vorliegenden Kapitels ist es somit, die zentralen Eigenschaften zweier konkurrierender Narrationen, d.h. deren jeweilige erzählerische Schwerpunktsetzung zur Wirklichkeitsdefinition der Energiewende sichtbar zu machen. Damit soll auch zu einer Reflexion der aktuellen Debatte beigetragen werden.



Abbildung 15: Eine Narration der Energiewende: Regulierungswut trifft Marktkräfte *Im Netz des Dr. Regulus* (BDEW, 2013c, S. 38f)

Der zweite Teil der Diskursanalyse basiert auf einer quantitativen Inhaltsanalyse, welche als gemeinsames Forschungsprojekt im Boysen-TU Dresden Graduiertenkolleg gemeinsam mit Thomas Meyer und Adriane Schmidt durchgeführt wurde. Hierbei wurde die Energieberichterstattung in den deutschen Printmedien im Jahr 2013 untersucht. Ziel dieses Abschnitts ist es zu zeigen, welche Themenschwerpunkte den medialen Energiediskurs strukturieren (und welche es *nicht* taten); darüber hinaus wird dargestellt, über welche konkreten Technologieoptionen (z.B. Windkraftanlagen) sowie abstrakte Energiethemen (z.B. die EEG-Reform) hinsichtlich welcher Eigenschaften – etwa Kosten oder Sicherheit – positiv oder negativ berichtet wurde. Mittels dieser Befunde zur Bevölkerungsmeinung kann der öffentliche diskursive Rahmen aufgespannt werden, in welchen politische Steuerungsoptionen und -probleme eingebettet sind. Dies lässt beispielsweise Aussagen dahingehend zu, ob die eingangs bereits angedeutete (und in zahlreichen Quellen unterstellte) Kostendebatte sich in den Medien tatsächlich wiederfindet, oder welche Eigenschaften erneuerbaren Energien etwa hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeit zugeschrieben werden. Auch die mediale Repräsentation des in dieser Arbeit fokussierten Zentralitätskonfliktes wurde bei der Erstellung des Codebuches berücksichtigt. Insgesamt kann somit die Durchsetzungskraft der vorab herausgearbeiteten Problemerkählungen in der massenmedialen Arena geprüft werden.

4.2 NARRATIONEN UND DISKURSKOALITIONEN DER ENERGIEWENDE

4.2.1 Ziele und Einschränkungen der Untersuchung

Diskurskoalitionen stellt eine Erweiterung des *Advocacy Coalition-Frameworks* dar. Im Kontext der vorliegenden Arbeit kann eine argumentative Diskursanalyse nach Hajer (2008) daher zunächst als Gegenprobe bzw. zur Validierung der in Kap. 3 identifizierten Akteurskoalitionen dienen. Darüber hinaus jedoch kann durch das Aufdecken von Diskurskoalitionen ein Verständnis für die im Rahmen der Energiewende existierenden *Erzählungen* geschaffen werden, welche dazu führen, dass verschiedene Deutungen energiepolitischer Zusammenhänge für sich Objektivität beanspruchen. Damit wird deutlich, welche ‚interpretativen Versatzstücke‘ jeweils ihren Niederschlag in öffentlicher Meinung, Medienwirklichkeit und schließlich politischer Regulierung finden. Der hohen Erklärungskraft einer argumentativen Diskursanalyse im

Energiewende-Kontext steht eine bislang noch überschaubare wissenschaftliche Auseinandersetzung mit dem Thema gegenüber. Dies ist umso bemerkenswerter, da die Diskursanalyse einen etablierten Forschungsansatz im Themenkreis Umweltpolitik und Naturschutz (s. etwa John, 2007; Leibenath & Otto, 2012), Rohstoffpolitik (Werland, 2012) sowie Klimaschutz (Bosman, et al., 2014; Brunnengräber, 2013) darstellt. Allerdings finden sich mehrere, von Forschungsinstituten und Umweltverbänden herausgegebene Studien, deren Ziel die Relativierung gängiger Energiewende-Mythen ist (Fraunhofer ISE, 2012b; Gawel, et al., 2015; WWF, 2012).¹¹³

Als Beitrag zu einer systematischen Auseinandersetzung mit konkurrierenden narrativen Strukturen des Energiewendediskurses soll im folgenden Kapitel eine eher explorative Analyse energiepolitisch relevanter Narrationen und Diskurskoalitionen unternommen werden. Hierbei ist früh der Kritikpunkt anzuführen, dass sich (eher qualitative) argumentative Diskursanalysen hinsichtlich ihrer Methodik nicht selten etwas unscharf, wenn nicht gar nebelig darstellen. Andererseits handelt es sich dabei um einen Zugang, welcher sich trotz aller Einschränkungen im politikwissenschaftlichen Kontext bereits häufig als erklärungskräftig erwiesen hat. Weiterhin lässt sich kritisch einwenden, dass eine Diskursanalyse – gerade mit dem breiten Fokus energiewenderelevanter Narrationen – eigentlich eine eigene Forschungsarbeit füllen müsste. So identifiziert Schirrmeyer (2014) allein im Rahmen der Fracking-Debatte drei Diskurskoalitionen, welche sich jeweils wiederum auf mehrere Story-lines stützen. Diesen Einwänden folgend, könnte es sich bei einem einzelnen Kapitel im Rahmen der vorliegenden Arbeit folglich nur um eine recht oberflächliche Analyse handeln. Hier lässt sich jedoch erwidern, dass der holistischen Betrachtung der aktuellen Energiewendephase durch einen gänzlichen Verzicht auf eine Diskursuntersuchung nützliche Einsichten verloren gingen. Zudem ergeben sich in Kombination mit dem bereits erfolgten, äußerst umfangreichen Arbeitsschritt der Clusteranalyse vielfach Synergien hinsichtlich Datengrundlage und Analyseverfahren. Hierdurch lassen sich mit vergleichsweise geringem Mehraufwand belastbare Aussagen generieren. In diesem Sinne erleichtern einige forschungspraktische Zugeständnisse das Vorgehen: So werden die den Diskurs kennzeichnenden Story-

¹¹³ Auffällig ist hierbei, dass derartige diskurskritische Untersuchungen sich üblicherweise auf Seiten der dezentralen Koalition finden lassen; diese Ansätze dekonstruieren folglich zentrale Story-lines, ohne jedoch den Blick allzu stark auf eigene narratologische Strukturen zu lenken. Dies erklärt sich durch das jeweilige forschungspolitische Selbstverständnis, zeigt jedoch auch die Notwendigkeit einer vollständigen Untersuchung von Energiewende-Narrationen.

lines – gerade mit Blick auf die Vielzahl möglicher Technologiepfade – nicht umfassend dargestellt, vielmehr wird der Fokus auf die eher abstrakten Kernnarrationen begrenzt. Weiterhin ist im Rahmen einer argumentativen Analyse keine linguistische Auswertung auf der Satzebene nötig; d.h. der Fokus liegt auf der Sinnübertragung der auf Textebene zu findenden Argumentationsstränge (Donati, 2006, S. 15). Das der gesamten Arbeit zugrunde liegende Ziel, zur Gestalterkenntnis der zweiten Phase der Energiewende beizutragen, erlaubt zudem die Begrenzung auf eine *synchrone* Betrachtung des Diskurses mit einem von 2012 bis 2015 reichenden Untersuchungszeitraum.¹¹⁴ Nicht zuletzt soll – anders als bei etwa bei Schirrmeyer (2014) – keine explizite Nachverfolgung des Erfolgs von Story-lines geschehen, was etwa durch den Vergleich von einzelnen Positionspapieren mit den resultierenden Gesetzestexten geschehen könnte. Dies ist jedoch späteren Analysen anzuempfehlen.

Insgesamt also rechtfertigt die Erklärungskraft von Narrationen für das Gesamtverständnis aktueller Problemlagen der Energiewende die Durchführung einer mit einigen Einschränkungen versehenen argumentativen Diskursanalyse – dies gilt gerade angesichts der in diesem Feld noch nicht sehr umfänglichen Forschung. Die hier notwendigen Vereinfachungen sind daher insbesondere mit Blick auf den eher geringen Detailgrad der Ergebnisse als Einladung zu weiterer Forschung zu verstehen.

4.2.2 Methodisches Vorgehen

In Anlehnung an die häufig als Referenz herangezogene Studie von Hajer (2008) zur Thematik des Sauren Regens, sollen konkurrierende Diskurskoalitionen hinsichtlich verschiedener narrativer Elemente gegenübergestellt werden; d.h. im Kern mussten erneut Kategorien gebildet werden, welche man auch als *Episoden* bezeichnen kann. Für das Vorgehen bei einer argumentativen Diskursanalyse existiert kein einheitlicher Leitfaden, jedoch liefern Leibenath & Otto (2012) sowie Viehöver (2008) eine grobe Orientierung. Insgesamt ist die Methodik eng an eine qualitative Inhaltsanalyse angelehnt (Viehöver, 2006, S. 190), wobei insbesondere gilt, dass die Hauptarbeit in der Erstellung des Analyseleitfadens für etwaige Folgestudien liegt. Das Vorgehen ist somit mangels formalisierter Erfassbarkeit stets interpretativ (Zschache, et al., 2009, S.

¹¹⁴ Wenngleich auch einer diachronen Betrachtungsweise ein großes Erklärungspotenzial innewohnen würde: So ließen sich etwa die ‚Karriere‘ und die Wandlungen einzelner Narrationen (z.B. zu Netzausbau, Klimaschutzziele oder Kostenwahrnehmung) verfolgen.

12).¹¹⁵ Daher gilt es im Folgenden lediglich die narrativen Elemente zu identifizieren, und zu abstrahieren sowie die zugrunde liegende Wertstruktur sichtbar zu machen – jedoch nicht ihre quantitative Verteilung zu erheben. Folglich ist es wenig zielführend, die Arbeitsschritte der *Datenerhebung* und *Datenauswertung* ‚sauber‘ zu trennen (Schwab-Trapp, 2008, S. 173f). Kernbereich der Analyse ist das Schließen „von der Textoberfläche, auf der viele unterschiedliche rhetorische Elemente identifizierbar sind, auf Rahmen und Kernposition als Elemente einer narrativen Struktur“ (Viehöver, 2006, S. 193). Hierzu schlägt Viehöver das Verfahren der Grounded Theory – wie in dieser Arbeit verwendet – vor, wodurch an den Text zentrale Fragestellungen herangetragen werden, auf deren Basis durch verschiedene Schleifen „Kodierfamilien“ gebildet werden. Dieserart wird nach kausalen Zusammenhängen gesucht, aus welchen sich Deutungsrahmen identifizieren und im Rahmen einer Narration verbinden lassen (ebd. 193ff; Viehöver, 2008, S. 247ff).

Bei der vorliegenden Untersuchung wurde zunächst das Datenmaterial aus der Diskursanalyse, d.h. vor allem energiepolitische Positionspapiere im weitesten Sinne, auf wiederkehrende narrative Strukturen hin überprüft. Dies sind „inhaltsanalytische Kategorien, die die angesprochenen Themen und Argumente der Diskussionsteilnehmer erfassen, strukturieren und untergliedern“ (Schwab-Trapp, 2008, S. 174). Teils können die schließlich identifizierten Narrationen daher auch als Kondensat der dort dargelegten Argumentationsstrukturen der jeweiligen Akteurskoalition betrachtet werden. Resultat war eine erste Kategorisierung von oft widerstreitenden Narrativen, wobei die Grundunterscheidung in eine dezentrale sowie eine zentrale Großzählung aus der Clusteranalyse übernommen werden konnte. Die einzelnen Story-lines der Energiewende decken sich hierbei allerdings nur teilweise mit der inhaltlichen Kategorisierung der Clusteranalyse; es wurde folglich eine neue Strukturierung erarbeitet. Auf deren Basis wurden weitere Policy-Paper sowie wissenschaftliche Studien theoriegesteuert erhoben und auf eine mögliche Ergänzung der bestehenden narrativen Argumentationsmuster hin geprüft. Dies war nötig, da in der Clusteranalyse nur Akteure mit umfassender Positionierung berücksichtigt werden konnten. Dahingegen konnten Akteure mit verengtem thematischem Fokus (wie etwa einzelne Fachverbände) die Diskursanalyse durchaus um interessante narrative

¹¹⁵ Dies ist Ansatzpunkt der – in dieser Arbeit nicht vollständig zu widerlegenden – Kritik, einzelne Diskursanalysen neigten ungeachtet ihrer inhaltlichen Schlüssigkeit hinsichtlich der „explizite[n] Auseinandersetzung mit den Prozeduren zur Ermittlung der unterschiedlichen Frames“ zur Unvollständigkeit (Schneider & Janning, 2006, S. 186).

Perspektiven ergänzen. Immerhin ist es hier ja das Ziel, eine möglichst große Bandbreite an möglichen Frames zu erfassen. Nach Schwab-Trapp (2008, S. 176) „erfolgt die Auswahl von Untersuchungseinheiten nämlich unter theoretischen Gesichtspunkten sukzessive und gezielt im Forschungsprozess auf der Basis vorangegangener Analyseergebnisse.“ Die so herauspräparierten Narrative galt es in einer abschließenden Feinanalyse auf ihre erzählerische Struktur hin zu untersuchen. Anforderungen an Narrationen bestehen nach Viehöver (2008, S. 259f) zunächst in einem „konsistenten Plot“; sie müssen darüber hinaus anschlussfähig „an das kulturelle Repertoire des Empfängers“ sowie an vorherrschende „Meta-Narrationen“ sein, worunter in gewisser Hinsicht also die ‚sozio-kulturelle Großwetterlage‘ gefasst werden kann.

4.2.3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die einzelnen Story-lines einer zentralen und einer dezentralen Erzählung der Energiewende episodenhaft gegenübergestellt. Die Narrationen werden unter Verwendung der identifizierten Sprachbilder teils im Duktus der jeweiligen Diskurskoalition wiedergegeben, was der Veranschaulichung dient, aber keinerlei Wertung seitens des Verfassers impliziert.

4.2.3.1 Ausbausteuerung für Erneuerbare Energien: Vom Atmen und Würgen

In zentraler Leseweise ist der Ausbau der EE in Deutschland von einem *Mangel an Koordination* geprägt: Die nicht zu bestreitende Eigendynamik von Wind-, Solar- und Biomassestrom wird folglich durch eine Metaphorik der *Wildwuchses* geframt. Die Folge fehlender Ausbausteuerung sind eine teils vermeidbare Überlastung natürlicher Ressourcen; dies gilt insbesondere, wenn EE in Regionen installiert werden, in welchen durch geringe Windhöffigkeit bzw. Sonneneinstrahlung niedrige Wirkungsgrade zu erwarten sind. In der Konsequenz gilt es, beim Ausbau ein *vernünftiges Augenmaß* zu bewahren, was auf ein Drosseln der Neuinstallationen hinausläuft – diese Maßnahme lässt sich durch das Sinnbild des *atmenden Deckels* positiv framen (s. Kap. 5.5.4). Generell empfiehlt sich zudem eine Ausrichtung des Förderregimes auf Regionen, in welchen günstige natürliche Bedingungen herrschen, um die ökologischen und finanziellen Kosten durch EE in Grenzen zu halten. Der Referenzraum dafür, was als vergleichsweise geeignete Region gilt, ist hierbei

uneinheitlich und kann sich entweder auf Europa (z.B. Solarthermie in Spanien) oder Deutschland (z.B. Wind vorrangig in Küstenregionen) beziehen.

Diametral hierzu wird von dezentraler Seite die Eigendynamik des EE-Ausbaus nicht als – mangels Steuerung – unerwünschtes, sondern als schwer herzustellendes und somit schützenswertes Gut geframt, welches davor bewahrt werden muss, *abgewürgt* zu werden. Beide Story-lines nutzen also eine quasi-botanische Metaphorik, welche jedoch unterschiedliche Bildspender aufweist (*Unkraut vs. Biotop*). Angesichts des Fernziels einer ganz oder größtenteils regenerativen Energiezukunft gilt es aus dezentraler Sichtweise, an allen denkbaren Standorten einen *Beitrag zu leisten*. EE-Infrastrukturen sollen also nicht auf besonders vielversprechende Regionen beschränkt bleiben, zumal diese häufig nicht deckungsgleich mit Lastzentren sind, sodass eine dezentrale Erzeugung die Notwendigkeit von Transportkapazitäten verringert. Bemerkenswerterweise treffen mit der Dichotomie *‚besten Standort vs. Verbrauchsnähe‘* narratologisch in ähnlichem Maße einleuchtende Story-lines aufeinander, welche jedoch zu vollkommen gegensätzlichen Implikationen für Fördersystem und Regulierungsumfeld führen.

4.2.3.2 Strompreise: Die Macht der großen Zahlen

Die Kosten für Haushalts- und Industriestrom nehmen im zentralen Energiediskurs einen prominenten Platz ein: Betont wird zunächst die große *Relevanz günstiger Energie*, welche sich jedoch zunehmend gefährdet zeigt. Angesichts eines hohen Wettbewerbsdrucks droht Deutschland eine spürbare *Abwanderung der Industrie* – insbesondere, da Länder wie die USA gar sinkende Energiekosten als Standortvorteil geltend machen können. Auch für Privathaushalte werden Energiekosten als wirtschaftlich existenziell, in sehr deutlichen Fällen gar als *Soziale Frage des 21. Jahrhunderts* zugespitzt. Durch steigende Strompreise erweisen sich zahlreiche Verbraucher als von *Energiearmut* bedroht – ein Sachverhalt, in dessen Rahmen nicht zuletzt die Gefahr eines *Scheiterns der Energiewende* durch mangelnde Akzeptanz verortet werden kann. Der tatsächlich seit Jahren steigende Strompreis für Endverbraucher bzw. der hohe Anteil staatlicher Abgaben (ihrerseits zu einem Großteil durch die Energiewende begründet) belegen hierbei scheinbar stichhaltig die Rolle der Erneuerbare Energien als *Kostentreiber*.

Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang allerdings, dass häufig *absolute Zahlen* genutzt werden: So ist der Strompreisanstieg auf sich selbst bezogen; Mehrkosten für Industrie und Haushalte sowie die aufsummierten Kosten für die EE-Förderung werden als messbarer Eurobetrag angegeben. Während Kosten für mit spitzem Stift rechnende Betriebswirte und Privatpersonen in beinahe jedweder Größenordnung als Belastung erscheinen, nimmt sich das jährliche Fördervolumen durch das EEG mit über 20 Mrd. Euro als besonders beeindruckende Größenordnung aus. Das argumentative Werkzeug ist hierbei also in der Verwendung solcher Zahlen zu finden, deren Einordnung zahlreichen Rezipienten schwerfällt. Demgegenüber lässt sich eine dezentrale Ausdeutung der Energiewende hinsichtlich der Stromkosten in vielfacher Hinsicht mit dem argumentativen Instrument der *Relativierung* überschreiben:

Zunächst wird die Bedeutung der Energiepreise entkräftet, da Privathaushalte nur einen *Bruchteil ihres Einkommens* für Energie aufwenden und Strompreise folglich keinen entscheidenden Wohlfandsfaktor darstellen. Dies gilt insbesondere, da die Preise für Gas und Benzin bzw. Diesel in der Vergangenheit weit deutlicher gestiegen sind. Eine geringe Neigung zum nachweislich kostensparenden *Anbieterwechsel* widerspricht zudem der These der hohen Kostensensitivität von Privatpersonen. Für die Industrie hingegen wird auf günstigere Strombezugskonditionen, Ausnahmeregelungen sowie die hohen Kosten für eine Standortverlagerung verwiesen, sodass es um die deutsche Wettbewerbsfähigkeit nicht schlecht bestellt sei. Diese würde zudem durch *Investition in Zukunftstechnologien* und die zu erwartenden Kostendegressionen für Grünstrom in der Zukunft (*„die Sonne schickt keine Rechnung“*) vielmehr gestärkt. Eine weitere Relativierung findet sich durch den Verweis auf die *„historische Technologieförderung“*, womit direkte und indirekt staatliche Beihilfen für fossile und nukleare Energiegewinnung ins Verhältnis zur bisherigen Ökostromförderung gesetzt werden. Auch durch Einbeziehung schwer zu beziffernder externer Kosten durch CO₂-Emissionen, Ewigkeitskosten im Bergbau oder die staatliche de-facto Versicherung im Falle eines nuklearen Zwischenfalls werden hierdurch deutlich höhere Technologiebeihilfen für konventionelle Energiewirtschaft errechnet. Mit einiger Überspitzung lässt sich im Bereich der teils sehr emotionalen Debatte um die Stromkosten in Deutschland als grundlegendes Muster also eine Frontstellung zwischen eher *absoluter* und eher *relativer Kostenbetrachtung* feststellen, wobei erstere durch mangelnde Kontextbildung EE-

Kosten zu überhöhen neigt, während letztere durch ein Höchstmaß an Referenzbildung wettbewerbliche Defizite bis zur Unkenntlichkeit nivellieren könnte.

4.2.3.3 Gerechtigkeit und Systemdienlichkeit: Gute Rendite, schlechte Rendite

Eine wechselseitig als argumentatives Muster genutzte Selbst- bzw. Fremdzuschreibung verbirgt sich hinter der Sichtweise, die Gegner des eigenen Energiewendepfades würden *unsolidarisch* handeln. Es werden, in anderen Worten, jeweils Asymmetrien zwischen *individuellem Nutzen* und gesellschaftlichen Kosten bzw. *öffentlichen Gütern* identifiziert, woraus eine Delegitimierung von Teilen der konkurrierenden energiepolitischen Konzeption folgt. Eine solche Diskrepanz zwischen Kosten und Nutzen identifiziert der zentrale Energiewendediskurs etwa darin, dass sich private PV-Anlagenbetreiber sich aus der Netzgemeinschaft¹¹⁶ verabschieden, da sie durch geringeren Strombezug weniger Netzentgelte zahlen, allerdings die volle Anschlussleistung einfordern, da sie ob der Volatilität des PV-Stroms oft keine gesicherte Leistung verfügen.¹¹⁷ Dies ist eingebettet in die überraschend egalitäre Auffassung, EE-Förderung käme insbesondere *ökonomisch bessergestellten Privatpersonen* zugute, welche über Eigenheim bzw. Land verfügten. Somit wird das individuelle Gewinnstreben etwa ‚*gieriger Windmüller*‘ zulasten der umlagegebeutelten Verbrauchergemeinschaft kritisiert. Dies wirkt insofern selektiv, als die zentrale Groß Erzählung zur Legitimation etablierter Marktstrukturen andernorts den Verdienst- und Leistungsgedanken in den Mittelpunkt rückt.

Auf dezentraler Seite wird dieser Vorwurf nur teils indirekt durch die Metaphorik des *Beitragleistens* gekontert, wonach ein jeder seinen Anteil an der Energiewende zu erfüllen habe. Hauptsächlich jedoch wird die Gerechtigkeitsdebatte durch den konkurrierenden Frame der *bürgergesellschaftlichen* bzw. *genossenschaftlichen* Komponente dezentraler Energieversorgung umgekehrt. Um dieses Rollenmodell herum nämlich wird die Geschichte des sich in Kleingruppen vernetzenden und gegen den energiewirtschaftlich etablierten Goliath auflehrenden Davids erzählt, was gleichsam als Keimzelle zivilgesellschaftlichen Engagements zu werten ist. Als Trumpf sticht somit die Metaphorik der *Demokratisierung des Strommarktes*, wobei die

¹¹⁶ Bereits die im Rahmen des EEG mögliche Installation von EE-Anlagen ohne Rücksicht auf bestehende Netzanschlüsse, wodurch Netzbetreibern vor vollendete Tatsachen gestellt werden, nimmt sich in dieser Leseweise bereits ebenso unökonomische wie unsolidarische Handlungsweise aus.

¹¹⁷ Anders wäre die Sachlage, verfügte der Anlagenbesitzer etwa über eigene Batteriespeicher, was bislang aber nicht den Regelfall darstellt.

Existenz von dominanten ‚Big Playern‘ als wenig erstrebenswerte Energie-Oligarchie geframt wird.

Ein anderes Spielfeld, auf dem die moralische Deutungshoheit über die Gerechtigkeit verschiedener Energiewenden ausgefochten wird, stellt die Debatte um die Ausnahmeregelungen bei der EEG-Umlage dar. Die dezentrale Narration bringt hierbei das Argument einer *unsolidarischen Haltung der ausnahmeberechtigten Großverbraucher* in Stellung, welche von sinkenden Großhandelspreisen für Strom profitieren, ohne sich angemessen an der EEG-Umlage zu beteiligen. Ähnliches gilt für die reduzierten Netzentgelte, welche Großverbrauchern zugutekämen, ohne dass dem ein angemessener Beitrag zur Netzstabilität entgegenstünde. Schließlich lässt sich auch die Haftungsumlage für Offshore-Windparks als ‚*Geschenk‘ an einen Industriezweig* interpretieren. Noch allgemeiner wird das Argumentationsmuster, werden die – schwer zu quantifizierenden – *gesellschaftlichen Kosten*, welche der Allgemeinheit durch das Errichten von Übertragungsnetzen entstehen, gegen die Vorteile zentraler Erzeugungstechnologien aufgerechnet, welche auf eine umfassende Energieübertragungs-Infrastruktur angewiesen sind. Auch in diesem Fall wird gefolgert, diese externen Kosten würden einseitig auf die Gesellschaft umgelegt, während Gewinne bzw. der Anspruch höherer Wettbewerbsfähigkeit bei den Erzeugern verblieben. Bemerkenswert ist hierbei, dass sich die oben umrissene Rollenverteilung bei der Nutzung eher absoluter und eher relativierender Argumente teilweise umgekehrt hat: Während die Kritik an EEG-Umlagenbefreiung und Offshore-Umlage mit den damit einhergehenden *Kostenbelastungen* operiert (etwa, um wieviel die EEG-Umlage sinken könnte, würde die Ausnahmeregelung verschärft), nutzen deren Verteidiger eher die relativierende Argumentation, die Ausnahmen seien ein *geringer Preis für die Bewahrung einer wettbewerbsfähigen, Arbeit und Wohlstand garantierenden Industrie*. Analog zur dezentralen Verteidigung etwa der PV-Förderung werden die Kosten für die Offshore-Umlage durch den Verweis auf noch ausstehende Lernkurven der Technologie – und damit durch ihren in der Zukunft liegenden Nutzen – relativiert.

Eine dritte Erscheinungsform nimmt die Debatte um ein der Verbrauchergemeinschaft bzw. dem Energiesystem dienliches Verhalten im Zusammenhang mit möglichen Kapazitätsmechanismen an. Hier sind die Diskurskoalitionen nicht völlig trennscharf, da sich jeweils Befürworter und Kritiker finden. Erstere argumentieren, dass die

Bereitstellung gesicherter *Leistung sich lohnen müsse*, da hierdurch gegenüber dem Energiesystem – und damit dem öffentlichen Gut Versorgungssicherheit – ein Beitrag erbracht würde, welcher im Energy-only-Markt jedoch nicht angemessen bepreist sei. Ebendies stellen Kritiker jedoch in Abrede und wenden ein, dass durch eine zusätzliche Leistungsvergütung ein ungerechtfertigter Subventionstatbestand geschaffen würde. Sowohl in zentraler als auch in dezentraler Problemnarration finden sich beide Argumentationsstränge. Dies ist einerseits auf die ‚Sollbruchstelle‘ der zwei in Kap. 3.4 identifizierten Akteurskoalitionen zurückzuführen, welche bei einer 4-Clusterlösung genau an dieser Stelle Unterschiede zeigen. Zudem sind die teils parallelen Narrationen an die Unterstützung bzw. Gegnerschaft zu konkreten Technologien gebunden. So führen Befürworter eines Kapazitätsmechanismus für fossile Kraftwerke die Leistungsnarration ebenso ins Feld wie Unterstützer von Beihilfen für ‚saubere‘ Kapazitäten. Zur Ablehnung des jeweils konkurrierenden Fördermodells hingegen wird die Subventionsnarration genutzt.

4.2.3.4 Die vielen Retter des Marktes: Zum Verhältnis von Staat und Wirtschaft

Am dichtesten konkurrieren Narrationen zur Energiewende im Spannungsfeld von freiem Wirtschaften und politischer Regulierung, also der *Markt-Staat-Problematik*. Hierbei zeigt sich in besonderer Deutlichkeit das Phänomen, dass konkurrierende Deutungsschemen in unterschiedlichen Kontexten ähnliche narrative Muster zum argumentativen Veranschaulichen bzw. zur Legitimitätsgenerierung nutzen. So ist vorrangig in zentraler Leseweise die Auffassung auszumachen, ein *Übermaß an politischen Eingriffen* hindere das *freie Spiel der Marktkräfte*, aus welchem innovative und wettbewerbliche energiewirtschaftliche Lösungen entstünden. Überdies schüfen – obschon wohlmeinende – staatliche Interventionen besonders bei der EE-Förderung zahlreiche Subventionsfälle¹¹⁸, wobei der Vergleich zu etablierten agrarpolitischen Mythen wie *Milchseen* und *Butterbergen* als negativer Deutungsframe nicht gescheut wird. Die vermeintlichen Fördererfolge liefen folglich Gefahr, sich als wirtschaftlich nicht nachhaltiges *Strohfeuer* zu erweisen. Gleichzeitig ist die politische Steuerung geprägt von wenig dauerhaften und widersprüchlichen Anreizsignalen bzw. einer regulativen Endlosspirale (*‚ein Eingriff korrigiert den vorherigen‘*). In diesem Zusammenhang wird das Fehlen eines *Masterplans* bemängelt, in dessen Folge sich

¹¹⁸ Diese Wortwahl ist insofern bemerkenswert, als die EE-Förderung über eine *Umlage* geschieht und somit keine direkte staatliche Beihilfe darstellt. Als Frame ist *Subvention* freilich weitaus besser geeignet, um die Botschaft staatlicher Umverteilung zu transportieren.

kein günstiges Investitionsklima einstellen würde. Insgesamt ergibt sich somit die Problemerkzählung des *Energiemarktes als schützenswertem Gut*, welcher durch zu viele und zu umfangreiche Eingriffe in seiner – auch der Energiewende dienenden – Entwicklung gehemmt würde. Besondere Zugkraft erhält diese Narration durch die Unterlegung mit einzelnen, tatsächlich meist nicht gegenstandslosen Kronzeugen förderungspolitischer Ineffizienz. Hier lässt sich etwa die Tatsache anführen, dass der deutsche Stromexport vor allem auf billigem bzw. gar negativ bepreistem Überschussstrom beruht, während der zu Nachfragespitzen importierte Strom weitaus teurer ist.

Die dezentrale Gegennarration verfolgt hierbei zwei Strategien: Einerseits eine *komplementäre*, in welcher – ähnlich den bereits beschriebenen Mustern – die zentralen Kritikpunkte relativiert bzw. in einem anderen Zusammenhang dargestellt werden. So ergäbe sich die Notwendigkeit staatlicher *Leitplanken* (nicht: *detaillierter Vorschriften*) aus mehreren Momenten des Marktversagens: Beispielsweise werden umwelt- und klimakonforme Wirtschaftsformen durch reine Marktlogik ebenso wenig beanreizt wie die Bereitstellung von Kapazitäten im Energy-only-Markt. Folglich stellt sich nur noch die Frage, *wie* die entsprechenden Korrekturen zu setzen sind. Zudem handle es sich bei der Energiewende um ein gesamtgesellschaftliches Projekt, bei welchem der Staat Verantwortung zu übernehmen habe – insbesondere bei teuren bzw. potenziell konfliktträchtigen Infrastrukturvorhaben. In diesem Zusammenhang sind beispielsweise die Forderungen nach einer einheitlichen, teilstaatlichen Netzgesellschaft (*Netz-AG*) einzuordnen (Ruhbaum, 2011), aber auch die durch den Gesetzgeber ausgestaltete Differenzierung der EE-Förderung, welche nicht zuletzt eine ausreichende gesellschaftliche Beteiligung ermöglichen soll.

Auch die Rekommunalisierungstendenzen v.a. im Verteilnetzbetrieb stellten in dieser Sichtweise eine Möglichkeit dar, Investitionsprogramme ‚aus einer Hand‘ mit den gesicherten Einnahmen aus dem Netzbetrieb zu verbinden, von welchem die Kommunen profitieren könnten. Die Sicherstellung nachhaltiger Energieversorgung im Einklang mit einem abgestimmten Infrastrukturprogramm bei gleichzeitiger Wahrung einer ausgewogenen Kosten-Nutzen-Verteilung (anstelle von Verteilnetzen als *cash cow* für Unternehmen) erscheint hier als logische Konsequenz der kommunalen Daseinsvorsorge, vermehrt um den ‚Selbstzweck‘ des Gemeinschaftlich-Dezentralen. Derartige Zielverquickungen widersprechen jedoch der zentralen

energiewirtschaftlichen Logik, welche in diesem Zusammenhang auf die durch Know-how begründete Effizienz des Netzbetriebs verweisen (s. auch Kap. 6.3). Stellvertretend sei hier auf die Sinnübertragung von EU-Energiekommissar Oettinger verwiesen, welcher feststellte, man baue schließlich auch „keine kommunalen Autos“ (z.n. Energate, 2014h).

Auch in der Markt-Staat-Problematik findet sich die Argumentationsstrategie der Relativierung; so wird die generelle Tendenz des Energiemarktes zur Oligopolbildung und dem Lock-in etablierter Technologiepfade betont. Verbunden mit der Feststellung, dass auch die heute wettbewerblichen Technologien in der Vergangenheit von massiven direkten und indirekten Beihilfen profitiert haben,¹¹⁹ ergibt sich somit das Bild einer kaum zu vermeidenden staatlichen Regulierung, wobei deren Einhegung weniger in einem ergebnisoffenen Wettbewerb als in der Unterstützung der pfadabhängigen Fortführung bisheriger Strukturen resultiert.

Jenseits solcher komplementären Narrationen nutzt die dezentrale Diskurskoalition jedoch auch ähnliche Problemerkzählungen in anderen Zusammenhängen und mit anderen Ergebnissen, sodass durch *konkurrierende* Narrationen die Deutungshoheit um eine grundsätzlich geteilte Wertstruktur erstritten werden soll. Augenscheinlichstes Beispiel ist hierbei der *Beitrag zum Klimaschutz*, welcher seitens beider Diskurskoalitionen für sich selbst als bestmöglich erreicht vereinnahmt wird.¹²⁰ Ferner ist auch der *Lobbyismus-Vorwurf* im argumentativen Arsenal beider Diskurskoalitionen zu finden. So werden die traditionelle Nähe der konventionellen Energiewirtschaft zur Bundesregierung und insbesondere zum BMWi ebenso als demokratisch fragwürdig betrachtet wie der Einfluss der ‚Wind- und Solarlobby‘ auf die Energiepolitik. Weiterhin wird der Stellenwert der *Investitionssicherheit* von Vertretern einer dezentralen Koalition ebenso betont wie vom zentralen Konterpart, obschon bei ersteren eher EE-Anlagen sowie Gaskraftwerke und Speicherbetreiber im Zentrum stehen. Grundsätzlich jedoch wird politische Steuerung an der Erfüllung des gleichen

¹¹⁹ Diese Unterstützung hat Greenpeace in eine kW/h-bezogene Umlage für konventionelle Energien umrechnen lassen (FÖS, 2015b, S. 4), welche deutlich höher ausfällt als die für erneuerbare (Windstrom: 8,1 ct./kW/h gegenüber Braunkohle: 15,6 ct. und Kernenergie: 16,4 ct.).

¹²⁰ Ausgenommen hiervon ist jener Teil der zentralen Koalition, welche Anschluss an die Meta-Narration der Klimawandel-Kritik gefunden hat und der dezentralen Koalition viel fundamentaler entgegensteht. Weiterhin ist das Klimaschutzziel in der dezentralen Leseweise oft durch weitere Teilziele wie Dezentralität, soziale Teilhabe etc. bebürdet.

Outcomes gemessen, wenngleich freilich andere Wege als zum Ziel führend vorgeschlagen werden.

Noch deutlich wird das Phänomen beinahe identischer Narrationen am Beispiel der Kapazitätsmechanismen (sowohl die Strategische Reserve als auch fokussierter Kapazitätsmarkt nehmen für sich in Anspruch, eine *marktnahe Lösung* zu bieten) sowie bei der dezentralen Kritik des Quotensystems. Bei letzterer wird moniert, dass sie mit überbordendem bürokratischem Aufwand behaftet sei und auf zahlreichen, der wirtschaftlichen Dynamik hinterherlaufenden Teilvorgaben fuße. Hier wird die oben genannte *Planwirtschafts*-Narration schlichtweg umgekehrt. Ähnlich geschieht dies durch die Argumentation, erst durch ein funktionierende Regulierung – etwa im Rahmen der ARegV (s. Kap. 5.6) oder einer ambitionierten Reform des EU ETS (s. Kap. 5.5.4) – würde freies Marktgeschehen ermöglicht und *dysfunktionale Märkte* behoben.

4.2.3.5 Schenke mir den Kohleausstieg – aber noch nicht jetzt!

Die Debatte um die zukünftige Nutzung der Kohle als Energieträger entfaltet sich im Wesentlichen entlang der Diskursgrenze, ob der Kohleausstieg die *logische Fortsetzung der Energiewende* darstelle, oder ob ein gleichzeitiger *Ausstieg aus Kern- und Kohleenergie unmöglich* machbar wäre. In ersterer, dezentraler Deutung müsse ein aktiver Verzicht auf die Ausnutzung der verfügbaren Kohlevorkommen stattfinden (*„Kohle im Boden lassen“*), da nur so Klimaziele zu erreichen wären. Die aktuelle Wettbewerbsfähigkeit der Kohle wird unter Verweis auf deren Nachteile (Emissionen, Schadstoffbelastung, Ewigkeitskosten etc.) relativiert, welche in den niedrigen Kosten nicht internalisiert würden.

Komplementär zu dieser Narration betrachtet die zentrale Narration die Kohle (zumindest) als *Brückentechnologie*, welche als *natürlicher Partner der erneuerbaren Energien* grundlastfähig sei. In den Mittelpunkt gerückt wird damit die Eigenschaft der *bewährten* und überdies *günstigen*¹²¹ Versorgungssicherheit, welche zudem allein durch *heimische* Vorkommen noch auf lange Sicht gedeckt werde. Erweitert wird dies durch die Betonung *moderner* Kraftwerkstypen und den Verweis auf die sich dadurch ergebenden Emissionseinsparungen sowie die Möglichkeit, durch CCS-Technologien zusätzlich zum Klimaschutz beizutragen. Gleichzeitig wird die Wahrscheinlichkeit von

¹²¹ Die gerade in der Vergangenheit sehr umfassenden Beihilfen für Kohleenergie außer Acht lassend, ist hierbei – in Abgrenzung zu dem im Kreuzfeuer der Kostenthematisierung stehenden EE – auch von *subventionsfreier* Braunkohle die Rede.

Strukturbrüchen, v.a. also Arbeitsplatzverlusten in Kohleregionen sowie angrenzenden Industriezweigen betont. Die zentrale Narration spricht somit eher traditionelle Denkschemen an und ergänzt diese um Deutungsangebote, welche die Kohlekraft mit Klimaschutz und Energiewende als kompatibel erscheinen lassen. Auffällig ist zudem das *Henne-Ei-Muster*, in welchem in zentraler Sichtweise die Notwendigkeit der Kohle sich aus dem Fehlen (preisgünstiger) Alternativen zur sicheren Bedarfsdeckung ergäbe. Demgegenüber schreibt die dezentrale Erzählung ebendiese Defizite – wie etwa geringe Speicherkapazitäten – vor allem der blockierenden Wirkung durch die marktbeherrschende Kohlekraft zu, wodurch sich keine ausreichende Anreizwirkung zur Markteinführung ebendieser Alternativen entfalte. In diesem Sinne läge in der vermeintlichen Übergangslösung der Kohle der Keim für zukünftige Pfadabhängigkeiten zentraler Erzeugungsstrukturen.

4.2.3.6 Außenseiter, Spitzenreiter? Die Rolle Deutschlands in der Welt

Die deutsche Energiewende steht durch vielerlei wirtschaftliche und politische Zusammenhänge in Wechselwirkung mit der internationalen Umwelt. Einerseits lässt sich das deutsche Vorgehen bei der Energiesystemtransformation narrativisch als *Vorgehen* verstehen. Als *first mover* übernimmt Deutschland in dieser dezentralen Leseweise Verantwortung und geht damit in politische und ökonomische Vorleistung, kann dadurch jedoch nicht ohne Berechtigung auf spätere Entlohnung hoffen – dies einerseits politisch, wenn etwa europäische Nachbarn dem deutschen Vorbild folgen, andererseits wirtschaftlich, wenn Rohstoffimporte sinken und *Investitionen in Zukunftstechnologien* Früchte zu tragen beginnen. Die dezentrale Sichtweise ist folglich nicht auf Deutschland begrenzt, verortet dessen Rolle jedoch in einem positiven Kontext – die Energiewende wird damit zum vielbeachteten *Schaufensterprojekt*, welches weltweit Beachtung findet.

Auch hier zeigt sich die erste Interpretation der Energiewende als nicht zwingend: In zentraler Sichtweise nämlich wird das Vorgehen Deutschlands vielmehr als *Voranpreschen* gedeutet; aus einem Vorreiter auf einem ohnehin zu überwindenden Wegstück wird somit ein *Alleingang* auf einem vielleicht gar nicht gemeinschaftsfähigen *Sonderweg*. Dieser erweist sich als mit den europäischen Nachbarn nicht abgestimmt, deren Kooperation angesichts grenzübergreifender Energiemärkte und der Vorstellung einer europäischen Energiepolitik jedoch nötig wäre. Nicht nur nimmt sich die deutsche Energiepolitik als wenig rücksichtsvoll

gegenüber den Nachbarstaaten aus, welche zeitweise mit hier erzeugten volatilen Stromflüssen umgehen müssen. Auch verlässt Deutschland mit der Kernenergie (und ggf. der Kohlekraft) einen Technologiepfad, welcher andernorts nach wie vor aktiv verfolgt wird. Als ebenso asymmetrisch erweisen sich die in Deutschland gestiegenen Stromkosten, welche zu einer gesunkenen Wettbewerbsfähigkeit führten oder gar im Schreckensszenario einer ‚*Deindustrialisierung*‘ Deutschlands kulminierten. Im Umkehrschluss würden durch die deutsche Förderpolitik angesichts absehbarer Technologietransfers und Produktionsverlagerungen eher die EE-Branchen in anderen Ländern gestärkt (etwa im Bereich der Photovoltaik). Hier sind gewissermaßen ‚*First-Mover-Disadvantages*‘ zu spüren, welche dann einträten, wenn ein Akteur unabgestimmt voranschreitet.

4.2.3.7 Fluch oder Segen? Eigenschaften von EE-Technologien

Gerade die Subdiskurse zu spezifischen Technologien müssten im Rahmen detaillierter Diskuranalysen aufgefächert werden, wie dies in Einzelfällen bereits geschehen ist (s. etwa Schirrmeister, 2014). In der hier angestrebten überblickhaften Darstellung lässt sich jedoch zunächst festhalten, dass in der zentralen Erzählung insbesondere die ökologischen, sozialen und ökonomischen Nachteile der Installation von Anlagen zur erneuerbaren Energiegewinnung in den Mittelpunkt gerückt werden. Am Beispiel der Windenergie an Land fallen hierunter vor allem Lärmbelastungen, Vogelschlag und Einbußen hinsichtlich der Ästhetik des gewachsenen kulturlandschaftlichen Erscheinungsbildes, welche sich durchaus auch ökonomisch in Gestalt sinkender Grundstückspreise und touristischer Attraktivitätsverluste niederschlagen können. Photovoltaikanlagen werden häufig als teuer und Biomasseanlagen als Leckagegefährdet, Monokultur-begünstigend („*Vermassung*“) und ethisch fragwürdig dargestellt („*Tank oder Teller-Debatte*“). Nicht-steuerbare EE-Anlagen sind jedoch in allererster Linie *volatil*, ihr Strom mithin *unzuverlässig* – was jedoch nicht für die ‚*nahezu grundlastfähigen*‘ Offshore-WKA gilt.

Interessanterweise findet der *Endlichkeits-Diskurs*, welcher mit Blick auf schwindende fossile Ressourcen eigentlich als Monopol der dezentralen Energieerzählung erscheint, hinsichtlich der notwendigen Rohstoffe zu Herstellung von EE-Anlagen (v.a. seltene Erden) eine bemerkenswerte Umkehrung: So wird die wirtschaftliche Nachhaltigkeit eines auf Überinstallation bzw. Erzeugung an minder geeigneten Standorten fußenden Energiepfades unter Verweis auf die Endlichkeit dieser Grundstoffe infrage gestellt.

Ganz ähnlich lassen sich angesichts der beschränkten Nutzungsdauer von EE-Anlagen durch vermeintlich hohe Lebenszykluskosten *Zweifel am verfochtenen Selbstbild der ökologischen Nachhaltigkeit* säen.

Insgesamt ist nicht zuletzt eine Dominanz des klassischen energiewirtschaftlichen Frames der *Erzeugungseffizienz* zu konstatieren. Dieser dient als Referenzsystem für die Bewertung und den Vergleich einzelner Technologieoptionen, wodurch EE-Anlagen hinsichtlich ihres Gesamtwirkungsgrades eher schlecht abschneiden, während die Neuinstallation von modernen Kohlekraftwerken angesichts eines verringerten (aber immer noch vorhandenen) Brennstoffeinsatzes eine klimadienliche Verbesserung darstellt. Ein solches ‚Empfinden‘ des eher absoluten Wertes *Energieeinsatz* kann im dezentralen Diskurs im weitaus geringeren Umfang festgestellt werden, da hier von der faktischen Unbegrenztheit regenerativer Energiequellen ausgegangen wird, was die Wertungskategorie der Effizienz weniger relevant erscheinen lässt.¹²²

Merkmal der zentralen Kostenerzählung erneuerbarer Energien ist die Wahrnehmung, zahlreiche Bürger seien ungeachtet ihrer grundsätzlichen Unterstützung der Energiewende nicht willens, die damit verbundenen Kosten aufzubringen. Die so implizierte ‚*Wasch mir den Pelz, aber mach‘ mich nicht nass*‘-Haltung weiter Bevölkerungsteile stellt somit eine eigene Problemnarration dar, wobei unter Verweis auf derartige Belastungsgrenzen der Bevölkerung die praktische Umsetzbarkeit der Energiewende bzw. ihr derzeitiges Tempo hinterfragt werden. In dezentraler Darstellung findet vor diesem Hintergrund erneut eine Relativierung statt: So seien die Ursachen für die durchaus bestehenden Protestphänomene vielmehr in schlechter Kommunikation, mangelnder Beteiligung und einer unausgewogenen Kosten-Nutzen-Verteilung zu suchen. Ziehe man zudem in Betracht, dass ein Großteil der Bürgerproteste sich gegen Stromtrassen richten, welche in dezentraler Leseweise eben durch lokale EE-Installation anteilig vermieden werden können, so wird deutlich, warum das *NIMBY*-Phänomen eher als Fremdzuschreibung denn als Analyseperspektive zu sehen ist.

Technologiespezifische Problemlagen werden dezentral nach dem bereits bekannten (komplementären) Muster durch die anderweitigen Vorteile der entsprechenden

¹²² Dass es sich hierbei um eine zur Verdeutlichung gewählte Überspitzung handelt, zeigt sich bereits daran, dass auch in dezentraler Leseweise die Existenz guter Standorte sowie die Mittel zur Errichtung von Anlagen zur Energieumwandlung als durchaus begrenzt wahrgenommen werden, wodurch eine sinnvolle Energieausbeute eine relevante Rahmenbedingung darstellt.

Anlage ins Verhältnis gesetzt (etwa: Schutz der Umwelt durch Schadstoffeinsparung und Emissionsminderung). Ähnlich der bereits genannten Strategie bei Kohlekraftwerken (s.o.), werden Möglichkeiten angeführt, quantitative Verbesserungen bei typischen Kritikpunkten herbeizuführen, bspw. durch die Begrenzung der Biomasseverstromung auf Reststoffe oder technische Verbesserungen bei WKA. Andererseits muss betont werden, dass bei einigen kontroversen Technologien, v.a. der Biomassenutzung, teils konkurrierende Deutungen innerhalb der Diskurskoalition existieren (*grün-grüner Zielkonflikt*, s. Kap. 2.1), welche bis zur Ablehnung einzelner Umsetzungspfade reichen.

4.2.3.8 Speicher, Netze und Versorgungssicherheit: Angst vor der dunklen Flaute

Die zentrale Narration, wie Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann, ruht im Wesentlichen auf der Darstellung, dass dies nur über ein ausreichendes Maß an (Übertragungs-)Netzen und Speichern funktioniert: „Dezentrale Stromversorgung braucht zentrale Strukturen“ (Lorenczik, 2012, S. 22). Dies führt zur faktischen *Identifikation dieser Infrastrukturmaßnahmen mit der Energiewende*, woraus sich die Notwendigkeit ableitet, dass die Installation von EE-Anlagen sich ggf. an der Existenz dieses Gerüsts orientieren müsse – auch wenn hieraus ein zeitlicher Aufschub der ambitionierten Ausbauziele erwächst. Genau dies erscheint jedoch notwendig, da seitens des ‚hinkenden‘ Netzausbaus Engpässe drohen und die Speicherkapazitäten in Deutschland nicht für die langfristige Versorgung ausgebaut sind. Dieser Mangel an Absicherung wird anschaulich durch die Tatsache geframt, dass die deutschen Pumpspeicherkapazitäten lediglich genügen, um den Strombedarf für *weniger als eine halbe Stunde* zu decken (WirtschaftsWoche, 2011). Alternativ wirkt eine Hochrechnung der Anzahl der – landschaftsästhetisch bekanntermaßen recht invasiven – Pumpspeicherwerke, welche es für eine Komplettversorgung Deutschlands bedürfe, recht ernüchternd. Diese bereits von oben bekannte Darstellung *absoluter Kosten* basiert freilich auf der Annahme, die Erzeugungsleistung würde faktisch völlig ausbleiben – gerade in Wechselwirkung mit dem Volatilitäts-Frame kann dieses unwahrscheinliche Bedrohungsszenario jedoch durchaus an Kontur gewinnen.

Während die zentrale Darstellung also die Notwendigkeit von Infrastrukturen aus dem zunehmend volatilen Charakter der Erzeugungsseite folgert und Last hingegen als fixe Größe definiert, kehrt die dezentrale Narration dieses Verhältnis zumindest anteilig um: Einerseits wird die potenzielle Stabilität der Erzeugungsseite weniger durch regionale

Ausgleichseffekte, sondern durch die zu erwartenden komplementären Einspeiseprofile von Wind und Sonne sowie die gesicherte Leistung aus Biomasse- und Laufwasserkraftwerken hervorgehoben. Andererseits wirke Flexibilität auf der Lastseite – gerade bei Integration von Wärme und Verkehr – in Zukunft stabilisierend. Für die heutige Debatte hingegen wird auf die unerwartet hohe Systemstabilität verwiesen, sodass der Gefahr von Netzrestriktionen aufgrund hoher dezentraler Erzeugung die Spitze genommen wird, während der Zeitpunkt, an welchem Langzeitspeicher unumgänglich sind, immer weiter in der Zukunft verortet wird. In der Folge ergibt sich, dass EE-Zubau keinesfalls unter Verweis auf Netze und Speicher gebremst werden sollte, sondern jene unterstützenden Infrastrukturen sich vielmehr an der Installationsrealität von Wind- und Sonnenenergie auszurichten haben: „Schon gar nicht sollte mangelnder Infrastrukturausbau gleichsam als ‚Geisel‘ missbraucht werden, der Systemtransformation Einhalt zu gebieten“ (von Hirschhausen, 2011, S. 19). Generell zeigt sich die Auffassung, Versorgungssicherheit werde weniger durch den *Transport über den Raum* – in zentraler Darstellung dargestellt durch den Frame der *Stromautobahnen* – sondern durch regionale ‚Puffersysteme‘ sichergestellt. Anschaulich macht dies der Solarenergie-Förderverein am Beispiel des ‚richtigen‘ Umgangs mit Hochwassergefahr als Analogie zur Überproduktion von EE:

Weitsichtige Planer empfehlen zur Vermeidung solcher Katastrophen, vorbeugend nicht den Fluss zu vertiefen und zu verbreitern, damit das Wasser schneller abfließen kann (Netzausbau), sondern die natürlichen Überschwemmungsgebiete im Einzugsbereich wieder herzustellen (Bau von dezentralen Speichern im Niederspannungsnetz), damit das Regenwasser dort länger aufgehalten und nur langsam dosiert weitergegeben wird (SFV [Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V.], 2011).

Gerade der Übertragungsnetzneubau wird – ungeachtet der Tatsache, dass hierin zahlreiche No-regret-Optionen enthalten sind – mit den individuellen Interessen der konventionellen Energiewirtschaft identifiziert. Die konkrete Einstellung zu Speichern hingegen ist auf dezentraler Seite eher ambivalent: Einerseits kommt der Gedanke, regional erzeugten Strom auch regional zu speichern, einem dezentralen Systementwurf sehr entgegen. Andererseits wird die Auffassung abgelehnt, der weitere EE-Ausbau setze die Installation dieser Speicher voraus – beide Narrationen nämlich teilen die Auffassung, dass Langzeitspeicher entweder weit von der Marktreife entfernt (v.a. Power2Gas) bzw. lokal schwer umzusetzen sind (vgl. aktuelle PSW-Bauvorhaben; s. Steffen, 2012, S. 421). Während in zentraler Narration

tendenziell jedoch die Marktreife der Technologie *abgewartet* bzw. weiter *erforscht* werden soll, ergibt sich in dezentraler Sichtweise hier eher die Notwendigkeit eines umfassenden *Marktanreizprogramms* für bereits bestehende Technologien nach dem Vorbild des EEG – allerdings *parallel* zum anhaltenden EE-Ausbau.

4.2.3.9 Zwischenfazit: Im Narrativedickicht

Die Ergebnisse der Diskursanalyse haben gezeigt, dass die energiepolitische Wirklichkeit angesichts ihrer Komplexität, ihrer Einbettung in Meta-Diskurse sowie der Vielfalt an Zieldimensionen nur mit äußerstem analytischen Aufwand in ihrer ‚objektiven‘ Gänze durchdrungen werden kann. Viel wahrscheinlicher ist es hingegen, dass die Energiesystemtransformation, d.h. ihre zentralen Phänomene, Problemursachen und Lösungsstrategien, durch relativ konsistente Großnarrationen erzählt wird, die sich akteurs- und themenspezifisch immer weiter verästeln. Die hier dargestellten *zentralen* sowie *dezentralen Erzählungen der Energiewende* sind daher nicht als geschlossene Ideologien zu verstehen, sondern als ‚verdichtete Argumentationsmuster‘, welche individuellen Spielraum aufweisen und – ähnlich der vorangegangenen Clusteranalyse – eher der Gestalterkenntnis als der eindeutigen Akteurszuordnung dienen. Bei der Betrachtung der einzelnen Narrationen offenbaren sich mehrere bemerkenswerte Muster: So bieten beide Erzählstränge Deutungsangebote für sämtliche einschlägigen Problemkategorien (Episoden) an, also etwa Strompreise, Marktreife, ökologische Verträglichkeit oder die Sicherstellung von Versorgungssicherheit. Dies kann als Beleg für die gesellschaftliche Verankerung der Energiesystemtransformation und den Wandel ‚*vom Ob zum Wie*‘ gewertet werden, welche eingangs als Merkmal einer zweiten Phase der Energiewende identifiziert wurde. Ungeachtet diesbezüglicher Schwerpunktsetzung stehen sich folglich keine ökologische und ökonomische Koalition gegenüber, welche ihre Überzeugungssysteme im Wesentlichen um derartige Inhalte gruppieren würden. Vielmehr liefernd beide Narrationen der Energiewende umfassende, logisch wahre (und damit schwer als *richtig* oder *falsch* zu bezeichnende) Deutungsangebote. Als geteilte Strategie erweist es sich folglich, dass mit Bezug auf überwölbende Wertssysteme wie Gerechtigkeit, Systemdienlichkeit oder Umweltschutz ein normativer Vorteil angestrebt wird. Immerhin bietet die Fülle an Ursache-Wirkungs-Beziehungen innerhalb der Energiewirtschaft ausreichend Rohmaterial, um einen entsprechenden Anspruch zu untermauern.

Ähnlich erweist sich zwischen den einzelnen Episoden das Gefüge argumentativer Spielzüge als flexibel, da ähnliche Muster sich je nach Themengebiet in beiden Diskurskoalitionen finden lassen: So wird der ‚nüchterne‘, eher *absolute* Blick auf den Jetzt-Zustand einer wenig favorisierten Technologie sowohl von dezentraler (s. Offshore und Kohle) und zentraler Seite (s. Onshore-Wind und PV) genutzt. Im Umkehrschluss werden bevorzugte Technologien hinsichtlich ihrer Nachteile gern in *relativierende* Kontexte etwa hinsichtlich Kosten oder Umweltauswirkungen eingebettet. Auch mögliche Entwicklungsszenarien in der Zukunft lassen sich als relativierende Legitimitätsgrundlage nutzen. Es finden sich daher vielfach *konkurrierende Frames*, welche die Ausdeutung dieser Zusammenhänge metaphorisch erschließen. Diese ergänzen sich *innerhalb* der Koalition je nach Themengebiet: So kann im einen Fall von der *Verantwortungsübernahme* des Staates die Rede sein, im nächsten läuft die Erzählung auf dessen *Regulierungswut* hinaus. Der reiche Fundus an Sprachbildern macht es in manchen Fällen gar möglich, dass die unterschiedlichen Frames zur Ausdeutung eines Sachverhalts gar demselben Bildspender entspringen: So stellt die Zuschreibung eines *Wildwuchses* beim Zubau etwa von EE-Anlagen in ein gänzlich anderes Licht als dessen Darstellung als *aufkeimendes Biotop*. In der Folge ergeben sich zwischen den Diskurskoalitionen häufig *komplementäre* Narrationen, welche wechselseitig die problembezogenen Leerstellen füllen und hierbei, wie erwähnt, hinsichtlich typischer ‚Spielzüge‘ je nach Episode die Rollen tauschen. Allerdings finden sich auch eher *konfrontative* bzw. *konkurrierende* Narrationen, in welchen mit sehr ähnlichen Argumentationsmustern um die Deutungshoheit spezifischer Sachverhalte erzählerisch gerungen wird. Hierzu gehören etwa die wechselseitig aufzufindenden Selbstzuschreibungen von innovativer *Wettbewerbsfähigkeit* (unabhängig von ‚gerechtfertigten‘ Beihilfen, welche im Zuge eines ‚*fairen und intelligenten Marktdesigns*‘ ermöglicht werden) sowie – als Konterpart hierzu – die Fremdzuschreibungen von *Lobbyismus*, nicht gerechtfertigten *Subventionen* und ‚*planwirtschaftlichen*‘ Markteingriffen. Zwar werden in diesen Fällen ebenfalls unterschiedliche Sachzusammenhänge herangezogen, jedoch wird für die gleiche Wertungskategorie die gleiche narrative Struktur genutzt.

Wie ist nun mit der Erkenntnis der dargestellten Erzählstrukturen der Energiewende umzugehen? Es wurde bereits gezeigt, dass ‚Wahrheit‘ und ‚Objektivität‘ als Bewertungskategorien nur bedingt dazu geeignet sind, Narrationen also solche zu identifizieren. Immerhin beruhen diese üblicherweise auf tatsächlich auffindbaren

empirischen Sachzusammenhängen, welche logisch wahr verknüpft sind – aus beidem speist sich die memetische Fitness der Narration, v.a. also ihre Passfähigkeit zur Rezipientenerwartung. Narrationen als Deutungsangebote für komplexe Wirklichkeitszusammenhänge sind zudem per se kaum zu verurteilen, sind sie doch auch eine Folge von begrenzter Aufnahmefähigkeit für neues Wissen sowie von tradierten Interpretationsschemen, welche zur individuellen sowie institutionellen *conditio* gehören. Andererseits erfordert die Herstellung eines belastbaren Energiewendekonsenses bzw. nachhaltiger politischer Steuerung einen konstruktiven und moderierenden Umgang mit konkurrierenden Narrationen. Hierzu empfiehlt sich das Mittel der *Relativierung*, d.h. es gilt die einzelnen Zusammenhänge nicht in erster Linie auf Wahrheit zu überprüfen, sondern auf ihre *Repräsentativität*: Ergibt sich aus der Darstellung einzelner regulatorischer Fehlentwicklungen die Aussage, staatliche Eingriffe seien von Ineffizienzen geprägt und müsste folgerichtig vermieden werden? Kann wiederum durch den Verweis auf einzelne Interessenlagen der konventionellen Energiewirtschaft der Übertragungsnetzausbau umfassend infrage gestellt werden? Ergibt sich aus einer tatsächlich bestehenden negativen Umweltfolge einer Technologie deren Delegitimierung – oder muss diese nicht vielmehr im Kontext anderer ökologischer Kosten – wenngleich kritisch – relativiert werden? Da Narrationen auf der selektiven Auswahl von Wertsystemen, Sachzusammenhängen und Deutungsframes beruhen, muss ihre Vermittlung konsequenterweise durch die Einbeziehung der ausgeblendeten Sichtweisen bestehen.

Eine Heuristik hierfür könnte darin bestehen, vor allem auf solche Argumentationslinien *beider* Diskurskoalitionen zurückzugreifen, welche auf die Relativierung jeweils unterstellter Kritikpunkte abzielen, da diese eine komplexe Wirklichkeitssicht erfordern und in ihrer Kombination das wohl vielschichtigste Energiewendebild zeichnen. Nachgerade banal – aber dennoch erwähnenswert – erscheint zudem die Beobachtung, dass gerade Absolutpositionen kaum mehrheitsfähig sind. Vielmehr besteht ein hohes Potenzial für die Herstellung von Legitimität darin, Gegennarrationen (damit ist jedoch nicht die *eigene*, auf Fremdzuschreibungen beruhende Sicht der jeweiligen Gegenseite gemeint) aktiv einzubinden und hierdurch den Diskurs vielschichtiger und relativierter zu gestalten. Wenig vielversprechend für die Überzeugung jener, die nicht ohnehin zur eigenen Diskurskoalition gehören, scheint dahingegen das absolute Vereinnahmen abstrakter Allgemeingüter wie Gerechtigkeit oder Marktwirtschaftlichkeit, da diese, wie bereits

dargestellt, durch beide Großnarrationen auf kohärente Weise bespielt werden. Auch hier erwachsen Glaubwürdigkeit und Überzeugungskraft wohl vielmehr aus einer reflektierten Darstellung, welche eine Pluralität an Ausdeutungen aktiv einbezieht.

Eingangs wurde betont, dass der vorliegende Versuch einer auf die zweite Phase der Energiewende bezogenen Diskursanalyse notwendigerweise eher oberflächlich geschehen muss. Für die weitere Forschung empfiehlt es sich daher, die hier skizzierten Muster zu vertiefen und weiter zu systematisieren. Weiterhin können Anschlussstellen zu Meta-Diskursen geschaffen werden, in welche die Narrationen eingebettet sind. Beispielhaft sei hierbei auf zentraler Seite auf die für einen Teil der Koalition geltende Nähe zur Klima(-erwärmungs)-Skepsis sowie auf dezentraler Seite den Anklang an die zahlreichen ‚Selbstzwecke‘ von *Staatszielen* (‚erweiterter Grundrechtskatalog‘) genannt. Weiterhin dürfte der auch in jüngerer Zeit zu beobachtende Wandel von (Teil-)Narrationen erkenntnisreich sein; so ist etwa die Debatte um Energiespeicher von großer Dynamik geprägt. Allein in dezentraler Sichtweise ist hierbei – analog zum Netzdiskurs einige Jahre zuvor – ein Wandel von der Darstellung als (dezentralem) ‚Ermöglicher‘ der Energiewende zur Wahrnehmung, der Mangel an Speichern biete ‚Vorwand‘ für eine Ausbaubegrenzung der EE, zu beobachten. Weiterhin wäre von Interesse, die Wirkkraft einzelner Narrationen zu beleuchten, d.h. zu untersuchen, welche zentralen und dezentralen Elemente Eingang in dominante Diskurse in etwa Gesetzgebung und Medien gefunden haben. Für letzteres bietet die vorliegende Arbeit bereits erste Antworten, da sich im Rahmen der folgenden Medieninhaltsanalyse die tatsächliche Darstellung gerade von Technologieeigenschaften sowie ausgewählten Energiewende-Zusammenhängen statistisch ablesen lässt.

4.3 MEDIENINHALTSANALYSE: DER ENERGIEDISKURS IN DEUTSCHLAND

4.3.1 Ziel und Methodik

4.3.1.1 Untersuchungsumfang, Artikelrecherche und Zugriffskriterien

Im Rahmen des Graduiertenkollegs wurde eine quantitative Medieninhaltsanalyse durchgeführt, bei der neben dem Verfasser zwei weitere Doktoranden gleichrangig beteiligt waren.¹²³ Ziel der Inhaltsanalyse war es, möglichst umfassend den Energiediskurs in den deutschen Medien im Untersuchungszeitraum zwischen dem 01.01. und 31.12.2013 abzubilden; hierzu wurden in überregionalen Print- und TV-Medien erschienene Nachrichtenartikel mit Energiebezug untersucht. Aus dem Printsektor wurden hierbei die *Frankfurter Allgemeine Zeitung* (FAZ), die *Süddeutsche Zeitung* (SZ), die *Frankfurter Rundschau* (FR), *Die Welt*, die *tageszeitung* (taz) und die *BILD* (national) erfasst. Diese Auswahl berücksichtigte einerseits den Verbreitungsgrad der Medien, spiegelt andererseits jedoch auch verschiedene politische Ausrichtungen wider. BILD, SZ, und FAZ weisen deutschlandweit die höchsten Auflagenzahlen auf (Statista, 2014); sie „gelten als die bedeutendsten meinungsbildenden Presseorgane in Deutschland und decken einen großen Teil des politischen Spektrums der deutschen Medienlandschaft ab“ (Hahn, et al., 2008, S. 100). Die Welt, taz und FR, ebenfalls sehr auflagenstark, vervollständigen das politische Spektrum der Berichterstattung, welches sich auf Basis der jeweiligen redaktionellen Tendenzen grob zwischen den Polen *konservativ* (bzw. *rechtsliberal*) und *links* (bzw. *linksliberal*) verorten lässt. Nach Maurer & Hahn (2013) sind – in aufsteigender Reihenfolge – FAZ, BILD und Die Welt als konservative Tageszeitungen einzuordnen; analog hierzu erstrecken sich SZ, FR und taz über das linksliberale Spektrum. Zudem ist mit der Bildzeitung ein Boulevardmedium mit sehr hoher Reichweite enthalten, während die taz eine Alternative zum medialen Mainstream darstellt. Die Auswahl an zu untersuchenden Medien verbindet daher hohe Auflagenstärkte mit theoriegesteuerter Systematik, da sowohl unterschiedliche Medientypen als auch Vertreter verschiedener publizistischer Leitlinien abgebildet sind.

¹²³ Die Medieninhaltsanalyse „Der Energiediskurs in Deutschland“ wurde zusammen mit Thomas Meyer und Adriane Schmidt, Mitglieder des Boysen-TU Dresden-Graduiertenkollegs, als interdisziplinäres Arbeitsprojekt durchgeführt. Angesichts des mit der Untersuchung verbundenen hohen Gesamtaufwands steht den hier dargestellten, weitestgehend gemeinsam erzielten Ergebnissen ein substantieller eigener Arbeitsanteil entgegen.

Für die TV-Berichterstattung wurden mit der *ARD Tagesschau*, *ZDF Heute Journal*, *RTL Aktuell*, *ZDF Heute*, *ARD Tagesthemen* und *SAT.1 Nachrichten* vier öffentlich-rechtliche und zwei private Nachrichtensendungen ausgewählt; diese hatten im Jahr 2013 – in der angegebenen Reihenfolge – die höchsten Zuschauerzahlen erreicht (Krüger, 2014, S. 92), und wurden, abgesehen von den *SAT.1 Nachrichten*, bereits von Hahn et al. (2008, S. 100f) zur Abbildung des europabezogenen Mediendiskurses untersucht.

Besonderes Merkmal der hier beschriebenen Inhaltsanalyse war der umfassende thematische Fokus: Zahlreiche Medieninhaltsanalysen befassen sich mit der medialen Darstellung einzelner Energietechnologien, vor allem der Nuklearenergie (Arlt, 2013; DiPalma, 2014), Biomasse (Goodman & Goodmann, 2006) und Windkraft (Stephens, et al., 2009) bzw. mit Gefahren, die mit dem Energiesystem im Zusammenhang stehen. Hierfür sind in erster Linie Treibhausgasemissionen und die damit verbundene globale Erwärmung zu nennen (Kenix, 2008; Sonnett, 2009). Ziel der vorliegenden Untersuchung war es hingegen, den Energiediskurs möglichst in seiner gesamten Breite abzubilden. Entsprechend wurden Suchbegriffe ausgewählt, welche sowohl die technischen Komponenten und Umwandlungsschritte des Energiesystems auf den Gebieten Strom, Wärme und Mobilität¹²⁴ als auch gesellschaftliche und politische Aspekte erfassen konnten. Hierbei wurde, vom naheliegenden Suchbegriff *Energiewende*¹²⁵ ausgehend, eine Stichprobe von 700 Medienartikeln gezogen, welche wiederum auf potenzielle zusätzliche Suchbegriffe untersucht wurden. Solche häufig vorkommenden Begriffe, welche mindestens 10% zusätzliche Ergebnisse lieferten, wurden daraufhin in den Suchstring integriert.¹²⁶

Die nun folgende Recherche mit Hilfe der Datenbank *Faktiva* sowie dem *FAZ*-Archiv generierte zunächst 8.205 Treffer, welche unter Anwendung von Einschluss- und Ausschlusskriterien auf ihre Eignung hin untersucht wurden.¹²⁷ Passende Artikel mussten einen Bezug zur deutschen Energieversorgung aufweisen, was den Import

¹²⁴ Mobilitätsbezüge wurden nur erfasst, wenn Sie im Kontext der gesamten Energieversorgung standen, also z.B. ihr Anteil am Gesamtenergieverbrauch, oder Elektromobilität als Schnittstelle zum Stromsektor.

¹²⁵ Der sehr allgemeine Begriff *Energie* hätte eine zu einer großen Zahl an unerwünschten Suchergebnissen geführt, z.B. der Energieumsatz eines Menschen oder rein physikalische Themen.

¹²⁶ Dieser lautete zuletzt *Energiewende* OR Energiepolitik* OR Kraftwerkspark OR Energiesektor OR Energieträger OR Strombedarf*.

¹²⁷ Dieser Arbeitsschritt wurde von zwei hierauf geschulten studentischen Hilfskräften unternommen, welche später keine Mitglieder des Codiererteams waren.

und Export von z.B. Strom oder Energieträgern ebenso einschloss wie Deutschland im Kontext europäischer Energiepolitik. Wurde letztere isoliert, d.h. ohne direkten Bezug zum deutschen Fall betrachtet, war dies ein Ausschlussgrund. Gleiches galt für *rein lokale* Themen innerhalb Deutschlands, z.B. örtliche Infrastrukturmaßnahmen. Diese mussten ebenfalls einen Bezug zum gesamtdeutschen Energiesystem aufweisen (in diesem Fall etwa als technische Pilotprojekte oder 100%-Regionen mit möglichem Vorbildcharakter). Reine Nennungen am Rande ohne inhaltliche Thematisierung, sogenanntes *Name-dropping*, hatten für die Untersuchungen keine Relevanz. Ausgeschlossen wurden zudem Beiträge, welche sich ausschließlich auf Energiethemen aus der Vergangenheit bezogen, also etwa nur über die Geschichte der Kohlenutzung oder die Katastrophe von Tschernobyl berichteten, ohne dass ein thematischer Brückenschlag zum aktuellen oder zukünftigen Energiesystem stattgefunden hätte.

4.3.1.2 Stichprobe und Pretest

Die Anwendung dieser Ausschlusskriterien führte zu einer deutlichen Reduktion der Grundgesamtheit relevanter Medienartikel auf 2.452 Beiträge. Aus der verbliebenen Menge wurde eine zufällige Stichprobe von 35% der gesammelten Artikel gezogen. Um das ursprüngliche Verhältnis der einzelnen Printmedien zu bewahren, fand die Ziehung der Stichprobe in jeder Gruppe separat statt. Erst die finale Stichprobe (n=859 bzw. 847)¹²⁸ wurde zusammengefügt und daraufhin – wiederum in zufälliger Zusammensetzung – an die Codierer verteilt. Aus dem Bereich der TV-Berichterstattung wurde für die sechs Nachrichtensendungen jede vierte Sendung erfasst, wobei hier, beginnend mit dem 2. Januar 2013, ein Viertages-Rhythmus zur Anwendung kam, welcher mit dem 28. Dezember 2013 endete. Aus der so entstehenden Zahl von 546 Nachrichtensendungen – sechs Sendungen á 91 Tage im Jahr – erfüllte nur ein recht geringer Anteil von 45 TV-Beiträgen die bereits für Printmedien angewandten Auswahlkriterien. Um diese Menge ergänzt, belief sich die Stichprobe an inhaltlich relevanten Medienbeiträgen schließlich auf 892 Beiträge, welche im Folgenden näher untersucht werden konnten.

¹²⁸ Von diesen 859 Artikeln konnten 847 codiert werden; bei der geringen Differenz von zwölf Beiträgen handelt es sich um fehlerhaft angewandte Ausschlusskriterien sowie, in einem Fall, den im Codebuch nicht erfassten Artikeltypen einer Presseschau. Im Folgenden wird die geringere Zahl von 847 Print-Beiträgen als Bezugsgröße herangezogen.

Entscheidender Schritt einer Inhaltsanalyse ist der Prozess des Codierens, in welchem die Merkmale der zu untersuchenden Texte von den Codierern erfasst und somit einer quantitativen Auswertung zugänglich gemacht werden. Im vorliegenden Fall wurden die Medienartikel zufällig auf fünf Codierer verteilt, wobei die TV-Beiträge geschlossen von einem dieser Codierer bearbeitet wurden. Da sowohl die technologische Breite als auch die gesellschaftliche Tiefe des Energiediskurses erfasst werden sollten, erwies sich das Codebuch als äußerst komplex.¹²⁹ Zudem setzte die korrekte Erfassung technischer, wirtschaftlicher und politischer Zusammenhänge ein gewisses Maß an themenspezifischem Vorwissen seitens der Codierer voraus. Dem Rechnung tragend, fanden bereits zwei Schulungen vor dem Pretest sowie eine anschließende Nachschulung statt; zudem wurden die Codierer auch zu Beginn der eigentlichen Codierphase noch betreut.

Zur Gewährleistung der intersubjektiven Nachvollziehbarkeit einer Inhaltsanalyse ist eine ausreichende Inter-Coder-Reliabilität von großer Bedeutung. Diese misst die Übereinstimmung von Entscheidungen unterschiedlicher Codierer hinsichtlich bestimmter Variablen und ist somit ein Indikator für die Aussagekraft der später erlangten Daten (Krippendorf, 2013). Für den Pretest wurden zehn relevante Artikel aus der Menge der – nicht in der Stichprobe enthaltenen – Printmedien-Beiträge zufällig ausgewählt. Diese wurden von allen Codierern unter den späteren Bedingungen, d.h. unter Verwendung einer webbasierten Eingabemaske bearbeitet. Die gemessene Übereinstimmung gemäß *Krippendorf's Alpha* sollte nach De Swert (2012) mindestens zwischen 0,6 und 0,67 liegen. Für Variablen, bei denen dieser Wert nicht erreicht wurde (z.B. die Darstellung von potentiellen Schäden oder die Emotionalisierung), fand eine intensive Nachschulung statt bzw. die Variablen wurden vereinfacht, wobei auch Feedback der Codierer Berücksichtigung fand. Einige wenige der ursprünglich zu erfassenden Variablen, etwa die Auswahl der Urheberschaft für eine Themenperspektive aus einer Gruppe möglicher Akteure, wurden aufgrund schlechter Pretest-Ergebnisse vollständig gestrichen. Gerade die zentralen Untersuchungsvariablen, nämlich die Identifikation von Energiethemen sowie deren Präsentationskontext, wiesen jedoch ein hohes Maß an Übereinstimmung auf, sodass im Ergebnis von Pretest und Nachschulung ein zufriedenstellendes Maß an intersubjektiver Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse zu erwarten stand.

¹²⁹ Das Codebuch für die Medieninhaltsanalyse ist im Anhang einzusehen.

4.3.1.3 Operationalisierung und Aufbau des Codebuchs

Zentrales Erkenntnisinteresse der Inhaltsanalyse war die – recht breite – Fragestellung, welche Eigenschaften der Energiediskurs in den deutschen Medien aufweist. Eine systematische Beantwortung dieser Frage bedarf zunächst einer Operationalisierung, welche die im Energiediskurs enthaltenen komplexen Zusammenhänge in messbare Variablen ‚zerlegt‘. Hierzu wurden in einem ersten Schritt mögliche *Energiethemen* erhoben, welche Gegenstand der Berichterstattung sein könnten. Generell umfassen Energiethemen die im weitesten Sinne *technischen* Bestandteile des Energiesystems, zusätzlich jedoch auch *abstrakte* Gegenstände wie die Energiewende an sich, Versorgungssicherheit als Eigenschaft des Energiesystems, oder das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Zur Identifikation dieser Themen wurden verschiedene Heuristiken angewandt: Auf technischer Seite lassen sich zunächst mehrstufige Umwandlungsketten aufzeigen (s. eine schematische Darstellung in Abbildung 16). Diese umfassen Primärenergieträger, z.B. etwa chemische Bindungsenergie in Kohle oder die Bewegungsenergie des Windes, welche beide wiederum indirekte Nutzungen der natürlich umgewandelten Sonnenenergie darstellen. Sekundärenergieträger hingegen wurden durch technische Verfahren vor allem zur erleichterten Nutzung oder aus Transportgründen umgewandelt, was etwa bei Strom oder Mineralölherzeugnissen der Fall ist (Zahoransky, et al., 2013, S. 11). Bis zur Umwandlung in Nutzenergie, z.B. in Wärme oder die durch Nutzung technischer Geräte im Haushalt, können mehrere natürliche und technische Umwandlungsschritte stehen, was auch den Transport und die Speicherung von Energie einschließt (Dittmann & Zschernig, 1998, S. 28) – hierbei steht natürlich zu beachten, dass auch die ‚Dienstleistung‘, welche Nutzenergie aus anthropozentrischer Sicht erfüllt, tatsächlich nur einen weiteren Umwandlungsschritt, z.B. in Wärme, darstellt.¹³⁰

¹³⁰ Energie kann aus thermodynamischer Sicht generell nicht verloren gehen, sondern nur in eine andere Form *umgewandelt* werden – z.B. potenzielle in kinetische Energie. Demgegenüber ist der aus einer Systemsicht nutzbare Teil von Energie, nämlich Exergie, durchaus beschränkt. So kann etwa die Differenz zwischen der Abwärme eines Prozesses in einem generell ‚warmen‘ Umfeld nur wenige Kelvin betragen und daher kaum durch weitere Umwandlungsschritte lohnenswert genutzt werden.

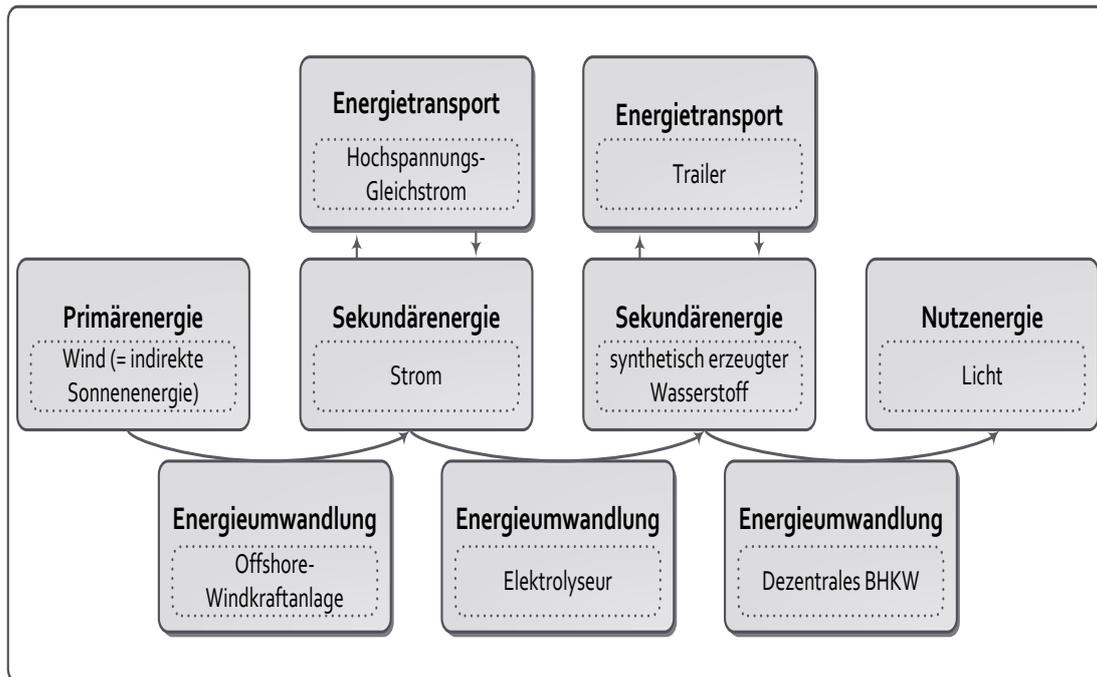


Abbildung 16: Beispielhafte Wandlungsstufen bei Energieflüssen (eig. Darstellung, teilweise nach Dittmann & Zschernig, 1998, S. 28)

Indem sie für jede Stufe die möglichen Energieträger und Umwandlungstechnologien darstellen, ermöglichen ingenieurstechnische Standardwerke mittels der hier vorgestellten Heuristik einen systematischen Überblick über einen Großteil der relevanten technischen Bestandteile des Energiesystems (Dittmann & Zschernig, 1998; Zahoransky, et al., 2013). Einschlägige Studien zu dessen Stand und Zukunft, wie etwa die Leitstudie des BMU (2012), der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (2014c) oder die Trendstudie der Boston Consulting Group (2013), ergänzen diese technischen Variablen (z.B. um Smart Grids, CCS oder energetische Gebäudesanierung). Außerdem stellen sie einen Katalog an Maßnahmen dar, welche zur Transformation der Energieinfrastruktur notwendig sind und bilden somit die Grundlage für eine Systematisierung abstrakter Energiethemen, welche vor allem die energiepolitische Steuerung (z.B. EE-Förderung oder Kapazitätssicherung) sowie Eigenschaften des Energiesystems (etwa: Versorgungssicherheit) umfasst. Vertieft wurden diese Kategorien durch die qualitative Analyse aktueller Positionspapiere von hauptsächlich politischen Parteien, Wirtschaftsverbänden oder Regierungsinstitutionen, etwa in Gestalt von Pressemeldungen oder Wahlprogrammen. Hieraus ließen sich konkretere Energiethemen ableiten, d.h. die Kategorie ‚Förderung von Erneuerbaren‘ konnte in verschiedene politische Konzepte wie ‚Einspeisevergütung‘ oder ‚Quotenmodell‘ unterschieden werden. In einem

letzten Schritt förderte die aktuelle wissenschaftliche Literatur zum Thema weitere Kategorien zu Tage; so wurde die Variable *Dezentralität der Energieversorgung* – dem Schwerpunkt dieser Arbeit entsprechend – theoriegesteuert ausgewählt.

Wurde ein technologiezentriertes oder abstraktes Energiethema durch den Codierer identifiziert, so war zunächst der Kontext von Interesse, in welchem dieses Thema präsentiert wurde. So kann etwa die Photovoltaik unter anderem mit Blick auf ihren technologischen Reifegrad, ihre Volatilität oder ihre ökonomischen Kosten dargestellt sein. Zur systematischen Erfassung dieser *Perspektiven auf das Energiethema* bieten sich zunächst recht intuitive Unterteilungen in z.B. wirtschaftliche, ökologische oder politische Perspektiven an. Bereits existierende Inhaltsanalysen zu Umwelt- und Energiethemen (z.B. Arlt, 2013; Görke, et al., 2000; Haigh, 2010; Kenix, 2008; Sonnett, 2009; Stephens, et al., 2009) verweisen jedoch bereits auf medial genutzte Frames, welche im Rahmen der Vorstudien gesammelt und vereinheitlicht wurden. Hierdurch wurden auch weniger intuitive, jedoch für die Medienberichterstattung relevante Perspektiven wie *Importabhängigkeit*, *Zukunftstechnologie* oder *gesellschaftlicher Zusammenhalt* integriert. Weitere Perspektiven wurden theoriegesteuert auf Basis des energiepolitischen Forschungsstandes ergänzt (z.B. *Kosten-Nutzenverteilung*; *Markt vs. Staat*; *Zahlungsbereitschaft der Bürger*). Durch Probecodierungen von Artikeln aus dem Gesamtpool wurde geprüft, dass keine weiteren Perspektiven nötig waren, um den relevanten Inhalt der Medienartikel zu erfassen.

Insgesamt wurde sowohl für Energiethemen als auch für Perspektiven ein Codierschema entwickelt, welches von Sammelkategorien ausgeht (z.B. Thema *Netzausbau* oder Perspektive *Ökologie*), jedoch auch eine Verästelung in Unterkategorien anbot – im Beispielfall etwa das Unterthema *Ausbau von Hochspannungstrassen* bzw. die Perspektive *Auswirkungen auf das Landschaftsbild*. Die Codierer wurden dahingehend geschult, die jeweils detaillierteste Zuordnung zu treffen. Für jedes Energiethema war die Auswahl mehrerer Perspektiven möglich, wobei für jede Perspektive – wenn möglich – eine Richtung anzugeben war. Diese erfasst, ob ein Energiethema hinsichtlich einer bestimmten Perspektive eher positiv oder eher negativ bewertet wurde. Dies ist gerade angesichts der Ambivalenz der Energieberichterstattung von großem Interesse, da – je nach Argumentationslinie –

etwa Erneuerbare Energien als besonders teuer („Milliardengrab Photovoltaik“) oder besonders billig („Die Sonne schickt keine Rechnung“) dargestellt werden können.¹³¹

Mittels Filtern in der Programmierung des Codebuchs wurden für einige Variablen gesonderte Abfragen zur näheren Bestimmung angeboten. Bei der Variable Energiewende bzw. ihren Unterkategorien Atomausstieg und Ausbau Erneuerbarer Energien war deren *Darstellung im internationalen Kontext* von Belang, womit Deutungen wie „Deutschland als Vorreiter“ oder „Deutschland geht einen Sonderweg“ erfasst werden sollten. Die Variablengruppen Energiewende, Energieeffizienz sowie verschiedene Netzausbau-Variablen waren zusätzlich mit der Frage nach dem *Vorkommen* der jeweiligen Maßnahme gekoppelt. Im Fall negativer Darstellungen des Vorkommens (z.B. „zu schneller Ausbau der Erneuerbaren“; „stagnierender Netzausbau“) konnte darüber hinaus aus einer Reihe abstrakter *Ursachen* (z.B. Bundesländer-Konflikt; Bürgerproteste) bzw. beschuldigten *Akteuren* (Regierungskoalition, Umweltverbände etc.) ausgewählt werden. Derselben Logik folgend, wurde schließlich auch bei Variablen, welche den Netzausbau thematisierten, die Notwendigkeit von dessen geplantem Umfang abgefragt. Diese, auf Vorrecherchen (s. Kap. 3) gestützten Konstruktionen sollten es ermöglichen, auch komplexere Darstellungen von energiepolitisch relevanten Wirkungszusammenhängen quantitativ zu erfassen, da diese prägend für die Etablierung von Narrativen sind. Mit Fokus auf eine separate Untersuchung wurden zudem die Variablen *Emotionalisierung* (über das Vorkommen von Sensationalisierung und Personalisierung) sowie *Präsentation von Risiken* im Zusammenhang mit einer Technologie erfasst.¹³²

Neben dem geschilderten Variablengefüge aus Energiethemen und allgemeinen sowie themenspezifischen Perspektiven wurden weitere inhaltliche und formale Eigenschaften der Berichterstattung erfasst. Der in anderen Inhaltsanalysen häufig gemessene *Anteil eines Themas am gesamten Artikel* erwies sich aufgrund der zahlreichen, durchaus erwünschten thematischen Überschneidungen im Codebuch als nicht auf verlässliche Weise zu erfassen. Allerdings wurde durch die

¹³¹ Die Richtung der Perspektive bezieht sich nicht auf die Erfassung des Vorhandenseins einer Perspektive („niedriger finanzieller Nutzen ist vorhanden = positiv“), sondern die beim Leser sinnvollerweise anzunehmende Bewertungserwartung: Hohe Kosten sind negativ, geringe Landschaftsauswirkungen positiv.

¹³² Untervariablen hierfür waren: Thematisierung eines Schadens, Bereich des Schadens, Intensität des Schadens, Höhe der Eintrittswahrscheinlichkeit, explizite Erwähnung von Unsicherheit sowie Kontrollierbarkeit.

themenspezifische Variable *Vorkommen in der Überschrift*¹³³ in abgeschwächter, jedoch verlässlicher Weise die Prominenz eines Energiethemas bzw. der zugehörigen Perspektive *innerhalb* des Medienbeitrags erfasst. Auf formaler Ebene wurden weiterhin die Bildhaftigkeit der Sprache sowie die Verwendung eines emotionalen Wortschatzes abgefragt. Die bisherig erklärten Analyseschritte fanden sämtlich auf *Themenebene* statt, wobei ein einzelnes Thema durchaus Gegenstand des gesamten Artikels sein konnte. Dies wurde zusätzlich gerahmt durch die Erfassung der bekannten Charakteristiken, welche auf *Artikelebene* zu erheben sind. Hierzu gehören Datum des Artikels, Medium, Darstellungsform sowie der Tenor der Berichterstattung. Das Forschungsdesign der Medieninhaltsanalyse ist in Abbildung 17 zusammenfassend dargestellt.

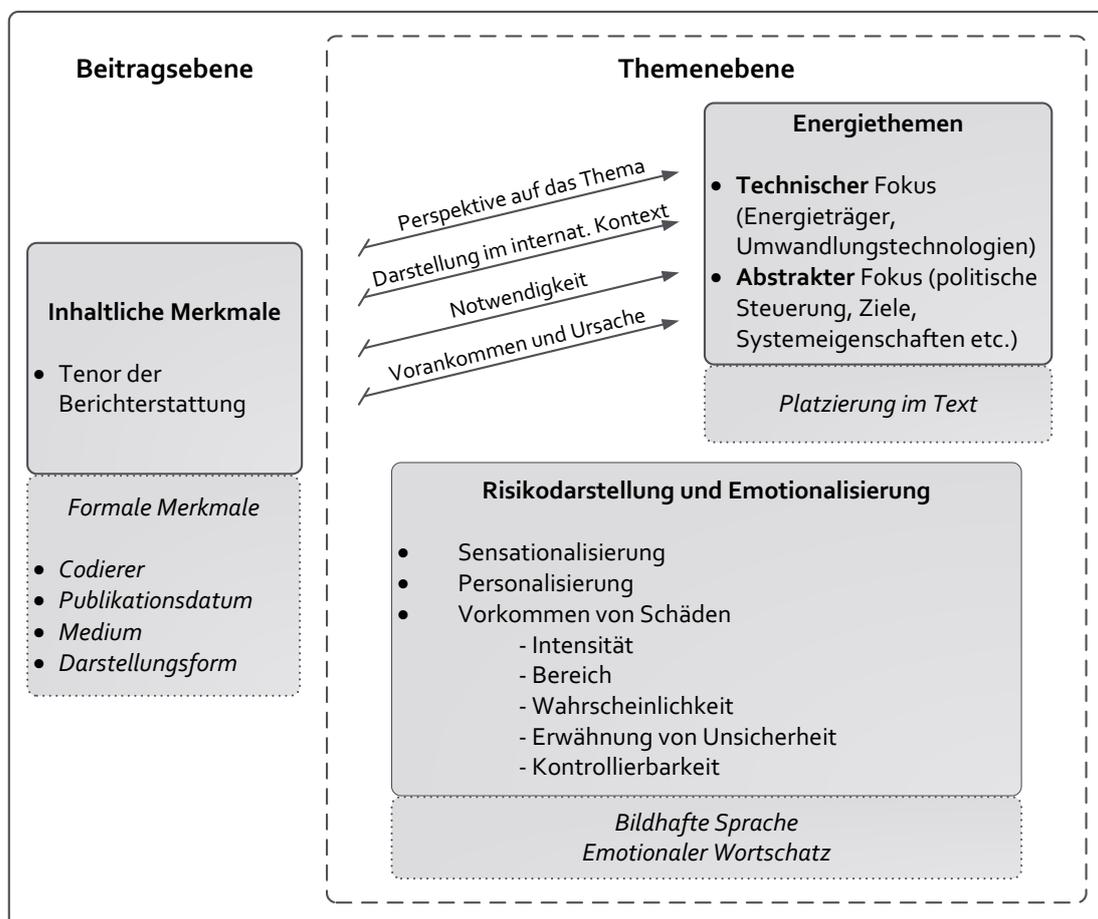


Abbildung 17: Forschungsdesign der Medieninhaltsanalyse

¹³³ Im Fall von TV-Beiträgen: *Vorkommen in der Anmoderation der Nachrichtensendung*

4.3.2 Ergebnisse

4.3.2.1 Häufigkeiten der Themen in der Berichterstattung

Bei der Codierung der insgesamt 892 Print- und TV-Medienartikel wurden 3.482 Energiethemen identifiziert, im Durchschnitt also 3,9 Themen pro Artikel. Technologiebezogene (48%) und abstrakte Energiethemen (52%) sind hierbei annähernd gleich verteilt. Die Verteilung der Themengruppen ist Abbildung 18 zu entnehmen:

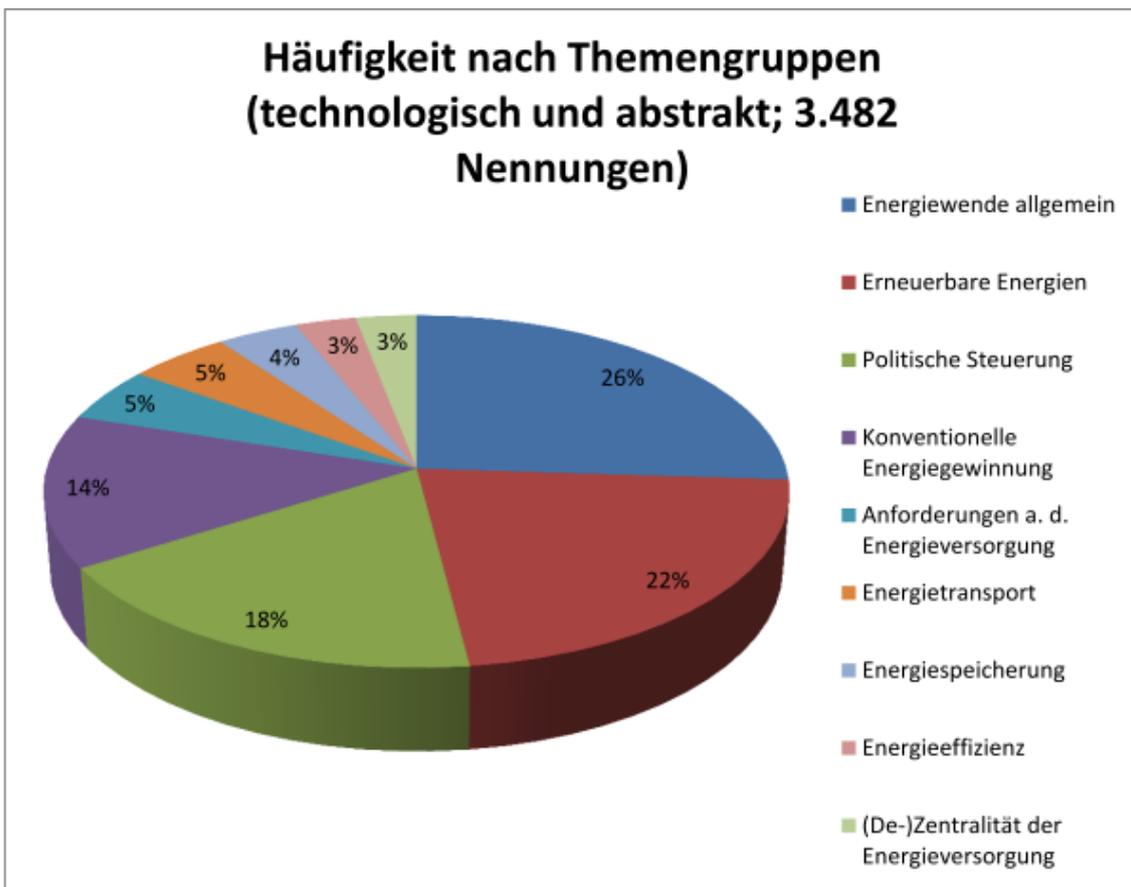


Abbildung 18: Thematische Schwerpunkte der Energieberichterstattung

Die Häufigkeitsverteilungen spiegeln wider, dass die *Energiewende* mit 26% der Themennennungen – wenig überraschend – das zentrale Energiethema darstellt. Dies umfasst auch die spezifischeren Unterthemen *Atomausstieg* und *Ausbau der Erneuerbaren Energien*, welche für sich genommen allerdings nur 2,4% bzw. 3,2% der gesamten Energiethemen ausmachen. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass sich im energiebezogenen Mediendiskurs etwa ein Fünftel der gesamten Themen unter dem (nicht oder nur vage konkretisierten) Begriff der *Energiewende* erfassen lassen. Dies spricht für die Etablierung als Politikziel sowie für den diskursprägenden Charakter,

aber auch für die inhaltliche Breite des Begriffs (s. Kap. 2). Analog folgen als häufigstes Technologiethema *Erneuerbare Energien* als Gruppenvariable für konkrete regenerative Energietechnologien wie Wind- oder Solarenergie (22%). Die Auseinandersetzung mit *politischen Steuerungsmaßnahmen*, welche immerhin 18% der genannten Themennennungen umfassten, weist wiederum auf die mediale Aufnahme des im Erhebungsjahr 2013 empfundenen energiepolitischen Reformdrucks hin. Ebenfalls lässt sich argumentieren, dass der Fokus auf Darstellung und Beurteilung politischer Umsetzungsmaßnahmen den Übergang vom *Ob* zum *Wie* unterstreicht, welcher eingangs als Wesensmerkmal der aktuellen Phase der Energiewende definiert wurde.

Konventionelle Energieträger bzw. *-technologien* sind Inhalt von immerhin noch 14% der Themen, was die lebhafteste Debatte um die Verortung der konventionellen Energiegewinnung im Rahmen der Energiewende belegt. Weniger häufig thematisiert wurden die (abstrakten) *Anforderungen an die Energieversorgung*, also Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltfreundlichkeit (insg. 5%). Gleiches gilt für Energietransport (5%) und -speicherung (4%), Energieeffizienz (3%) sowie die *Zentralität der Energieversorgung* (3%). Letztere wurde theoriegesteuert ins Codebuch aufgenommen, um die Thematisierung der in dieser Arbeit identifizierten Unterscheidungskategorie für Energiezukünfte gezielt abzufragen – folglich überrascht die geringe Häufigkeit dieser abstrakten Kategorie nicht sonderlich. Dahingegen zeigt die relative Seltenheit von – im Expertendiskurs fest verankerten – Energieeffizienzthemen¹³⁴ doch recht deutlich, dass sich der Energiediskurs stark an der Erzeugungsseite orientiert. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund relevant, dass Energieeffizienz aus Klimaschutzperspektive ebenso wie aus volkswirtschaftlicher Sicht höchst sinnvoll ist und als „zentrale Säule der Energiewende“ bezeichnet wird: „Energieeffizienz ist die sauberste, wirtschaftlichste und sicherste Ressource, und obendrein auch sofort verfügbar“ (Kohler, et al., 2013). Eine entsprechende mediale Aufmerksamkeit hätten Effizienzthemen daher erwarten lassen; immerhin beinhalten die Ziele der Bundesregierung bis 2050 die Einsparung von etwa 50% des Endenergieverbrauchs (von 14.044 PJ/a auf 7267 PJ/a; BMU, 2012, S. 8).¹³⁵ Das Fehlen eines entsprechenden Schwerpunktes passt zur bereits formulierten These, die

¹³⁴ Zum Themenkomplex gehören technische Effizienzsteigerungen ebenso wie Nachfrageflexibilität und Energieeinsparung durch Verhaltensänderungen (Energiesuffizienz).

¹³⁵ Grundlage ist hier das (mittlere) Szenario 2011 A der BMU-Leitstudie (BMU, 2012).

Energiewende entfalte sich insbesondere als *Wachstumsversprechen* (s. Kap. 5.2). Insofern spiegelt der Befund aus der Medieninhaltsanalyse das langsame Voranschreiten der Energiewende im Bereich der Energieeinsparung, etwa durch energetische Gebäudesanierung.

Bei den oben genannten Eigenschaften der Energieversorgung, welche 5% der Gesamtthemen ausmachen, werden abstrakte *gesellschaftliche Anforderungen an das Energiesystem*, wie etwa eine unterbrechungsfreie Versorgung, thematisiert.¹³⁶ Die drei Schwerpunkte orientieren sich am etablierten Modell des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks, dessen Eckpunkte häufig (teils als Trendfragen) in Bevölkerungsumfragen hinsichtlich ihrer Priorisierung abgefragt werden. Hierdurch lassen sich Präferenzverläufe abbilden, welche ihrerseits natürlich eng mit der medialen Vermittlung der entsprechenden energiewirtschaftlichen Schwerpunkte verbunden sind. Die hier unternommene Erfassung lässt sich folglich komplementär zur Bevölkerungsmeinung verstehen; die Anteile in der Berichterstattung sind in Abbildung 19 dargestellt. Bemerkenswert ist hierbei die Dominanz des Aspekts der *Bezahlbarkeit* der Energieversorgung, welche knapp 61% der impliziten Nennungen des Zieldreiecks auf sich vereint. Knapp 22,5% der Themen der Kategorie befassten sich mit der Frage der *sicheren Energieversorgung*, wohingegen weniger als 15% die *Umweltverträglichkeit* (bzw. ökologische Nachhaltigkeit) der Energieversorgung zum Inhalt haben. Diese Ergebnisse können als deutlicher Indikator dafür gewertet werden, dass mit voranschreitender Energiesystemtransformation in Deutschland das Pendel des öffentlichen Interesses – zumindest zeitweise – in Richtung der mit diesem Pfadwechsel verbundenen Kosten zurückschwingt. Dies ist unabhängig von der – auf welcher Grundlage auch immer – tatsächlich nachvollziehbaren Kostenbelastung, sondern spiegelt die diskursive Ausformung energiewirtschaftlicher Wirklichkeit in Gestalt einer zugespitzten Kostendebatte wieder.

¹³⁶ Dies ist zu unterscheiden von den entsprechenden Perspektiven auf ein beliebiges Thema, welche unten beleuchtet werden.

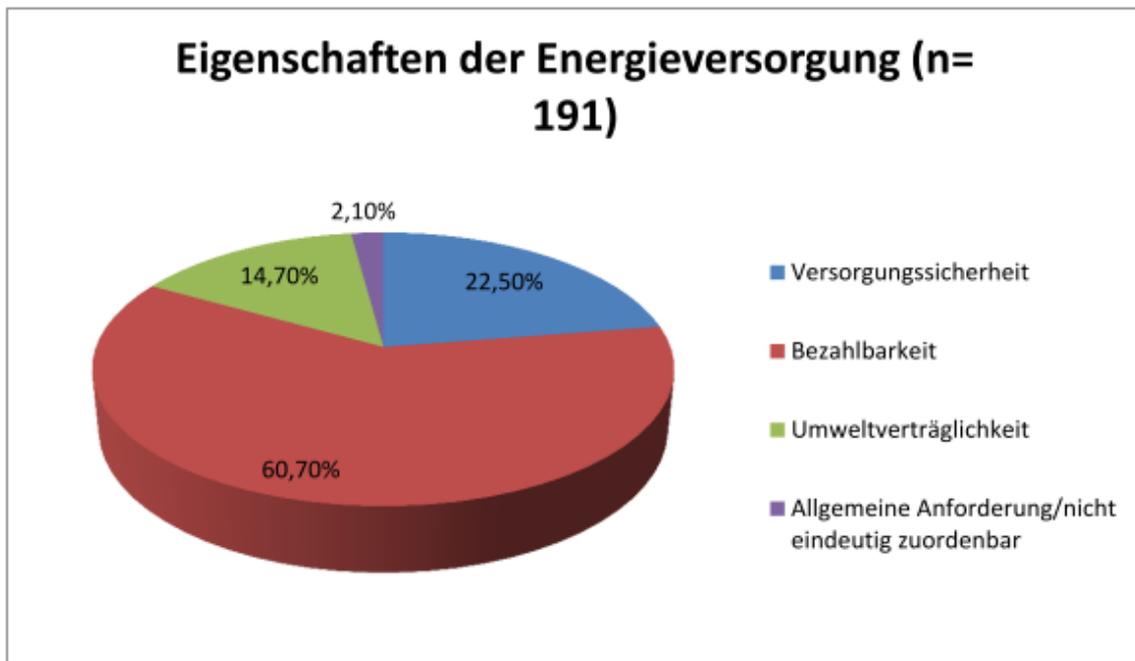


Abbildung 19: Themenhäufigkeit innerhalb der Eigenschaften der Energieversorgung
(*energiewirtschaftliches Zieldreieck*)

Nach einem ersten Überblick über die Häufigkeitsverteilung der energiethematischen Übergruppen sollen diese nun mit Blick auf Nennung von erzeugungsseitig anzusiedelnde *Energiotechnologien*¹³⁷ aufgefächert werden, welche insgesamt 40% der gesamten Berichterstattung ausmachten (s.o.: 22% erneuerbare und 14% konventionelle Energiegewinnung sowie 4% Speicher).¹³⁸ Abbildung 20 zeigt die Anteile der jeweiligen Wandlungstechnologien an dieser Teilmenge. Bei der technologischen Aufschlüsselung wird sichtbar, dass die Nennung von *Wind-* (28%) und *Sonnenenergie* (16%) als relevanteste EE den Erzeugungsdiskurs dominieren. Dies liegt zunächst im Bereich des zu Erwartenden und unterstreicht die gesellschaftliche Relevanz der beiden wichtigsten erneuerbaren Erzeugungsformen. Beide wiesen zuletzt hohe Zubauraten auf und gelten als Eckpfeiler des zukünftigen Energiesystems. Als methodische Unschärfe kann jedoch auch angeführt werden, dass ‚Wind und Sonne‘ in einigen Fällen wohl als *pars pro toto* genutzt werden, wenn von Erneuerbaren Energien insgesamt die Rede ist. Mit 15% der Themennennungen auf dem dritten Rang liegt die Energiegewinnung aus *Braun-* und *Steinkohle*, was einerseits überrascht, da in der Blaupause des Energiesystementwurfs hierfür eigentlich wenig Raum vorgesehen ist. Dennoch ist Kohle der einzige konventionelle

¹³⁷ Hierunter wurden die klassischen Wandlungstechnologien bzw. Energieträger, aber auch komplementäre Technologien wie Speicher oder das CCS-Verfahren gefasst.

¹³⁸ Damit wurden für diesen Auswertungsschritt Netze und Energieeffizienz ausgeklammert.

heimische Energieträger, welcher substantziell zur Deckung des Energieverbrauchs beitragen kann und erfährt gegenwärtig eine Renaissance am Energiemarkt, deren weiterer Verlauf sich noch nicht absehen lässt: So existieren einerseits recht klare – wenngleich noch nicht mehrheitsfähige – Ausstiegsszenarien (s. Kap. 3.3.9), andererseits befinden sich nach wie vor neue Kraftwerke im Bau. Im Verlauf des Jahres 2012 hatte Kohle ihren Anteil am Endenergieverbrauch zudem um 1,8% erhöht (BP, 2014, S. 33).

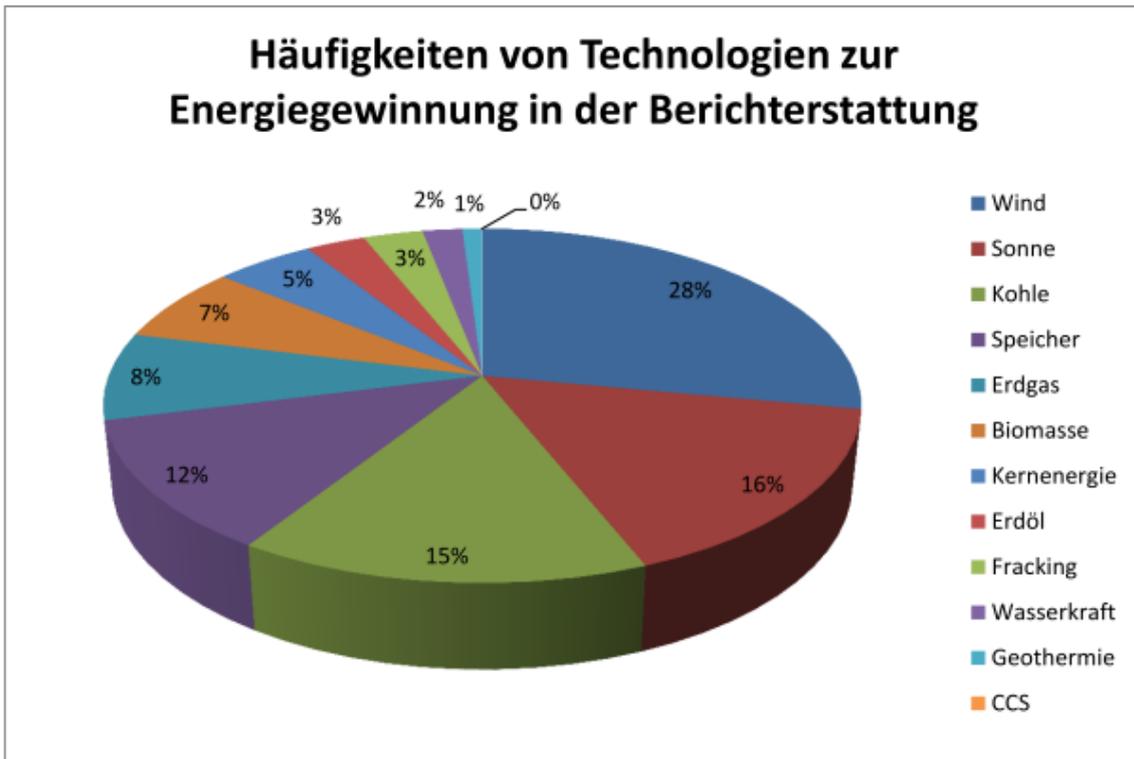


Abbildung 20: Technologien zur Energiegewinnung – Häufigkeit in der Berichterstattung

Interessanterweise werden Speichertechnologien vergleichsweise häufig genannt (12%) und liegen damit noch vor Erdgas (8%), welches jüngst an Relevanz verloren hat,¹³⁹ und der Biomassennutzung (7%), deren Kontroversen ihren Gipfelpunkt offenkundig bereits überschritten haben (s. Kap. 5.5.1).¹⁴⁰ Die relative Häufigkeit von Energiespeichern, welche die gegenwärtige energiewirtschaftliche Bedeutung der Technologie deutlich übersteigt, lässt sich durch die zunehmend thematisierte

¹³⁹ Allerdings fiel der Untersuchungszeitraum in eine Phase anscheinend sicherer Versorgungsbedingungen, da die Verschlechterung der Beziehungen zu Russland im Zuge der Ukraine-Krise noch nicht abzusehen war. Aus Russland importiert Deutschland 39% seines Erdgases (IEA 2012: 39).

¹⁴⁰ In Folge heftiger Kritik rund um Kontroversen um die Biomassennutzung war bereits 2012 der Bonus für die Nutzung nachwachsender Rohstoffe gestrichen worden, was der Ausbaudynamik und damit wohl auch der Thematisierungshäufigkeit die Spitze genommen hat.

Notwendigkeit erklären, den Strom volatiler Energieträger im großen (wenngleich noch festzulegenden) Umfang speichern zu müssen. Dies spricht für die Durchschlagskraft des etablierten Volatilitäts-Narrativs (s. Kap. 4.2.3). Auch wenn Speicher nach jüngeren Rechnungen erst ab 60-80% EE-Anteil dringend benötigt werden (s. Kap. 5.4.2), zeigt sich in der heutigen Zukunftsprojektion die Deutungsroutine, erneuerbarer Strom brauche Speicher als logischen Partner, was anderweitige Versorgungsoptionen wie DSM und räumliche bzw. technologische Portfolioeffekte tendenziell in den Hintergrund drängt.

Die seltene Nennung von Wasserkraft (2%) nimmt insofern wenig Wunder, als diese Erzeugungstechnologie weitgehend auf Süddeutschland begrenzt ist und die dortigen Potenziale als weitgehend ausgeschöpft gelten. Geothermie, also die Nutzung von Erdwärme, spielt erzeugungsseitig bislang eine geringe Rolle¹⁴¹, verfügt aber über deutliche Steigerungspotenziale. Der Anteil an den Technologienennungen von nur 1% spricht indes dafür, dass im medialen Diskurs bislang der Nischencharakter überwiegt. Bemerkenswert jedoch ist, dass CCS (<1%) als Abscheidungstechnologie im Rahmen konventioneller Energiegewinnung sowie Fracking (2%) als umstrittene Fördermethode für Erdgas kaum mediale Berücksichtigung finden. Dem steht gegenüber, dass beide Verfahren als technisch machbar und passfähig zu wenigstens einem Teil der Energiezukünfte zu betrachten sind (s. Kap. 3.3.11 und 3.3.12). Darüber hinaus hat sich die diesbezügliche Debatte auf Akteursebene häufig als konfliktal erwiesen. Die geringe mediale Präsenz der Themen legt jedoch nahe, dass zumindest in der öffentlichen Wahrnehmung Fracking und CCS an energiewirtschaftlicher Relevanz verloren haben bzw. mangels konkreter Umsetzungsversuchen nur im geringen Maße mediale Kontroversen zu entfachen vermögen.

4.3.2.2 Ausgewählte Perspektiven auf Energietechnologien

Perspektiven geben im Rahmen dieser Inhaltsanalyse an, in welchem ‚inhaltlichen Licht‘ die jeweiligen Energiethemen präsentiert werden. Dies ist entscheidend für die mediale Darstellung eines Themas, da ein solcher Blickwinkel den interpretativen Deutungsrahmen für die einzelnen Themen aufspannt. Wird für eine Technologie beispielsweise also – unter der Fülle grundsätzlich möglicher Eigenschaften –

¹⁴¹ Noch im Jahr 2015 stammten nur 130 Gigawattstunden Strom aus geothermischer Nutzung; höher liegt der Anteil jedoch bei der Wärme (7% der regenerativ gewonnenen Wärme; Statista, 2015d).

vorwiegend eine Kostenperspektive gewählt, so erhält die Themendarstellung entsprechend spezifische Züge. Diese sind nicht notwendigerweise ‚falsch‘, in dem Sinne, dass eine Betrachtung einer Technologie im Lichte der dominanten Perspektive nicht sinnvoll wäre, allerdings findet durch die jeweilige Schwerpunktsetzung in der Berichterstattung eine gewisse Polarisierung des Diskurses statt. Die Kombination aus *Thema, Perspektive* sowie deren unten dargestellter *Richtung* stellen damit den Kern der komplexen Narrationen energiewirtschaftlicher und -politischer Wirklichkeit dar.

In Abbildung 21 ist die Gesamtverteilung der codierten Perspektiven gemäß der thematischen Gliederung des Codebuchs dargestellt. Enthalten sind damit die gesamten Perspektiven auf technische und abstrakte Themen sowie die 813 Fälle, in denen keine konkrete Perspektive zugeordnet werden konnte.¹⁴² Insgesamt wurden aufgrund der Möglichkeit einer Mehrfachnennung für die 3.482 Energiethemen 5.869 Perspektiven codiert, also knapp 1,7 pro Thema. Es zeigt sich hierbei eine deutliche Dominanz wirtschaftlicher und politischer Blickwinkel. Während die politischen Perspektiven teils den intensiven Reformdiskussionen im Vorfeld der EEG-Reform zugeschrieben werden können, ist die Dominanz wirtschaftlicher Perspektiven als starkes Indiz eines verstärkten Kostendiskurses zu werten.

Technische Perspektiven umfassen v.a. den Entwicklungsstand, spezifische Risiken sowie Eigenschaften wie Volatilität oder Flexibilität einer Energietechnologie. Weniger präsent hingegen sind, etwas überraschend angesichts der zentralen Zielstellung der Energiewende, *ökologische Perspektiven*, worunter vor allem Umwelt- und Klimaschutz fallen. Diese scheinen inzwischen eine gewisse Selbstverständlichkeit aufzuweisen. Verschiedene Akzeptanzgesichtspunkte, wozu auch die Zieldimension der Versorgungssicherheit gehört, sind als *gesellschaftliche Perspektiven* zusammengefasst und nehmen nur einen geringen Prozentsatz der codierten Perspektiven ein. Weiterhin haben *ethische* Fragestellungen, welche vor allem Gerechtigkeitsthemen in den Fokus nehmen, offenkundig bislang eine eher geringe mediale Durchschlagskraft.

¹⁴² Diese Möglichkeit wurde auch aus Gründen der Codierlogik häufig genutzt – vor allem, wenn z.B. eine Technologie ohne konkrete Perspektivnennung, dafür aber mit eindeutig positiver oder negativer Wertung dargestellt wurde, wodurch immerhin eine Perspektiv*richtung* gegeben war. Diese Fälle sollten aufgrund ihres zu vermutenden Effekts auf den Rezipienten bei der Erfassung des Energiediskurses nicht verloren gehen.

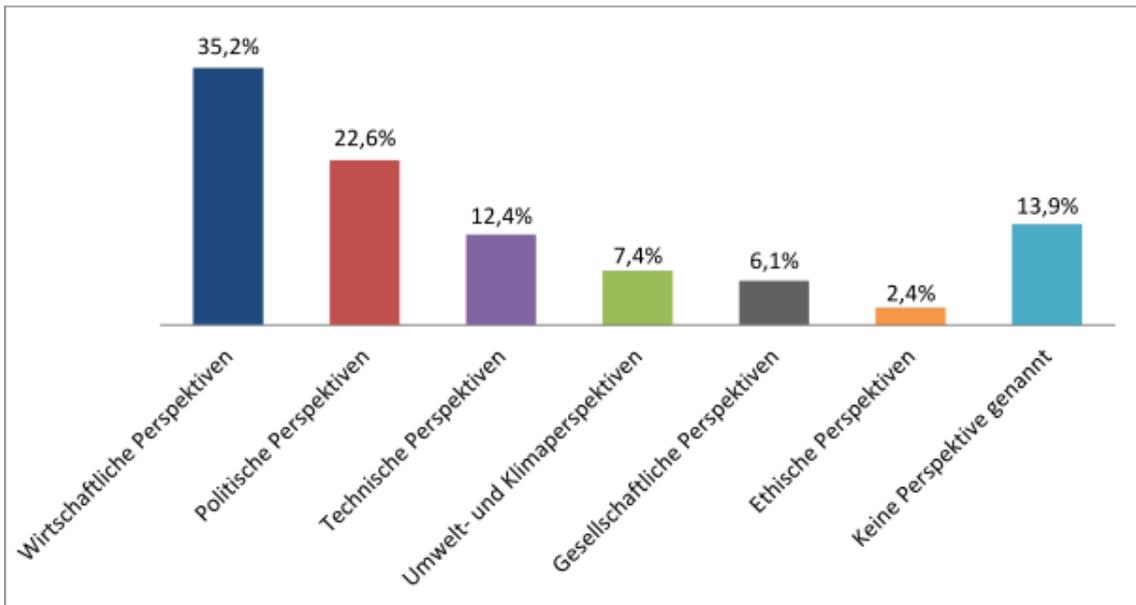


Abbildung 21: Verteilung der Perspektiven auf Energiethemen nach thematischer Gruppierung

Nach diesem zunächst allgemeinen Überblick soll im Folgenden eine detailliertere Auswertung der Perspektiven erfolgen. Hierfür werden die Themen, auf welche sich die Perspektiven beziehen, auf einen technologischen Themenfokus verengt. Beleuchtet werden daher gleichsam als ‚Kern‘ des Energiediskurses die erneuerbaren und konventionellen Energieträger. Als Schwierigkeit hinsichtlich der Perspektivauswertung zeigt sich hierbei, dass im zunächst auf Vollständigkeit angelegten Codebuch eine große Bandbreite an Perspektiven enthalten ist, welche sich über mehrere Kategorisierungsebenen erstrecken. So lautet beispielsweise ein möglicher Codierpfad:

↳ wirtschaftliche Perspektive

↳ Kosten

↳ Kosten für Verbraucher und Privatpersonen

↳ Bezahlbarkeit der Energie für sozial Schwächere

Durch diesen Detailgrad sollte eine ergebnisoffene Identifikation von Perspektiv-Schwerpunkten ermöglicht werden.¹⁴³ In vielen Fällen wurden mögliche Verästelungen bei der Auswertung jedoch in der jeweiligen Überkategorie zusammengefasst, sodass eine hinsichtlich der Nennungshäufigkeiten sinnvolle Untergruppierung entstand.

¹⁴³ Dennoch waren die Codierer angewiesen, die Zuordnung zu Energiethemen sowie zu Perspektiven jeweils so detailliert wie möglich vorzunehmen.

Entsprechend musste im Sinne der praktischen Auswertbarkeit also der *Detailgrad* der Perspektiven gegen deren quantitative *Relevanz* abgewogen werden. Somit sind im Sinne der Übersichtlichkeit in den Tabelle 7 und Tabelle 8 nun all jene Perspektiven enthalten, welche mindestens 1% der gesamten Perspektivcodierungen ausmachen. Zur Leseweise der Tabelle ist anzumerken, dass die angegebenen Prozentsätze sich nicht – wie im obigen Überblick – auf *Gesamtzahl der Perspektiven* (100% = 5.869 Codierungen) beziehen, sondern auf die 169 Prozent verweisen, welche aus Sicht der *Energiethemen* durch die mögliche Mehrfachcodierung der 3.482 Themen entstehen. Dies lässt sich mit Blick auf die Fragestellung erklären: Analytisch vorrangig ist aus Technologiesicht nämlich nicht notwendigerweise, wie die Perspektiven sich im Gesamtdiskurs aufteilen (s.o.), sondern wie die jeweiligen Energiethemen auf der für den Rezipienten maßgeblichen Articlebene präsentiert werden. Dort konnten sie jeweils nur einmal codiert werden. Die gewählte Darstellungsform erlaubt also die Aussage, wie oft eine Technologie, wenn sie genannt wird, im Lichte einer bestimmten Perspektive dargestellt wird. Als Beispielinterpretation geht somit aus der Tabelle hervor, dass jeder dritten Medienartikel (31,3%), der über die Nutzung der Windkraft berichtet, diese im Kontext entstehender Kosten thematisiert. Die letzte Spalte gibt zur Orientierung dieselbe Information auf Basis *sämtlicher* Themen (technologisch und abstrakt) an. Um einen Kontext für die Aussagekraft der prozentualen Anteile zu bieten, ist in der ersten Zeile zusätzlich die absolute Anzahl der Nennungen einer Technologie angeführt. Die Perspektiven sind absteigend hinsichtlich ihrer Häufigkeit sortiert.

	Kohle n = 163	Erdgas n = 87	Erdöl n = 30	Kern- energie n = 58	Sonne n = 170	Wind n = 304	Bio- masse n = 82	Geo- thermie n = 12	Wasser kraft n = 24	Gesamt n = 3,482
Kosten	18,4%	46,0%	30,0%	13,8%	36,5%	31,3%	18,3%	41,7%	8,3%	35,3%
Performanz der Politik	22,7%	16,1%	10,0%	12,1%	13,5%	25,0%	18,3%	50,0%	12,5%	33,2%
Finanzielle Vorteile	9,2%	6,9%	-	5,2%	10,6%	6,9%	4,9%	-	4,2%	8,8%
Akzeptanz	6,1%	2,3%	-	8,6%	3,5%	12,2%	6,1%	8,3%	12,5%	6,2%
Auswirkungen auf den Wirtschafts- standort	6,7%	3,4%	3,3%	3,4%	2,9%	6,6%	7,3%	-	8,3%	5,9%
Entwicklungs- stand/Techno- logiereife	4,9%	2,3%	3,3%	-	9,4%	10,5%	9,8%	16,7%	8,3%	5,4%
Wirkungsgrad/ Effizienz	6,1%	8,0%	3,3%	-	4,1%	7,6%	7,3%	-	20,8%	3,8%
Gerechtigkeit/ Fairness	2,5%	-	3,3%	-	-	2,0%	3,7%	8,3%	-	3,5%
Volatilität von Erneuerbaren	1,2%	9,2%	-	-	10,0%	7,2%	-	8,3%	4,2%	2,9%
CO ₂ -Ausstoß/ Effekt auf das Klima	13,5%	9,2%	10,0%	5,2%	2,9%	0,7%	9,8%	-	-	2,7%
Versorgungs- sicherheit	7,4%	6,9%	3,3%	3,4%	0,6%	0,7%	-	8,3%	8,3%	2,7%
Auswirkungen auf das Land- schaftsbild	1,2%	-	3,3%	1,7%	2,9%	10,2%	7,3%	-	8,3%	2,2%

Tabelle 7: Perspektiven auf Technologien zur Energiegewinnung

Kostenaspekte umfassen finanzielle Belastungen für Privatpersonen, Unternehmen und die gesamte deutsche Volkswirtschaft. Andere wirtschaftliche Aspekte wie die nur selten als Perspektive aktivierten *Beschäftigungseffekte* (unter 1%) sind in dieser Gruppe nicht inkludiert. Die Häufigkeit von Kostenaspekten (35,3% der Technologiethemen) insbesondere mit Blick auf Erdgas (46% der Themen) ist umso bemerkenswerter, als *finanzielle Vorteile* separat, wenngleich wesentlich weniger häufig genannt werden (8,8%). Ganz offenkundig hat sich im Zusammenhang mit Energietechnologien eine monetäre Deutungsperspektive festgesetzt, welche zwar auf in der Tat deutlich gestiegenen Strompreisen beruht, aber zusätzlich eine diskursive Eigendynamik entwickelt hat.

Die zweithäufigste Perspektive (33,2%) beschreibt unter dem zuspitzenden Label der *Performanz der Politik* die Bewertung des bestehenden bzw. zu erörterten politischen Regulierungsrahmens, also etwa die Anreizeffekte des EEG oder die zu vermutende Wirkung diskutierter Reformmaßnahmen. Die Häufigkeit dieser Perspektive lässt sich durch den 2013 zu konstatierenden energiepolitischen Reformdruck begründen, welcher als Thema der Bundestagswahl im gleichen Jahr zusätzliche Beachtung erfuhr. Sie kann jedoch auch als Beleg einer hohen Sensitivität für die Spielräume und Hebelwirkungen spezifischer Steuerungsinstrumente gewertet werden, was als ein Indiz für die bereits recht tiefe gesellschaftliche Verankerung der Energiewendepolitik interpretiert werden kann.

Weitere Perspektiven, die mit relevanter Häufigkeit thematisiert wurden, waren *Akzeptanzgesichtspunkte* (6,2%), *Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort* (6,7%) und Informationen zum (generellen) *Entwicklungsstand einer Technologie* (5,4%) sowie deren *energietechnischer Effizienz* (3,8%). Im geringen, aber relevanten Maße lässt sich eine *Gerechtigkeitsdebatte* feststellen (3,5%). Eher selten angesichts der These zunehmender Angst vor Versorgungsengpässen ist jedoch die Perspektive der *Volatilität Erneuerbarer Energien* zu beobachten (2,9%). Auch wenn die separat erfasste Perspektive der *Versorgungssicherheit* (2,7%) hinzugerechnet wird, kann eine Thematisierung der Zuverlässigkeit der Energieversorgung nur im begrenzten Maße festgestellt werden. Weiterhin tritt mit dem Klimaschutz ein weiteres energiepolitisches Hauptziel als interpretativer Blickwinkel eher in den Hintergrund. Damit ist dieser Aspekt nur etwas präsenter als die recht spezifische Perspektive der *Auswirkungen auf das Landschaftsbild* (2,2%). Während sich die geringe Häufigkeit der Klimaschutzperspektive mit dem vergleichsweise schnellen Vorankommen der Energiewende im Stromsektor und einem Nachlassen der öffentlichen Aufmerksamkeit begründen lässt, überrascht zunächst die geringe Präsenz einer Versorgungssicherheitsdebatte. Dieser wäre angesichts der Expertendiskurse der Vorjahre (u.a. der Stromlückendiskussion) durchaus zu erwarten gewesen. Hier spielt sicherlich das bisherige Ausbleiben größerer, EE-bedingter Versorgungsengpässe eine wesentliche Rolle.¹⁴⁴ Allerdings legt die vergleichsweise häufige Akzeptanzperspektive dennoch nahe, dass keine unkritische Zustimmung zur Energiewende bzw. ihrer

¹⁴⁴ Der bundesweit beachtete Stromausfall in München am 15.11.2012 wurde nicht durch fluktuierende EE-Einspeisung sondern durch technische Fehlfunktionen verursacht (Schubert, et al., 2013, S. 6).

konkreten Implikationen vorauszusetzen ist. Die Perspektiven *Landschaftsbild* und *Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort* sind insofern bemerkenswert, als sie im Gegensatz zu den vorgenannten Perspektiven einen recht spezifischen Fokus haben und daher ungeachtet ihrer späten Positionierung doch als Charakteristikum des Energiediskurses Beachtung finden sollten – immerhin sind zahlreiche andere Perspektiven, welche das Codebuch hergab, aufgrund geringerer Nennungen nur in den oben angeführten Übergruppen enthalten. Bei der – vor allem den Erneuerbaren Energien zuzuordnende – Beurteilung der Auswirkungen auf das Landschaftsbild sowie der Hoffnung bzw. Sorge bezüglich des Gedeihens des Wirtschaftsstandorts handelt es sich also um recht spezifische Eigenschaften des deutschen Energiediskurses: Sie spiegeln einerseits die wohl typisch zu nennende Wertschätzung einer als intakt empfundenen (Kultur-)Landschaft wider, welcher freilich eine stark romantisierende Komponente innewohnt. Die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit Deutschlands als eigenständige Wertungskategorie neben den bereits erwähnten Kostengesichtspunkten hingegen kann als medialer Ausdruck des deutschen Pfades der ökologischen Modernisierung gelten. Hierunter verbirgt sich eine Umsetzungsstrategie, welche Umwelt- und Naturschutz eng mit einer wachstumsorientierten wirtschaftlichen Perspektive verknüpft (s. Kap. 5.2).

4.3.2.3 Richtungen der Perspektiven auf Energietechnologien

Aus der obigen Tabelle lässt sich also deutlich herauslesen, welche perspektivischen Schwerpunkte in der Berichterstattung gewählt wurden. Vollständig wird diese Darstellung jedoch erst, wenn zusätzlich die *Richtung* der genannten Perspektiven beleuchtet wird. Diese kann positiv, negativ oder neutral sein und gibt damit an, mit welchem Tenor über ein Energiethema in einem bestimmten Blickwinkel berichtet wird – immerhin sind, je nach argumentativem Zusammenhang, meist mehrere Interpretationsrichtungen denkbar. Dabei ist anzunehmen, dass die mediale Bewertung einen deutlichen Orientierungsrahmen für den Rezipienten bietet. Tabelle 8 zeigt die gleiche Achsenverteilung wie Tabelle 7, jedoch gibt der Wert in den Feldern nicht die Häufigkeit, sondern die *Richtung* einer Perspektive auf das jeweilige Energiethema an. Die Angabe ergibt sich aus dem Verhältnis positiver und negativer Richtungen; eine Dominanz negativ gerichteter Perspektiven ist dabei mit einem entsprechenden Vorzeichen gekennzeichnet. Zur besseren Visualisierung sind die

Felder grün (eher positiv, mehr als 2%), grau (ungefähr neutral, -2% bis +2%), oder rot (negativ, weniger als -2%) hinterlegt.

	Kohle n = 163	Erdgas n = 87	Erdöl n = 30	Kern- energie n = 58	Sonne n = 170	Wind n = 304	Bio- masse n = 82	Geo- thermie n = 12	Wasserk- raft n = 24
Kosten	-4,3%	-24,1%	-10,0%	-13,8%	-0,6%	-13,8%	-8,5%	-41,7%	-8,3%
Performanz der Politik	-3,1%	-5,7%	-6,7%	1,7%	-1,8%	-7,6%	-8,5%	8,3%	0,0%
Finanzielle Vorteile	2,5%	4,6%		-1,7%	-1,2%	2,3%	0,0%		4,2%
Akzeptanz	-6,1%	-2,3%		-5,2%	1,8%	-6,3%	-3,7%	8,3%	4,2%
Auswirkungen auf den Wirtschafts- standort	3,7%	-3,4%	3,3%	3,4%	1,8%	2,0%	-2,4%		0,0%
Entwicklungs- stand/Techno- logiereife	-0,6%	2,3%	-3,3%		6,5%	2,0%	6,1%	16,7%	4,2%
Wirkungsgrad/ Effizienz	0,0%	8,0%	3,3%		1,8%	2,3%	0,0%		4,2%
Gerechtigkeit/ Fairness	-2,5%		-3,3%			-1,3%	-3,7%	-8,3%	
Volatilität von Erneuerbaren	0,0%	6,9%			-10,0%	-6,3%		8,3%	4,2%
CO ₂ -Ausstoß/ Effekt auf das Klima	-12,9%	4,6%	-10,0%	1,7%	1,2%	0,0%	2,4%		
Versorgungs- sicherheit	6,1%	6,9%	3,3%	3,4%	0,6%	0,0%		8,3%	0,0%
Auswirkungen auf das Land- schaftsbild	-1,2%		-3,3%	-1,7%	0,6%	-6,3%	-7,3%		-8,3%

Tabelle 8: Richtungen der Perspektiven auf Technologien zur Energiegewinnung

Bei der Betrachtung von Tabelle 8 fällt zunächst auf, dass die *Kosten* der verschiedenen Energietechnologien nicht nur eine häufige, sondern auch eine überwiegend negativ präsentierte Perspektive darstellen. Bemerkenswert deutlich ist dies im Falle von Erdgas (-24,1%) und Geothermie (-41,7%), wobei letztere Angabe nur auf zwölf Nennungen beruht und daher inhaltlich nicht zu ausgiebig interpretiert werden sollte. Allerdings muss eine hohe mediale Sensitivität für die gegenwärtige wirtschaftliche Lage von Gaskraftwerken konstatiert werden, was bei Kohle deutlich

weniger der Fall ist.¹⁴⁵ Umgekehrt überrascht die vergleichsweise ausgeglichene Darstellung von Photovoltaik (-0,6%). Hier lässt sich interpretieren, dass der Kostendiskurs für diese Art der Stromgewinnung seinen Höhepunkt bereits im Vorjahr erlebt hatte und nun ein zurückschwingen des medialen Pendels unterstellt werden kann. Zudem waren durch die PV-Novelle des EEG im Jahr 2012 bereits kostensenkende Maßnahmen eingeführt worden, welche nun Wirkung zeigten. In jedem Fall wird sichtbar, dass gegenüber der Solarenergie nun die vermeintlich kostensteigenden Eigenschaften der Windenergienutzung in den Vordergrund rückten (-13,8%), welche jedoch als vergleichsweise kostengünstige erneuerbare Energieform gilt. Zu einem ähnlichen Grad negativ präsentiert sich die Kernenergienutzung. Dies ist insofern interessant, als Kernenergie nicht selten auch von ihren Kritikern hinsichtlich ihrer reinen Stromgestehungskosten als günstige Energieform eingeschätzt wird. Der dennoch negative Fokus lässt sich mit den zunehmend in den Vordergrund tretenden Rückbau- und Endlagerkosten erklären. Generell liegt es wohl in der Natur von Kostenthemen, dass der medial häufig konstatierte Negativismus hier noch deutlicher ausfällt. Die Kombination aus Häufigkeit und negativem Vorzeichen der Kostenperspektive lässt sich dennoch als wesentliches Kriterium des aktuellen Energiediskurses festhalten.

Es wurde bereits die Deutung vorgestellt, dass die *Performanz der Politik*, also die Bewertung der Steuerungswirkung politischer Instrumente bzw. des Agierens politischer Akteure, ihre außerordentliche Häufigkeit wohl dem öffentlich wahrgenommenen Reformdruck des Erhebungsjahres 2013 verdankt. Auch hier lässt sich streiten, ob der negative Tenor nicht dem Thema innewohne und daher auch zu anderen Zeitpunkten und auf anderen Politikfeldern beobachtet werden könnte. Für das Gesamtbild des Energiediskurses, welches zu einem deutlichen Teil von einer eher negativ dargestellten politischen Steuerung geprägt ist, macht dies indes kaum einen Unterschied. Hier bleibt die Deutung bestehen, dass der politische Rahmen bzw. die thematisierten Gesetzesänderungen eher kritisch zu betrachten seien. Dies ist angesichts der steuerungspolitischen Komplexität der Energiewende wenig überraschend, finden sich hier doch zahlreiche grundsätzliche oder punktuelle Fehlentwicklungen, welche einen griffigen medialen Ansatzpunkt darstellen (z.B. die

¹⁴⁵ Die tatsächlichen Stromgestehungskosten klaffen zwischen beiden Technologien jedoch nicht in der Weise auseinander, wie angesichts dieses diskursiven Missverhältnisses vermutet werden könnte. Jedoch scheint die mediale Berichterstattung insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit im direkten Vergleich quasi dichotom widerzuspiegeln.

Fairness der Kostenverteilung oder nicht intendierte Nebenwirkungen wie negative Börsenstrompreise). Letztendlich können in einem regulierten und staatsnahen Markt praktisch alle energiewirtschaftlichen Tendenzen wie hohe Stromkosten und der ‚Wildwuchs‘ von EE-Anlagen als Folge politischer Regulierung betrachtet werden. Bemerkenswert ist bei dieser Perspektive allerdings, dass der Atomausstieg (indirekt durch die Beurteilung der Kernenergiepolitik), neutral bis positiv ausfällt. Die nicht zu leugnenden und medial deutlich repräsentierten generellen Kritikpunkte an der Energiepolitik werden also nicht in eine fundamentale Kritik an der Energiewende im Sinne des Atomausstiegs übersetzt.

Ein gemischtes Bild hinsichtlich der Einzeltechnologien zeigt sich unter Akzeptanzgesichtspunkten. Hier wird ein Teil der Erneuerbaren Energien eher positiv dargestellt (Geothermie: 8,3%, Wasserkraft 4,2%, PV: 1,8%), während bei Windenergie (-6,3%), Kernenergie (-5,4%), Biomasse (-3,7%) und Kohlekraft (-6,1%) eine negative Tendenz zu beobachten ist. Dies lässt sich bei Windkraft vermutlich im Zusammenhang mit der Thematisierung von Kosten und empfundenen Belastungen vor Ort erklären, welche in der Öffentlichkeit etwa durch die Debatte um höhere Mindestabstände Gestalt annehmen. Bei der Biomassennutzung dürften Kritik an Monokulturen sowie die Tank-oder-Teller-Debatte spezifische negative Eigenschaften sein, während die Kohlenutzung durch lokal und global wirkende Emissionen angreifbar ist und die Kernenergienutzung einen im deutschen Kontext wenig überraschend kontroversen Charakter aufweist.

Die *Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort* finden sich überwiegend¹⁴⁶ positiv wieder, da hier nur Erdgas und Biomasse als Energieträger eher negativ beurteilt werden. Dies spricht dafür, dass Anlagen zur Energiegewinnung als Vorteil für die lokale Wertschöpfung bzw. im Sinne einer potenziellen Technologieführerschaft gesehen werden. Die Ursachen für die negative Ausrichtung bezüglich des Erdgases sind möglicherweise in den hohen Brennstoffkosten und der deutlichen Importabhängigkeit zu suchen. Die wirtschaftlichen Folgen der Kohleverstromung werden demgegenüber positiv gewertet, was teils mit vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten, teils mit strukturpolitischen Effekten in Verbindung zu

¹⁴⁶ Für die folgenden Perspektiven muss die Auswertungen weniger trennscharf bleiben, da im unteren bzw. rechten Teil der Tabelle durch die Kombination aus selteneren Perspektiven und selteneren Themen eine Überinterpretation relativer Werte vermieden werden soll. Dazu gehört auch, dass statt den Prozentwerten nur noch Tendenzen genannt werden.

bringen sein dürfte. Der *technologische Entwicklungsstand* wird gerade bei EE überwiegend positiv gewertet, was generell auch daran liegen dürfte, dass Fortschritte bei der Marktreife hier die berichtenswertere Nachricht darstellt. Ungeachtet dessen lässt sich festhalten, dass die technologischen Fortschritte bei voranschreitender Energiesystemtransformation durchaus eine diskursive Entsprechung finden. Gerade im Fall der Photovoltaik (+6%), welche eine besonders steile Kostendegression erlebt, scheinen hier die rapiden Weiterentwicklungen abgebildet zu werden. Hinsichtlich ihres *Wirkungsgrades* ist besonders die Energiegewinnung aus Erdgas hervorzuheben, für welche als zukünftige Komplementärtechnologie eines überwiegend (aber nicht ausschließlich) regenerativen Energiesystems hohe Flexibilitäts- und Effizianzforderung gelten. Dementsprechend wird Erdgas auch im Rahmen der Perspektive *Volatilität der Erneuerbaren Energien* positiv dargestellt, während gerade der tageszeit- und wetterabhängigen PV-Energie deutlich negative Eigenschaften zugeschrieben werden. Mit Blick auf die (selten perspektivisch genutzten) *CO₂-Emissionen* scheint bezeichnend, dass hier die EE nicht in nennenswerter Weise hervorgehoben werden, sondern lediglich Gas eher positiv und Kohle deutlich negativ erscheinen.¹⁴⁷ Umgekehrt können konventionelle Energieträger eher ihren Beitrag zur *Versorgungssicherheit* geltend machen. Allerdings sind Erneuerbare zumindest nicht negativ, sondern neutral präsentiert, was (gemeinsam mit der Frage der generell seltenen Nennung dieser Perspektive) eher gegen das Vorhandensein eines auffälligen Versorgungssicherheitsdiskurses spricht. Abschließend lässt sich ohne große Überraschung bemerken, dass hinsichtlich des *Landschaftsbildes* die Einflüsse von Energietechnologien – egal ob konventionell oder erneuerbar – überwiegend negativ vermittelt werden.

4.3.2.4 Tenor der Darstellung: erneuerbar vs. konventionell

Zur Abrundung des letzten Auswertungsschrittes lassen sich die oben präsentierten Perspektiven auf Energietechnologien sowie ihre Richtung auch gruppiert nach *erneuerbaren* und *konventionellen Energietechnologien* betrachten. Hierdurch nämlich lassen sich einzeltechnologiebezogene Effekte und teils geringe Fallzahlen ausgleichen; den prozentualen Ergebnissen dieses direkten Vergleichs wird somit eine deutlich höhere Aussagekraft verliehen.¹⁴⁸ Nullhypothese bei diesem

¹⁴⁷ Auch hier zeigt sich die mediale Überspitzung des *relativen* Emissionsvorteils von Erdgas, welches ja für sich genommen durchaus keine ‚positive‘ Klimawirksamkeit aufweist.

¹⁴⁸ Konventionelle Energietechnologien: n = 480, erneuerbare: n = 754.

Auswertungsschritt ist, dass die Darstellung von beiden Technologiegruppen hinsichtlich der Richtung einzelner Perspektive ähnlich verteilt sein sollte. Dies ist tatsächlich bei mehreren Perspektiven der Fall, wo die Verteilung positiver bzw. negativer Wertungen je nach Perspektivgruppe im Vergleich zwischen beiden Technologiegruppen recht ähnlich ist (s. Tabelle 9).

	Konventionelle Energien positiv	Erneuerbare Energien positiv	Konventionelle Energien negativ	Erneuerbare Energien negativ
Kosten	7,3%	10,3%	19,2%	19,5%
Performanz der Politik	6,3%	6,8%	11,0%	12,6%
Finanzielle Vorteile	5,0%	4,4%	3,1%	3,2%
Akzeptanz	0,2%	2,5%	4,2%	4,4%
Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort	2,7%	2,8%	2,3%	1,6%
Entwicklungsstand/ Technologiereife	1,5%	6,6%	2,1%	2,7%
Wirkungsgrad/Effizienz	3,8%	4,0%	1,7%	2,0%
Gerechtigkeit/Fairness	0,0%	0,5%	1,0%	1,5%
Volatilität von Erneuerbaren	1,9%	0,5%	0,8%	6,1%
CO ₂ -Ausstoß/Effekt auf das Klima	2,1%	1,6%	7,7%	0,7%
Versorgungssicherheit	6,5%	0,5%	0,8%	0,8%
Auswirkungen auf das Landschaftsbild	0,0%	1,1%	1,0%	4,8%

Tabelle 9: Tenor erneuerbare vs. konventionelle Energiegewinnung

Allerdings zeigen sich hierbei einige augenscheinliche Abweichungen: So werden *Kosten* bei EE zwar in etwa genauso oft negativ dargestellt wie bei den konventionellen Energietechnologien (19,5 vs. 19,2%), aber auch häufiger als diese in einem positiven Licht präsentiert (10,3 vs. 7,3%). Dies ist ein Indiz für den sehr lebhaften Diskurs mit recht widerstreitenden Deutungsmustern, welches zu den Darstellungen des Kapitels 4.2.3 passt. Dem gleichen Muster folgt die Perspektive *Akzeptanz*, wo – anders als bei Konventionellen (0,2% positiv) neben negativen Gesichtspunkten auch die positiven Akzeptanzgesichtspunkte von Erneuerbaren Energien thematisiert werden (2,5%).

Dem Bewusstsein um die vergleichsweise junge Entwicklungsgeschichte von EE ist es vermutlich geschuldet, dass diese hinsichtlich ihres *technologischen Reifegrades* weit häufiger positiv dargestellt werden als konventionelle Technologien (6,6 vs. 1,5%). Hier hätte jedoch auch ein deutlicheres Missverhältnis bei Verteilung einer negativen Beurteilung des Entwicklungsgrades erwartet werden können. Stattdessen werden Erneuerbare Energien mit 2,7 gegenüber 2,1% nur geringfügig schlechter präsentiert.

Durch die Natur der Perspektive *Volatilität von EE* ist sicher bedingt, dass Erneuerbare Energien in dieser wesentlich häufiger sowohl in positiver (1,9 vs. 0,5%) als auch in negativer Richtung (6,1% vs. 0,8%) betrachtet werden. Eine Nennung von Kohle, Gas und Kernenergie in diesem Zusammenhang (meist als Korrektiv) ist zwar inhaltlich sinnvoll, stellt jedoch einen recht spezifischen Anwendungsfall dar. Umgekehrt werden die konventionellen Energieträger sehr viel häufiger mit einem negativen *Klimaeffekt* assoziiert als die erneuerbaren (7,7 vs. 0,7%), andererseits auch etwas häufiger positiv (2,1 vs. 1,65%). Hier wäre eine stärkere Performanz bei den EE in Bereich des zu Erwartenden gewesen. Somit überrascht, dass diese Bewertungskategorie vermutlich einen hohen Grad an Selbstverständlichkeit aufweist. Demgegenüber offenbart das Deutungsschema, konventionelle Technologien würden viel eher als erneuerbare einen positiven Beitrag zur *Versorgungssicherheit* leisten, noch eine große Zugkraft (6,5 vs. 0,5% positiv). Wiederum werden EE als dezentrale und sichtbare Wandlungstechnologien weitaus deutlicher in einen negativen Bezug zum *Landschaftsbild* gesetzt (4,8 vs. 1% negativ).

4.3.2.5 Bewertung der Energiewende

Neben der schwerpunktartig untersuchten Darstellung von Energietechnologien soll der Blick auch auf einige abstrakte Energiethemen gerichtet werden. Hierzu gehört zunächst, mit welchem Tenor (d.h. hier: Richtung der Perspektive) die Energiewende insgesamt betrachtet wird. Wie eingangs gezeigt wurde, macht diese Themengruppe mit 913 Codierungen gut ein Viertel der Gesamtcodierungen im Themenbereich aus. Unterschieden wurde im Codebuch nach der *Energiewende allgemein* (n = 717) sowie dem *Ausbau der Erneuerbaren Energien* (n = 113) und dem *Atomausstieg* (n = 83) als konkretisierte Teilmengen der Energiewende. Die Verteilung der positiven oder negativen Bewertung der jeweiligen Perspektiven auf das Thema ist in Abbildung 22: Richtungen der Perspektiven auf das Thema Energiewende dargestellt. Zunächst lässt

sich interpretieren, dass schon die reine Häufigkeit der Nennung des wenig konkretisierten Themas *Energiewende* für eine weitgehende Etablierung als Politik- und Gesellschaftsziel spricht.

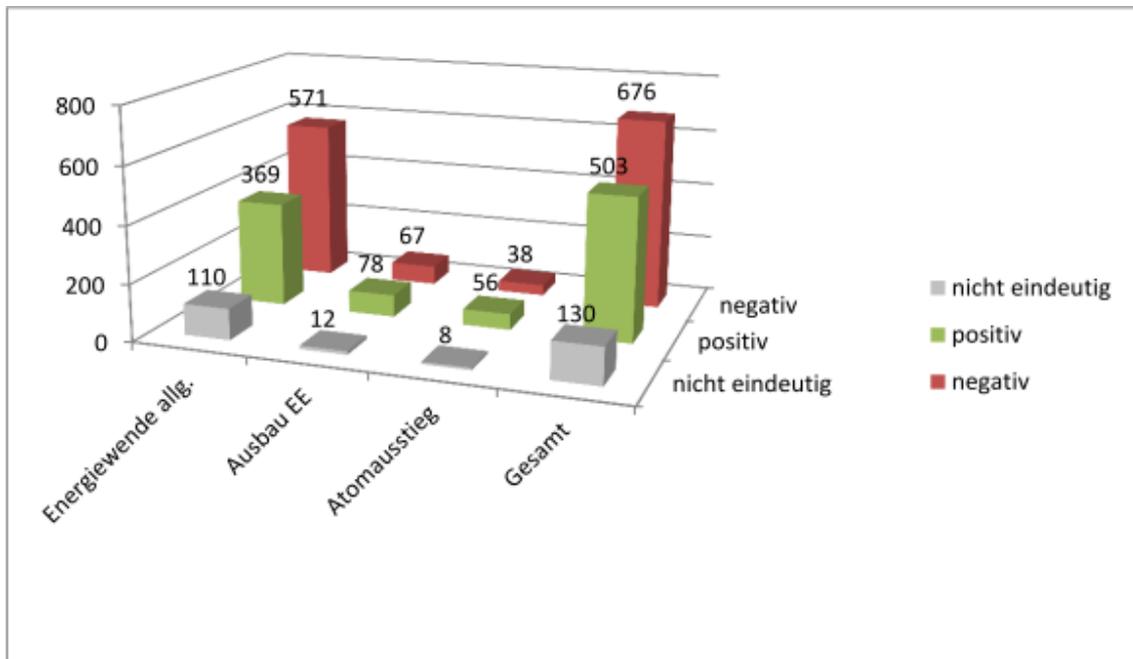


Abbildung 22: Richtungen der Perspektiven auf das Thema Energiewende

Weiterhin fällt auf, dass negative Bewertungen insgesamt überwiegen, während sich bei den weniger häufigen Teilthemen *EE-Ausbau* und *Atomausstieg* mehr positive Beurteilungen finden lassen. Gerade bei der dominierend häufig codierten Variable *Energiewende allgemein* ist jedoch eine deutlich negative Tendenz zu beobachten, welche damit auch das Gesamtbild strukturiert. Zu unterscheiden ist in diesem Zusammenhang allerdings eine beobachtbare negative Beurteilung eines Themas im Lichte der *jeweils aktivierten Perspektiven* von einer pauschalen Ablehnung des Themas an sich. So lässt sich die Dominanz negativer Beurteilungen teils unter Verweis auf die häufigsten Perspektiven erklären (v.a. Kosten und Performanz der Politik). Aussagen nach dem Strickmuster ‚die Kosten der Energiewende steigen‘ oder ‚Koalition streitet um EEG-Reform‘ müssen also keine Grundkritik enthalten. Gleichwohl sind die momentan zu beobachtenden Nebenwirkungen sowie die Schwierigkeiten bei der konkreten politischen (Nach-)Steuerung der Energiewende durchaus dazu geeignet, dieses Ziel insgesamt in ein negatives Licht zu rücken. Es ist davon auszugehen, dass bei den Rezipienten dieser Grundtenor durchaus aufgenommen werden dürfte, wobei offen ist, ob so die generelle Unterstützung für

die Energiewende in Gefahr gerät. Hierüber können vor allem zukünftige Meinungsumfragen Aufschluss liefern.

Im Zusammenhang mit der generellen Darstellung der deutschen Energiewende wurde weiterhin abgefragt, ob diese innerhalb Deutschlands eher im Rahmen einer Vorreiter- oder Einzelgänger-Narration präsentiert wird. Hierzu lieferte die Artikelbasis aber nur wenige Treffer (47), was zunächst für die wenig prominente Platzierung dieser Beurteilungskategorie im deutschen Energiediskurs spricht. In anderen Worten: Die relative Seltenheit entsprechender Codierungen ist als Indiz dafür zu sehen, dass die deutsche Energieberichterstattung sich vor allem auf die unmittelbaren Auswirkungen in Deutschland fokussiert.¹⁴⁹ Unterstellt man der geringen Zahl an Treffern eine gewisse Aussagekraft, so halten sich beide Deutungen in etwa die Waage, wobei die Vorreiter-Erklärung tendenziell überwiegt (25 gegenüber 18 Codierungen; 4 Fälle waren nicht genau zuordenbar).

4.3.2.6 Bewertung von Dezentralität

Gemäß dem Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit wurde die Erfassung der Kategorie *Dezentralität* theoriegesteuert ins Codebuch aufgenommen. Der Anteil der Nennungen an der Gesamtheit der Energiethemen beträgt 2,7%. Unterschieden wurde dabei, wie in Kap. 2 ausgeführt, nach den Unterkategorien *Marktpluralität*, *Unabhängigkeit auf Landes- sowie Kommunalebene*¹⁵⁰ und *Nähe zu Verbrauchszentren*. Auch hier existierte der Sammelcode *Dezentralität allgemein* für nicht näher spezifizierte Nennungen. Abbildung 23 zeigt die Verteilung der positiven und negativen Perspektivrichtungen für das Thema. Für diese Darstellung wurde die Unterkategorie *gute Erzeugungsbedingungen* als Gegencode zu *Nähe zu Lastzentren* ausgelassen, damit die reinen *Dezentralitätsthemen* aggregiert werden konnten.¹⁵¹

Es zeigt sich, dass die Unterkategorien *Unabhängigkeit der Bundesländer und Gemeinden* sowie *Verbrauchsnähe* zu ausdifferenziert für die Erfassung der Medienberichterstattung sein dürfte, da sie selten codiert und entsprechend wenig mit

¹⁴⁹ Im Rahmen der Codiererschulung wurde sichergestellt, dass nicht nur nach den zuspitzenden Schlagworten (z.B. ‚Sonderweg‘), sondern auch nach anderen Darstellungsformen dieses Sachverhalts gesucht wird.

¹⁵⁰ Unabhängigkeit verkürzt hier die Bestrebungen von Regionen, ihren Energie- bzw. Stromverbrauch bilanziell oder gar autark durch Eigenerzeugung zu decken.

¹⁵¹ Wie in Kapitel 2.2 dargestellt, lässt sich die Konzentration von EE-Infrastrukturen an guten Standorten (v.a. in Küstennähe und in sonnenreichen Regionen) eher als *zentraler* Technologiepfad einordnen.

positiven oder negativen Perspektiven belegt wurden. Allerdings scheint neben der *Dezentralität allgemein* auch die *Pluralität an Marktteilnehmern* etwas häufiger medial aufgegriffen zu werden und damit eine relevantere Deutungskategorie darzustellen als regionale Selbstversorgungsambitionen. Hinsichtlich der Wertung fällt auf, dass über alle Codierungen hinweg deutlich mehr positive als negative Bewertungen zu finden sind (91 gegenüber 41). Offenbar scheint in diesem Zusammenhang die Erklärung von möglichen Vorteilen in den Medienberichten zu überwiegen (z.B.: ‚Bürger engagiere sich energiewirtschaftlich und machen Konzernen Konkurrenz‘).

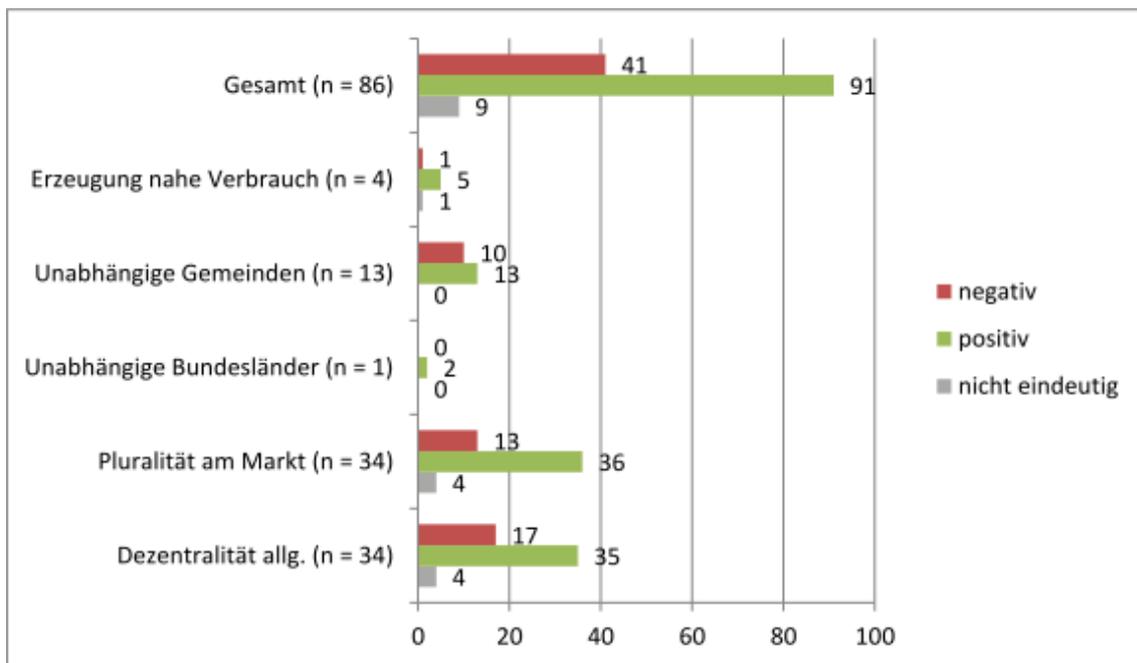


Abbildung 23: Richtung der Perspektiven auf Dezentralitätsthemen

4.3.2.7 Themen politischer Steuerung

Zu Maßnahmen der politischen Steuerung der Energiewende wurden im Codebuch die im Erhebungszeitraum diskutierten Handlungsoptionen erfasst. Hierbei offenbart sich ein deutliches Gefälle zwischen sehr oft thematisierten abstrakten Themen wie dem EEG und solchen, deren Vorkommen sich deutlich auf Expertendiskurse in Forschungs- und Positionspapieren beschränkten (s. Abbildung 24).

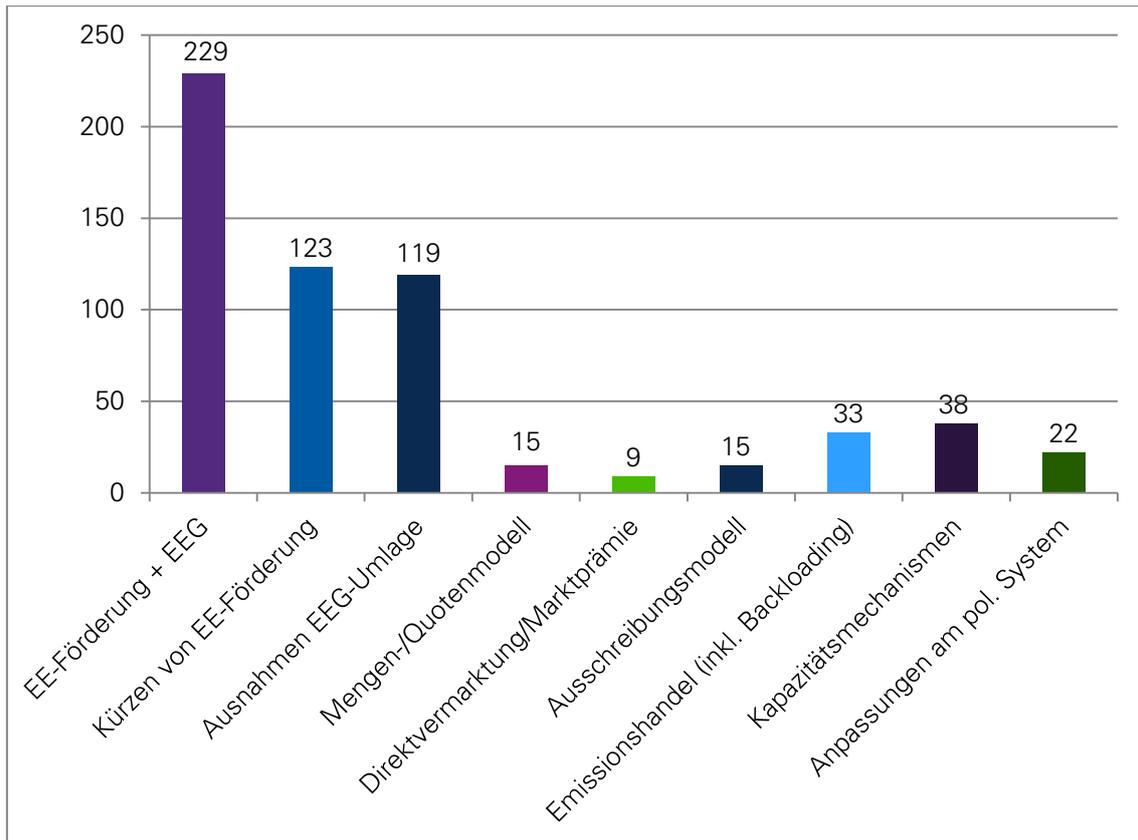


Abbildung 24: Häufigkeiten politischer Steuerungsthemen

Hinsichtlich der verschiedenen Steuerungsthemen fällt vor allem auf, dass die Themen der *Ökostromförderung über das EEG*, deren mögliche *Kürzung* sowie die *finanzielle Lastenverteilung* die Schwerpunkte bei der medialen Repräsentation bilden. Die fördersystematischen Alternativen des *Quotensystems*, der *Direktvermarktung* und des *Ausschreibungsmodells* werden – bei aller Kritik der genannten Hauptpunkte – nur selten thematisiert, weshalb dem öffentlichen Energiediskurs hier der fachliche Tiefgang zu einem gewissen Grad abgesprochen werden muss. Auch in der *Kapazitätsfrage* trafen die Fachdebatte und die Medienwirklichkeit teils deutlich auseinander.

Wie werden die Themen nun hinsichtlich der Richtung ihrer Perspektiven dargestellt? Hierbei zeigt sich wiederholt die deutliche Tendenz einer eher negativen Berichterstattung, insbesondere mit Blick auf die genannten drei Hauptthemen (s. Abbildung 25). Besonders kritisch wird die EE-Förderung bzw. das bestehende EEG beurteilt; auch bei der Ausnahmeregelung bezüglich der EEG-Umlage überwiegt ein negativer Tenor. Bemerkenswerterweise werden jedoch auch das Kürzen der EE-Förderung bzw. das Deckeln des Ausbaus ebenfalls eher negativ betrachtet, obwohl

diese ihrerseits ja eine Reaktion auf empfundene Fehlentwicklungen darstellen. Hier zeigt wohl die Tatsache Wirkung, dass angesichts der komplexen Interaktion zwischen Energiemarkt und Staat in jedem politischen Steuerungsszenario mit negativen Konsequenzen zu rechnen ist, welche entsprechend in den Mittelpunkt gerückt werden können.

Eher positiv bzw. ausgeglichen beurteilt werden – allerdings bei niedrigen Fallzahlen – die Alternativen zum bestehenden Fördersystem der garantierten Einspeisevergütung, d.h. Quotensystem, Ausschreibung und Direktvermarktung.

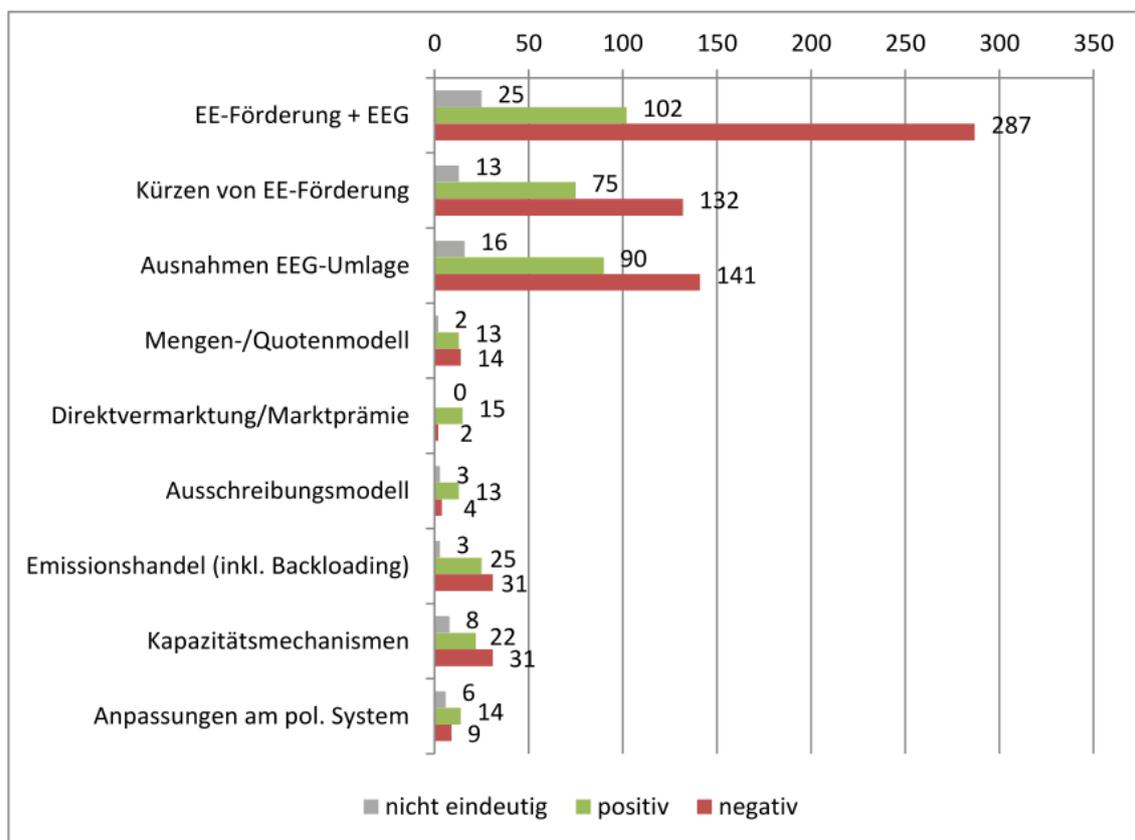


Abbildung 25: Perspektiven auf politische Steuerungsthemen

Im Zusammenhang mit politischen Handlungsoptionen stellt sich auch die Frage, ob sich aus der medialen Darstellung eine Tendenz dahingehend ablesen lässt, wie sich die gegenwärtigen Entwicklungen und Herausforderungen lösen lassen. Als grundlegende Steuerungskonzepte stehen sich ein *Mehr an staatlicher Verantwortung* und die Forderung nach Deregulierung, also *mehr Markt*, gegenüber. Diese Zuspitzung ist unbenommen von der in Kap. 5.3 dargelegten Synthese beider Modelle vor dem Hintergrund eines seit jeher (teil-)regulierten und staatsnahen Sektors, in welchem Markt und Staat nicht zuletzt ‚Kampfbegriffe‘ zur Selbst- und Fremdzuschreibung

darstellen (s. Kap. 4.2.3.4). Da die entsprechenden Konstruktionen für Rezipienten jedoch sehr deutungskräftige Erklärungskategorien darstellen können, wurden diese im Rahmen der möglichen Perspektiven abgefragt. Hier zeichnet sich eine deutliche Tendenz hin zu mehr Staat ($n = 92$) im Vergleich zu mehr Markt ($n = 31$) ab. Offenkundig ist das Vertrauen in politische Problemlösungsfähigkeit auch angesichts deutlichen Korrekturbedarfs an der gegenwärtigen Steuerung nicht grundsätzlich infrage gestellt. Damit dominiert die Ausdeutung von Herausforderungen als *Regulierungsbedürfnisse*, welche vermutlich vor allem den Ruf nach mehr steuerungspolitischer Harmonisierung, Maßnahmen zur gerechten Lastenverteilung sowie einen generellen ‚Energiewende-Masterplan‘ umfassen.

Zum Themenfeld politischer Steuerung gehört ebenfalls die in Kapitel 3.3.7 als Richtungsentscheidung identifizierte Frage nach dem Umfang des (Übertragungs-) Netzausbaus. Oben wurde gezeigt, dass die Energiethemengruppe *Stromtransport* mit 181 Nennungen etwa 5% der gesamten Energiethemen ausmacht. Ein großer Teil hiervon wiederum (128) bezieht sich explizit auf den *Ausbau* verschiedener Netzebenen. Wurde ein Ausbauthema codiert, so folgte aufgrund der genannten theoretischen Überlegungen automatisch die Abfrage, ob in diesem Zusammenhang auch die *Notwendigkeit des Ausbaus* genannt wurde. Wie in Abbildung 26 ersichtlich, spielte diese Reflexion in 61% der Fälle keine Rolle ($n=78$). In 39% der Ausbauthemen wurde folglich die Notwendigkeit thematisiert. Hierbei zeigte sich allerdings eine klare argumentative Unterstützung des Netzausbaus: 32% der Ausbaucodierungen standen im Kontext eines *uneingeschränkt nötigen* Netzausbaus ($n=41$), weitere 4% betrachteten diesen gar als *unterdimensioniert* ($n=5$). Nur etwa 3% bzw. vier Codierungen der gesamten Erhebung bezeichnen den Netzausbau als *überdimensioniert*. Unabhängig von der inhaltlichen Bewertung der sehr komplexen Ausbauthematik lässt sich somit festhalten, dass die auf Akteursebene durchaus präsente Argumentationslinie des zu verringernden Netzausbaus in der Medienwirklichkeit weithin fehlt. Hier herrscht offenkundig die Deutung vor, die energiepolitischen Ziele seien nur durch den Zubau an Stromnetzen zu erfüllen, wie er in den gegenwärtigen Zubauzielen von Bundesregierung und BNetzA dargelegt ist. Für die Legitimitätsgenerierung rein dezentraler Versorgungskonzepte fehlt mithin ein wichtiger Resonanzboden, da bei den Rezipienten eine Assoziation von Netzen und beispielsweise Versorgungssicherheit erwartet werden kann (s. hierzu auch Schmidt, et al., 2013).

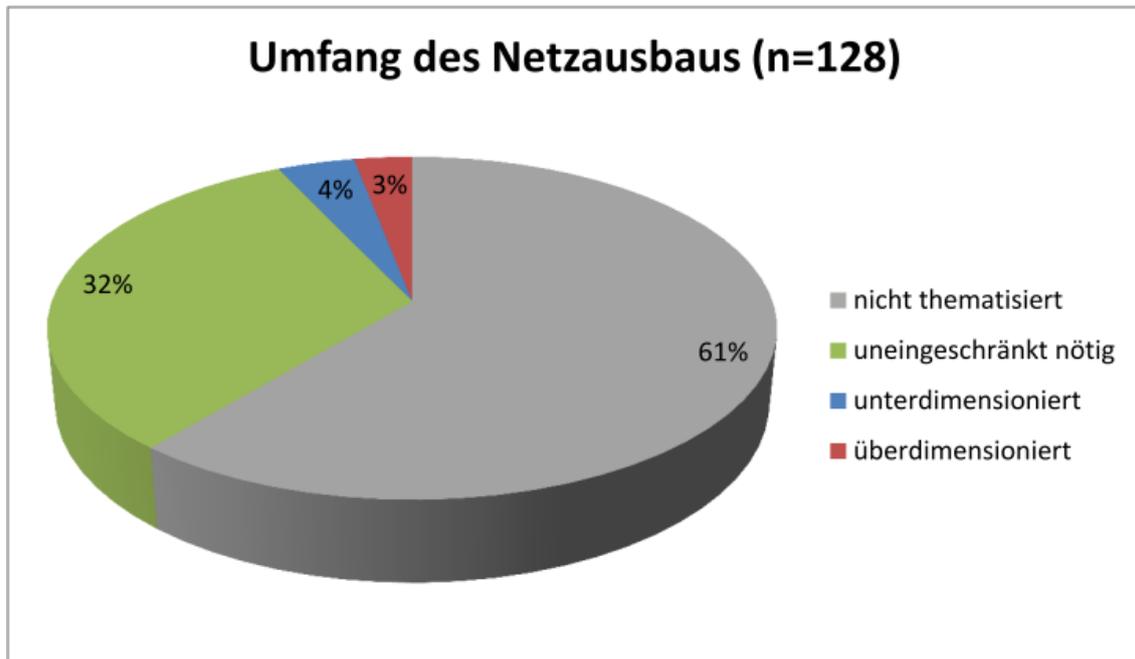


Abbildung 26: Notwendigkeit des Netzausbaus

4.3.2.8 Zwischenfazit: Die Energiewende als Schatten an der Höhlenwand

Durch eine umfassende Medieninhaltsanalyse von Print- und TV-Beiträgen des Jahres 2013 sollte herausgefunden werden, welche Energiewirklichkeit medial tatsächlich vermittelt wird. Immerhin stellen Medienartikel, jenseits aller Expertendiskursen, für den größten Teil der Bevölkerung die zentrale Informationsquelle für Fragen zu Eigenschaften des Energiesystems bzw. dessen Wandel dar. In einer gewissen Analogie zu Platons Höhlengleichnis ist nicht notwendigerweise davon auszugehen, dass die Mediendarstellung ein ‚objektives‘ Abbild der deutschen Energieversorgung bietet: So wurde zu Beginn des Kapitels 4 bereits erläutert, dass die Thematik von höchst komplexen fachlichen Zusammenhängen geprägt ist, welche aber dazu einladen, eher selektiv im Lichte unterschiedlichster Meta-Diskurse ausgedeutet zu werden. Nicht zuletzt deshalb konkurrieren auch in Expertendiskursen sehr unterschiedliche Deutungserzählungen. Diese themenseitigen Besonderheiten interagieren zudem mit der kommunikationswissenschaftlich bereits gut untersuchten Funktionslogik des Mediensystems, welche hier allerdings nicht Gegenstand der Untersuchung war. Es muss daher davon ausgegangen werden, dass die mediale Darstellung nur *eines* von mehreren möglichen Gesichtern der Energiewende zeichnet, dessen Züge allerdings auf höchst wirklichkeitskonstruktive Weise im Rezipientengedächtnis bleiben dürften.

Methodisch ist anzumerken, dass die vorangegangenen Kapitel eine fokussierte Auswertung eines im interdisziplinären Verbund entstandenen Datensatzes darstellen. Dieser hätte eine Vielzahl an weiteren Auswertungen ermöglicht, die allerdings den Rahmen der vorliegenden Untersuchung gesprengt hätten. So war das Ziel der diskursanalytischen Teilkapitel keine erschöpfende Untersuchung, sondern vielmehr eine zusätzliche Verständnisperspektive für die im Fokus stehende politische Steuerung der Energiewende. Rückblickend ist gegenüber der Methodik der Medieninhaltsanalyse kritisch anzumerken, dass die angestrebte analytische Schärfe des Codebuchs zu einem sehr umfänglichen Codierablauf geführt hat. Dieser stellte einerseits hohe Anforderungen an die Fachkenntnis der Codierer, andererseits generierte er teils sehr verästelte Ergebnisse, welche durch eine hohe Zahl an Kategorien mit eher geringen Fallzahlen geprägt waren. Daher zielte die vorliegende Auswertung – auch im Sinne des sehr grundsätzlichen Erkenntnisinteresses – auf eine eher deskriptive Darstellung von sich deutlich abzeichnenden Grundmustern ab.

Die mediale Darstellung wurde im Wesentlichen durch den Dreischritt aus thematischem Fokus, dabei aktivierter Deutungsperspektive sowie deren Bewertungen entschlüsselt. Hierbei zeigte sich in *thematischer* Sicht eine deutliche Dominanz der Energiewende im generellen Sinne einer politischen und gesellschaftlichen Zielstellung. Weiterhin beherrschen die erneuerbaren Energieträger (v.a. Wind- und Solarenergie) sowie die Ausgestaltungsmöglichkeiten von politischem Steuerungshandeln die Berichterstattung. Häufig finden sich jedoch auch die Energiegewinnung aus Kohle sowie Speichertechnologien thematisiert, was die aktuelle Frontstellung im energiepolitischen Kräfteparallelogramm der Energiewende ebenso zeigt wie die medial assoziierte Volatilität von Erneuerbaren Energien. Demgegenüber sind die geringen Anteile von Kernenergie sowie der Komplementärtechnologien Fracking und CCS an der Berichterstattung teils überraschend.

Das Voranschreiten der Energiesystemtransformation zeigt sich auch daran, dass deren ursprünglicher Begründungskontext teilweise in den Hintergrund tritt, während aktuelle Problemlagen und ‚Nebenwirkungen‘ an Relevanz gewinnen. Mit Blick auf das energiewirtschaftliche Zieldreieck ist hier ein differenziertes Ergebnis zu konstatieren: Als Energiethema wie als Perspektive dominieren Kostengesichtspunkte deutlich den Energiediskurs. Der Schwerpunkt der Versorgungssicherheit entfaltet indes keine

vergleichbare Dynamik, wie dies theoretisch hätte vermutet werden können. Allerdings überrascht, dass die Energiewende – als häufigstes Energiethema (s.o.) häufiger negativ als positiv dargestellt wird. Hierbei spielt vermutlich auch die Häufigkeit von politischen und kostenbezogenen Perspektiven eine Rolle, welche in der Berichterstattungslogik häufig zur negativen Darstellung neigen. Hinsichtlich politischer Themen und Perspektiven zeigt sich eine gewisse Kanonbildung, welcher vor allem in einer intensiven Berichterstattung über die Einspeisevergütung, deren (mögliche) Kürzung sowie deren Kostenverteilung (EEG-Umlage) resultiert. Demgegenüber werden andere Stellschrauben, welche im Expertendiskurs eine zentrale Rolle spielen, weit seltener thematisiert. Eine gewisse Einseitigkeit lässt sich auch mit Blick auf die in dieser Arbeit thematisierte Dezentralitätsdebatte feststellen: Auch mit einem breiten Begriffsverständnis fanden sich Dezentralitätsthemen eher selten, gleichzeitig wurde die im dezentralen Diskurs sehr präsente Kritik am Übertragungsnetzausbau medial praktisch nicht widergespiegelt.

Insgesamt soll die Medienberichterstattung nicht entlang der Kategorien ‚zutreffend‘ oder gar ‚gut‘ beurteilt werden; dargestellt werden schlichtweg thematische und perspektivische Schwerpunkte sowie deren Tenor. Dabei muss allerdings festgestellt werden, dass naturgemäß nur *Teilzusammenhänge* aus den weitverzweigten Expertendiskursen reproduziert werden. Hier folgt die Medienberichterstattung zudem der politischen Agenda sowie aktuellen wirtschaftlichen Entwicklungen, weshalb kein wie auch immer herzuleitender argumentativer Proporz erwartet werden kann. Dennoch bedarf es einer kritischen Reflexion dieser Mechanismen der Berichterstattung: Insbesondere bei der sehr prägenden Kostendebatte muss sich die Frage stellen, ob hierbei in der medialen Aufbereitung eine ausreichende Relativierung energiepolitischer Narrationen stattfindet.

5 MERKMALE ENERGIEPOLITISCHER STEUERUNG – EINE POLITIKFELDDANALYSE

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die konkreten Herausforderungen, Interessenlagen und Handlungskorridore der deutschen Energiesystemtransformation dargestellt und hinsichtlich ihrer diskursiven Einbettung untersucht. Insgesamt war das Vorgehen jedoch an der Zielstellung *materieller* Theoriebildung orientiert, d.h. dem Streben nach eher gegenstandsbezogenen Aussagen. Dies ist einerseits erkenntnisträchtig und von praktischer Relevanz, da ein aktuelles und kontroverses Politikfeld somit eine wissenschaftliche Strukturierung erfährt. Andererseits neigt ein solches Vorgehen naturgemäß zur Fokussierung auf einen spezifischen räumlich-zeitlichen Kontext – im schlechtesten Fall also wären die Ergebnisse recht kurzlebig und nur schwer vom deutschen Fall zu trennen. Mit dem Ziel, die Aussagekraft dieser Einsichten zu erhöhen, sollen in den folgenden Kapiteln daher auch abstraktere *Muster politischer Steuerung der Energiewende* identifiziert werden.¹⁵²

Den zentralen Zugang hierfür bietet die Politikfeldanalyse, unter deren Dach sich ein in den folgenden Kapiteln näher auszuführendes Bündel methodischer Zugänge verbirgt. Deren Ziel ist es, Ursachen, Zustandekommen und Ergebnisse problembezogener politischer Steuerung aufzudecken (Parsons, 2003; Schubert & Bandelow, 2008). Mit Blick auf die drei Dimensionen von Politik ist es hierbei das Ziel, politische Inhalte (*Policy*) durch die unabhängigen Variablen politischer Strukturen (*Polity*) und Prozesse (*Politics*) zu erklären (Blum & Schubert, 2009, S. 81).¹⁵³ Die folgenden Kapitel sollen folglich aufzeigen, welchen Mustern energiepolitische Steuerung bei der Energiewende folgt, welche Probleme sich hierbei auftun und welche Lösungsstrategien sich schließlich ableiten lassen. Bestenfalls kann durch diesen Brückenschlag vom Konkreten zum Allgemeineren auch ein Beitrag zur *formalen*

¹⁵² Anzumerken ist hierbei vorab, dass das inhaltlich definierte Politikfeld ‚Energiepolitik‘ aufgrund konvergierender Politikziele bzw. seiner weitreichenden ökologischen Effekte von dem der Umweltpolitik nicht trennscharf abzugrenzen ist. So betrachten Mautz & Byzio (2004) die Technologieförderung im Rahmen der Energiewende als Ausdruck umweltpolitischer Kontextsteuerung, welche eine Weiterentwicklung der traditionell eher bürokratisch-regulativen Nachsorge (*end of pipe*) darstellt. Folglich wird im folgenden Arbeitsschritt versucht, neben dem Fokus auf energiepolitischen Analysen auch den umfassenden Forschungsstand etwa zu staatlichen Handlungsspielräumen oder dem Wirken spezifischer Politikinstrumente im Bereich der Umweltpolitik mit einzubeziehen (s. etwa Jänicke, et al., 2003).

¹⁵³ Der bekannten Formel von Dye (1976) folgend, fragt sie also danach, *was* Regierungen tun, *warum* sie es tun, und *welche Folgen* dieses Handeln hat.

Theoriebildung geleistet werden, welche nach über den Einzelfall hinausgehenden Zusammenhängen sucht. Dies kann durch eine Übertragung auf andere Länder geschehen (*lessons learned*), jedoch auch durch Anwendung in neuen thematischen Kontexten – etwa, wenn Analysekatoren wie politische Nachhaltigkeit, resiliente Steuerung oder institutionelle Trägheit auf andere als die hier präsentierten Politikfelder übertragen werden.

Basis hierfür bildet im ersten Schritt eine Zusammenführung des aktuellen politikfeldanalytischen Forschungsstandes, das heißt, es werden Eigenschaften des Politikfeldes umrissen, welche durch Anwendung bestimmter theoretischer und begrifflicher Schlaglichter sichtbar werden. Hierbei werden bestehende Erkenntnisse jedoch nicht nur systematisiert, sondern auch um eigene Fallstudien sowie solche Perspektiven ergänzt, welche nicht zum politikfeldanalytischen Standardrepertoire gehören (z.B. die evolutorische Rahmentheorie der Arbeit). Ziel ist daher auch keine lehrbuchartige Darstellung politikfeldanalytischer Zugänge – derartiges existiert bereits (s. etwa Blum & Schubert, 2009; Schneider & Janning, 2006; Schubert, 1991) – sondern die Erklärung und Anwendung solcher Erklärungskategorien, welche sich für das Verständnis aktueller Energiewendepolitik als hilfreich erweisen. Bei diesem zunächst *deduktiven* Vorgehen werden energiepolitische Beispiele zur Erklärung der jeweiligen Steuerungsmuster herangezogen. Ergänzend jedoch soll die abschließende, umfassende Fallstudie auf eher *induktive* Weise zunächst von einem sehr konkreten Problem der Energiewende ausgehen (nämlich der zurückhaltenden Installation von Smart Grids), und dabei gegenstandsbezogene Aussagen erarbeiten, welche es schrittweise zu abstrahieren gilt. Während im ersten Teil in gewisser Weise also ein theoriegesteuerter *Querschnitt* der energiepolitischen Steuerung dargestellt wird, welcher verschiedenen Technologien zur Illustration unterschiedlicher Problemperspektiven heranzieht, bildet die Smart Grid-Fallstudie auf Basis einer einzelnen Technologie gewissermaßen einen *Längsschnitt*, welcher die hierfür relevanten Akteurstypen, Wertschöpfungsstufen und Regulierungskontexte ‚durchdekliniert‘.

Insgesamt ist das Ziel des dritten Hauptteils der Arbeit also eine erweiterte und aktualisierte Politikfeldanalyse der deutschen Energiewende-Politik, welche bestehende, sehr erkenntnisreiche Ansätze zusammenführt und um weitere gegenstandsbezogene Konzepte ergänzt. Ungeachtet der zunehmenden

wissenschaftlichen Auseinandersetzung mit dem Themenfeld Energiewende, stellt eine solche Betrachtung bislang eine Forschungslücke dar.

5.1 *POLITICS MATTER*: ZUR HANDLUNGSFÄHIGKEIT POLITISCHER AKTEURE IM MEHREBENEN-KONTEXT

„Was beim Öl die Scheichs sind, sind bei den Erneuerbaren die Regionen. Sie sind quasi die Eigentümer dieser Ressourcen, sie sind die naturräumlich ausgestatteten bzw. privilegierten Anbieter dieser Quellen und drängen folglich jeweils auf deren In-Wert-Setzung.“ – Luhmann (2012, S. 31)

Bei der Transformation des Energiesystems handelt es sich letztlich um einen tiefgreifenden sozio-technischen Pfadwechsel, welcher zahlreiche Lebens- und Wirtschaftsbereiche erfasst und dessen Umsetzung die gesamte Bandbreite staatlicher Handlungsoptionen ausschöpft. Voraussetzung ist also ein informiertes, langfristig steuerungsfähiges und durchsetzungsstarkes politisches System. Die Sicherstellung nachhaltigen Wirtschaftens als Garantie auch *zukünftiger* Daseinsvorsorge könnte – mit einer gewissen Überspitzung – als die ‚historische Vollendung‘ des modernen Wohlfahrtsstaats interpretiert werden. Dieser allerdings stellt bereits einen historischen Ausnahmefall politischer Ordnung dar. Eine solche Sichtweise verstellt jedoch den Blick auf die Tatsache, dass auch die Evolution von Institutionen als *Anpassung* und nicht als eine Verbesserung implizierende *Weiterentwicklung* zu verstehen ist. Es kann also keineswegs als gesichert angenommen werden, dass die Ordnungsform des Staates dieses zusätzliche Nischenerfordernis mit seinen bestehenden funktionellen Bebürdungen ohne weiteres in Einklang bringen kann. Zudem fällt diese Aufgabenerweiterung in eine Phase, in welcher verschiedene theoretische Perspektiven dem Staat ebendiese Handlungsfähigkeit zumindest anteilig abzusprechen geneigt sind (van Creveld, 1999). Staatliche Ordnung, so die Argumentation, sei an den Grenzen ihrer Gestaltungsmacht angelangt. Als Ursachen werden hierbei angeführt:

- der steigende Grad internationaler wirtschaftlicher Verflechtung (Reiche, 2005b),
- die zunehmende supranationale Integration – zunächst etwa im Rahmen der EU (Fischer & Geden, 2008) – welche de facto eine Aufgabe nationalstaatlicher

Kompetenzen zur Folge hat und im deutlichsten Fall gar in einer kaum formalisierten *global public policy* mündet (Reinicke, 1998)

- die Erkenntnis, dass der Staat nur *einen* ordnungsbildenden Akteur innerhalb komplexer Steuerungsnetzwerke darstellt (Mayntz, 2004),
- die im Rahmen der vergleichenden Staatstätigkeitsforschung existierende *sozioökonomischen* Theorieströmung, welche die namensgebenden Handlungszwänge sowie verringerte Gestaltungsspielräume in den Vordergrund rückt (Blum & Schubert, 2009, S. 39f; Schmidt, et al., 2007).

Zwischen beiden Extremdeutungen – der des allmächtigen Sozialstaates sowie der des inmitten einer Vielzahl an Akteuren und Prozessen zerriebenen ‚Ordnungsanachronismus‘ – hat sich jedoch ein vermittelnder Konsens etabliert: Demzufolge macht ein nach wie vor hohes Maß an Steuerungskompetenz den Nationalstaat zum keinesfalls einzigen, jedoch entscheidenden Player innerhalb mehrschichtiger Governance-Netzwerken:

Es gibt kein funktionales Äquivalent für nationale Regierungen, was ihre Sichtbarkeit für den Bürger, ihre Legitimation, ihre Fachkompetenz oder ihre materiellen Ressourcen angeht. Der Nationalstaat steht im Vergleich der politischen Handlungsebenen (global bis lokal) unter dem höchsten Legitimationsdruck der Medien. Der Nationalstaat ist das komplexeste Beziehungsgeflecht innerhalb der internationalen Ordnung. Es sind in aller Regel nationale Regierungen, die – im Kollektiv – die internationale Politik formulieren und – individuell – umsetzen (Jänicke, 2003, S. 10).

Nationalstaatliche Handlungskompetenz hat hierbei durchaus zwei Gesichter; so kann sie etwa sowohl treibende als auch hindernde Kraft effektiver supranationalen Regimes¹⁵⁴ sein: Während etwa das als effektiv zu bewertende Ozonregime als Zeichen erfolgreichen institutionellen Lernens moderner Staatlichkeit angesehen werden kann (Biermann & Simonis, 1998), sind es jedoch ebenfalls staatlich vertretene Eigeninteressen, die einem wirksamen Klimaregime bislang klare Handlungsgrenzen aufzeigen: „Alles deutet somit darauf hin, dass die Klimapolitik noch länger und in den kommenden Jahren wieder deutlicher im Schatten nationalstaatlicher Handels-, Wettbewerbs- und Finanzmarktpolitik stehen wird“ (Brunnengräber, 2011, S. 37). Umgekehrt bedeutet dies jedoch auch, dass Staaten, die eine energie- und klimapolitische Vorreiterrolle als Chance wahrnehmen, sich nicht notwendigerweise

¹⁵⁴ Regime beschreiben Regelsysteme, welche ein gewisses Maß an politischer Steuerung bereitstellen, sich jedoch nicht (vollständig) auf formalisierte bzw. verrechtlichte Strukturen stützen (Krasner, 1982).

auf den häufig zitierten, durch sinkende Standards gekennzeichneten Unterbietungswettstreit einlassen (*Race-to-the-bottom*). Vielmehr ergeben sich im Wettbewerb um wirtschaftliche Standortvorteile auch *First-mover-advantages* als Folge ambitionierter Politiken, welche nicht selten Vorbildwirkung entfalten (Reiche, 2005b).

Insgesamt zeigt sich, dass die Wirkung verschiedener Politiken – wenngleich im Rahmen bestimmter Handlungskorridore – durchaus einen großen Unterschied macht („politics matter“). Dies wird durch die empirischen Befunde politikwissenschaftlicher Vergleichsforschung unterstrichen, welche im letzten Jahrzehnt insbesondere Regime zur Förderung Erneuerbarer Energien auf zwischen- und substaatlicher Ebene verglichen hat (s. Kap. 1.3.). Tenor ist hierbei stets, dass die jeweiligen sozialen, politischen, geografischen etc. Kontextbedingungen zwar die Wirksamkeit von Erneuerbare-Energien-Politik beeinflussen, andererseits jedoch die Ausgestaltung von Förderinstrumenten ungeachtet dieser Rahmenbedingungen die wesentlichste unabhängige Variable darstellt. Ganz augenscheinliche zeigt sich dies bei der umfangreichen Installation von PV-Anlagen in geografisch wenig begünstigten Regionen.

Wie sich obigen Beispiel internationaler Regime bereits offenbart, ist die Handlungskompetenz politischer Akteure an die Machtverteilung sowie an die Interdependenzen innerhalb eines Mehrebenensystems gebunden, welche durch das Konzept der *Multi-Level-Governance* erschlossen wird (Hirschl, 2008; Ohlhorst, et al., 2013; Santorius & Braun, 2008). Innerhalb dieses Handlungskontexts lassen sich für jede Ebene recht spezifische ‚Einfallstore‘ für das steuernde Eingreifen identifizieren, welche jedoch auch Grund für Kompetenzstreitigkeiten oder gar institutionelle Blockaden sein können (s. zur dieser *Politikverflechtung* Blum & Schubert, 2009, S. 75). Im Folgenden soll zunächst die für die deutsche Energiesystemtransformation relevante Kompetenzverteilung zwischen EU, Bund sowie Ländern und Kommunen knapp umrissen werden, wobei der Schwerpunkt auf den sich gegenwärtig herauskristallisierenden, ebenentypischen Steuerungszugängen sowie der Dynamik zwischen den verschiedenen Ebenen liegen soll.

5.1.1 Europäische Union

Der Energiesektor stellt seit Gründung der Europäischen Gemeinschaft eines ihrer zentralen Politikfelder dar. Dies hat nicht zuletzt historische Gründe, war ihr Vorläufer doch die Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS). Von einer tatsächlich *gemeinsamen Energiepolitik* ist jedoch erst im Rahmen der Liberalisierung der Energiemärkte der Mitgliedsländer sowie der auf die Reduzierung der Importabhängigkeit zielenden Energieaußenpolitik zu sprechen (BPB [Bundeszentrale für politische Bildung], 2013). Die Energiepolitik der EU ist dabei eng mit ihrer Klimapolitik verknüpft: Im Rahmen des Europäischen Programms für den Klimaschutz (European Climate Change Programme; ECCP) strebt die Europäische Union danach, ihren Beitrag zur Erderwärmung entsprechend der internationalen Ziele des Kyoto-Protokolls zu begrenzen. Die relevantesten Säulen der europäischen Klimapolitik im Energiesektor sind die Emissionshandel-Richtlinie, die Erneuerbare-Energien-Richtlinie sowie die Energieeffizienz-Richtlinie (BMW, 2015e). Gemäß den Beschlüssen des Europäischen Rats von 2007, welche als 20-20-20-Ziele auf eine griffige Formel gebracht wurden, sollen im Rahmen dieses Klimapakets bis 2020 die CO₂-Emissionen im Vergleich zu 1990 um 20% vermindert werden sowie der Anteil der Erneuerbaren Energien auf 20% des Endenergieverbrauchs steigen. Gleichzeitig soll der Primärenergieverbrauch gegenüber einem *Business-as-usual*-Pfad um ebenfalls 20% sinken (Europäische Kommission, 2015b).¹⁵⁵ Im Jahr 2014 wurde ein Nachfolgeregime verabschiedet, welches Treibhausgasemissionen bis 2030 auf 40% an hob und für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz jeweils Zielvorgaben in Höhe von 27% machte (Europäische Kommission, 2015a). Im Vorfeld hatte sich jedoch gezeigt, dass gerade die Vorgabe des EE-Ausbaus als eigenes Teilziel nicht bei allen Staaten auf Resonanz gestoßen war, was die vergleichsweise geringen Ausbauambitionen in diesem Bereich erklärt. Dies illustriert, dass abgesehen von den rahmenden – und durchaus verbindlichen – Vorgaben die Mitgliedsstaaten nach wie vor individuelle Energiemixe und Technologiepfade anstreben:

Insgesamt lässt sich die EU-Ebene als *Rahmen* der einzelstaatlichen Energiepolitik beschreiben: Die verbindlichen Richtlinien, unverbindlichen Leitlinien und Empfehlungen der EU erzeugen Rechtfertigungsdruck, den

¹⁵⁵ Die Ziele sind jedoch nicht ohne Dynamik: So war – in Abhängigkeit vergleichbarer Ambitionen anderer Industrieländer – eine mögliche Anhebung der CO₂-Reduktion auf 30% vorgesehen.

die Mitgliedsstaaten trotz ihres Souveränitätsvorbehalts nicht ignorieren können (Gawel, et al., 2014, S. 25).

Der Einfluss der EU auf die individuellen Förderregime hält sich trotz wiederholter Harmonisierungsbemühungen in engen Grenzen; dies ist eng verbunden mit dem Streben nach einem Energiebinnenmarkt, welches bislang nicht über ein 2002 formuliertes unverbindliches Strom-Verbundziel hinausgekommen ist (Energate, 2014f).¹⁵⁶ Laut Fischer & Geden (2012, S. 1)

suggeriert die Formulierung von europäischen Zielen für 2050 ein Ausmaß an politischer Steuerungsfähigkeit auf EU-Ebene, das bislang nicht gegeben ist, da die europarechtlichen Bestimmungen den Mitgliedsstaaten die entscheidende Rolle bei der Gestaltung des Energiemixes zuweisen.

Eine Europäisierung energiepolitischer Steuerung hinsichtlich des „Zentralisierungsgrads von Entscheidungsbefugnis“ sowie bezüglich des „Homogenitätsgrad[s] von Policies“ (Gawel, et al., 2014, S. 5) ist damit zwar Bestandteil der Forschungsdebatte (Fischer & Geden, 2011)¹⁵⁷ und wird insbesondere auch von Verfechtern einer zentralen Energiezukunft gefordert, muss jedoch aus wissenschaftlicher Sicht unter Verweise auf politische Durchsetzbarkeit und die Effektivität subsidiärer Förderregime sehr differenziert betrachtet werden. Zudem lässt sich nach Kitzing, et al. (2012, S. 200) eine zunehmende „bottom-up convergence“ nationaler Förderkonzepte beobachten. Hier führen die Erfahrungen und Lerneffekte der Einzelstaaten durch die wechselseitige Übernahme erfolgreicher Regulierungen (*best-practices*) zu einer kontinuierlichen, wenngleich nicht zentral gesteuerten Harmonisierung (s.u.).

Während sich harmonisierte Technologiepfade und energiepolitische Kompetenzabgaben den Mitgliedsländern nur schwer abtrotzen lassen (Brand & Corbach, 2005), stellt das Wettbewerbsrecht ein wirksames Instrument der Einflussnahme auch auf die nationale Energiepolitik dar, welches insbesondere die EU-Kommission als Hebel für ihre Harmonisierungsbemühungen zu nutzen versteht

¹⁵⁶ Hierbei wäre ein bestimmter Anteil der nationalen Erzeugungsleistung als Kapazität für den grenzüberschreitenden Stromtransport bereitzustellen.

¹⁵⁷ Hier wird nicht unbedingt eine mangelnde zentrale Steuerung, wohl aber das weitreichende Fehlen einer zwischenstaatlichen Abstimmung als Steuerungsdefizit ausgemacht: „Die europäische Dimension der deutschen Energiewende kam in der nationalen Debatte bislang kaum zur Geltung [...]. Zum einen müssen die angestrebten Wirkungen nationaler Politikansätze stets im Kontext des bestehenden europäischen Umfelds bewertet werden. Zum anderen genügt es nicht, die Energiewende als ein auf Deutschland beschränktes Projekt zu betreiben“ (Fischer & Geden, 2011, S. 1).

(Fischer & Geden, 2008). Zuletzt hatte EU-Wettbewerbskommissar Almunia noch kurz vor der Verabschiedung der EEG-Reform im Bundestag im Jahr 2014 wettbewerbsrechtliche Bedenken geäußert und damit Nachbesserungen bezüglich Belastung des Eigenstromverbrauchs für Neuanlagen nötig gemacht (Energate, 2014b). Bereits im Vorjahr war ein Beihilfeverfahren eröffnet worden, welches die besondere Ausgleichsregelung bei der Zahlung der EEG-Umlage zum Gegenstand hatte und somit dem Reformdruck erhöhte.

Generell ist die Ökostromförderung der Mitgliedsländer jedoch von wettbewerbsrechtlichen Erwägungen weitgehend geschützt. So hat die richtungsweisende Beurteilung, das deutsche EEG stelle keinen illegitimen Wettbewerbseingriff dar, das Primat der EE-Förderung gegenüber anderen Politikzielen zunächst deutlich herausgehoben (Helmholtz Allianz ENERGY-Trans, 2014, S. 4; Körner, 2005, S. 222). Dennoch lässt sich zeigen, dass gerade das Wettbewerbsrecht nicht selten als Ansatzpunkt für einen *Ebenenwechsel* dafür gesorgt hat, dass restriktive regulative Strukturen zugunsten etwa eines verbesserten Marktzugangs für EE aufgebrochen wurden (Hirschl, 2008). Prominentestes Beispiel ist die Liberalisierung des Energiemarktes im Jahr 1998, welche in Deutschland im Wesentlichen durch Initiative der Europäischen Union zustande kam (Krisp, 2007; Wurster, 2010). Mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung wurde in Deutschland ab 2005 so auch die Praxis des verhandelten Netzzugangs, welche EE-Erzeuger benachteiligte, im Rahmen eines konsequenten *Unbundlings* sowie durch die Gründung einer Regulierungsbehörde beseitigt (Pollitt, 2008; s. auch Kap. 5.6.). Hierdurch wurden die Binnenmarkt-Beschleunigungsrichtlinien der EU-Kommission zumindest teilweise umgesetzt.

5.1.2 Bundesebene¹⁵⁸

Auf Bundesebene konzentriert sich – als Teil der konkurrierenden Gesetzgebung – die Mehrzahl energiepolitischer Kompetenzen (Ohlhorst, et al., 2013, S. 52), insbesondere solche, welche auf Finanzierungsinstrumenten beruhen. Hierunter fallen etwa die Technologieförderung über das Erneuerbare Energien-Gesetz, das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und die Förderung durch KfW-Kredite v.a. für die energetische Gebäudesanierung. Seit 2012 ist auch die Verantwortung für länderübergreifende

¹⁵⁸ Um Dopplungen zu vermeiden ist dieses Unterkapitel kurz gehalten, da weitere Eigenschaften bundespolitischer Steuerung in späteren Kapiteln thematisiert werden.

Stromtrassen auf die Bundesnetzagentur, also eine Bundesbehörde übergegangen; zudem wird der Netzausbau durch das Bundesbedarfsplangesetz gerahmt. Insgesamt steht mit der BNetzA ein der Bundesregierung unterstellter Akteur zur Verfügung, welcher zwischen verschiedenen energiewirtschaftlichen und -politischen Akteuren vermittelt, Expertisen bereitstellt und insgesamt als ‚Institutionalisierung der Energiewendepolitik‘ betrachtet werden kann (s. Kapitel 5.6).

Ungeachtet des hohen Stellenwerts einer integrierten europäischen Klima- und Energiepolitik ist zudem kein Automatismus hin zur Aufgabe nationaler Kompetenzen zugunsten der EU-Ebene zu beobachten. Dies ist nicht zuletzt auf die national sehr unterschiedlichen Energiekonzepte zurückzuführen, für welche die gemeinsamen Zielvorgaben eher Leitplanken darstellen. Im Zuge eines Steuerungsmusters, welches Reich (2005b, S. 5) als „Methode der offenen Koordination“ beschreibt, treten demnach detailliert ausgestaltete Richtlinien in den Hintergrund. Dafür sollen auf nationalstaatlicher Ebene Zielvorgaben gemacht werden (z.B. zur CO₂-Einsparung), welche eigenverantwortlich, jedoch unter den Augen von EU und Nachbarstaaten umgesetzt werden. Aus der resultierenden Lösungsvielfalt würden erfolgreiche Politikgestaltungen daraufhin mit hoher Wahrscheinlichkeit von anderen Staaten übernommen, was zu einer indirekten steuerungspolitischen Konvergenz führt.

Mit dem *Integrierten Energie- und Klimaprogramm* der Bundesregierung und der vielfach referenzierten BMU-Leitstudie gibt die Bundesregierung insgesamt die Richtung, nicht jedoch den Takt für die Energiesystemtransformation vor: In den vergangenen Jahren ist sie mehrfach daran gescheitert, die meist sehr ambitionierten Ausbauziele der Bundesländer mit dem eigenen Energiekonzept in Einklang zu bringen bzw. die Technologieförderung durch das EEG – ein im Bundesrat meist zustimmungspflichtiges Gesetz – dergestalt anzupassen, dass sie eine entsprechende Steuerungswirkung entfalten würde (s. Kap. 5.2). Mit Blick auf die Implementation von spezifischen Technologiepfaden gelangt der Bund ebenfalls an Gestaltungsgrenzen. Dies zeigt sich etwa am Widerstand der Länder in der CCS- und Fracking-Frage (s. Kap. 3.3.11 und 3.3.12), wo die Verhandlungsposition der Länder vor allem durch das Drohpotenzial restriktiver Genehmigungsverfahren (s.u.) zu deutlichen Zugeständnissen seitens des Bundes bei den entsprechenden Gesetzesinitiativen führten.

5.1.3 Bundesländer und Kommunen

Mit Blick auf eigene Handlungsspielräume des EE-Ausbaus verweisen die Bundesländer nicht selten auf ihren vergleichsweise nachrangigen Einfluss in der Energiepolitik, wie folgendes Beispiel aus Bayern illustriert:

80% der Gesetzgebungskompetenzen im Energiebereich liegen beim Bund, für die restlichen 20% zeichnet Europa verantwortlich. Das heißt: Auch wenn die Länder und die Kommunen wie im Freistaat Bayern ein hohes Tempo anschlagen und vorbildlich arbeiten, braucht die Energiewende zwingend ein ebenso schnelles und entschlossenes Vorgehen des Bundes, um ein Erfolg zu werden (Hessel, 2012, S. 10).¹⁵⁹

Demgegenüber belegen zahlreiche Studien und Expertisen, dass gerade Bundesländer und Kommunen über eine bemerkenswerte Handlungsfähigkeit hinsichtlich der Steuerung des Zubaus erneuerbarer Energien verfügen. Diese findet sich jedoch weniger in der Ausgestaltung der Finanzierungsbedingungen, sondern beim Ausschöpfen verwaltungs- und planungsrechtlicher Spielräume (DIW, et al., 2014; Mez, et al., 2007). Bundesländer „setzen eigene Ausbauziele, führen Förderprogramme durch und beeinflussen die Entwicklung maßgeblich durch die Gestaltung rechtlicher und administrativer Rahmenbedingungen“ (Diekmann & Groba, 2010, S. 2).

Aretz, et al. (2013) zeigen, dass die Bundesländer beim Ausbau erneuerbarer Energie durch drei Wertschöpfungskomponenten im beachtlichen Maße profitieren können, nämlich durch „Einkommen aus Beschäftigung, Gewinne der beteiligte Unternehmen und Steuereinnahmen für die kommunalen Haushalte und das Land“ (ebd. 52).¹⁶⁰ Gerade mit Blick auf die Steuerbarkeit durch die Länder empfiehlt sich zudem die Unterscheidung in die reine Produktion von EE-Anlagen, deren Erfolg nur im begrenzten Maße zu beeinflussen ist und ggf. nur wenigen Unternehmensstandorten zugutekommt, sowie die eher breit verteilten und durch Länderkompetenzen gezielt zu steuernden Einnahmen, die durch Errichtung und Betrieb entstehen. Die Installation von Infrastruktur zur Energieumwandlung ist mit großen lokalen Vorteilen verbunden, wie eine Expertise von Karpenstein & Rüppel (2010) zeigt. Kommunen profitieren demnach von

¹⁵⁹ Diese Argumentation findet auch mit Blick auf die Kostendynamik der Energiewende Anwendung.

¹⁶⁰ Im Original hervorgehoben.

- Gewerbesteuern – selbst wenn die Betreiberfirma ihren Sitz nicht in der betreffenden Kommune hat, so wird dennoch ein Anteil von 70% an der zu entrichtenden Steuer an jene Kommune entrichtet, in welcher die WKA installiert ist
- Private oder kommunale Pachteinahmen für die Bereitstellung von Flächen
- Wegeabgaben für die vom Betreiber zu errichtende Infrastruktur, welche für Bau und Wartung der Anlagen notwendig ist
- Mögliche Verbrauch- und Aufwandssteuern, welche die Kommunen erheben dürfen – dies ist jedoch eine eher hypothetische Möglichkeit
- Beschäftigungseffekte bei Bau und Wartung
- Der – rechtlich inzwischen begrenzten – Chance, als Betreiber oder Mitgesellschafter des Projekts zu fungieren.¹⁶¹

Diesen Anreizen stehen Handlungsspielräume gegenüber, deren Effektivität in der Vergangenheit bereits belegt werden konnte. Zum einen nämlich zeigt der Ausbau der Windkraft im Bundesgebiet in den vergangenen Jahren kein konstantes Wachstum; vielmehr war der Zubau an installierter Leistung seit 2003 deutlich rückläufig und lag 2010 unter dem Wert von 1999 – laut UBA (2013a, S. 6f) war für diese Entwicklung in erster Linie das Ausschöpfen der zunächst im eher geringen Umfang ausgewiesenen Flächen zur Windkraftnutzung verantwortlich, was unter die Zuständigkeit der Bundesländer bzw. Planungsregionen fällt.

Zum zweiten spielen naturräumliche Bedingungen wie die Windhöffigkeit einer Region sowie die Besiedlungsdichte bei Investitionsentscheidungen ohne Zweifel eine bedeutende Rolle. Allerdings zeigen auch Vergleiche zwischen Bundesländern *ähnlicher Eignung*, dass verschieden genutzte Länderkompetenzen zu deutlichen Unterschieden bei der tatsächlichen Installation führen (DIW, et al., 2014; Mez, et al., 2007): Neben regional unterschiedlich ausgeprägter lokaler und damit landes- und kommunalpolitisch reflektierter Akzeptanz¹⁶² seitens der Bevölkerung, sind es vor allem fördernde oder einschränkende Vorgaben bei der *Ausweisung von geeigneten*

¹⁶¹ Karpenstein & Rüppel (2010) verweisen der Vollständigkeit halber zudem auf die Möglichkeit von „Infrastrukturbeiträgen und Spenden“ seitens der Betreiber, was gelegentlich praktiziert werden, aber eine rechtlich fragwürdige Maßnahme darstellt. Daher taucht das Argument nicht in der o.g. Darstellung auf.

¹⁶² Andererseits ist es gerade eine „vorausschauende Flächen- und Standortplanung“, welche Akzeptanzkonflikte frühzeitig entschärfen kann (Ohlhorst & Schön, 2010, S. 214). Regionale Akzeptanzmuster sind mithin also nicht als alternativlose Rahmenbedingung, sondern als politische Outputgröße zu verstehen.

Flächen, welche die Investitionsneigung steuern können. Hier hat sich neben bloßen *Eignungsgebieten* die Bereitstellung von solchen Gebieten bewährt, in welchen die Windkraftnutzung Vorrang vor anderen Flächennutzungen genießt (*Vorranggebiete*). Demgegenüber kann in *Ausschlussgebieten* eine entsprechende Nutzung von vorneherein verboten werden (UBA, 2013b, S. 16). Den Kontext für diese Steuerung bietet die Raumplanung, diese ist ein als

Mehrebenensystem organisierte staatlich-hierarchische Funktion, die jedoch eine Vielzahl weiterer Akteure in ihre formellen sowie, mit wachsender Bedeutung, auch informellen Informations- und Beteiligungsverfahren einbezieht. Während die Bundes- und Landesgesetzgebung Grundsätze und Verfahren zu Standortfragen für EE festlegt, sind, abgesehen von der jüngsten Initiative zum Netzausbau, für die konkrete Lokalisierung von EE-Anlagen die lokale und teilweise regionale Ebene einschließlich der Landesebene zuständig (Klagge, 2013, S. 12).

Art und Umfang von Gebieten im Rahmen der Flächenausweisungen, aber auch von Abstands- oder Höhenregelungen (s. Kap. 3.3.4) beeinflussen deutlich, inwieweit Bundesländer und Kommunen ihre naturräumlich vorgegebenen und vom bundespolitisch verantworteten Förderregime abgesteckten Installationskorridore tatsächlich nutzen (AEE, 2015a, S. 23; Karpenstein & Rüppel, 2010; Ohl & Eichhorn, 2010). Gerade die landespolitisch eingebetteten, aber hauptsächlich von den regionalen Planungsgemeinschaften verantworteten *Regionalpläne* entfalten eine deutliche Hebelwirkung für die Ausweisung von geeigneten Gebieten. In der Praxis verringern konkrete Eignungsvorgaben die Unsicherheit sowie die Dauer von Genehmigungsverfahren, was sich beides in einem geringeren Aufschlag bei der Kapitalbereitstellung niederschlägt. Im oben angeführten Fall eines eigentlich nicht für Windkraft prädestinierten Bundeslands bewarb¹⁶³ etwa das Bayerische Landesamt für Umwelt eine „Gebietskulisse“ (Huber, 2012, S. 3), welche als ‚Filter‘ die Windhöflichkeit sowie genehmigungsrechtliche Aspekte (Abstände zu Wohngebieten; Ausschluss von Naturschutzgebieten etc.) auf das Landesgebiet anwendet. Resultat sei eine Ausweisung von etwa zwei Prozent der geeigneten Landesfläche, auf welcher die weitere kommunale Planung aufbauen könne. Die grundsätzlich zeit- und kostenintensiven Genehmigungsverfahren würden somit verkürzt bzw. aus

¹⁶³ Inzwischen ist der regulatorische Rahmen für die Windenergienutzung in Bayern jedoch deutlich weniger wohlwollend (s. Kap. 3.3.4).

Investorensicht berechenbarer gestaltet; hierzu trügen auch die *Hinweise zur Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen* bei (ebd.).¹⁶⁴

„Harte“ und „weiche“ Steuerungsinstrumente wurden nicht nur für einzelne Bundesländer wie Bayern (s. auch Göttlicher, 2011), sondern auch in Vergleichsstudien gut untersucht. Unter letztere fallen insbesondere die Studie von Mez, et al. (2007): Handlungsspielräume ergeben sich demzufolge im Rahmen „politischer Feinsteuerung“, worunter die bereits ausgeführten planungsrechtlichen Gestaltungsspielräume fallen, jedoch auch die Koordination von Netzwerken sowie das Vorantreiben von bottom-up Maßnahmen (z.B. durch Energieagenturen oder anderweitige institutionalisierte Möglichkeiten der Informationsbereitstellung). Im Gegensatz zur bundespolitischen Breitenförderung besteht die Möglichkeit, punktuell Leuchtturmprojekte zu verfolgen sowie eigene Energieziele zu formulieren bzw. überregionale Kooperationen voranzutreiben (ebd. 23ff). Auch das DIW et al. (2008; 2014) stellen seit 2008 im Zweijahresrhythmus Best Practice-Leitfäden zusammen, welche auf einer Evaluation der EE-Aktivitäten der Bundesländer beruhen. Hierzu werden Input- und Output-Indikatoren (d.h. Anstrengungen und Erfolge) sowohl hinsichtlich der Nutzung Erneuerbarer Energien als auch mit Blick auf den damit verbundenen wirtschaftlichen und technologischen Wandel erhoben und zur Basis eines Benchmarkings gemacht. Hieraus lassen sich Handlungsanweisungen ableiten, welche den Erkenntnissen von Mez, et al. (2007) ähneln: Dort werden umfassende Energieprogramme der Länder angeführt, welche gleichermaßen ambitioniert sein und sich im Einklang mit Energiezielen höherer Ebenen befinden müssten. Die Verbesserung der Informationsgrundlage relevanter Akteursgruppen sowie eine Vorbildfunktion bei eigenen Liegenschaften werden ebenso gefordert wie günstige planungs- und genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen. Zusätzlich werden Möglichkeiten der Ansiedlung von EE-Industrien statt reiner Installation betont (DIW, et al., 2008, S. 123ff).

¹⁶⁴ Diese enthalten einheitliche Richtlinien für Genehmigungsverfahren, d.h. „Aussagen zur Raumordnung und Regionalplanung, zur Flächennutzungs- und Bauleitplanung, zum immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren, zum Natur- und Artenschutz, zum Waldrecht und zum Denkmalschutzrecht“ (Huber, 2012, S. 4).

5.1.4 Steuerungsfähigkeit und Wechselwirkungen im Mehrebenensystem

Recht nachdrücklich legt der aktuelle Forschungsstand nahe, dass staatliche Akteure angesichts der Herausforderungen einer Energiesystemtransformation im Mehrebenenkontext, aber auch angesichts der Vielzahl politischer Akteure und Steuerungsformen nach wie vor über die größte Handlungskompetenz verfügen, da sie die Mehrzahl energiepolitisch relevanter Kompetenzen bündeln und in Governance-Netzwerken zwar nicht immer hierarchisch, zumindest aber als zentraler „Interdependenzmanager“ fungieren (Nuscheler, 2003, S. 45).¹⁶⁵ Ungeachtet dessen stellen die Machtverteilung zwischen verschiedenen politischen Ebenen sowie die daraus resultierende ‚Politikdynamik‘ sowohl einen Gegenstand politischen Streits als auch einen Schwerpunkt politikwissenschaftlicher Analyse dar. Mit Blick auf ersteres zeigt sich, dass in Positionspapieren auffindbare Aussagen wie jene, die Energiepolitik ‚müsse europäische sein‘, zwar ihre normative Berechtigung haben können, grundsätzlich jedoch eher in den Bereich politischer Positionierung denn als politikwissenschaftlichen Befund einzuordnen sind. Der Verweis etwa auf Konformität mit Europarecht oder gar mit dem wesentlich schwerer auszulegenden ‚europäischen Gedanken‘ bildet in diesem Sinne eher einen selektiven Legitimierungskontext für spezifische energiepolitische Zielstellungen: So verweisen Vertreter einer zentralen Energiezukunft gern auf die Notwendigkeit ‚europäischer Lösungen‘ etwa mit Blick auf das EU ETS oder auf harmonisierte EE-Förderkonzepte. Demgegenüber bemüht die dezentrale Perspektive den europäischen Kontext, etwa beim Thema Netzzugang, vor allem als Hebel zum Aufbrechen etablierter Marktstrukturen. Häufig sind daher Bewertungen der energiepolitischen Machtarchitektur als Narrationen zu verstehen (s. Kap. 4.2).

Aus politikwissenschaftlicher Sicht wiederum stellt sich vielmehr die Frage, wie die für die Energiewende notwendigen politischen Güter unter den Bedingungen der Multi-Level-Governance bereitgestellt werden. Die oben skizzierten Kompetenzspielräume nämlich sind kaum trennscharf voneinander abzugrenzen, sondern funktionieren über ein „komplexes Wechselverhältnis“ (Blum & Schubert, 2009, S. 76) zwischen den an diesem Steuerungsprozess beteiligten Ebenen. Einerseits lässt sich ein Muster

¹⁶⁵ Das Verhältnis zwischen hoheitlichem Regieren und netzwerkartiger Steuerung wird in Kapitel 5.3 näher beleuchtet.

identifizieren, nach dem „Mehrebenenpolitik als Treiber“ fungieren kann (Bruns, et al., 2009, S. 480). Hierdurch können vermittels eines vertikalen ‚über Bande-Spielens‘ regulative Lock-ins überwunden werden – so ist die Energiewende ohne das Aufbrechen der energiewirtschaftlichen Gebietsmonopole im Zuge der Energiemarktliberalisierung nur schwer vorstellbar. Santorius & Braun (2008, S. 30) erklären durch diesen Mechanismus auch die Schaffung des EU ETS. In der jüngsten Vergangenheit wiederum war im Vorfeld der EEG-Reform 2014 die Zustimmung der Bundesländer nicht zuletzt damit erzwungen worden, dass das neue EEG seitens der Bundesregierung mit der Reform der besonderen Ausgleichsregelung zur EEG-Umlage verknüpft war (s. Kap. 3.3.5): Hierzu hatte die EU im Vorjahr ein Beihilfeverfahren eröffnet, sodass bei einer Nichtzustimmung im Bundesrat Rückzahlungen für energieintensive Betriebe gedroht hätte (Europäische Kommission, 2013). Weiterhin vermag die Selbstverpflichtung etwa der EU-Mitgliedsstaaten zu den 20-20-20 Zielen in einer Wechselwirkung mit nationalen und kommunalen Konzepten zu einer Verstetigung von Transformationspolitik beitragen. Nicht zuletzt gehen mehrere Ebenen mit einer höheren Zahl subsidiär agierender Akteure einher – hierdurch wiederum entsteht eine Vielfalt an Möglichkeiten, die jeweiligen Handlungskorridore auszunutzen. Dieser ‚regulative Wettbewerb‘ kann, freilich im Rahmen gewisser Kontextbedingungen, durch Benchmarking und Lerneffekte die vorteilhaftesten Politiken identifizieren und übertragen. Folglich wird der deutsche Föderalismus, ungeachtet der seiner Systemlogik erwachsenden Trägheit, häufig als positiv für die Installation erneuerbarer Energieinfrastrukturen betrachtet (s. etwa Hirschl, 2008; Strunz, 2013).

Andererseits stellt die Koordination paralleler energiepolitischer Konzepte im Mehrebenensystem eine Herausforderung dar. Besonderes Kennzeichen, so Ohlhorst, et al. (2013, S. 50) sei mit Blick auf die Ausbaudynamik der EE ein großer Druck von unten, jedoch zu wenig Führung durch die Bundesregierung. Die Folge sind verschiedene *Energiewenden* welche aufgrund mangelnder Abstimmung eine zunehmende Desintegration des Energiesystems befürchten lassen:

Die Steuerungsansätze verschiedener administrativer Ebenen mit unterschiedlichen Interessen sind jedoch nicht auf die Optimierung und nachhaltige Entwicklung des Gesamtsystems ausgerichtet. Resultat ist ein Energieversorgungssystem, das auf regionalen Optimierungsstrategien und partiellen Regelungssystemen basiert, die nicht in konsistenter Weise in ein übergreifendes Regulierungssystem eingebettet sind (ebd. 53).

Dies betrifft etwa die Koordination der EE-Installation mit Netz- und Speicherinfrastrukturen, aber auch die reine Installationsrate – so übersteigen die aufsummierten Planungsziele der Länder bei weitem die Planungen des Bundes. Die Bewertung dieses Sachverhalts variiert je nachdem, ob er durch eine eher dezentrale oder zentrale Sichtweise auf das Energiesystem strukturiert bzw. narrativisch veranschaulicht wird. In jedem Fall kann die Stabilität des gesamten Energiesystems gegenwärtig zu einem gewissen Grad als ein *Allmendegut* interpretiert werden, für dessen Bewahrung keine ausreichenden Anreize bestehen. Auf Marktebene muss dies durch eine entsprechende Anreizregulierung bzw. Technologieförderung kompensiert werden (etwa durch angemessene Netzentgelte oder die Förderung von Speicherinfrastrukturen; s. Kap. 3.3.8 bzw. 5.4.2). Auf der Metaebene einer Verbesserung politischer Steuerungsfähigkeit gilt es, so folgert Klagge (2013, S. 14), statt einer zunehmenden Entkopplung¹⁶⁶ der hauptsächlich regionalen Planungsebene und der nationalen Entscheidungsebene, diese im Sinne effektiver „Governance-Strukturen“ enger miteinander zu verknüpfen.

Neben der obigen Leseweise, die Realität des Mehrebenensystems stelle beim Ausbau von Infrastruktur und EE eine koordinative Herausforderung für politische Steuerung dar, rückt mit Blick auf andere Regelungsfelder dessen Blockadepotenzial in den Vordergrund: Der Grund hierfür sind die – durchaus legitimen – Eigeninteressen verschiedener Akteure, deren Zustimmung als *Vetospiele*r für einen Wechsel des Status quo notwendig ist (Tsebelis, 2002; s. hierzu auch Blum & Schubert, 2009, S. 74f). Beispielhaft wären die Energieeffizienzbemühungen der Europäischen Union etwa im Mobilitätssektor – hier nimmt die Bundesrepublik eine Blockadehaltung ein – oder die unzureichende Nachsteuerung des EU ETS zu nennen. Bei letzterem scheiterte bislang ein ambitioniertes Backloading (d.h. eine einmalige Zertifikatsverknappung) oder gar die Einführung eines entsprechenden Automatismus am Widerstand zahlreicher Mitgliedsländer (s. Kap. 5.5.4): „Das Emissionsbudget des Emissionshandels richtet sich nach dem den politischen Akteuren und insbesondere den für die betroffenen Industriesektoren noch als nicht geschäftsschädigend zu vermittelnden Preis“ (Weber & Hey, 2012, S. 46). Im deutschen Fall sind insbesondere die in ihrer Effektivität weitgehend anerkannten Anreize zur energetischen

¹⁶⁶ Diese besteht darin, dass „konkrete Standort- und Trassenentscheidungen überwiegend auf der lokalen und regionalen Ebene getroffen [werden], während Bedarfsklärung und Entscheidung über den Ausbau des Höchstspannungsnetzes auf der nationalen Ebene angesiedelt sind“ (Klagge, 2013, S. 10).

Gebäudesanierung an der Politikverflechtung (Scharpf, 1999) zwischen Bund und Ländern gescheitert (s. folgendes Kapitel). Da die Kompetenzverteilung im Mehrebenensystem damit sowohl hemmend als auch treibend wirken kann, stellt sich folglich die Frage, unter welchen Bedingungen politische Aushandlungsprozesse kooperativ oder konflikthaft verlaufen. Einen methodischen Zugang hierzu bietet die Verknüpfung von Politikgehalten und Politikprozessen nach Lowis (1972) Konzept der *Policy-Arenen*, welches im folgenden Kapitel umrissen werden soll.

5.2 POLICY-ARENEN

„*There is more urge for classification than desire for complexity.*“ – Lowi (1972, S. 299)

Der unterschiedliche Grad an Konflikthaftigkeit verschiedener Politikinhalt im Mehrebenenkontext lässt sich auch im Rückgriff auf Lowis These der *Policy-Arenen* erklären: Eine Arena umfasst sämtliche Konflikt- und Konsensprozesse bei der Aushandlung einer Politik. Sie „bezieht sich auf das Umfeld, in dem der Politikinhalt durchgesetzt werden muss. Sie wird durch die Erwartungen derer bestimmt, die von dem betreffenden Politikinhalt betroffen sind“ (Heinelt, 2003, S. 121). Ziel dieser Herangehensweise ist es, auf Basis der Formel „politics determine policy“ (Lowi, 1972, S. 299) das Zustandekommen politischer Prozesse in Abhängigkeit politischer Inhalte zu erklären. Viel Kritik hat der Policy-Arenen-Ansatz dann erfahren, wenn er einen zu umfassenden Erklärungsanspruch erhob. So wird insbesondere betont, dass institutionelle Gefüge, Akteurskonstellationen, politikfeldspezifische Besonderheiten oder schlichtweg situative Handlungsbedingungen politische Prozesse stärker beeinflussen als der Typ des Politikinhalts. Gerade die zentrale Aussage, die Wahrnehmung einer Politik durch Akteure sei entscheidend, wirft die Frage auf, welche Mechanismen wiederum ebendiese Wahrnehmung strukturieren (Heinelt, 2003, S. 116ff). Grundaussage von Levis Konzept, welches einen Beitrag dazu leisten sollte, die ‚Black Box‘ der Bereitstellung politischer Güter zu entschlüsseln, ist jedoch keine pauschale Erklärung nach dem Strickmuster, EE-Politik sei grundsätzlich distributiv oder redistributiv. Vielmehr wird der Fokus darauf gelenkt, wie zentrale Akteure (z.B. Veto-Spieler) bei der Aushandlung politischer Regelungen die Entstehung von Kosten und Nutzen für sich einschätzen. Diese Einschätzung gilt es einerseits zu antizipieren, andererseits ggf. gezielt zu beeinflussen (z.B. durch Koppelgeschäfte oder gezieltes Framing).

Lowi identifiziert vier Typen von Politikinhalt, welche jeweils charakteristische Eigenschaften im politischen Aushandlungsprozess zur Folge haben und damit die Policy-Arena strukturieren (Windhoff-Héretier, 1987, 45). Im Einzelnen handelt es sich um die folgenden Typen (Überblick nach Heinelt, 2003, S. 117; Lowi, 1972, S. 300; Schubert, 1991, S. 61ff):

- *Distributive Policies* (z.B. Subventionen oder Infrastrukturausgaben), welche Allen oder einem Teil der Adressaten zugutekommen, ohne dass damit eine Verlustempfindung für andere einherginge; die Arena ist folglich von Konsens geprägt
- *Redistributive Policies* (z.B. progressive Einkommenssteuer; Ökosteuer), bei welcher eine (wahrgenommene) Umverteilung zwischen verschiedenen Adressaten stattfindet; die Folge ist meist eine sehr konfliktreiche Arena
- *Regulative Policies* (z.B. Emissionsschutzgesetze; Wettbewerbsrecht), welche über ‚harte‘ staatliche Ge- und Verbote funktionieren und je nach Interessenorganisation zeitlich wechselnd konfliktreiche Arenen produzieren können
- *Selbstregulative Policies* (z.B. Tarifpolitik; Bürgerrechtspolitik), welche sich auf die Art und Weise beziehen, wie sich Adressaten untereinander über gesellschaftliche Sachverhalte verständigen; sie neigt ebenfalls dazu, in einer konfliktreichen Arena ausgetragen zu werden

Während etwa die klassische Umweltpolitik eher auf regulativen Policies beruhte, sind für die Energiesystemtransformation vor allem Finanzierungsinstrumente relevant, welche distributive und redistributive Züge annehmen können:

Konkret bedeutet dies, dass bei einer redistributiven Politik, die auf Umverteilung abzielt und Kosten und Nutzen ungleich verteilt, von einer durch Konflikte gekennzeichneten Politikarena auszugehen ist. Dagegen kann bei einer distributiven Politik, die die Bereitstellung allgemein zugänglicher Leistungen beinhaltet und Kosten- und Nutzenverteilungen weitgehend unklar lässt, von einer Politikarena ausgegangen werden, in der sich konsenshafte oder zumindest konfliktfeiere Politikprozesse abspielen (Heinelt, 2003, S. 116).

Durch diese theoretische Sichtweise lässt sich der sehr dynamische Ausbau der Erneuerbaren Energien auch dadurch erklären, dass er im Verbund mit wirtschaftsstrukturellen ‚Türöffnern‘ begründet wurde und damit letztlich ein *Wachstumsversprechen* darstellt: Vor allem nord- und ostdeutsche Flächenländer sahen hierin die Chance, dem Strukturwandel entgegenzutreten; etwas verspätet reagierten die süddeutschen Länder teils aus einer Versorgungssicherheits-, ebenfalls aber aus einer Wertschöpfungs-Motivation heraus. Dieses Muster zeigte sich bereits beim Vorläufer des EEG, dem Stromeinspeisegesetz von 1991. In diesem schuf eine überparteiliche Koalition aus Abgeordneten eine Förderregelung, welche

gleichermaßen auf norddeutsche Windkraft und süddeutsche Wasserkraft zugeschnitten war und seitens der Bundesländer daher nicht auf Widerstand stieß (Bechberger, 2000; Hirschl, 2008; Stefes, 2010).

Die Kosten für diese Förderpolitik sind über die EEG-Umlage breit, d.h. auf alle nicht-privilegierten Stromverbraucher verteilt, weshalb sich zunächst kein Verteilungskampf offenbarte. Erst mit dem Steigen der Umlage auf über 5 Cent pro kW/h für Haushaltskunden und der öffentlich debattierten Notwendigkeit, die bestehende Überförderungen abzubauen, nahm die Aushandlung redistributive Züge an. Zentral war also auch hier die *Wahrnehmung* politischer Akteure bzw. der medial ausgedeuteten Öffentlichkeit, es fände eine Umverteilung finanzieller Ressourcen statt. Dies zeigte sich erstmals in großem Umfang während der Debatte um die Kürzung der Einspeisevergütung für Photovoltaik im Jahre 2012. Inzwischen hatten jedoch zahlreiche Bundesländer (z.B. Sachsen-Anhalt) eine nennenswerte Zulieferindustrie aufgebaut; andere Länder sahen die durch lokale Installation generierte Wertschöpfung bedroht (s. Kapitel 5.1.3). In der Folge scheiterte die ambitionierte Kürzungsinitiative der schwarz-gelben Bundesregierung im Bundesrat – auch am Widerstand CDU-regierter Bundesländer. Der Kompromiss in Gestalt der Photovoltaiknovelle vom Juni 2012 beinhaltet eine Verringerung der Förderhöhe, welche sich zukünftig an einem *atmenden Deckel*¹⁶⁷ orientieren sollte, sowie die Einführung einer maximalen Förderhöhe von 52 GW (Clearingstelle EEG, 2012). Gerade die letztgenannte Deckelung – sie müsste angesichts des bisherigen Ausbaus voraussichtlich deutlich vor 2020 in Kraft treten (Bode, 2013) – stellt hierbei eher eine Vertagung des Konfliktes dar, da ein Auslaufen der Förderung nur schwer vorstellbar ist und die Annäherung an die maximale Förderhöhe in der Vergangenheit stets zur Erstellung eines neuen Förderdesigns geführt hat (Bechberger, 2000; Dagger, 2009).¹⁶⁸

Lösungen nach dem Muster des atmenden Deckels können dennoch als Prophylaxe für das grundsätzliche Dilemma redistributiver Eingriffe in etablierte Fördersysteme

¹⁶⁷ Die Höhe der Einspeisevergütung wird – neben der ohnehin gesetzlich verankerten Degression – an Installationszahlen gekoppelt; d.h. sie sinkt umso schneller, je mehr Anlagen ans Netz gehen. Umgekehrt wird die Degression verlangsamt, wenn der Ausbaupfad unterschritten wird. Großer Spielraum liegt jedoch bei der Ausgestaltung des Gesetzes hinsichtlich der Geschwindigkeit und Deutlichkeit, mit welcher auf solche Abweichungen reagiert wird.

¹⁶⁸ Eine weitere redistributive Frontlinie verlief in den folgenden Jahren zwischen den privaten Stromverbrauchern sowie der energieintensiven Industrie, welche durch sukzessive erweiterte Ausnahmeregelungen teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage befreit war (Besondere Ausgleichsregelung; s. Kapitel 3.3.5).

identifiziert werden, da sie in Zukunft keine neuen Aushandlungsprozesse erfordern und sich damit dem tagespolitischen Zugriff zwar nicht völlig entziehen, wohl aber deutlich höhere Hürden anlegen (s. Kap. 5.5). Andererseits setzt ein solches Gesetz zum Zeitpunkt seiner Erstellung ein hohes Maß an strategischer Planung bzw. Konsens voraus. Im Kontext der aktuellen EEG-Reformen darf zudem nicht vergessen werden, dass größere Investitionsvolumina – wie dies etwa bei Windparks der Fall ist – sich weitaus sensibler gegenüber monatlich schwankenden Vergütungen zeigen, da Finanzierungsplanungen erschwert bzw. durch Risikoaufschläge verteuert werden. Eine Abstraktion und gegenstandsspezifische Anpassung dieses Konzepts lernender Gesetze ist also unvermeidlich.

Während die EE-Förderung also einen Wandel von einer distributiven zu einer redistributiven Arena durchlebt hat, lässt sich die seit Jahren sehr stockende Anreizbildung zur Energieeffizienz (insbesondere im Gebäudebereich) dadurch erklären, dass hier seitens der Bundesländer – ungeachtet der zu erwartenden konjunkturellen Effekte (IFEU, et al., 2011) – eine *Verlustempfindung* überwiegt, da die Länder an der Gegenfinanzierung von steuerlichen Abschreibungen von Effizienzmaßnahmen zu beteiligen wären. Die so entstandene Frontstellung der Bundesregierung gegen die Länder konnte bislang nicht aufgelöst werden; zuletzt scheiterte im Frühjahr 2015 ein Kompromiss bereits innerhalb der Bundesregierung am Widerstand der CSU (IWR, 2015). Ein ähnliches Muster findet sich bei Effizienzprogrammen auf EU-Ebene, welche neben Effizienzrichtlinien¹⁶⁹ für Elektrogeräte – einer regulativen Policy – insbesondere auf den Mobilitätssektor zielt: Hier werden deutliche Emissionsminderungen des EU-weiten Fahrzeugparks angestrebt, wobei die Bundesregierung Ausnahmen im Sinne der sehr emissionsreichen deutschen Fahrzeugindustrie durchgesetzt hat. Regulative Policies, welche das Politikfeld der Energieeffizienz prägen, führen also durchaus zu unterschiedlichen Konfliktgraden. Rigide Verordnungen, welche auf ein Einsparen von Strom hinauslaufen – wie etwa sog. weiße Zertifikate, welche Stromlieferanten zu Einsparungsquoten verpflichten – sind bislang eher theoretische Erwägungen geblieben. Auch im Wärmesektor zeigt sich, dass vielmehr mit Effizienz auf der

¹⁶⁹ Hierbei hielt sich der Widerstand in Grenzen, denn diese führt letztlich zu einer neuen Entwicklungs- und Kaufwelle von Elektrogeräten, was mit keinen direkten Verlustempfindung verbunden ist sondern vielmehr als Anreizprogramm wirkt.

Erzeugungsseite (verbesserter Anschluss an die Fernwärme; neue Heizkessel für Privathaushalte) argumentiert wird.

Insgesamt lässt sie hierdurch die eingangs formulierte These stützen, die Energiewende komme überall dort gut voran, wo sie etwa als Treiber der Neuinstallation von EE-Anlagen oder Inkubator neuer Technologien, welche die *relative* Energieeffizienz verbessern, letztlich als *Wachstumsversprechen* auftritt. Das auf Mikroebene bereits gut untersuchte Phänomen eher geringer Bereitschaft zu energieeffizienten Verhaltensänderungen pflanzt sich also auch im Mehrebenensystem fort: Dort ist eher mit Blockadehaltungen denn mit regulativem Wettbewerb zu rechnen, wenn tatsächliche Verlusterwartungen die Arena strukturieren. Dies passt zum Befund, der etablierte deutsche „Erfolgsweg“ in der Umweltpolitik sei jener der *ökologischen Modernisierung*, bei der durch innovative technische Lösungen Umweltschutz und Industrieinteresse zueinander finden (Blum & Schubert, 2009, S. 101; s. hierzu auch Jänicke, et al., 2003). Da sowohl die Politikziele als auch die Instrumente der Energie- und Umweltpolitik zunehmend konvergieren, pflanzt sich dieses Muster pfadabhängig fort. Mithin ist es also nicht verwunderlich, dass die ehrgeizigen Ziele des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE), welchen die Bundesregierung als Rahmenprogramm zur Energieeinsparung verabschiedet hat,¹⁷⁰ bislang (Ende 2015) kaum umgesetzt worden sind. Dies ist eingebettet in die – recht grundsätzliche – Fragestellung, inwiefern sich staatlich verantworteter Umweltschutz bzw. nachhaltig orientierte Energiepolitik gegenüber etablierten Marktstrukturen durchsetzen können (s. hierzu auch Klein, 2015). Während diese Frage in ihrer Gesamtheit hier nicht zu beantworten ist, soll im folgenden Kapitel allerdings das Verhältnis aus staatlicher Steuerung und wirtschaftlicher Selbstregulierung im Kontext der Energiesystemtransformation beleuchtet werden.

¹⁷⁰ Inhalt sind neben dem erhöhten Fördervolumen zur Effizienzsteigerung im Gebäudebereich vor allem die „Einführung wettbewerblicher Ausschreibungen für Energieeffizienz“ sowie die „Schaffung von Energieeffizienznetzwerken“ unter Einbezug von Wirtschaftsakteuren (BMW, 2014c, S. 2).

5.3 JENSEITS VON STAAT UND MARKT – POLITISCHE REGULIERUNG ZWISCHEN KORPORATISMUS UND NETZWERKSTEUERUNG

„Weder der Staat noch der Markt ist stets ein Garant für nachhaltige und produktive Nutzung der Naturressourcen.“ – Elinor Ostrom (1999, S. 1)

Staatliche Steuerung ist – so sie es je war – nur noch sehr bedingt mit hierarchischem ‚Durchregieren‘ gleichzusetzen; vielmehr hat sich, inspiriert vor allem durch Ansätze der *Governance*-Forschung, die viel komplexere Deutung des *Handelns in Netzwerken* durchgesetzt. Mit Fokus auf „das Gesamt aller nebeneinander bestehenden Formen der kollektiven Regelung gesellschaftlicher Sachverhalte“ (Mayntz, 2004, S. 66) lenkt das Governance-Modell den Blick weg vom „Steuerungsparadigma des starken Staates“ (Risse, et al., 2006, S. 7). Stattdessen beleuchtet er die Vielfalt an „Koordinations- und Kooperationsformen zwischen staatlichen und nicht-staatlichen Akteuren“ (Aden, 2012).¹⁷¹ Eingebettet in die oben angeführte Debatte zur Steuerungsfähigkeit des Staates geht diese Sichtweise jedoch keineswegs von einer ‚Machtlosigkeit‘ des Staates aus, sondern begreift ihn als moderierenden Akteur innerhalb politikfeldspezifischer Governance-Geflechte, wo eine Vielzahl zivilgesellschaftlicher Akteure zur Bereitstellung politischer Güter beitragen. Gelegentlich *verwaltet* er also lediglich Prozesse gesellschaftlicher Selbstorganisation. Allerdings ist in diesem Zusammenhang nicht zu vernachlässigen, dass auch in solch selbstregulierten Ordnungsformen der *Schatten staatlicher Hierarchie* eine deutliche Antizipationswirkung entfaltet (Scharpf, 1997). Somit gleicht Regieren in Verhandlungssystemen als situationsbezogene Mischung aus „Hierarchie und Verhandlung [...] eher einem zu moderierenden Interdependenzmanagement“ (Korte & Fröhlich, 2004, S. 181). Der hierfür zur Verfügung stehende politische Instrumentenmix ist in Tabelle 10 überblickhaft dargestellt (s. hierzu auch Körner, 2005 und Böcher, 2012, S. 15; die Bandbreite möglicher Governance-Formen in der Energiepolitik zeigt überblickhaft Reiche, 2005a).

¹⁷¹ Zum Überblick über Nutzung und Bedeutungsebenen des Governance-Begriffs in verschiedenen Disziplinen s. Brunnengräber et al. (2004).

Rahmende Aktivitäten	Beeinflussung gesellschaftlichen Handelns			
Bereitstellung öffentlicher Güter	Direkte Steuerung	Indirekte Steuerung		
	Regulative Politik	Finanzierung	Strukturierung	Überzeugung
z.B. Sicherheit; Bildung; Infrastruktur	z.B. FCKW-Verbot; Verbot von Glühbirnen	z.B. Einspeisevergütung; Technologieförderung	z.B. Tarifrecht	z.B. Aufklärung zu Energieverbrauch

Tabelle 10: Politische Steuerungsinstrumente (angepasste Darstellung basierend auf Blum & Schubert, 2009, S. 86 u. 91)

Mittels der Steuerungsparadigmen der Politikwissenschaft kann also jene Entwicklungstendenz von hierarchisch-korporatistischer Steuerung hin zum Regieren in Netzwerken nachvollzogen werden, welche sich in der Energiepolitik fast schon exemplarisch vollzogen hat. Mautz (2012a) stellt anschaulich dar, dass es sich bei der traditionellen Energiewirtschaft um einen *staatsnahen Sektor* handelte, welcher sich in quasi symbiotischer Beziehung mit dem modernen Wohlfahrtsstaat entwickelt hat (s. hierzu auch Mayntz & Schneider, 1995). Dessen Visitenkarte zierte die Sicherstellung von günstiger und verlässlicher Energie als notwendige Bedingung für steigende Lebensqualität und ökonomisches Wachstum. Wettbewerbsrechtliche Aspekte waren bis zur Liberalisierung des Strommarktes 1998 deutlich nachrangig (Eickhof, 1998), was sich in der über Jahrzehnte hinweg etablierten Struktur vertikal integrierter Verbundunternehmen mit Gebietsmonopolen äußerte (Rosenbaum & Mautz, 2011, S. 410). Nicht zuletzt waren Staat und Energiewirtschaft – etwa über kommunale Beteiligungen – auch eigentumsrechtlich verflochten. In der Folge entwickelte sich ein engmaschiges, eher geschlossenes Steuerungsmuster korporatistischer¹⁷²

¹⁷² Korporatismus beschreibt die Einbindung von gesellschaftlichen Interessengruppen auf der Input-Seite des Politikformulierungsprozesses. Im Gegensatz zu einer pluralistischen Aushandlungsform ist dieser Zugang jedoch auf wenige, einflussreiche Gruppen beschränkt, was jedoch die Konsensfindung erleichtert. Im pluralistischen Gegenentwurf basiert politischer Input auf einer weitaus größeren, damit jedoch auch widersprüchlicheren Bandbreite gesellschaftlicher Interessen, was zu mehr (Input-)Legitimität, jedoch angesichts der entstehenden Konflikte auch zu weniger umfassenden politischem Output führen kann (Blum & Schubert, 2009, S. 58ff).

Interessenvermittlung zwischen Branchenvertretern und Politik, deren institutionelles Scharnier in erster Linie die Wirtschaftsministerien darstellten.

Aufgrund dieses traditionell hohen Verflechtungsgrades, durch welchen der Staat gleichzeitig als Regulierer sowie als Marktteilnehmer auftritt (Wurster, 2010, S. 281ff), sieht Reiche (2005a, S. 242f) die Energiepolitik als von *Capture-Strukturen* geprägt, deren Kennzeichen ein (anteiliger) Souveränitätsverlust der Verwaltung durch die Einflussnahme von Interessengruppen ist. Hieraus resultierte in der Vergangenheit eine gefestigte und einflussreiche Akteurskoalition aus „Lobbyvertretern der Energieversorger, der energieintensiven Industrie und dem Bundeswirtschaftsministerium“ (Bruns, et al., 2009, S. 484). Der ‚lange Atem‘ eingeübter korporatistischer Steuerungsmodi zeigt sich nach wie vor beispielsweise auch in der Kontakthäufigkeit von Vertretern aus der konventionellen Energiewirtschaft mit dem Kanzleramt sowie den relevanten Ministerien bis hin zu den Fachressorts; hier offenbarten zwei parlamentarische Anfragen aus dem Jahr 2013, dass die entsprechenden Kommunikationskanäle „breit entfaltet“ und „intensiv bespielt“ sind, womit die Kontakte ein sehr deutliches Übergewicht zugunsten der etablierten Energiewirtschaft aufwiesen (Energate, 2013b).

Die Energiewende, insbesondere in ihrer dezentralen Leseart, hat dieses Paradigma zwar nicht abgelöst, ihm jedoch parallel die Steuerungsform einer „netzwerkartigen Regelungsstruktur“ entgegengesetzt (Mautz, 2012a, S. 150). Mit Blick auf die Einbettung der EE in Marktstrukturen sowie ein „set of policies and narratives that support that arrangement“ ist bei Strunz (2013, S. 5) auch von einem *Regimewechsel* die Rede. Versuche, Erneuerbare Energien dem Verantwortungsbereich der etablierten Energieversorger inkrementell hinzuzufügen scheiterten insofern früh, als sie keine ausreichende Innovationsdynamik auslösen konnten. Dies zeigte etwa das Windkraftprojekt GROWIAN in den 1980er Jahren stellvertretend für zahlreiche Top-down-Projekte, wo anstatt auf einen „Market Pull“ auf einen „Technology Push gesetzt wurde“ (Hoffmann, 2014, S. 22; s. auch Bruns, et al., 2009 und Rosenbaum & Mautz, 2011, S. 410). Betrachtet man den Ausbau Erneuerbarer Energien als Politikziel, so erwies sich vielmehr gesellschaftliche Selbstregulation durch neue Akteursformationen als Mittel der Zielerreichung. Zivilgesellschaftliche Akteure wie Energiegenossenschaften, Landwirte und Eigenheimbesitzer schufen im Zusammenwirken mit Projektierer- und Betreiberfirmen aus einer geschützten Nische

heraus eine Eigendynamik, getragen von „dezentralisierten Innovationsverläufen und Diffusionswegen innerhalb der sich herausbildenden Branchennetzwerke“ sowie „von einem intensiven Hersteller-Anwender-Feedback“ (Rosenbaum & Mautz, 2011, S. 411f). Erkenntnisse aus dieser dezentralisierten Innovationsdynamik diffundierten über „sektorale Governancestrukturen“ (ebd.) in den Bereich politischer Regulierung auf kommunaler und Bundesebene. Für letztere stellte vor allem das Bundesumweltministerium ein Einfallstor dar, da es sich für den Input von Verbändevertretern als offen erwies. Insgesamt, so zeigt Wolsink (2012, S. 833), ermöglicht eine solcherart polyzentrische Steuerung situationsbezogene Lernprozesse, welche auf lokaler Ebene jeweils angepasste Lösungen zur Sicherstellung der Energieversorgung evozieren. Dies muss freilich eingebettet sein in eine Rahmenregulierung, welche entsprechende Spielräume aktiv fördert.

Als regulatives Biotop bedurfte es hierfür insgesamt einer Kombination aus der bereits erwähnten (finanziellen) Kontextsteuerung durch die garantierte Einspeisevergütung und angemessener subsidiärer Steuerung wie etwa kommunalem Planungsrecht, jedoch durchaus auch klassischer Regulierung. Deren Ziel musste es unter anderem sein, die Marktmacht etablierter Energieversorgungsstrukturen zu brechen. Hier lassen sich die Sicherstellung des Netzzugangs für EE-Erzeuger durch die Ablösung der Praxis des verhandelten Netzzugangs¹⁷³ sowie die Verhinderung von Preisabsprachen durch das Bundeskartellamt (Lüdemann, 2011) als Beispiele anführen. Diese zeigen, dass Zurückhaltung bei hierarchischer Regulierung also keineswegs notwendigerweise zu mehr Entfaltungsräumen für gesellschaftliche Selbstregulation führt, da dergestalt auf einem von natürlichen Monopolen geprägten Politikfeld das Wirken von Marktmacht zugelassen würde, welche die etablierten Strukturen begünstigte (s. hierzu auch Lampert & Bossert, 2011, S. 277ff). Vielmehr bedarf es eines fein ausbalancierten Regulierungsrahmens, welcher hierfür günstigen Voraussetzungen schafft (s. folgendes Kapitel) und sich dynamisch an unterschiedliche Phasen des Innovationsverlaufs anpasst (Bruns, et al., 2009, S. 487).¹⁷⁴ Insgesamt nämlich, so

¹⁷³ Dem wurde das Modell der Anreizregulierung entgegen gesetzt, welche in den Kapiteln 5.6 und 6 näher beleuchtet wird. Die freie Preisbildung von Netzentgelten, welche unmittelbar nach der Liberalisierung des Strommarktes als deutscher ‚Sonderweg‘ verfolgt wurde, hatte sich in der Praxis als Mittel der – noch nicht vollständig unbundelten – EVU erwiesen, dezentralen Erzeugungsanlagen den Netzzugang zu erschweren.

¹⁷⁴ Bruns, et al. (2009, S. 494ff) identifiziert für den Innovationsverlauf Erneuerbarer Energien fünf typische Phasen: (1) Pionierphase mit Pilotanwendungen; (2) Aufbruch in der Phase der

stellt Mautz (2012b, S. 164) treffend fest, entsteht durch die Dezentralisierung des Energiesystems kein geringerer, sondern eher ein wachsender Regulierungsbedarf, da es zahlreiche technologische Komponenten und Marktrollen im Sinne der Systemstabilität aufeinander abzustimmen gilt. Weiterhin müssen volkswirtschaftliche Ineffizienzen sowie eine Fragmentierung des Gesamtsystems vermieden werden.

Hierzu bedarf es eines gleichermaßen integrativen wie lernfähigen Gesetzesrahmens, welcher zwar über ein Gesamtbild der auf dem Sektor nötigen Steuerung verfügt, jedoch nur einen Teil der daraus resultierenden Aufgaben als direkte hoheitliche Regulierung wahrnimmt und den Rest dem dynamischen Wirken relevanter Stakeholder überlässt. Insofern besteht kein grundsätzliches Steuerungsproblem in der Tatsache, dass sich durchaus eine Parallelität von hierarchisch-korporatistischen Steuerungsmustern (z.B. Offshore-Planung; Desertec-Programm), Netzwerksteuerung (z.B. Mikro-Grids; DSM) sowie Mischformen (z.B. NEP; ARegV) beobachten lässt. ‚Den Staat‘ gilt es dabei nicht als homogenen Akteur, sondern über seine Institutionen auch als Spiegel verschiedener Akteurskoalitionen zu betrachten. Letztlich reflektiert diese momentan zu beobachtende Gleichzeitigkeit verschiedener Steuerungstypen die Vielfalt der zu bewältigenden Aufgaben ebenso wie die Langlebigkeit tradierter Steuerungsformen.

Als konfliktreich, ineffizient oder gar kontraproduktiv können sich jedoch solche Regelungsgefüge erweisen, welche in sich konkurrierende bzw. nicht aufeinander abgestimmte Steuerungsmodelle vereinen. Dies war in der Vergangenheit *erstens* der Fall, wenn die verschiedenen an der Energiewende beteiligten Ministerien aufgrund unterschiedlicher institutioneller Prägung sowie ihrer Funktion als ‚Einfallstor‘ verschiedener Akteurskoalitionen widersprüchliche Regelungen anstrebten. So kritisierte im Sommer 2014 der Bundesrechnungshof in einem Gutachten, die zeitweise sechs beteiligten Ministerien setzten „Maßnahmen unkoordiniert, uneinheitlich und teilweise redundant um“ (z.n. Bauchmüller, 2014). *Zweitens* folgt die Aufgabenverteilung politischer Steuerung den ‚natürlichen Grenzen‘ der physikalischen Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Wie bereits dargestellt, funktioniert die Energiewende jedoch nur über die zunehmende Integration dieser Teilsysteme. Für Technologien an der Schnittstelle verschiedener Sektoren, wie etwa der Nutzung von

ersten Dynamisierung; (3) starke Dynamisierung in der Expansions- bzw. Boomphase; (4) Stagnation und Regression in einer Krisenphase; (5) Konsolidierungsphase.

Biomasse, lassen sich widersprüchliche Regulierungssignale feststellen (Kanning, et al., 2009, S. 143). Dies ist auch deswegen nachteilig, da so konkurrierende Flächennutzungen entstehen können, was wiederum zu Überbeanspruchung und Akzeptanzeinbußen führen kann. Dem müsse durch „integrierte regionale Energie- und Klimaschutzkonzepte“ vorgebeugt werden (Kanning, et al., 2009, S. 153). *Drittens* zeigte sich gerade in den Fragen der Mengensteuerung und des Vermarktungsrisikos von Onshore-Windkraft, Photovoltaik und Biomasseverstromung im Zeitverlauf keine einheitliche Haltung, sondern durch Machtverschiebung und tagespolitische Notwendigkeiten ein ‚Zurückpendeln‘ der Förderpolitik. Gerade im Falle der Photovoltaik sowie der Biomasse hat dies zu einer gewissen *Stop-and-go*-Politik geführt, welche sich in sehr drastischen Vergütungskürzungen und einer Erosion der Investitionssicherheit niederschlug. Auf die sich hieraus ergebenden Anschlussfragen soll im Rahmen des Konzeptes *politischer Nachhaltigkeit* Bezug genommen werden (s. Kap.5.5.1).

Insgesamt jedoch hat sich gezeigt, dass die häufig mit ideologischen Untertönen angeführte Unterscheidung zwischen ‚marktwirtschaftlichen Strukturen‘ und ‚eingreifendem Staat‘ nicht pauschal getroffen oder einem der oben vorgestellten Steuerungsmodi zugeordnet werden kann. Der aktuellen Ausprägung umweltpolitischer Kontextsteuerung wird mithin sowohl zu geringe Steuerungskraft („Wildwuchs“) als auch marktwirtschaftliche Ineffizienz („Kostenexplosion“) vorgeworfen (Wrobel, 2011, S. 8). Dies mag im Einzelfall zutreffend sein, jedoch beruhen die vorgeschlagenen Gegenentwürfe auf anderweitigen Markteingriffen, was sich exemplarisch an der Debatte um das Quotensystem zeigt. Diese wurde von ihren – der zentralen Koalition zuzurechnenden – Befürwortern als marktnahe Lösung beworben, da sie die Auswahl der zu installierenden EE-Technologien den Marktakteuren überlässt und somit die aktuell günstigste Technologie gefördert hätte. Eher dezentrale Kritiker sahen in der Quote aufgrund zahlreicher Regelungs- und Überwachungsstrukturen ironischerweise ebenfalls eine Bürokratiefalle, womit sie ähnliche Sprachbilder benutzten wie die Kritiker des EEG. Zudem wurde auf die unterschiedlichen direkten und indirekten Beihilfen verwiesen, von welchen konventionelle, aber auch erneuerbare Energien in der Vergangenheit profitiert hatten. Die Auswahl des Status quo als Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit von Technologien wäre also rein willkürlich, träfe sich doch die Technologien in unterschiedlichen Reifegraden an und spiegle daher keine ‚inhärenten‘

Wettbewerbsvorteile wieder. Ähnlich zeigte die Debatte um Kapazitätsmechanismen, dass die Eigenschaft ‚marktwirtschaftliche Lösung‘ als Wert an sich unterschiedlichen Regulierungskonzepten zugeschrieben wurde (d.h. sowohl der Strategischen Reserve im Energy-only Markt als auch einem dezentralen Leistungsmarkt). In beiden Fällen hätte der Regulierer jedoch Umfang und Ausschreibungsmodus der Kapazitätsbeschaffung festlegen bzw. durch Nichtfestlegung spezifische Technologien (v.a. Kohlekraftwerke) wissentlich bevorzugen müssen.

Die Markt-Staat Unterscheidung erscheint daher zwar nicht als unzutreffend, da Räume aktiver Regulierung durchaus von solchen der Selbstregulierung abgegrenzt werden können. Andererseits erfordert die doppelte Frontstellung, einen ohnehin regulierungsbedürftigen Markt zu transformieren – d.h. aktuelle Marktentscheidungen zugunsten langfristiger Zielvorgaben umzulenken – in jedem Fall ein regulatives Rahmenkonzept. Zu dessen Bewertung spielen jedoch andere Kriterien eine Rolle als die eher reflexhafte Zuordnung ‚Markt oder Staat‘. Hier wären zusammenfassend vor allem die innere Kohärenz sowie die Anschlussfähigkeit der Regulierung angesichts der Existenz und institutionellen Verankerung konkurrierender Steuerungsmuster zu nennen. Grundsätzlich steht energiepolitische Regulierung mit dem Schwerpunkt der Förderung nachhaltiger Technologien vor der besonderen Herausforderung, mittels eines breiten Instrumentenmixes technologische und soziale Lock-ins einerseits zu *überwinden*, andererseits unter anderen Vorzeichen neu zu *begründen*. Diese doppelte Frontstellung soll im Fokus des folgenden Kapitels stehen und durch zwei technologische Exkurse verdeutlicht werden.

5.4 ENERGIEWENDE ALS ÜBERWINDEN UND SCHAFFEN VON PFADABHÄNGIGKEITEN IN SOZIO-TECHNISCHEN SYSTEMEN

„Technik ist eine *soziologische Tatsache* [...] und entsteht als Produkt sozialer Prozesse.“ – Jahnke (2006, S. 19)

Der Hauptgrund dafür, dass Energiesysteme über ein hohes Beharrungsvermögen verfügen, besteht darin, dass ihre sozio-technischen Grundlagen durch ein hohes Maß an *Pfadabhängigkeit* gekennzeichnet sind. Der historisch inspirierten Wirtschaftswissenschaft entstammend (Arthur, 1989; David, 1985), wurde die Erklärungskraft des Pfadabhängigkeitskonzepts auch auf die Sozialwissenschaften übertragen, zunehmend ausdifferenziert und mit historisch vergleichenden institutionellen Analysen verwoben (North, 1990; Pierson, 2000; Thelen, 1999).¹⁷⁵ In seiner allgemeinen Fassung umschreibt es „einen vergangenheitsdeterminierten Prozess relativ kontinuierlicher bzw. inkrementeller Entwicklung“ (Werle, 2007, S. 119). Im konkreten technologischen Kontext öffnet es den Blick dafür, dass einzelne Technologien beispielsweise durch eingespielte Marktstrukturen und ökonomische Skaleneffekte gegenüber denkbaren Alternativen über Wettbewerbsvorteile verfügen, was durch sich selbst verstärkende Effekte zu einem *Lock-in* eines einmal eingeschlagenen, ursprünglich durchaus kontingenten Technologiepfads führen kann (Sydow, et al., 2009). Häufig wird hierbei das Beispiel der – für den Nutzer wenig intuitiven – QWERTY-Tastatur angeführt, welche zur Optimierung maschineller Schreibmaschinen entwickelt worden ist, jedoch den Weg ins Digitalzeitalter vor allem deswegen gefunden hat, weil Hersteller die einmal etablierten Käufergewohnheiten nach wie vor antizipieren. Pfadabhängigkeit ist in gewisser Weise also die Gegenperspektive zum *tabula rasa*-Ansatz: Innovationen entstehen nicht ansatzlos, sondern fügen sich in bestehende technische und soziale Strukturen ein. Dabei kann Passfähigkeit als Selektionskriterium schwerer wiegen als etwa Effizienzvorteile.

Das obige Tastaturbeispiel zeigt bereits, dass historisch zu erklärende Abhängigkeiten keineswegs nur auf rein *technologische* Kompatibilität mit Bestehendem beschränkt sind; vielmehr erschließt sich die Trägheit des Energiesystems erst, wenn es als *sozio-technisches Gefüge* verstanden wird (bzw. socio-technical system; s. Bolton & Foxon,

¹⁷⁵ Die hier nur angerissene Entwicklung des Pfadabhängigkeitskonzepts sowie relevante Unterscheidungen beim Begriffsverständnis werden von Beyer (2006, S. 14ff) ausführlich nachgezeichnet.

2015). Alternativ heißt es bei del Río & Unruh mit Blick auf Energieinfrastrukturen, diese seien „Techno-Institutional Complexes [...] which include the large physical technologies themselves and the social organisations and institutions that build and manage them“ (2007, S. 1500). Infrastrukturen, also etwa Stromleitungen oder Kraftwerke, stellen in dieser Leseweise nur den augenfälligsten Teil eines höchst komplexen Systems dar. So sind Technologien eingebettet in spezifische Regulierungen – etwa Sicherheitsstandards, Steuern oder Normierungen – sowie Käufererwartungen und Risiko-Nutzeneinschätzungen, welche wiederum auf gesellschaftlich verankerten Wissens- und Wertesystemen beruhen, aber auch mit dem jeweiligen Ausbildungs- und Arbeitsmarktumfeld verwoben sind (Stephens, et al., 2008, S. 126). Die Liste solcher Wechselwirkungen ließe sich beliebig erweitern; zur überblickhaften Darstellung von Pfadabhängigkeiten bei der Installation von EE-Technologien zeigt Tabelle 11 eine grobe Typologisierung nach del Río & Unruh (2007, S. 1501):

Bestandteil des sozio-technischen Systems	Ursprung des Lock-ins
Technisch	Dominante bzw. standardisierte technologische Designs
Organisational	Interne Handlungsrouninen und Hierarchien, etablierte Händler-Kundenbeziehungen
Wirtschaftlich	Industriestandards, technologische Wechselbeziehungen, etablierte Wertschöpfungsketten
Gesellschaftlich	Sozialisierte Präferenzen und Erwartungshaltungen
Institutionell	Gesetzesrahmen, Handeln von Regierungsinstitutionen

Tabelle 11: Elemente eines sozio-technischen Systems (angepasste Darstellung nach del Río & Unruh, 2007, S. 1501)

Es handelt sich hierbei um sozio-technische Wechselwirkungen, welche nicht unidirektional wirken, sondern sich koevolutionär entwickelt haben. Die hieraus resultierende Gemengelage bildet wiederum den Rahmen für Subsysteme in Gestalt verschiedener Institutionen, z.B. Unternehmen, Universitäten oder

Regulierungsbehörden, welche in ihrer institutionellen Form die Begebenheiten ihrer Nische abbilden – und diese damit gleichzeitig zementieren. Für die vorliegende Arbeit muss die grundsätzliche Erkenntnis dieser komplexen Zusammenhänge genügen, welche mit dem Begriff des soziotechnischen Systems umschrieben werden, und für welche freilich wiederum eine gewisse Vielfalt an Modellen und Begriffsverständnissen existiert (zur überblickhaften Darstellung s. Carayon, 2006, S. 529). Der enge Zusammenhang zwischen sozialen Strukturen und (Energie-) Technologie lässt sich noch weiter zuspitzen: So beobachtet Buchstein (2011, S. 11) gar eine Korrelation zwischen Energiepfad und demokratischer Performanz des umgebenden politischen Systems:

Und schließlich darf in diesem Zusammenhang die Erkenntnis nicht vergessen werden, dass Technologien politisch keineswegs immer „neutral“ sind. Die Atomenergie erfordert aufgrund der mit ihr verbundenen technischen Risiken und Überwachungsnotwendigkeiten hierarchisch organisierte politische Ordnungen. Dezentrale Technologien, die auf Basis von Solarenergie, Windkraft oder Erdwärme Energie erzeugen können, haben hingegen eine sehr viel bessere Passförmigkeit mit einer demokratischen Organisation des politischen Gemeinwesens. [...] Zu dieser These passt die Beobachtung, dass die meisten der 64 Atomkraftwerke, die derzeit weltweit im Bau sind, in Diktaturen entstehen. Nicht zuletzt wegen dieses Zusammenhanges ist die Frage, auf welche Weise in modernen Gesellschaften Energie gewonnen wird, auch mit Blick auf die zukünftige Demokratieentwicklung von Bedeutung.

Hier sollte jedoch darauf hingewiesen werden, dass Buchsteins unterstellter Zusammenhang zwischen der Zentralität des Energiesystems und den Merkmalen autoritärer Regierungsformen (d.h. hohem Gestaltungsanspruch, monistischer Herrschaftsstruktur und monopolisierter Willensbildung; s. hierzu Patzelt, 2003, S. 244), wohl kaum kausaler Natur ist. Vielmehr dürften beide aufgrund einer *gemeinsamen Ursache* korrelieren, welche in der tendenziellen Passung der soziotechnischen Implikationen zentraler Erzeugungs- und Verteilungsstrukturen zur Eigenlogik zentralistischer Regierungsformen zu suchen sind.

Das Konzept der Pfadabhängigkeit wäre jedoch sowohl in seiner sozial- als auch in seiner wirtschaftswissenschaftlichen Ausprägung falsch verstanden, würde man hieraus einen Determinismus ableiten. Vielmehr ist eher von Hürden zu sprechen, welche eine Änderung des Status quo erschweren. So finden sich auch jenseits der kontingenten Momente des Einrastens pfadabhängiger Prozesse Möglichkeitenfenster, welche einen Pfadwechsel ermöglichen – diese setzen jedoch das Erfüllen

verschiedener Bedingungen voraus, mit deren Analyse sich etwa der Historische Institutionalismus oder der Akteurzentrierte Institutionalismus in unterschiedlicher Schwerpunktsetzung beschäftigen. Zentral beim Überwinden von Pfadabhängigkeiten ist jedoch stets das – wie auch immer gemischte – Zusammentreffen günstiger situativer Handlungsbedingungen sowie struktureller Wandlungsprozesse mit politischem oder privatem Unternehmertum, welches diese Spielräume auszunutzen versteht. Mit Blick auf die deutsche Energiewende sind solche Möglichkeitsfenster bzw. „critical junctures“ (Stefes, 2010, S. 160)¹⁷⁶ für mehrere Zeitpunkte identifiziert worden: So legt Stefes anschaulich dar, dass die Einführung des Stromeinspeisegesetzes (StromEinspG) im Jahr 1990, welches als durch die Abnahme- und Vergütungspflicht von Grünstrom als Prototyp des EEG angesehen werden kann, auf den Zusammentreffen dreier wesentlicher Faktoren möglich wurde:

- als *systemische Handlungsbedingung* die grundsätzliche Unterstützung alternativer Energiepfade angesichts der sich abzeichnenden Knappheit fossiler Rohstoffe und wachsendem öffentlichem Klimabewusstsein, gepaart mit dem Scheitern großtechnischer Grünstromprojekte (GROWIAN; s. voriges Kapitel)
- als *situative Handlungsbedingung* die vorrangige Beschäftigung der etablierten Energiewirtschaft mit der Integration der ostdeutschen Energieinfrastruktur im Zuge der Wiedervereinigung sowie das generelle Unterschätzen der Hebelwirkung des StromEinspG
- die parteiübergreifende Initiative einiger Parlamentarier (v.a. Wolfgang Daniels, Herrmann Scheer und Matthias Engelsberger), welche als „policy entrepreneurs“ (Stefes, 2010, S. 151) eine handlungsfähige Akteurskoalition schmiedeten.

Ähnliche beschreibt Bechberger (2000) die Erfolgsgründe für die Einführung des EEG im Jahre 2000: Auch hier war im Zuge der jungen Rot-Grünen Regierungsmehrheit ein Politikfenster gegeben, welches durch den akuten Handlungsdruck vergrößert wurde, ein Nachfolgegesetz für das StromEinspG zu schaffen, dessen Fördermaximum bald erreicht gewesen wäre. Gleichzeitig wurde durch die Blockadehaltung des Wirtschaftsministeriums bei der Gesetzesformulierung der Weg für eine substantielle Beteiligung von Parlamentsabgeordneten geebnet. Nicht zuletzt sahen sich die

¹⁷⁶ Diese werden definiert als „moments in time that relax institutional and structural constraints, providing political actors with room to manoeuvre (Stefes, 2010, S. 160).“

geschlossenen auftretenden EE-Befürworter einer nicht einheitlichen Front der auf Seiten konventionellen Energiewirtschaft gegenüber.¹⁷⁷ Bemerkenswert ist jedoch, dass das Modell der Einspeisevergütung – international zu diesem Zeitpunkt noch ein Ausnahmefall – in Deutschland seinerseits bereits auf ein Jahrzehnt regulativer Erfahrung zurückgreifen konnte. Zwar wurde im EEG des Jahres 2000 die Technologieförderung ausdifferenziert und teils deutlich erhöht sowie die Verantwortung für Abnahme und Vergütung neu geregelt, jedoch war all dies um das Kernelement der Einspeisevergütung gruppiert, welche bereits im StomEinspG enthalten war. In dieser Hinsicht ist mit der Schaffung des EEG zwar von einem Meilenstein zu sprechen, jedoch auch von einer Forcierung des bereits vorsichtig eingeschlagenen Pfades (Kern, et al., 2003). Ähnlich hebt auch Wurzel (2010) die pfadabhängige Fortführung der rot-grünen Umwelt- und Energiepolitik in der großen Koalition unter Bundeskanzlerin Merkel hervor. Nicht zuletzt lassen sich selbst bei den Energiewendegesetzen des Jahres 2011, auf welche die deutsche Systemtransformation häufig zugespitzt wird, langfristige Perspektiven betonen: Zwar wurde durch den externen Schock der Fukushima-Katastrophe, verbunden mit innenpolitischem Handlungsdruck ein Möglichkeitsfenster geöffnet. Dieses ermöglichte eine ambitionierte Politik auf mehreren Handlungsfeldern, jedoch bestand deren Kern ‚nur‘ aus einer forcierten Version des Energiekonzepts der Bundesregierung von 2010 sowie einer Rücknahme der zuvor eingeführten Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke, wobei letztere das Grundvorhaben des Atomausstiegs nicht infrage gestellt hatte.

Offenkundig, so zeigen die obigen Beispiele, hatte sich also nicht nur eine wirtschaftliche Dynamik entfaltet, sondern es hatten sich auch im Bereich politischer Steuerung Lerneffekte institutionalisiert. Ebendieses Schaffen regulativer Pfadabhängigkeiten ist kaum zu unterschätzen, da politische Institutionen dazu neigen, zur Problemlösung auf etablierte Wissens- und Handlungsrountinen zurückzugreifen. Dies zeigt sich auch bei der im vergangenen Kapitel angeführten, eher wachstumsorientierten ökologischen Modernisierung als etabliertem Politikkonzept (Blum & Schubert, 2009, S. 101). Diese wurde anstelle einschneidender Einsparungskonzepte auch auf den Klimaschutz übertragen und hatte zum Inhalt,

¹⁷⁷ Durch die Einführung einer weniger asymmetrischen Ausgleichsregelung kam man „den Forderungen nach einer gerechteren Lastenverteilung des zuvor am stärksten betroffenen EVU, der PreussenElektra, entgegen[...]“, wodurch die etablierte Akteurskoalition an Geschlossenheit verlor (Bechberger, 2000, S. 52).

„Umweltpolitik als wirtschaftspolitische Erfolgsgeschichte zu verkaufen“ (Böcher & Töller, 2012, S. 35). Während es bei der Förderung erneuerbarer Energien gelungen ist, vorübergehend geschützte Nischen zu schaffen, aus welchen eigene wirtschaftliche, soziale, aber auch regulative Pfadabhängigkeiten erwachsen konnten, hat sich das Ausbleiben genau dieser Dynamik bislang als Hinderungsgrund für die Entwicklung mancher Technologiepfade erwiesen.

Betrachtet man die Energiesystemtransformation als Wettbewerb verschiedener Technologien, so scheinen dabei diejenigen größere Chancen auf Durchsetzung zu haben, deren sozio-technische Implikationen sich *kleinschrittig* aus dem bestehenden sozio-technischen Gefüge ergeben können und somit eigene Pfadabhängigkeiten entwickeln, ohne auf den einen ‚großen Wurf‘ angewiesen zu sein. Eine solche Kompatibilität erstreckt sich auch auf den politischen Steuerungsrahmen. Dieser kann jedoch auch angepasst werden, um jenseits der sozio-technischen Großwetterlage eine geschützte Nische zu schaffen, welche selbstverstärkende Effekte teilweise ‚künstlich‘ vorwegnimmt. Dies kann etwa durch die Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur oder die Übernahme von Investitionsrisiken geschehen. Während für praktisch jeden Technologiepfad eine energiepolitische ‚Wunschliste‘ existiert, ist die tatsächliche Umsetzung dieser jeweils notwendigen Politiken unterschiedlich wahrscheinlich: Häufig haben wiederum solche Förderregime gute Chancen auf Umsetzung, welche an bestehende regulative Routinen anschlussfähig sind bzw. deren Implementation geringe institutionelle Widerstände erwarten lässt.¹⁷⁸ Diese Mechanismen sollen im Folgenden anhand zweier sehr aktueller und relevanter Fallbeispiele beleuchtet werden.

5.4.1 Desertec für Europa?

Die Idee des Desertec-Konzepts, wie sie von der gemeinnützigen *Desertec Foundation* vorangetrieben wird, basiert auf der Erzeugung regenerativen Stroms in sonnenreichen Gebieten der Erde insbesondere mittels solarthermischer Kraftwerke (*Concentrating Solar Power*; CSP¹⁷⁹), jedoch auch durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen.

¹⁷⁸ Siehe zur Bewertung politischer Machbarkeit und gesellschaftlicher Akzeptanz Schubert, et al. (2015).

¹⁷⁹ Anders als bei Stromerzeugung durch Photovoltaik wird Sonnenenergie hierbei nicht direkt, sondern über eine zusätzliche Wandlungsstufe (Wärme) in Strom umgewandelt. So wird etwa im Falle eines Parabolrinnen-Kraftwerks einfallende Sonnenenergie mittels Hohlspiegeln

Grundsätzlich bietet sich damit die Möglichkeit, den notwendigen Dekarbonisierungsprozess mit dem zunehmenden Energiebedarf und dem Interesse an wirtschaftlicher Entwicklung in Schwellenländern zu verbinden. Wenngleich Befürworter betonen, dass die Sättigung der *lokalen* Stromnachfrage sowie das Betreiben von Meerwasserentsalzungsanlagen Priorität genießen, so wird die Desertec-Idee doch stark mit der Zielsetzung verknüpft, substantiell zur Deckung der europäischen Stromnachfrage beizutragen. Dies gilt insbesondere für die *Desertec Industrial Initiative* (Dii), in welcher sich 2009 die Desertec Foundation mit Unternehmen aus Industrie und Finanzbranche wie E.ON, Bilfinger, ABB und der Deutschen Bank zusammenschloss, um das Desertec-Projekt im EUMENA-Raum¹⁸⁰ voranzutreiben. Studien in Zusammenarbeit mit dem DLR ergaben hierbei ein Absatzpotenzial von etwa 15% der europäischen Stromversorgung im Jahr 2050 (DLR, 2006, S. 4).

Gleichzeitig ermöglicht der thermische Wandlungsschritt bei der Stromerzeugung eine verlustarme Zwischenspeicherung der Energie, sodass mit der Abdeckung von Lastspitzen und der Überbrückung dunkler Flauten auch ein ökonomisch lohnendes Geschäftsfeld in Aussicht schien. Mit dem Reifen der HGÜ-Technologie steht zudem inzwischen eine technische Option zum relativ verlustarmen Transport des Stroms über große Distanzen zur Verfügung. Insgesamt scheinen derartige Exportperspektiven jedoch überdimensioniert. Schubert & Möst (2014, S. 55f) zeigen, dass die Desertec-Szenarien den deutschen Nettostromimport für das Jahr 2050 etwa dreimal höher einschätzen als Studien des BMU sowie des BMWi. Demgegenüber wird die regenerative Eigenerzeugung in Deutschland seitens DESERTEC deutlich niedriger prognostiziert: Während das BMU explorativ zeigt, dass bei der seit 2011 geltenden Zielvorgabe, 80% des Bruttostromverbrauchs auf regenerativen Energien zu decken, 73-79% aus inländischen Quellen stammen können,¹⁸¹ geht die Dii nur von einer Bandbreite von 35-51% aus.

gebündelt, um eine die Wärme transportierende Absorberflüssigkeit (z.B. Öl) zu erhitzen. Diese erzeugt schließlich in einer Turbine auf konventionelle Weise Strom.

¹⁸⁰ *EUMENA* steht als Akronym für den infrastrukturell zu vernetzenden Raum Europas, des Nahen Ostens und Nordafrikas (*Europe, Middle East, North Africa*)

¹⁸¹ Beim Extremszenario *THG95*, welches das hypothetische Ziel einer zu 95% regenerativen Energieversorgung in Deutschland durchspielt, würden jedoch tatsächlich 21% des Bruttostromverbrauchs auf Importen beruhen.

Trotz enger Vernetzung mit Forschung und Politik sowie großem Interesse seitens der außereuropäischen Partnerländer blieb das Wüstenstromprojekt hinter den Erwartungen vieler Beteiligten zurück, sodass mehrere – insbesondere deutsche – Mitglieder der Dii und schließlich auch die namensgebende Desertec Foundation aus der Planungsgesellschaft ausstiegen. Ziel der zuletzt stark verkleinerten und nur beratend agierenden Dii¹⁸² ist nach wie vor das Bereitstellen von Expertisen für die Installation von Kraftwerkskapazitäten und deren überregionale und gar transkontinentale Vernetzung (Die Welt, 2014). Der neue Firmensitz in Dubai sowie der Einstieg zahlreicher internationaler Partner spiegelt jedoch eine Abkehr vom europäischen Fokus wieder. Die Desertec Foundation hingegen betont das Ziel, zunächst die Energiearmut in vielen Regionen der Erde zu bekämpfen.

Im weiteren Sinne ist Desertec somit längst nicht gescheitert, da sich in der MENA-Region tatsächlich mehrere Kraftwerke – mit und ohne Dii-Beteiligung¹⁸³ – in Bau oder Planung befinden (Dii, 2014). Ein großskaliger Take-off der Technologie und ihre Einbindung in ein überregionales Supergrid sind nach wie vor möglich und aus verschiedenen Nachhaltigkeitsperspektiven auch wünschenswert. Nicht zuletzt hat die Idee auch weltweit eine gewisse Sogwirkung entfaltet, sodass gegenwärtig Pläne zur Erschließung von Wüstengebieten in Asien und Südamerika erarbeitet werden (Die Welt, 2014). Das recht enge Verständnis von Desertec als ein substanzieller – und von europäischen Unternehmen maßgeblich mitgetragener – Beitrag zur europäischen Energieversorgung scheint sich jedoch aller Voraussicht nach nicht zu erfüllen. Die Gründe hierfür sind vielfältig, so dürfte nicht zuletzt die politische Instabilität der betreffenden Region seit dem Arabischen Frühling eine bedeutende Rolle spielen – was insofern ein Dilemma darstellt, als Desertec als Wirtschaftsfaktor durchaus einen Beitrag zu sozialer und politischer Stabilität leisten könnte.

Weiterhin kann der Planungsgesellschaft zwar kaum vorgeworfen werden, blind gegenüber den politischen Rahmenbedingungen eines derartigen Großprojekts zu sein; so enthält die maßgebliche *Getting started*-Studie einen *policy report*, welcher politische Rahmenbedingungen umreißt: „[S]ound policies and regulations are crucial“ (Dii, 2013, S. 3). Hierunter fallen ungehinderte Netzzugänge und transparente

¹⁸² Da die Desertec Foundation die Namensrechte bei ihrem Ausstieg behielt, tritt die Desertec Industrial Initiative jetzt nur noch unter der Bezeichnung Dii auf.

¹⁸³ So wurde 2013 mit dem Bau des bis dato größten solarthermischen Kraftwerks im marokkanischen Ouarzazate begonnen, welches die Desertec-Idee verfolgt, jedoch ohne Dii-Beteiligung umgesetzt wird (Balsler, 2013).

Genehmigungsverfahren (ebd., S. 30) ebenso wie konkrete Technologieförderung (ebd., S. 36) oder die Sicherstellung einer Transportinfrastruktur unter Einbindung von Transitländern (ebd., S. 42). Bei diesem grundsätzlichen, d.h. nicht als Blaupause formulierten Maßnahmenkatalog zeigt sich jedoch, dass jene Pfadabhängigkeiten unterschätzt wurden, welche wiederum die Umsetzung eben solcher regulativen Stellschrauben beeinflussen: So setzt etwa die erwünschte Konvergenz von Förderregimen für Erneuerbare Energien eine Abkehr vom Primat nationaler Ziele und Maßnahmen voraus,¹⁸⁴ was bereits im innereuropäischen Kontext aufgrund abweichender Energiemixe schwer vorzustellen ist. Zweitens scheitert insbesondere die infrastrukturelle Anbindung der MENA-Region an den europäischen Kontinent an den Eigeninteressen der Transitländer (Wetzel, 2012). So ist vor allem in Spanien in den vergangenen Jahren eine bemerkenswerte Eigenerzeugung an regenerativem Strom (auch unter Nutzung der CSP-Technologie) aufgebaut worden, sodass das Interesse an strukturellen Stromimporten naturgemäß begrenzt ist. Selbst im Falle grundsätzlicher politischer Unterstützung haben sich grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte jedoch als äußerst anfällig für Verzögerungen erwiesen (Perras, 2015). Sicher ließen sich an dieser Stelle weitere strukturelle Hürden anführen, jedoch genügen die letztgenannten Beispiele, um das grundlegende Dilemma von Desertec zu untermauern: Zur Umsetzung des technisch durchaus machbaren Projekts vervielfachen sich aufgrund der zahlreichen beteiligten Akteure die zu überwindenden Pfadabhängigkeiten; gleichzeitig scheint es sehr schwer, ein günstiges regulatives und marktliches Umfeld in einer geschützten Nische herbeizuführen, welches sich daraufhin durch seine Eigendynamik verstärken könnte.

Die Idee des Wüstenstromexports nach Europa stellt also ein Beispiel für den oben genannten ‚großen Wurf‘ dar, welcher an das gleichzeitige Vorhandensein mehrerer Vorbedingungen gekoppelt ist. Die aus technologischer Sicht vorteilhafte Größe des Projektes potenziert somit gleichzeitig die Vorbedingungen seiner Umsetzung. Ein Gegenstück hierzu stellt die deutsche EE-Förderung dar, welche freilich dazu führen kann, dass technisch noch nicht ausgereifte und teure Technologien gefördert werden; so kann im Extremfall eine Windkraftanlage repowert – d.h. ausgetauscht – werden, noch bevor die Förderperiode von 20 Jahren abgelaufen ist. Während sich dieser Umstand – gerade aus dem Kontext gerissen – wie eine Kulminationspunkt von

¹⁸⁴ „The focus until 2030 should be on a gradual convergence of renewables support within MENA and also between MENA and Europe (Dii, 2013, S. 61).“

ineffizientem Interventionismus ausnimmt, so darf nicht vergessen werden, dass eine solche Dynamik eigentlich ein Erfolgsmerkmal ist, belegt sie doch eine bemerkenswerte Kostendegression. Ebendiese steht bei der ursprünglich günstigeren CSP-Technologie noch aus und wird zudem mit fortschreitender Zeit unwahrscheinlicher, da ein höherer Anteil regenerativer Eigenversorgung in Europa wahrscheinlicher wird: Laut Fraunhofer ISE (2013, S. 5) lagen 2013 die Stromgestehungskosten für eine moderne PV-Kleinanlage in Süddeutschland mit 0,11 bis 0,13 Euro/kWh (ebd. 19f) knapp unter den gegenwärtig zu erreichenden Werten für eine CSP-Anlage mit der für Nordafrika typischen sehr hohen Sonneneinstrahlung (12-13 Euro/kWh; ebd., S. 29). Eine Fortsetzung der Kostensenkung bei Photovoltaikanlagen steht mittelfristig zu erwarten (Hoffmann, 2014, S. 23f). Insgesamt dürfte sich nachteilig ausgewirkt haben, dass die Dii nicht als Projektfinanzierer auftreten wollte, sondern ‚nur‘ durch Expertisen und Netzwerkbildung den Weg für Projektausschreibungen ebnen wollte, von denen im Idealfall einige der beteiligte Firmen profitiert hätten (Die Welt, 2014). Statt also in gewisser Weise Tatsachen zu schaffen, welche trotz aller Unzulänglichkeiten eines Referenzprojekts doch Anknüpfungspunkte hätten schaffen können, war die Dii darauf angewiesen, dass eine Vielzahl von Akteuren ungeachtet deren wirtschaftlicher und politischer Beharrungskräfte gleichzeitig die Bedingungen für einen technisch und wirtschaftlich optimierten Entwurf bereiten würden.

5.4.2 Für immer die Technologie von morgen? Die Wasserstoffwirtschaft

Der tatsächliche Bedarf für Energiespeicher hängt von zahlreichen Rahmenbedingungen ab und steht zu einem gewissen Grad in Konkurrenz zu alternativen Technologiepfaden wie konventionellen Back-up-Kapazitäten, Lastverschiebung oder Supergrids. Ungeachtet dieser Freiheitsgrade wird nach aktuellem Kenntnisstand *langfristig* – d.h. voraussichtlich ab 60% EE-Anteil (Fraunhofer IWES, et al., 2014) – kein ambitioniertes Energiewendeszenario an der Installation neuer Langzeit-Energiespeicher vorbeikommen. Hierbei werden vor allem chemische Speicherformen im Mittelpunkt stehen, welche überschüssigen Strom in Bindungsenergie umwandeln.¹⁸⁵ Unter der Bezeichnung *Power-to-Gas* wird hierbei

¹⁸⁵ Dieser Schwerpunkt erklärt sich dadurch, dass Batteriespeicher eher für die kurzfristige Stromspeicherung ausgelegt sind und somit vor allem der Netzstabilität dienen; das Potenzial

durch elektrischen Strom Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Während Sauerstoff ein reines Nebenprodukt darstellt, kann der reaktionsfreudige Wasserstoff gespeichert, transportiert und für exotherme chemische Reaktionen genutzt werden. Neben der zur Energiegewinnung üblichen Oxidation – also Verbrennung – bietet sich hierbei vor allem die direkte Umwandlung in elektrischen Strom mittels einer Brennstoffzelle an. Diese Prozesskette lässt sich durch den Schritt der Methanisierung noch erweitern: Hierbei reagiert der durch Elektrolyse gewonnene Wasserstoff im Rahmen der Sabatier-Reaktion mit zugesetztem Kohlenstoffdioxid zu reinem Methan (CH_4), also zu synthetischem Erdgas, welches eine deutlich höhere Energiedichte aufweist. Analog zum reinen Wasserstoff lässt sich die in der chemischen Verbindung gespeicherte Energie auf thermischem Wege, also durch Verbrennung, oder mittels Elektrolyse zurückgewinnen. In letzterem Fall müsste jedoch das zuvor beigemischte CO_2 durch Reformierung wieder abgespalten werden.

Neben der Hauptunterscheidung zwischen reinem Wasserstoff und Methan ergibt sich zudem durch die Modifikation zahlreicher Prozessschritte eine große Bandbreite denkbarer Speicherpfade. Stellschrauben sind hierbei etwa die Prozesstemperatur, Art und Größenordnung der Elektrolyseure, der Transport des Speichergases durch Trailer oder in Gaspipelines (ggf. in verflüssigter oder komprimierter Form), die Art der Rückumwandlung in elektrischen Strom etc. Die Tatsache, dass ein weitgehend neues Speichersystem aufgebaut werden müsste, ermöglicht auf den ersten Blick die Auswahl solcher Optionen, welche vor allem aus exergetischer und ökonomischer Sicht vielversprechend scheinen. Die Fragestellung, für welchen Pfad dies unter welchen Bedingungen zutrifft, ist Gegenstand einer kontroversen energietechnischen und energiewirtschaftlichen Forschungsdebatte, kann an dieser Stelle jedoch nur angerissen werden.¹⁸⁶ So kommen Ludwig et al. (2013) im Rahmen einer Untersuchung des Boysen-TUD-Graduiertenkollegs zu dem Schluss, dass ein auf reinem Wasserstoff basierender, pipelinegestützter Prozesspfad mit Brennstoffzellenanwendung gegenüber Methanisierungspfaden sowie der Rückgewinnung durch Verbrennung exergetisch vorteilhaft wäre, d.h. die geringsten Wandlungsverluste aufweise. Ein Teil der im Rahmen dieser Arbeit befragten Experten

für zusätzliche Pumpspeicherkraftwerke hingegen ist in Deutschland durch geografische Begebenheiten, aber auch durch Akzeptanzhürden sehr begrenzt.

¹⁸⁶ So werden etwa Metallhydridspeicher – von Experten als dauerhaft eher aufwändige Lösung für Spezialanwendungen betrachtet (#16; #18) – an dieser Stelle außer Acht gelassen.

(#15; #18; #19) teilte diese Einschätzung. Sie ergibt sich aus dem grundsätzlichen Vorteil, dass kein weiterer Umwandlungsschritt nötig ist; das Argument der höheren Energiedichte bei Methan würde im Kontext einer einmal etablierten Wasserstoffwirtschaft an Gewicht verlieren, da ein Gasnetz den Transportaufwand verringerte. Darüber hinaus böte Wasserstoff die Möglichkeit, sämtliche Energiesektoren – Strom, Wärme und Mobilität – miteinander zu verbinden (#16).

Bei dieser Betrachtung handelt es sich jedoch weitgehend um einen *Grüne-Wiese-Ansatz*, welcher zu seiner tatsächlichen Umsetzung einen ‚Masterplan‘ erfordert, der seinerseits an zur Zeit wenig realistische Bedingungen geknüpft ist: Verschiedene Positionspapiere von Vertretern der Power-2-Gas-Branche belegen den Bedarf nach einem umfassenden Markteinführungsprogramm, etwa im Rahmen der Weiterentwicklung des *Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff* (DWV [Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen Verband], 2013; NOW [Nationales Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie], 2013). Konkret werden zur Implementation einer Wasserstoffwirtschaft mehrere Voraussetzungen genannt (ChemCoast, 2013; DWV, 2014b; e-mobil, 2014; Wasserstoff-Gesellschaft Hamburg, 2013¹⁸⁷):

- eine günstigere Positionierung im Regulierungsrahmen (v.a. Befreiung von EEG-Umlage und Netzentgelten; flexible Netztarife)
- eine mehrfache Anrechnung von Wasserstoff im Rahmen der Biokraftstoffquote
- ein KfW-Sonderkreditprogramm
- eine Einspeisevergütung für regenerativ erzeugtes Gas
- die Bereitstellung einer Infrastruktur (Pipelines; Kavernenspeicher; Wasserstofftankstellen) durch öffentlich-private Partnerschaften.

De facto müsste Speichergas hinsichtlich seiner Förderwürdigkeit also mit EE gleichgestellt werden (#15; #16). Hieran wird ersichtlich, dass die an und für sich vermutlich effizienteste und mit den zukünftigen Systemerfordernissen kompatibelste Speicherlösung zur Verwirklichung ihrer Potenziale an eine großskalige Umsetzung gebunden ist, um die Grenze der Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen. Dieses Dilemma

¹⁸⁷ Die Wasserstoff-Gesellschaft Hamburg (2013) vereint viele der genannten Maßnahmen sowie deren Auswirkungen auf die vermutete Preisentwicklung bis 2025 sehr anschaulich in einer *Roadmap*.

offenbart sich sehr anschaulich bei der langsamen Verbreitung von Brennstoffzellenfahrzeugen, wo sich fehlende Wasserstoff-Tankstellen und Kaufzurückhaltung bei Fahrzeugen in einer Henne-Ei-Problematik wechselseitig verstärken.

Die Chancen auf die Umsetzung der bereits identifizierten politischen Maßnahmen erscheinen jedoch gegenwärtig wenig aussichtsreich; die Gründe hierfür lassen sich in großer Zahl anführen und sind z.T. bereits an anderer Stelle erläutert worden. Zu nennen wäre etwa die generelle Unsicherheit bezüglich der Entwicklung des Energiesystems, welche den tatsächlichen Stellenwert – nicht nur chemischer – Speicher zumindest hinterfragt. Gleichzeitig haben die bisherigen Energiewende-bezogenen Investitionen sowie die diskursive Eigendynamik zu einer hohen öffentlichen Sensibilität gegenüber empfundenen Kostenbelastungen geführt (#15; #18), sodass ein weiteres Investitionsprogramm neben EE-Förderung, Netzausbau und den gegenwärtig diskutierten Kapazitätsmechanismen seitens politische Akteure nur schwer zu vertreten scheint. So wird aus Expertensicht auch das NOW nicht als ausreichend durch politischen Willen unterstützt wahrgenommen (#19). Stärker noch als beim Fall der Smart Grids (s. Kap. 6) werden aus Demonstrationsprojekten keine Breitenprojekte (#16). Nicht zuletzt lässt sich bei zentralen Akteuren gewisses institutionell verankertes ‚Denken in Netzen‘ unterstellen, was etwa die benachteiligende Netzentgeltstruktur für Speicherstrom erklärt (s. Kapitel 5.6).¹⁸⁸

Die Methanisierung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff ist mit zusätzlichen Umwandlungsverlusten verbunden, dafür jedoch aus einer Pfadabhängigkeitsperspektive mit Anknüpfungspunkten zum bestehenden sozio-technischen System versehen: Das in Deutschland bereits gut ausgebaute Erdgasnetz ist aufgrund seiner hohen Kapazitäten gleichzeitig als Speicher prädestiniert (e-mobil, 2014, S. 19). Zwar kann auch reiner Wasserstoff direkt dem Erdgas beigemischt werden, wie dies seit 2014 von Enertrag in Prenzlau und von E.ON als Pilotprojekt in Falkenhagen praktiziert wird, jedoch ist die Aufnahmekapazität für reinen Wasserstoff aus technischen Gründen¹⁸⁹ auf wenige Prozent begrenzt. Folglich steht eher eine

¹⁸⁸ Gegenwärtig wird die Wirtschaftlichkeit von gespeichertem Strom dadurch geschmälert, dass die Rückumwandlung nach der Speicherung als Erzeugung interpretiert wird und damit zum zweiten Mal Netzentgelte fällig werden (#19).

¹⁸⁹ Dies sind einerseits die Sicherheit der Pipeline selbst, andererseits die seitens industrieller Kunden erwartete gleichbleibende Reinheit des Erdgases, worin zudem eine gewisse Maximalhöhe von wenigen Prozent H₂ nicht überschritten werden darf (#18; #19).

inkrementelle Anpassung der bestehenden Erdgas-Infrastruktur zu erwarten, was den Rollout und die damit verbundenen Skaleneffekte einer reinen Wasserstoffwirtschaft kaum begünstigen würde. Welcher Technologiepfad mit stärkerer (De-)Zentralisierung einhergeht bzw. welchen Akteursinteressen im Sinne der in Kapitel 3 getroffenen Kategorisierung entspräche, lässt sich aufgrund der Vielzahl an Prozessbausteinen derzeit nicht ohne Spekulation feststellen. Allein H₂-Speicher ließen sich „dezentral an der Tankstelle, regional an Wasserstoff-Produktionsanlagen oder zentral z. B. an norddeutschen Salzkavernenstandorten“ ausgestalten (e-mobil, 2014, S. 21). In einer *zentralen* Ausgestaltung fände Power2Gas damit vor allem im Norden statt (#17), wo entsprechende geologische Lagerstätten bereitstehen, während die Rückumwandlung Gas2Power eher im Süden geschehen würde (#17; #18; #19).¹⁹⁰ Insgesamt lässt sich allerdings feststellen, dass die sozio-technische Passung von H₂-Speicherung zu einem konsequenten energiewirtschaftlicher *Dezentralisierungspfad* wohl höher ist. Hinsichtlich von Anwendungen und Bauteilen (d.h. Elektrolyseur und Brennstoffzelle) nämlich können aufgrund deren modularer Bauweise auch kleinskalig – d.h. im kW-Bereich – befriedigende Ergebnisse erzielt werden (#16), wodurch es möglich wäre, auch die *Gaserzeugung* zu dezentralisieren (#19). Demgegenüber ist die bestehende (Erd-)Gasinfrastruktur im sozio-technischen Sinne eng mit der etablierten energiewirtschaftlichen Akteurslandschaft verbunden, was eine gewisse Nähe zum Methanisierungspfad nahelegt (#19).

Basis für die oben unternommene Wertung ist jedoch zunächst allein die exergetische Vorteilhaftigkeit des Wasserstoffs im Rahmen einer Tabula-rasa Betrachtung. Würde demgegenüber das Ziel formuliert, die Implementation einer Wasserstoffwirtschaft unter den *gegebenen energiepolitischen Rahmenbedingungen* zu forcieren, so lautete die Empfehlung – analog zum letzten Fallbeispiel – solche Wasserstoffanwendungen zu installieren, welche als Nischenanwendungen funktionieren und nicht auf die Einbettung in einen umfassenden Technologie-Rollout angewiesen sind. In der Folge könnten sich, ähnlich wie beim Beispiel dezentraler EE, eigene Pfadabhängigkeiten hinsichtlich Geschäftsmodellen und Regulierung entwickeln, welche wiederum eine Sogwirkung für die Marktreife anderer, umfassender Wasserstoffanwendungen begünstigen. Eine Möglichkeit hierfür wäre die zwischenzeitliche Nutzung von nach der Elektrolyse verflüssigtem bzw. verdichtetem Wasserstoff, welcher auch ohne

¹⁹⁰ Auch die Verflüssigung von Wasserstoff wäre eher in einen zentralen Energiepfad eingebettet (#19).

Speicher- und Transportinfrastruktur kurzfristig nutzbar wäre.¹⁹¹ Anwendungsnischen bestünden in der dezentralen Nutzung im Rahmen der Notversorgung von Krankenhäuser, für Serverparks¹⁹² oder der stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie. Als dezentrale Klimaschutzoption mit dem Potenzial zur Netzausbauvermeidung ließe sich zudem Akzeptanz auf lokaler Ebene generieren, wobei das Argument regionaler Wertschöpfung zusätzliche Sogwirkung entfalten dürfte. Die zu installierende Infrastruktur hingegen wäre später an leitungsgeladene Systeme anschlussfähig. Diese wiederum könnten auf Basis umgerüsteter Stadtgasnetze¹⁹³ bzw. von der chemischen Industrie bereits genutzter Leitungen aufgebaut werden.

Diese Forcierung von – auch im Wasserstoffkontext exergetisch nicht optimalen – Nischenanwendungen läuft der teilweise von Experten mit Ingenieurshintergrund geäußerten Überzeugung zuwider, die Vorteilhaftigkeit des reinen Wasserstoffs würde sich mit Fortschreiten der Energiewende – und sobald die Rahmenbedingungen verbessert wären – ‚schon durchsetzen‘. Anders als in dieser Auffassung impliziert, wird ein solcher geduldig zu erwartender Stichtag unter Umständen jedoch nicht eintreten, da bis dahin bereits eingeschlagene Alternativpfade jenseits der Speicherung (z.B. Supergrids oder Backup-Kapazitäten), oder aber speicherinterne Wettbewerber wie die inkrementelle Anpassung des Erdgasnetzes bestehende Pfadabhängigkeiten schaffen bzw. verfestigen können.

¹⁹¹ Transport und Lagerung könnten hier über Trailer bzw. Tanks geschehen.

¹⁹² Auch die Meta-Studie von e-mobil (2014, S. 5) folgert: „Vor allem die unterbrechungsfreie Stromversorgung bzw. Notstromversorgung für Telekommunikationsanwendungen stellt einen attraktiven, international wachsenden Markt dar und bietet insbesondere den Entwicklern kleiner Brennstoffzellensysteme gute Möglichkeiten für die technologische Weiterentwicklung und Erprobung sowie die Senkung der Kosten.“

¹⁹³ Viele Erdgasnetze sind potenziell für weit höhere H₂-Konzentrationen ausgelegt, da sie ursprünglich für ein als *Stadtgas* bezeichnetes Brennstoffgemisch konzipiert wurden (#16; #18).

5.5 VON SCHÖNWETTERPOLITIK ZUR INSTITUTIONALISIERUNG: POLITISCHE NACHHALTIGKEIT ALS FORSCHUNGSAGENDA

„Gerade in einem Politikbereich wie der Umweltpolitik ist es wichtig, kurzfristigen Aktionismus und ständige politische Richtungsänderungen zu vermeiden, damit sich alle Akteure auf bestimmte Sachverhalte und Entwicklungen einstellen können. Berechenbarkeit und Verlässlichkeit sind gerade dort, wo es auch um wirtschaftspolitische Zusammenhänge geht, von erheblicher Bedeutung.“ – Bundesumweltminister Peter Altmaier (2012, S. 25)

„In den letzten Jahren war Energiepolitik immer wieder von recht kurzfristigen Umbrüchen begleitet. Diese haben faktisch bewirkt, dass heute regulatorische Risiken als einer der Hauptfaktoren bei Investitionsentscheidungen in diesem Bereich gesehen werden.“ – VDMA (2015, S. 7)

Die Energiewende produziert in ihrem Voranschreiten Dynamiken, deren Wechselwirkungen mit sensiblen gesellschaftlichen Druckpunkten wie der Wahrnehmung von Strompreisen, ökologischer Belastung oder Versorgungssicherheit zu Beginn des Planungsprozesses kaum abzusehen waren. Dies gilt allein aufgrund der naturgemäß unvollständigen Modellierung komplexer energiewirtschaftlicher Prozesse, und noch stärker durch die Unmöglichkeit, die gesellschaftlichen Ausdeutungen späterer Entwicklungen abzusehen. Die Folgen derartiger Wechselwirkungen können indes tiefgreifend sein, so hat etwa Japan angesichts hoher Energiekosten seinen Atomausstieg rückgängig gemacht. Die vorangegangenen Kapitel befassten sich im Wesentlichen mit der Frage, wie eine Energiesystemtransformation – auch gegen Widerstände – durch regulatorische Maßnahmen auf den Weg zu bringen und zu steuern ist. Das folgende Kapitel schließt diesen Bogen mit Blick auf die entscheidende Frage, wie sich ein solcher sozio-technischer Transformationsprozess durch *politische Nachhaltigkeit* auf Dauer stellen lässt. Dies ist der Fall, wenn sich gesetzliche Rahmenbedingungen über den ihnen zugrunde liegenden langfristigen Planungszeitraum hinweg einerseits als flexibel, andererseits als in ihren Grundzügen stabil erweisen können. Zwar existiert eine Fülle theoretischer Zugänge, welche geeignet sind, das Gegenstandsfeld langfristig stabiler politischer Steuerung zu vermessen; hier lassen sich Untersuchungen zur Strategiefähigkeit politischer Steuerung auch unter Unsicherheit (Korte, 2010; Sohre, 2014) oder das umfassende Schrifttum zur insbesondere sozio-technischen

Transitionsforschung anführen (Dolata, 2011; Geels & Schot, 2007; Schmädeke, 2012). Allerdings sind systematische Auseinandersetzungen mit den Grenzen und Möglichkeitsräumen langfristiger stabiler politischer Steuerung gerade mit Fokus auf die Energiesystemtransformation bislang eher selten.

Wie in Kap. 5.4 dargestellt, findet sich in der politikfeldanalytischen Literatur zudem recht häufig die an sich nicht unbegründete Deutung, deutsche Energiepolitik weise – gerade auf aggregierter Ebene – über mehrere Wahlperioden hinweg ein hohes Maß an Kontinuität auf, wohingegen deutliche Brüche eher durch externe Schocks bzw. einzelne *Windows of opportunity* entstünden (Kern, et al., 2003; Wurster, 2010, S. 253; Wurzel, 2010). Im Zuge des Voranschreitens der Energiewende, so sollen die folgenden Kapitel zeigen, muss diese Aussage mit Blick auf das regulatorische Umfeld einzelner Technologiepfade jedoch hinterfragt werden. Weiterhin soll das Konzept *politischer Nachhaltigkeit*, vor allem basierend auf der Definition von Patashnik (2003) als für die Energiewende erkenntnisreiche Perspektive vorgestellt werden. Ziel ist hierbei keine umfassende Analyse; sondern ein auf Aufriss des Problemfeldes sowie darauf aufbauend erster Erkenntnisse zu Lösungsstrategien. Im Resultat wird somit einerseits eine weitere, für die zweite Phase der Energiewende kennzeichnende steuerungspolitische Problemlage dargestellt, andererseits eine Agenda für tiefer greifende zukünftige Forschung skizziert.

5.5.1 *Policy Swings* in der Photovoltaik- und Biomasseförderung

Das in dieser Arbeit bereits mehrfach umrissene Regime zur Photovoltaikförderung weist mehrere *Policy Swings* auf. Diese beinhalteten zunächst sehr großzügige EEG-Fördersätze bei geringer Systemverantwortung, welche im Zuge der Photovoltaik-Novelle von 2012 jedoch drastisch gekürzt wurden. Ursächlich hierfür war das unerwartet hohe Fördervolumen, welches in einer – wenngleich etwas verzerrten (Fraunhofer ISE, 2012b) – Kostendebatte mündete. Auch blieben im Vorfeld der EEG-Reform 2014 weiterführende Regelungen sowie technischen Anforderungen zum zukünftigen Ausbau lange unsicher. In der Folge ging die zuvor außerordentlich hohe Ausbaudynamik deutlich zurück (2012: 7,6 MWp, 2014: 1,9 MWp jährlich; s. Abbildung 27), während zahlreiche Anbieter sich gerade gegenüber ausländischer Konkurrenz nicht mehr als wettbewerbsfähig sahen und Insolvenz anmeldeten (z.B. Q-Cells) bzw.

das Geschäftsfeld aufgaben (z.B. Bosch; s. Preuss, 2013). Strittig ist allerdings, inwieweit es sich bei diesem Einbruch nicht um die kaum zu vermeidende Bereinigung nach einer „Marktüberhitzung“ (SRU, 2013, S. 109) handelt; zudem steht zu beachten, dass trotz zunehmender Verlagerung der Produktionsstätten nach Asien ein hoher Wertschöpfungsanteil in Deutschland verbleibt (Fraunhofer ISE, 2012b). Nicht zuletzt kann man die deutsche Technologieförderung als Investition in weltweit steigende Ausbauraten verstehen, da der globale Markt von der durch das EEG maßgeblich getriebenen Kostendegression profitierte. Ungeachtet dieser Sichtweise ist durch politische Anreizsetzung gezielt ein Wirtschaftszweig aufgebaut worden, welchem durch spätere Regelungen die Unterstützung wieder entzogen wurde. Rapide sinkende Ausbauraten belegen hierbei, wie sensibel die Energiewirtschaft auf derartige Richtungswechsel und die damit verbundene Investitionsunsicherheit reagiert.

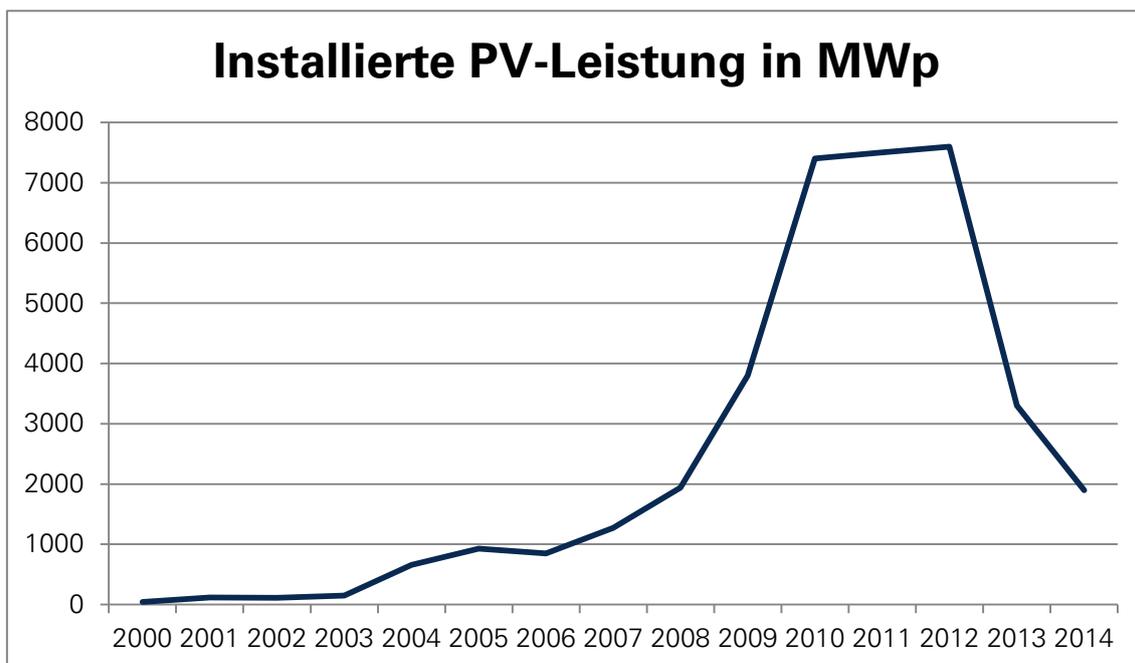


Abbildung 27: Jährlicher PV-Zubau 2000-2014 (eigene Darstellung nach BSW-Solar, 2015, S. 5)

Weitaus deutlicher noch als am Photovoltaikbeispiel ist der Bioenergiepfad durch wechselnde politische Signale gekennzeichnet. Spielte im Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 die direkte Verstromung bzw. Gas- und Treibstoffherzeugung aus Biomasse noch eine tragende Rolle, so wurde der weitere Ausbau spätestens ab 2014 drastisch gekürzt (Dağaçan, et al., 2014, S. 7ff): Der nun ohnehin wenig ambitionierte Ausbaukorridor von jährlich 100 MW wird vermutlich nicht erreicht werden, da die Förderung auf Rest- und Abfallstoffe begrenzt wurde,

Vergütungsbegrenzungen für Anlagengrößen über 100 kW eingeführt wurden und die Flexibilitätsprämie sowie der Biogas-Aufbereitungsbonus gestrichen wurden. Am schwersten wog jedoch bereits 2012 der Wegfall des *Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen* („Nawaro-Bonus“), welcher seit seiner Einführung im Jahr 2004 zu einem Boom bei der Neuinstallation von Biomasseanlagen geführt hatte. Diese erhielten Vergütungsaufschläge für die Nutzung von Energiepflanzen wie etwa Mais, welche somit direkt für die energetische Weiternutzung angebaut wurden und zur sogenannten „Vermaisung“ zahlreicher Anbauflächen führten (Bosch & Peyke, 2011, S. 116). Die Nutzung von Nicht-Reststoffen ist ökologisch, aber auch ethisch in höchstem Maße umstritten; die lokalen und globalen Auswirkungen auf Bodennutzung und Nahrungspreise sind Gegenstand zahlreicher Expertisen und schwer versöhnlicher Debatten (Kanning, et al., 2009; Leopoldina, 2012). Dies gilt verdichtet für den verpflichtenden Zusatz von Biotreibstoff im deutschen Verkehrssektor („E10“), welche durch die sogenannte Tank-oder-Teller-Debatte seine narratologische Zuspitzung findet. Für die energetische Nutzung von Agrarprodukten als Biokraftstoff der *ersten Generation* (d.h. vor allem auf Basis von Feldfrüchten, welche in Konkurrenz zur Nahrungsproduktion stehen)¹⁹⁴ existieren zwar internationale Zertifizierungssysteme, welche den Verlust von Anbauflächen oder die Umwandlung von Böden eindämmen sollen, im globalen Kontext allerdings notgedrungen unvollständig bleiben.¹⁹⁵ Befürworter des Bioenergiepfades betonen zudem die Systemdienlichkeit der regelbaren Bioenergienutzung vor allem für die zukünftige Strom- und Wärmebereitstellung ebenso wie die Möglichkeit, innerhalb des erprobten Vergütungssystems stärker die innovative Nutzung von Reststoffen oder alternativen Energiepflanzen zu beanreizen (z.B. ökologisch wertvollere Wildpflanzen und Blühflächen; s. LFL Bayern [Bayrische Landesanstalt für Landwirtschaft], 2011). Diese Sichtweise konnte sich jedoch nicht gegen das stark beschädigte Image des Technologiepfades durchsetzen, welcher im Resultat spätestens seit 2014 als

¹⁹⁴ In der *zweiten Generation* finden sich weniger energiedichte und daher als Kraftstoff teurere Restprodukte aus Land- und Forstwirtschaft oder der Landschaftspflege. Noch weitgehend in der Entwicklung befindet sich die Nutzung von Algen für die Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan, woraus Kraftstoffe der *dritten Generation* entstehen könnten.

¹⁹⁵ Schwer beizukommen ist hierbei etwa dem *Indirect Land use Change*, worunter das Phänomen beschrieben wird, dass durch Biomasseanbau auf den seitens der Zertifizierungsbehörden dafür vorgesehenen landwirtschaftlichen Nutzflächen ein Ausweichen des Nahrungsmittelanbaus auf ökologisch hochwertige Flächen wie Wald und Grasland geschieht, was überdies viel in Boden und Bewuchs gebundenes CO₂ freisetzt (Europäische Kommission, 2016).

weitgehend gedrosselt bezeichnet werden muss. Als bemerkenswert stellte sich hierbei auch der erstmalige Eingriff in den wirtschaftlichen Betrieb von nach altem EEG-Recht errichteten Bestandsanlagen durch Herabsetzen der sog. „Höchstbemessungsgrundlage“¹⁹⁶ dar. Hiermit ist eine neue Qualität an Investitionsunsicherheit erreicht worden (Energate, 2015b, S. 3).

Die Fallbeispiele ließen sich weiter ausführen oder um weitere, von teils widersprüchlichen Politiksignalen betroffenen Technologien wie etwa den Offshore-Pfad erweitern (s. Kap. 3.3.6). Die obigen Ausführungen belegen jedoch bereits, dass die durch Förderregime ausgelösten Eigendynamiken und deren diskursive Vermittlung hinsichtlich etwa Kosten oder Umweltbelastungen nur schwer zu beherrschen sind.

Das Problem umweltpolitischer Kontextsteuerung scheint vor allem darin zu liegen, dass sie angesichts der von ihr ausgelösten – und gewollten – ökonomischen Dynamik Fakten schafft (z.B. den „Wildwuchs“ an Anträgen für Offshore-Windparks), für deren Regulierung sie nur ein begrenztes Instrumentarium bereithält (Mautz & Byzio, 2004, S. 126).

Im Extremfall können diese (subjektiven) Fehlentwicklungen und die darauf folgenden steuerungspolitischen Gegenreaktionen das ursprüngliche Förderziel infrage stellen.

5.5.2 Feste Netze für dynamische Energiezukünfte

Jenseits der reinen Technologieförderung lassen sich Notwendigkeit und Dilemmata politischer Nachhaltigkeit recht anschaulich an der Netzausbauplanung aufzeigen. Diese nämlich weist eine doppelte Frontstellung auf, welche darin besteht, dass der Netzausbau auf Basis gegenwärtiger Erkenntnis begonnen werden muss und mit seinem Voranschreiten nur noch inkrementell zu ändern ist. Gleichzeitig muss er gerade mit Blick auf Akzeptanzgesichtspunkte jedoch offen für dynamische Entwicklungen auf Last- und Erzeugungsseite sein. So wirkt sich eine Änderung im Förderregime für Erneuerbare Energien zunächst auf deren räumliches Installationsprofil aus (s. Kap. 3.3.3), was wiederum in unterschiedlichen Lastflüssen resultiert. Ähnliches gilt für die noch zu bestimmende Rolle vorgehaltener konventioneller Kapazitäten, die ja nach Standort, Umfang und Flexibilität zusätzliche Übertragungskapazitäten entweder einsparen oder erforderlich machen können. So wird die Ablehnung des eigentlich schon als Konsens betrachteten Netzausbaus nach

¹⁹⁶ Betreiber erhalten nach EEG 2014 nur noch Vergütungszahlungen für maximal 95% des erzeugten Stroms.

dem Bundesbedarfsplan in Bayern auch mit dem Argument legitimiert, stattdessen neue Gaskraftwerke an bestehenden Netzknotenpunkten errichten zu wollen (Lettenbauer, 2015).

Verkürzt ließe sich also formulieren, dass entweder erst eine Netz- und Speicherinfrastruktur bestehen müsste, um zukünftig zu errichtende Erzeugungskapazitäten optimal bereitstellen zu können, oder zunächst Konsens über Last- und Erzeugungsverteilung bestehen müsste, um auf dieser Grundlage die Notwendigkeit von Trassenbau- und Nachrüstung stichhaltig zu begründen. Jenseits dieses Gedankenspiels ergeben sich beide Entwicklungen jedoch aus einer wechselseitigen Dynamik, sodass die Entscheidung über den Netzausbau letztlich unter einem hohen Maß an Unsicherheit getroffen werden muss. Ebendieses Dilemma sollte der NEP durch jährliche Neubewertungen und zahlreiche Iterationsstufen abmildern (s. Kap. 5.5.4). In der Vergangenheit zeigte sich jedoch, dass Netzentwicklungspläne der BNetzA trotz der Einbindung verschiedener Stakeholder sowie der Öffentlichkeit in mehreren Feedbackschleifen nicht sämtliche Zweifel an der Notwendigkeit neuer Trassenverläufe ausräumen konnte (s. etwa von Hirschhausen, 2014). Kritik betrifft nicht nur den Streit um konkrete technische Gestaltungsmaßnahmen wie Leiterseilmonitoring oder die Verwendung von Erdkabeln, sondern insbesondere den *Szenariorahmen*, welcher dem NEP zugrunde liegt. Dieser Szenariorahmen soll den zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungskorridor umreißen, basiert wie alle Szenarienbündel jedoch auf spezifischen Eingangsparametern und Rahmenbedingungen, welche ihrerseits zunehmend auf Kritik gestoßen sind (Germanwatch, 2014). In der Folge könnten aktuelle Ausbauentscheidungen – durch das Bundesbedarfsplangesetz in feste Form gegossen – trotz aller Bemühungen doch Passungslücken zum Last- und Erzeugungsprofil kommender Jahre aufweisen. Bereits heute zeigt sich, dass die Argumentation, eine Trasse würde für die Energiewende nicht benötigt, ein hohes Potenzial zur Akzeptanzminderung innewohnt (Schmidt, et al., 2013; Schnelle & Voigt, 2012).

Auf einen umfassenden Konsens zu warten stellt nicht zuletzt aufgrund langer Planungs- und Bauzeitung jedoch keine Alternative dar, weshalb der Netzausbau unter Inkaufnahme unvollständiger Informationen begonnen werden muss. Er ist damit ein sehr gutes Beispiel für das von Korte (2010) beschriebene *Politikmanagement unter*

Unsicherheit, welche für die Strategiefähigkeit politischer Akteure eine bedeutende Herausforderung darstellt. Demzufolge

steigt mit der Geschwindigkeit technologischer Innovationen der Bedarf nach neuen rechtlichen Rahmenbedingungen. Dies hat wiederum zur Folge, dass sich die Politik dem Druck ausgesetzt sieht, immer mehr Entscheidungen zu treffen, deren Wirkungen weit in die Zukunft reichen und damit Pfadabhängigkeiten Erzeugen, die nur sehr schwer wieder zu korrigieren sind (ebd. 223).

Ein Reaktionsmuster auf diese Entwicklung ist folglich das von Tagespolitik getriebene ‚Durchwursteln‘ politischer Steuerung, wobei betont werden muss, dass der NEP gerade einen Versuch langfristig-konzeptioneller Steuerung darstellt (zur Würdigung des NEP im Sinne politischer Nachhaltigkeit s. Kap. 5.5.4). Allerdings ist der NEP eingebettet in sehr unklare Rahmenbedingungen zum neuen *Gesamtdesign des Strommarktes*.

Während dem Netzausbau von seinen Kritikern vorgeworfen wird, zu früh Tatsachen zu schaffen, welche daraufhin eine spezifische Energiezukunft zementieren würden – nämlich die einer vergleichsweise zentralen Erzeugungsstruktur (DUH, 2012) –, ist die Debatte um die Gestaltung eines Orientierung bietenden, integrativen *Strommarktdesigns* vom wiederholten Aufschieben konkreter Entscheidungen geprägt. Aktuell gilt auch die EEG-Reform von 2014 nur als Übergangslösung, wobei deren wiederholtes Vertagen auf die Zeit nach der Bundestagswahl 2013 bereits damit begründet worden war, unmittelbar nach der Wahl einen Gesetzesentwurf ‚aus einem Guss‘ fertigen zu wollen. Bislang ist die Strommarktreform, in welcher Grundsatzfragen wie die Verantwortung für Systemstabilität, die Rolle von Energiespeicherung sowie Bewertung und ggf. Erweiterung des bestehenden Energy-Only-Marktes fallen, noch nicht über die Phase eines Weißbuchs hinausgelangt (BMW, 2015c, S. 16). Bis zu einer einheitlichen Regelung ist ein Steuern ‚auf Sicht‘ die Folge, welche auf die unmittelbar notwendigen Schritte begrenzt ist. Für diese sind zudem häufig Überprüfungsklauseln im Gespräch, etwa mit Blick auf die spätere Einführung eines Kapazitätsmarktes, sodass kein Pfad dauerhaft versperrt wird – was jedoch wieder zu Unsicherheit führt (Energate, 2015d). Grund für die zögerliche Umsetzung eines Gesamtsystementwurfs dürfte das Bewusstsein um die außerordentliche Hebelwirkung der Marktdesignentscheidung sein; tatsächlich ist das Argument der *Irreversibilität* in der Kapazitätsmarktdebatte sehr prominent. Folge dieses Offenhaltens verschiedener Regulierungspfade ist jedoch das Fehlen einer

dauerhaften Entscheidungsgrundlage, wodurch Investitionen in den Kraftwerkspark, Speicher und EE massiv behindert werden – und damit die Rahmenbedingungen für den Netzausbau ihrerseits äußerst vage bleiben. Insgesamt ergibt sich also die Notwendigkeit gleichzeitig stabiler und flexibler politischer Steuerungsrahmen, welche als *politische Nachhaltigkeit* im folgenden Kapitel umrissen werden soll.

5.5.3 Anpassung ohne Richtungswechsel: Politische Nachhaltigkeit als analytisches Konzept¹⁹⁷

Im Jahr 2013 jährte sich zum 300. Mal die Begriffsbildung der *nachhaltigen Nutzung*, welche der sächsische Oberberghauptmann Hans Carl von Carlowitz ursprünglich als ein forstwirtschaftliches Leitprinzip zu etablieren suchte, nach welchem Verbrauch und Regenerationsfähigkeit von Ressourcen dauerhaft zu vereinen wären. Auch die heutige Leseweise, welche sich im Wesentlichen auf den Bericht der Brundtland-Kommission für Umwelt und Entwicklung (1987) und die Beschlüsse der des ‚Erdgipfels‘ der Vereinten Nationen in Rio de Janeiro (1992) gründet, stützt sich auf den darin enthaltenen Kerngedanken der Generationengerechtigkeit: „Humanity has the ability to make development sustainable to ensure that it meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs“ (UN, 1987, S. 16).¹⁹⁸ Die konkrete Umsetzung dieser materiellen Nachhaltigkeitsziele wird ermöglicht durch eine nachhaltige Politik, welche im Rahmen der vorliegenden Analyse jedoch die *unabhängige* Variable darstellt. Nachhaltige Politik beschreibt solches menschliche Handeln, das verbindliche Regeln schafft, welche der Verwirklichung der wie auch immer zu operationalisierenden Teilziele nachhaltiger Entwicklung dienen. Sie steht im Fokus gegenwärtiger politikwissenschaftlicher Analysen. Gegenstand eines solchen Forschens ist folglich einerseits die Frage, an welchen Kriterien das ‚gute Leben‘ zukünftiger Generationen zu messen ist;

¹⁹⁷ Eine Kurzform der hier präsentierten Herleitung und Anwendung des Begriffs politischer Nachhaltigkeit hat der Verfasser bereits gemeinsam mit Daniel Schubert und Dominik Möst in einem Fachartikel veröffentlicht (s. Schubert, et al., 2015).

¹⁹⁸ Die Karriere des Nachhaltigkeitsbegriffs war in den vergangenen Jahrzehnten, auch über den ökologischen Kontext hinaus, äußerst schillernd (s. zur Übersicht Spindler, 2011). Der umfassende Anspruch einer nachhaltigen Entwicklung, welche gemeinhin über den Dreiklang ökologischer, ökonomischer und sozialer Nachhaltigkeit aufgeschlüsselt wird, bringt es unweigerlich mit sich, dass verschiedenste Lebensbereiche mit den Begriffen und Annahmen des Nachhaltigkeitsdenkens vermessen werden müssen, sodass sich der Begriff *auch* zu einem vielfach vereinnahmten Modewort entwickelt hat. Hier wird er nicht zuletzt aus werblichen Gründen als einfaches Synonym für *erfolgreich*, *durchschlagend* etc. genutzt (Grober, 2010, S. 16f.).

andererseits wird untersucht, wie und unter welchen Umständen politische Inhalte, Strukturen und Prozesse die dafür nötigen Regelungsbedürfnisse erfüllen können (Barnes & Hoerber, 2013; Knopf, et al., 2011). Beispielsweise etabliert nachhaltige Politik ein effektives Regime zur CO₂-Reduktion oder sorgt dafür, dass soziale Schieflagen nicht den gesellschaftlichen Zusammenhalt gefährden. In letzter Konsequenz wird der Erfolg nachhaltiger Politik also an der erfolgreichen Verwirklichung – unterschiedlich definierter – materieller Inhalte gemessen, wobei sich die zusätzliche Schwierigkeit ergibt, dass diese Bewertung entweder nur über Projektionen oder erst mit einem Zeitversatz von mehreren Jahrzehnten erfolgen kann.

Politische Nachhaltigkeit¹⁹⁹ hingegen meint etwas anderes, auch wenn sich in der Literatur unter diesem Begriff gelegentlich Formulierungen finden, die sich inhaltlich als (unzutreffendes) Synonym für die oben beschriebene nachhaltige Politik offenbaren.²⁰⁰ Tatsächlich scheint es sinnvoller, politische Nachhaltigkeit als das Qualitätsmerkmal einer (inhaltlich beliebigen) politischen Regelung zu verstehen, nach ihrer erstmaligen verbindlichen Einführung im Zeitverlauf stabil zu bleiben. Patashnik (2003, S. 207) definiert dies als „capacity of any public policy to maintain its stability, coherence and integrity as time passes, achieving its promised goals amid the inevitable vicissitudes of politics.“ Er geht davon aus, dass solche Inhalte, die breite gesellschaftliche Interessen berühren, durch erschwerte Mobilisierung der Betroffenen und vergleichsweise hohe Kosten für Einzelinteressen gekennzeichnet sind. Dadurch ist die dauerhafte und erfolgreiche Umsetzung einer politischen Regelung keinesfalls als selbstverständlich anzusehen: Dies zielt weniger auf Defizite in der politischen Implementation von Politiken ab (wie etwa im Rahmen des Prinzipal-

¹⁹⁹ Das Konzept politischer Nachhaltigkeit ist nicht neu; Anwendung findet es vor allem in der Forschung zur Ausgestaltung von Sozialsystemen (s. etwa Casamatta, et al., 2000; Galasso, 1999). Deren Funktionieren nämlich beruht nicht zuletzt auf der Annahme, politische Nachhaltigkeit wäre mit großer Sicherheit gegeben: Wer nämlich in einem Umlagesystem in eine Rentenkasse einzahlt, muss das keineswegs selbstverständliche politische Vertrauen aufbringen, dass die zugrunde liegenden gesetzlichen Regelungen über Jahrzehnte hinweg stabil bleiben. Dieses Muster lässt sich jedoch auch in der von langen Planungszeiträumen gekennzeichneten Energiewirtschaft beobachten: „[I]nfrastructures that the German regulator approves of now will define the character of the electricity system *in one or two decades*“ (Schmid, et al., 2015, S. 3).

²⁰⁰ Darüber hinaus wird in wenigen Fällen politische Nachhaltigkeit (neben sozialer, ökonomischer und ökologischer) auch als Teilmenge materieller Nachhaltigkeitsziele operationalisiert, wo sie das *Vorhandensein stabiler Institutionen* beschreibt. Diese werden also als Zieldimension verstanden und somit zum Bestandteil dessen, was als ‚gutes Leben‘ als bewahrenswert und somit als Selbstzweck definiert wird. Gemeinhin wird diese Perspektive jedoch unter dem Überbegriff der sozialen Nachhaltigkeit subsummiert (Assefa & Frostell, 2007).

Agent-Dilemmas), sondern bleibt auf der Ebene des Gesetzgebers verhaftet. Unter den Bedingungen z.B. zyklischer medialer Aufmerksamkeit, regelmäßiger Regierungswechsel und der Möglichkeit, dass gut organisierte Einzelinteressen auf stets neu auszuhandelnde Detailregelungen in ihrem Sinne Einfluss nehmen können, kann die Nachhaltigkeit einer politischen Regelung, also ihre Dauerhaftigkeit sowie die Unversehrtheit ihres Kernanliegens, durchaus infrage gestellt werden. Zu häufig sind in der mittelfristigen Folgezeit (d.h. derselben oder einer nachfolgenden Regierung) demnach entweder die völlige Umkehr der Politik („reversal“) oder die Aushöhlung ihrer Intention durch verwässerte oder kontraproduktive Detailregelungen („corruption“; ebd., S. 207): „In sum, general interest reforms may collapse for the same reason they are unlikely to be enacted in the first place“ (ebd., S. 209).

5.5.4 Lernende Gesetze, Resilienz und Konsensbildung: Eine Forschungsagenda

„Das Heil einer Republik oder eines Reiches beruht nicht auf einem Fürsten, der zeitlebens weise regiert, sondern darauf, dass er dem Staat Einrichtungen gibt, durch die er sich auch nach seinem Tode erhalten kann.“ – Niccoló Machiavelli (2000 [1531], S. 53)

Politische Nachhaltigkeit im Sinne des vorangegangenen Kapitels ist dann vorhanden, wenn verbindliche Regelungen, also soziale Arrangements, so auf Dauer gestellt werden, dass ihr Wesenskern auch in anderen personellen Konstellationen (etwa nach einer Wahl) nicht durch anderslautende Regelungen revidiert und durch kontextspezifische Operationalisierungen aktiv erhalten wird (z.B. durch eine angepasste, aber inhaltlich konsistente Förderpolitik). Dem von tagespolitischen Sachzwängen geprägten unmittelbaren Zugriff müssen langfristige Politiken durch Institutionalisierungsprozesse zumindest anteilig entzogen werden. Kern des Institutionsbegriffs nämlich ist, dass Sozialarrangements über Generationen von Individuen hinweg stabil bleiben. Institutionalisierung kann hierbei sowohl sach- als auch personenbezogen geschehen; sie umfasst somit verrechtlichte Institutionen wie die Kodifizierung in geschlossenen Klimagesetzen oder die Schaffung von Organisationen. Darüber hinaus wird soziale Stabilität in erster Linie durch wirklichkeitskonstruktive Praxen auf Mikroebene geschaffen. So können sich formalrechtliche Institutionen als dauerhafter erweisen, wenn sie sich als

anschlussfähig an Deutungs- und Handlungsroutinen in der Bevölkerung erweisen bzw. diese entsprechend formen können. Aus diesen Überlegungen ergibt sich die hohe Relevanz gesellschaftlicher Diskurse und Narrationen für die aktuelle und zukünftige Steuerung der Energiewende (s. Kap. 4.2). Welche Ansätze zur Herstellung politischer Nachhaltigkeit lassen sich bereits als Rahmen der Energiewendepolitik identifizieren und als Agenda für weitere Forschung umreißen?

Lernende Gesetze

„Zu einer erfolgreichen Steuerung gehört es, nicht-intendierte Handlungsfolgen rechtzeitig zu erkennen und zu begrenzen. Die Steuerungsinstrumentarien müssen flexibel sein. Je höher die Anpassungsfähigkeit ist und je kurzfristiger die Anpassung erfolgen kann, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, das Steuerungsziel zu erreichen.“ – Bruns, et al. (2009, S. 500)

Selbst der gegenüber EE recht wohlwollend positionierte SRU stellt am Beispiel der Photovoltaik fest, „dass es zu politischem Steuerungsversagen kommen kann, wenn es darum geht, offensichtliche Überförderungen rechtzeitig zu beenden“ (2013, S. 109). Im Zusammenhang mit der EE-Förderung identifizieren auch Lüthi & Prässler (2011) die eher abstrakte Kategorie der *institutionellen Beherrschbarkeit* eines Förderprogramms als einen zentralen Erfolgsfaktor neben etwa Investitionssicherheit und gesichertem Netzzugang. Die Reaktion im konkreten Fall der deutschen PV-Förderung war ein *lernendes Gesetz*, welches die in jedem Fall notwendige Förderdegression automatisiert an vorab definierte Ausbaukorridore bindet. Damit wurden die Fördersätze von stets zu wiederholenden – und vermutlich tagespolitisch geprägten – Gesetzesänderungen entkoppelt, d.h. man konnte, „den Prozess der Festlegung [...] entpolitisieren“ (2013, S. 109). Während dieser Umstieg im Falle der Photovoltaik zu spät kam, um nicht – gleichsam als Reflex auf die vorherige Überförderung – mit einschneidenden Vergütungskürzungen einherzugehen, so birgt die Grundidee eines automatisierten Gesetzesrahmens doch hohes Potenzial. Auch Bechberger et al. (2003, S. 31) kommen auf Basis von Vergleichsstudien zu dem Schluss, dass die Kontrollierbarkeit eines Förderinstruments einen zentralen Erfolgsfaktor für ein langfristig effektives EE-Regime darstellt:

Hier erscheinen insbesondere solche Instrumente anfällig, für deren Funktionieren politische Entscheidungen immer wieder erneuert werden müssen. Beispielsweise im Vorfeld von Wahlen besteht dann die Gefahr,

dass diese Entscheidungen dazu genutzt werden, bestimmte Wähler- bzw. Lobbygruppen zu bevorzugen.

Insgesamt kann somit einerseits das Zustandekommen einer nicht vermittelbaren Kostenbelastung vermieden werden. Dies ist insbesondere deswegen von Belang, da die Rücknahme von Fördermitteln in jedem Fall subjektiv empfundene Verlierer produziert, d.h. ein distributives Politikfeld zunehmend redistributive Züge annimmt (s. Kap. 5.2). Automatisierte Anpassungseffekte wiederum lassen sich einbetten in vorab festgelegte Überarbeitungszyklen des betreffenden Gesetzes, was sich laut Bruns, et al. (2009, S. 500) im Falle des EEG bewährt habe, da hierdurch kurzfristig auf nicht intendierte Entwicklungen reagiert werden kann.

Ähnliche Ansätze existieren für die Reparatur des Emissionshandels, für welchen 2013 nach langen Verhandlungen eine vorübergehende Zertifikatsverknappung („Backloading“) beschlossen wurde, um den CO₂-Preis zu stützen. Demnach werden 2014-2016 900 Mio. Zertifikate aus dem Markt genommen und ab 2019 wieder zugänglich gemacht (BMWi, 2015d). Weder der Umfang der entzogenen Verschmutzungsrechte noch die Tatsache, dass die Zertifikate nur kurzzeitig verknappt würden, konnten jedoch als durchschlagende Reform interpretiert werden. Während einschneidendere Verknappungen angesichts der Widerstände der Mitgliedsstaaten nicht durchzusetzen waren, so wurde doch im Januar 2014 beschlossen, zumindest die 900 Mio. Zertifikate aus dem Backloading dauerhaft in eine *Marktstabilitätsreserve* zu überführen und damit nicht automatisch dem Handel wieder zugänglich zu machen. Dies würde schrittweise erst dann geschehen, wenn ein Überschuss von weniger als 400 Mio. handelbaren Zertifikaten unterschritten würde. Entsprechend würden bei einem Überschuss von mehr als 833 Mio. Zertifikaten die Versteigerungsmenge verkürzt und die Stabilitätsreserve weiter vergrößert (Europäische Kommission, 2014b, S. 3f). Wenngleich offen ist, ob der Sockelüberschuss an Verschmutzungsrechten durch das Backloading ausreichend gekürzt wird, ist somit doch ein lernendes Gesetz entstanden, welches das Blockadepotenzial regelmäßiger Neuentscheidungen zu einem gewissen Grad überwindet.

Resiliente Planung

Das oben umrissene Dilemma des Übertragungsnetzausbaus besteht darin, dass mit Planung und Installation von Infrastruktur begonnen werden muss, obschon deren Zielgestalt noch nicht zweifelsfrei absehbar ist; Entscheidungen hierüber müssen also

unter Unsicherheit getroffen werden. Nach Korte (2010, S. 212) herrscht in der Politikwissenschaft durch „[s]inkende Erwartungssicherheit, mangelnde Zeitsouveränität und de[n] fortlaufende[n] Zwang zur Reaktion“ inzwischen eine gewisse „Strategie-Skepsis“. Dennoch können sich politische Entscheider durchaus Handlungsräume zur strategischen Steuerung schaffen; Voraussetzung hierfür sei jedoch die „Antizipation von Erwartungsunsicherheit“ (ebd.). Eine Möglichkeit dazu bietet ein resilientes Planungsdesign: Der zunehmend populäre Begriff der Resilienz wird „verstanden als widerständige, strukturstabilisierende, regenerative Reaktionen auf Gefährdungen oder Schädigungen“ (Bürkner, 2010, S. 6). Er beschreibt also die Fähigkeit eines Systems, mit Rückschlägen und Herausforderungen umzugehen (s. auch Folke, et al., 2010). Resiliente Planung muss also Lerneffekte und dynamische Anpassungen an neue Sachverhalte beinhalten, welche die Passfähigkeit der institutionellen Strukturen infrage stellen würden.²⁰¹ Auch Droste-Franke, et al. (2014, S. 7) fassen in diesem Zusammenhang „dynamic stability“ als zentrale Eigenschaft erfolgreicher energiepolitischer Steuerung auf, welche Robustheit und Anpassungsfähigkeit vereint.

Im Energiewendekontext kann eine solche resiliente Planung bedeuten, dass basierend auf einem Szenarientrichter, zunächst sogenannte *no-regret-Maßnahmen* identifiziert werden, welche in jeder Energiezukunft notwendig sind und damit aller Voraussicht nach weder zu Fehlinvestitionen führen noch den Weg für möglicherweise geeignetere Technologien verstellen. Hierzu hat Agora Energiewende eine Methodik für ein „robustes Stromnetz“ (2013a, S. 5) entwickelt, welches das unter 5.5.2 umrissene Dilemma auflösen soll. Hierzu werden – ähnlich dem Vorgehen der Clusteranalyse in dieser Arbeit – Einflussfaktoren identifiziert, welche sich auf den Transportbedarf im Hochspannungsnetz auswirken; hierzu gehören etwa die Allokation von erneuerbaren Energien, deren Einspeisemanagement oder die Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten (Waldmann, 2014, S. 15). Aus möglichen Ausprägungen dieser Faktoren werden inhaltlich kohärente, möglichst unterschiedliche Szenarien identifiziert, welche abweichende Energiezukünfte mit jeweils typischem Kraftwerkseinsatz und Lastprofil repräsentieren. Kernelement des Vorgehens ist nun eine Priorisierung der daraus abzuleitenden Netzausbaumaßnahmen, welche im Zuge einer Rückwärtsplanung solche Schritte vorzieht, die sämtliche Szenarien abdecken

²⁰¹ S. zur sozialwissenschaftlichen Verwendung des Resilienzbegriffs Bürkner (2010) sowie zum evolutorischen Fitnessbegriff aus Adaptions- und Retentionsfähigkeit Lempp (2007).

(Agora Energiewende, 2013a, S. 12ff; Waldmann, 2014, S. 19). Die Robustheit des Netz äußert sich also durch die Fähigkeit, Unsicherheiten in der fortlaufenden Planung zu integrieren; es weist damit im oben definierten Sinne ein gewisses Maß an Resilienz auf.

Energiewendekonsens durch deliberative Verfahren

„[D]enn der Antrieb des reinen Begehrens ist Sklaverei, und der Gehorsam gegen das selbstgegebene Gesetz ist Freiheit“ – Jean-Jacques Rousseau (2003 [1762]: 23)

Eine geistige Wurzel des Nachhaltigkeitsdenkens besteht in der christlichen Providenzlehre, d.h. der Empfindung einer göttlichen Vorsehung (*providentia dei*), welche eine erhaltenswerte Welt geschaffen hat. Dem Gedanken der ‚Bewahrung als zweitem Schöpfungsakt‘ lässt sich die Deutung entnehmen, die Dinge wären gut, so wie sie sind, woran der materielle, also auf konkrete Inhalte bezogene Kern der Nachhaltigkeit festgemacht werden kann: Das ‚gute Leben‘ künftiger Generationen ließe sich demzufolge an objektiven Kriterien festmachen, zu deren Erreichen sich konkrete Maßnahmen ableiten lassen (Grober, 2010, S. 49ff). Dieses ‚prognostische Element‘ ist der christlichen Tradition wie auch dem modernen Wohlfahrtsstaat gemein. Da eine göttliche Legitimation nur noch recht eingeschränkt als Leitfaden für konkrete lebensweltliche Formgebung dient, bedarf es eines anderen Verfahrens um solche Regeln und Kriterien zu finden, welche aller Wahrscheinlichkeit nach auch in Zukunft Gültigkeit beanspruchen können. Während der abstrakten Idee des ‚guten Lebens‘ kaum zu widersprechen ist, leitet sich aus der Fülle möglicher energiewirtschaftlicher Entwicklungspfade jedoch die Notwendigkeit eines Unsicherheit reduzierenden *Energiewendekonsenses* ab. Dieser stellt somit das säkulare Bindeglied zur *providentia dei* dar, lässt sich bislang jedoch höchstens auf einen Szenarientrichter verengen (s.o.). Je mehr Konsensbildung angesichts des kontroversen und durch verschiedene Nebenziele überlagerten Spannungsfelds der Energiesystemtransformation gelingt, umso weniger wären die darauf beruhenden politischen Regelungen jedoch anfällig für *reversal* und *corruption*.

Da energiewirtschaftliche Entwicklungen und Infrastrukturentscheidungen in jedem Fall Gewinner und Verlierer produzieren, kann solch ein Konsens nur durch *Gerechtigkeit auf dem Verfahrenswege* hergestellt werden. Er bietet damit ein Anwendungsfeld für Habermas‘ Konzept deliberativer Verfahren, welche – etwas

verkürzt – die Akzeptanz des Ergebnisses durch die Akzeptanz von dessen Zustandekommen begründet: „Rechtsnormen müssen so beschaffen sein, dass sie unter je verschiedenen Aspekten gleichzeitig als Zwangsgesetze und als Gesetze der Freiheit betrachtet werden können“ (Habermas, 1999, S. 295). Im Rahmen seiner Betrachtungen legt Habermas die *Gleichursprünglichkeit von Menschenrechten und Demokratie* dar, indem er aus liberalen, auf Abwehrrechte ausgerichteten und dem republikanischen, an Öffentlichkeit und Teilhabe orientierten Demokratieverständnis eine Synthese bildet, deren beide Pole sich wechselseitig bedingen. Der Brückenschlag erfolgt durch deliberative Verfahren: „Gültig sind genau die Handlungsnormen, denen alle möglicherweise Betroffenen als Teilnehmer an rationalen Diskursen zustimmen könnten“ (Habermas, 1994, S. 138). In diesem Sinne versteht auch Richter Nachhaltigkeit nicht als vorpolitische Norm, sondern als Prozesskategorie: „Das Prinzip der Nachhaltigkeit repräsentiert ein Verfahren, dessen Inhalte dauerhaft umstritten bleiben, dessen Konkretisierungen dennoch immer wieder neu diskursiv angezielt werden müssen“ (2005, S. 270). Erst der faire und offene Diskurs über energiepolitische Ziele und Teilziele wappnet die Maßnahmen, die zu deren Umsetzung ergriffen werden, also gegen politische Erosion. Hierbei ist zentral, dass diese Debatte sich nicht als reine Überzeugungsstrategie versteht, sondern tatsächlich auch Partizipation ermöglicht (s. auch acatech, 2011, S. 7ff). In diesem Zusammenhang sieht auch Kruse (2012, S. 43) den von der Energiewende unabhängig existierenden „generellen Wunsch nach mehr Partizipation“ als möglichen Akzeptanzverstärker.

Nachhaltige Energiepolitik erweist sich daher als „acceptable within a wide spectrum of diverse interests and value commitments. It thereby ensures a continuous acceptance and validity of the recommendations made (Droste-Franke, et al., 2014, S. 8).“ Zur Identifikation eines solchen dauerhaft mehrheitsfähigen Weges bedarf es eines deliberativen Verfahrens. Dieses beruht auf öffentlicher Teilhabe und Kommunikation und soll auf diesem, wenngleich langwierigen, Wege *Konsens* anstelle eines leichteren, aber störanfälligeren *Kompromisses* schaffen: „Durch die Einbeziehung von sowohl stark wie schwach organisations- und konfliktfähigen Interessen wird das Wissen aller Betroffenen genutzt und ein Abgleich ganz unterschiedlicher Problemperspektiven erzielt“ (Schneider & Janning, 2006, S. 191). Dieses Verfahren ist in Ansätzen beim Netzausbau zu beobachten, wo durch

verschiedene Iterationsschleifen die in Experten- und Stakeholderdiskussionen erlangten Ergebnisse zu Trassennotwendigkeit und -verläufen der Öffentlichkeit zugänglich gemacht und zur Diskussion gestellt werden. Dies geschieht durch institutionalisierte Feedbackrunden sowie Bürgerdialoge (s. Tabelle 12).

1	Erstellung des Szenariorahmens durch die ÜNB
2	Öffentliche Konsultation und Genehmigung durch BNetzA (ggf. in überarbeiteter Form)
3	Erstellung des Netzentwicklungsplans durch die ÜNB
4	Öffentliche Konsultation und Genehmigung durch BNetzA (ggf. in überarbeiteter Form)
5	BNetzA legt Entwurf des Netzentwicklungsplans der Bundesregierung vor
6	Erstellung des Bundesbedarfsplangesetzes auf Basis des NEP durch die Bundesregierung; Abstimmung in Bundestag und Bundesrat
7	Beginn der Bundesfachplanung (inkl. strategische Umweltprüfung bei länderübergreifenden Trassen, sonst Raumordnungsverfahren): ÜNB erarbeiten Trassenkorridore
8	Genehmigung der Trassenkorridore durch die BNetzA (ggf. in überarbeiteter Form)
9	Ermittlung der konkreten Trassenverläufe im Zuge der Planfeststellungsverfahren durch ÜNB

Tabelle 12: Iterationsstufen der Netzausbauplanung

Inwiefern das im NEP verankerte Vorgehen tatsächlich einen, dem eigenen Anspruch gemäß, ergebnisoffenen Diskurs produziert, oder ob letzterer durch das Übergewicht konventioneller Deutungsrouitinen eher machtgeprägt ist, kann an dieser Stelle nicht entschieden werden. Dennoch spiegelt der NEP eine Abkehr von traditionell korporatistischen Aushandlungsverfahren wider; bei aller Kritik am Übergewicht der ÜNB hat sich zudem gezeigt, dass die Netzentwicklungspläne inhaltlich und hinsichtlich ihrer Entstehung lernfähig sind: So ändert sich zwischen den jährlichen NEPs nicht nur der Trassenbedarf, sondern es werden auch die von Kritikern angemahnten Sensitivitätsanalysen gegenüber veränderten Eingangsgrößen durchgeführt. Wenngleich ein deliberatives Verfahren für das Gesamtprojekt der Energiewende als illusorisch zu bezeichnen ist, so kann bereits die öffentliche

Thematisierung gerade der Energiezukünfte innerhalb der Energiewende zu einer Debatte führen, in deren Resultat sich der Szenarientrichter weiter verengen ließe – entsprechend geringer wäre dadurch auch das Risiko mangelnder politischer Nachhaltigkeit.

5.6 TRÄGHEIT IM WANDEL: DIE BUNDESNETZAGENTUR ALS INSTITUTION DER ENERGIEWENDE

Im vorangegangenen Kapitel wurde dargelegt, warum die Energiesystemtransformation letztlich durch Institutionalisierungsprozesse auf Dauer gestellt werden muss. Eine Möglichkeit hierzu besteht in der Gründung von aufgabenbezogener Organisationen, welche eine formalisierte Form der Institution darstellen. Diese vermag, einmal etabliert, die ihr zugrundeliegende *Leitidee* als „Folge des Aufkommens von (selbst-)stabilisierenden Elementen“ (Patzelt, 2007c, S. 291) zu tradieren und somit weit in die Zukunft zu tragen. Im Umkehrschluss geht diese Dauerhaftigkeit jedoch mit einem gewissen Maß an institutioneller Trägheit einher. Dies kann angesichts von Transformationsprozessen einen grundsätzlichen Nachteil darstellen, da relevante Akteure dazu neigen, Denk- und Handlungsroutinen, welche in Auseinandersetzung mit vergangenen sozialen Nischen entstanden sind, als Antwort für gänzlich neue Herausforderungen bereitzuhalten. Das bereits in Kapitel 5.4 beschriebene Prinzip der Pfadabhängigkeit stellt hierbei ein zentrales Erklärungsmuster dar, über welches institutionelle Analyse jedoch hinausgeht, indem sie Entstehung, Bewahrung und Wandel sozialer Ordnungsgefüge erklärt (s. Kap. 1.4.3). Zudem stehen hierbei nicht die Pfadabhängigkeiten in der Energiewirtschaft insgesamt, sondern vor allem die institutionellen Prägungen der einzelnen Institutionen im Vordergrund, aus deren Zusammenwirken soziale Wirklichkeit wiederum entsteht. Eine umfassende Analyse des Politikfeldes müsste also dem Gesamtbild aus Akteuren und Strukturen eine ‚dritte Dimension‘ hinzufügen, welche die jeweilige historische Entwicklung von Parteien, Unternehmen oder Regierungsinstitutionen umreißt und somit – bei aller Vorsicht – Aussagen über eher wahrscheinliche und eher unwahrscheinliche Entwicklungsrichtungen erlaubt. Eine solche Analyse der institutionellen Architektur erklärt den traditionellen Dualismus zwischen Wirtschafts- und Umweltministerium ebenso wie die bemerkenswerten Beharrungskräfte innerhalb politischer Parteien, welche sich etwa in Form des nach wie vor einflussreichen Kohleflügels in der SPD

zeigen.²⁰² Gleichzeitig kann die recht langsame Anpassung der etablierten energiewirtschaftlichen Unternehmen an die Herausforderungen von Dekarbonisierung und Dezentralisierung in evolutorischer Perspektive gut erklärt werden (Rest, 2011).

Während eine Analyse der institutionellen Tiefenstruktur für alle energiepolitisch relevanten Akteure wohl kaum möglich ist, bietet sich die BNetzA als Gegenstand einer besonders instruktiven Fallstudie an: So ist die Behörde inzwischen mit zahlreichen Steuerungsaufgaben betraut und zu einer Schaltstelle der Energiewendepolitik geworden, welche verschiedene Einzelmaßnahmen insbesondere aus System­sicht beurteilt (s.u.). Somit kann sie durchaus als *Institutionalisierung der Energiewende* betrachtet werden – allerdings mit einem recht spezifischen Geburtsmal: Denn während die Systemtransformation naturgemäß mit massiven Investitionsmanagement einhergeht, ist die BNetzA – anders als etwa die KfW – *nicht* mit einem solchen Auftrag gegründet worden. Vielmehr offenbart der Blick auf ihre Genese einen Fokus auf die Sicherstellung möglichst *kosteneffizienter* Strukturen auf leitungsgebundenen Märkten. Dieser Widerspruch zwischen der ursprünglichen Leitidee als bebürdetem Memplex und von ihrer institutionellen Nische neu erfragten Leistungen ist höchst aufschlussreich für die Frage, wie die BNetzA ihre Schlüsselrolle bei der Energiewende mit Leben füllt. Das vorliegende Kapitel soll daher zunächst die wenig umfängliche Forschung zur BNetzA erweitern und darlegen, warum die Behörde in gewisser Weise zum ‚Statthalter‘ der Energiewende geworden ist. Weiterhin wird gezeigt, wie dieses neue Aufgabenprofil teils ‚quer‘ zur institutionellen Tiefenstruktur liegt, was wiederum Einfluss auf die Verwirklichung ganz konkreter Energiezukünfte hat.

5.6.1 Genese und Leitidee

Die BNetzA geht auf die 1998 gegründete Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) zurück, welche nach Öffnung der betreffenden, vormals staatseigenen Sektoren auf den neu entstehenden Märkten u.a. Chancengleichheit im Wettbewerb sowie Daten- und Verbraucherschutz

²⁰² Diese Bebürdungsstruktur politischer Parteien spiegelt nicht zuletzt die historisch durchaus wechselhafte Dominanz einzelner energiewirtschaftlicher Zielkategorien wider. Unter diesen ist die Sicherstellung von *Versorgungssicherheit* als typische Nachkriegsaufgabe die älteste; im Zuge der Ölkrisen erwuchs die Gewährleistung bezahlbarer Energie (*Preisgünstigkeit*) zur staatlichen versicherten Leistung (Wurster, 2010; Wurster, 2013). Die vergleichsweise junge Zielfunktion der ökologischen Verträglichkeit muss sich daher auch an ihrer Passfähigkeit zur bestehenden institutionellen Architektur messen lassen.

gewährleisten sollte (Schmidt, 2005; RegTP, 2003). Die Bundesrepublik Deutschland hatte als einziges EU-Mitgliedsland zunächst davon abgesehen, auf dem seit 1998 liberalisierten Energiemarkt eine Regulierungsbehörde zu schaffen und setzte stattdessen auf die Praxis eines zwischen den Marktakteuren verhandelten Netzzugangs (Kleinwächter, 2012, S. 29f). Nach weiteren EU-Richtlinien (2003/54/EG und 2003/55/EG) musste dieser Schritt schließlich nachgeholt werden, zumal sich die deutsche Praxis als nicht effektiv erwiesen hatte, um der Marktmacht der bestehenden Akteure beizukommen (Brunekreeft, 2001). Im *Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen* wurde 2005 schließlich die gleichnamige Behörde gegründet, wofür die oben erwähnte RegTP aufgewertet²⁰³ und im Geschäftsbereich des BMWi angesiedelt wurde (Schmidt, 2006). Hauptauftrag der Behörde war fortan die sektorübergreifende Überwachung des Wettbewerbs auf sämtlichen leitungsgebundenen Märkten sowie dem Schienenverkehr; hierbei agierte sie weitgehend unabhängig (Ludwigs, 2011). In den neuen Aufgabenbereich fiel somit die Regulierung der Stromübertragungs- und Verteilnetze, wozu die Überwachung der Entflechtung zwischen Energiegewinnung und -transport, die Bearbeitung von Verbrauchereingaben sowie die Sicherstellung des Netzzugangs v.a. für kleinere Erzeugungsanlagen gehörten.

Als zentrales Instrument für diese Aufgaben wurden die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sowie die Stromnetzentgeltsverordnung (StromNEV) in EnWG verankert; seitdem wird der Monopolstellung der Netzbetreiber insofern Rechnung getragen, als diese über die von ihnen erhobenen Gebühren für die Netznutzung nicht mehr frei bestimmen können, sondern sich an zentralen Vorgaben der BNetzA auszurichten haben (Büdenbender, 2006). Zur Konkretisierung wurde in den Folgejahren die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vorbereitet, welche 2007 Gesetzeskraft erhielt. Hierin wurden, nach längeren Konsultationsverfahren mit Netzbetreibern und Landesregulierungsbehörden, sogenannte *Erlösbergrenzen* für die Netzbetreiber festgelegt (BNetzA, 2005, S. 123), welche sich in Wesentlichen an Effizienzkriterien orientieren und über die Regulierungsperioden²⁰⁴ hinweg sinken (Agne & Trapp, 2013, S. 393f). Ziel war also, nach den Jahrzehnten der Gebietsmonopole vertikal integrierter Verbundunternehmen, die Schaffung eines *indirekten Wettbewerbs* zwischen den

²⁰³ Hierbei lässt sich eine hohe personelle Kontinuität beobachten (Schmidt, 2005, S. 1025).

²⁰⁴ Die ARegV sieht zunächst zwei Regulierungsperioden vom 1.1.2009 bis 31.12.2013 sowie anschließend vom 1.1.2014 bis 31.12.2019 vor (§3 ARegV).

mittlerweile vom Erzeugungsbereich ‚unbündelten‘ Netzbetreibern. Generell bedarf es hierzu einer Regulierungsbehörde, da bei natürlichen Monopolen – wie dies bei Stromnetzen der Fall ist – keine wettbewerbliche Konkurrenz möglich bzw. volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Während die grundsätzliche Notwendigkeit einer solchen Institution weithin einleuchtet, ist die konkrete Ausgestaltung der ARegV seit ihrer Einführung Gegenstand intensiver Auseinandersetzungen und wurde im Zuge von Evaluierungen mehrfach angepasst. Grundproblem – dies wird auch im Rahmen der Fallstudie zu Smart Grids (Kap. 6) deutlich – ist hierbei, wie der Unterschiedlichkeit verschiedener Netzregionen sowie den abweichenden Investitionsleistungen von Netzbetreibern im Rahmen der ARegV Rechnung getragen werden können. Dies geschieht bereits durch den sog. Erweiterungsfaktor (§10 ARegV), welcher nachträglich geltend gemacht werden kann, wenn die versorgte Fläche oder Zahl der Netzanschlusspunkte sich vergrößern. Hierbei ist die Regulierung für *Übertragungsnetze* um einiges investitionsfreundlicher, da hier über den Erweiterungsfaktor hinaus ein Investitionsbudget zur Abdeckung durch EE-Installation notwendiger Maßnahmen vorgesehen ist (§23 ARegV).²⁰⁵

Aus der Gründungsgeschichte der BNetzA sowie ihres Vorgängers, der der RegTP, wird deutlich, dass die Behörde – als Gegenreaktion auf den Zustand vor der Energiemarktliberalisierung – mit einem spezifischen Arbeitsauftrag geschaffen worden ist, nämlich dem Ziel der *Senkung der Netzentgelte* durch das Anlegen von Effizienzmaßstäben. Hierzu hat die BNetzA funktionserfüllende Strukturen aufgebaut und – wenngleich sie eine junge Behörde ist – Maßnahmen zur Retention dieser Ordnung ergriffen, etwa durch Regeln und Rollen der Mitglieder der Institution.²⁰⁶ Effizienzsteigerung kann somit als die ordnungsbildende *Leitidee* der Institution identifiziert werden.²⁰⁷ Eine solche beschreibt

²⁰⁵ Die Rückerstattung dieser Investitionskosten über die Netzentgelte erfolgt zudem für ÜNB ohne Zeitverzug, während VNB bis zum Ende der Regulierungsperiode warten müssen.

²⁰⁶ So bildet die BNetzA in zunehmendem Maße Fachkräfte aus, von welchen ein großer Prozentsatz als Mitarbeiter übernommen wird (BNetzA, 2013b, S. 156f).

²⁰⁷ Leitideen sind, gerade bei jungen Institutionen, nicht immer zweifelsfrei zu identifizieren und werden zudem teils erst retrospektiv als solche sichtbar (Patzelt, 2007c, S. 291). Zumindest die weiteren Zielformulierungen der BNetzA, wie Verbraucherschutz und Verbraucherbegünstigung sowie Marktbeobachtung und technische Expertise, stellen zur kostensenkenden Wettbewerbsschaffung allerdings keinen Widerspruch dar, sondern sind im inhaltlich-narratologischen Zusammenhang der Marktliberalisierung weitgehend anschlussfähig, wodurch sich ein geschlossener Memplex ergibt.

eine Ordnungsvorstellung und jene Gesamtheit der mit dieser Ordnungsvorstellung verbundenen Geltungsansprüche, die für vielerlei Akteure attraktiv oder evident wirken kann und genau darum zur *Richtschnur ihres Handelns*, zum Ausgangspunkt ihrer strukturbildenden Anschlusspraxen werden kann (Patzelt, 2007c, S. 291).

Insofern ist die Leitidee einer Institution mehr als ein ‚Label‘, auf welches sich etwa im Sinne symbolischer Selbstrepräsentation bezogen wird; vielmehr stellt sie die Basis grundlegender institutioneller Bebüdungsstrukturen dar. An ihr orientieren sich Deutungs- und Handlungsrouinen der Mitglieder, die schließlich in internen Selektionsmechanismen ihren Ausdruck finden. Wandelt sich hingegen die Nische der Institution dergestalt, dass neue Leistungen abgefragt werden, fallen Anpassungen der institutionellen Form umso schwerer, je näher die zu verändernden Strukturen am bebüdeten Leitbild der Institution liegen. Wenngleich durchaus möglich ist, dass Institutionen im Laufe der Zeit einen Wandel bebüdeter Strukturen erleben – etwa, wenn sich eher zufällig entstandene latente Funktionen gegenüber der Umwelt als eigentliches Fitnessmerkmal herausstellen – so ist ein relativ plötzlicher Schwenk der Leitidee einer Institution kaum problemlos möglich. In diesem Fall droht entweder der Verlust der Funktionserbringung der Institution, oder die neuen Aufgaben werden im Lichte der tradierten Leitidee interpretiert, woraus neue Widersprüche erwachsen.

5.6.2 Neue Aufgaben als Nischenwandel: Auf dem Weg zum Energiewendestatthalter

Vom Wettbewerbsregulierer auf leitungsgebundenen Märkten wurde die BNetzA schrittweise zu einer Schlüsselbehörde aufgewertet, welche eine durchaus richtungsweisende Rolle im Energiewenderegime erfüllt. Zentrale Aufgabe ist hierbei das Management des Netzausbaus, für welchen bereits gezeigt wurde, dass er für die Energiewende gleichermaßen als Rahmenbedingung wie als Richtungsentscheidung betrachtet werden kann. Im Zuge des NABEG wurde die BNetzA seitens der Bundesregierung beauftragt, für die Energiewende notwendige Netzausbaumaßnahmen zu identifizieren und deren Umsetzung – gerade unter dem Eindruck der vorangegangenen Verzögerungen bei den EnLAG-Vorhaben – zu beschleunigen. Hierfür war die BNetzA eine naheliegende Wahl, hatte sie sich doch bereits technische Expertise zu Netzfragen angeeignet. Weiterhin beinhaltete die Erstattung von Investitionskosten im Rahmen der ARegV auch die Anerkennung der Notwendigkeit dieser Maßnahmen für die Netzstabilität. Der Netzentwicklungsplan

stellt insofern die logische, in einen geschlossenen und transparenteren Prozess überführte Fortsetzung dieser ohnehin schon bestehenden Aufgaben dar.

Andererseits ist, wie bereits in Kap. 5.5 umrissen wurde, der Netzausbau eine energiewendepolitische Richtungsentscheidung, welche angesichts von Kosten, Dauerhaftigkeit und drohenden Protesten eigentlich auf einem breiten politischen und sozialen Konsens beruhen müsste. Da dieser tatsächlich nicht derart weit reicht, ist es an der BNetzA, gleichsam als *Energiewende-Statthalter* im Zuge des Szenariorahmens und des NEP die nötigen Entscheidungen zu treffen bzw. auf einem möglichst integrativen Verfahrensweg herbeizuführen. Für die Energiewende übernimmt sie damit in jedem Fall eine *gestalterische* Funktion, welche in gewisser Weise das Vakuum füllt, welches die mangelnde Kohärenz und Interaktivität politischer Steuerung auf verschiedenen Ebenen und Regelungsfeldern hinterlässt. Auch Ohlhorst et al. (2013, S. 53) stellen fest, dass die BNetzA als einzige wirklich integrative Steuerungsform auftritt, betonen jedoch, dass sie in ihrem Gestaltungsspielraum auf den Netzausbau begrenzt bliebe. Letzterer Deutung müssen jedoch zwei Argumentationen entgegengehalten werden: zum einen die in Kap. 3.3.7 umrissenen Implikationen des Übertragungsnetzausbaus für unterschiedliche Energiezukünfte, und zum anderen die mittlerweile zusätzlich erworbenen Steuerungskompetenzen in anderen Aufgabenbereichen. Beides spricht für durchaus erkennbare gestalterische Spielräume der Behörde.

So trägt die BNetzA wesentlich zum deutschen Versorgungssicherheitsregime bei, indem sie zunächst mittels eines zentralen Kraftwerksregisters Buch über sämtliche Erzeugungseinheiten in Deutschland führt und die Berichte der Netzbetreiber über die Versorgungsqualität hinsichtlich Lieferengpässen und Netzspannung aggregiert (BNetzA, 2005, S. 125). Basierend auf der Überwachung der installierten (gesicherten) Kraftwerkskapazitäten darf sie geplante Stilllegungen seitens der Kraftwerksbetreiber untersagen und diese zum Weiterbetrieb verpflichten, sollte für die betreffenden Anlagen eine Systemrelevanz festgestellt werden (s. Kap. 3.3.10). Dies ist etwa bei süddeutschen Gaskraftwerken der Fall, welche unter dem Druck des niedrigen Börsenstrompreises gegenwärtig nicht profitabel sind. Überdies akquiriert die BNetzA Kraftwerkskapazitäten für die sog. *Winterreserve*, welche im Winter 2015/16 voraussichtlich 4,8 GW umfassen wird (BNetzA, 2013a). Wenngleich die Funktionsweise einem Kapazitätsmarkt ähnelt, ist die Winterreserve jedoch explizit als

Reaktion auf mögliche Netzengpässe begrenzt und damit etwa von einer Strategischen Reserve zu unterscheiden (s. Kap.3.3.10). Im Sinne der Systemstabilität erstellte die BNetzA einen Leitfaden zum Einspeisemanagement von EE-Anlagen, worunter sich deren ferngesteuerte Abregelung angesichts drohender Netzüberlastungen verbirgt (BNetzA, 2014b). Diese Frage – sowie die damit verbundenen möglichen Entschädigungszahlungen – ist für die Investitionssicherheit von EE-Anlagenbetreiber von großer Wichtigkeit, da sie sich direkt auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auswirkt.

Auf Verteilnetzebene wiederum verfügt die BNetzA mittels der ARegV über eine große Hebelwirkung hinsichtlich der Installation lokaler Nachfrageflexibilität, etwa durch Ausgestaltung einer Anreizstruktur sowie der technischen Anforderungen intelligenter Netztechnologien (s. Kap. 6). Zudem obliegt der Beschlusskammer 6 der BNetzA die Festlegung der Kriterien und Ausschreibungsverfahren zur Teilnahme von Anlagen am *Regelenergiemarkt* (BNetzA, 2013c): Durch auf wettbewerblichem Wege extern akquirierter Primär- und Sekundärregelenergie sowie der Minutenreserve müssen ÜNB auf kurzfristige Schwankungen im Stromnetz reagieren können. Die Kriterien zur Bereitstellung von Regelleistung sind traditionell auf konventionelle Erzeugungsanlagen zugeschnitten, jedoch drängen zunehmend Speicherbetreiber und virtuelle Kraftwerksverbände, etwa aus aggregierten, dezentralen BHKWs auf den Markt. Die Anpassung der Zugangskriterien hierfür ist also von hoher Relevanz. Auf der Erzeugungsseite wiederum wurde die BNetzA im Zuge der EEG-Novelle von 2014 mit der Durchführung von Pilotausschreibungen für Freiflächen-PV beauftragt. Auch dieser Schritt ist angesichts der fachlichen Expertise der BNetzA nur logisch, jedoch ist die Behörde damit endgültig über ihren ursprünglichen Regulierungsauftrag hinaus zu einem integrativen Governance-Dienstleister in Sachen Energiesystemtransformation geworden. Bereits seit 2012 war die BNetzA für die Berechnung der Vergütungssätze sowie deren Degressionsschritte zuständig gewesen (BNetzA, 2013b, S. 61).

Insgesamt kann der Einfluss der BNetzA in direkte Regulierungsmaßnahmen im Rahmen ihrer Zuständigkeiten sowie in ‚weiche‘ Einflussnahme durch die Bereitstellung von Informationsgrundlagen (durch Studien, Berichte und Zuarbeiten zu Gesetzesentwürfen) unterschieden werden. Letzteres kann insbesondere bei der ARegV, der GasNZV oder den EnWG-Novellen beobachtet werden. Summiert man die neuen Kompetenzen und Aufgabenfelder der BNetzA, so offenbart sich das Bild eines

Transitionsmanagers, welcher die mit der Energiewende verbundenen umfassenden Investitionsleistungen aus Systemperspektive regulativ begleitet. Einerseits lässt sich auch Kritik an diesem inkrementellen Aufgabenzuwachs bzw. dessen Kompetenzgrundlage (Ekard & Valentin, 2015, S. 123) und parlamentarischer Kontrolle (Energate, 2015k, S. 2) feststellen. Dennoch dürften die Vorteile einer solchen Konzentration von Energiewendekompetenzen als Korrektiv gegenüber der häufig kritisierten sektoren- und ebenenspezifische Parallelregulierung doch überwiegen (s. Kap. 5.1). So empfiehlt der SRU (2013, S. 26)

zahlreiche konkrete Vollzugsaufgaben, die technisch-ökonomischen Wissensgrundlagen und die Feinsteuerung der Energiewende vermehrt und systematisch auf das Umweltbundesamt und die Bundesnetzagentur zu übertragen. [...] Der Gesetzgeber wäre überfordert, die vielfältigen technischen Parameter und die spezifischen Vollzugsaufgaben der Energiewende, insbesondere die Festlegung und regelmäßige Anpassung der Marktprämienhöhe, die Ausarbeitung von eventuell notwendigen Kapazitätsmechanismen oder den Emissionshandel umzusetzen.

Grundsätzlich ist gegen das Prinzip eines graduellen Aufgabenzuwachses, teils auch recht weit von den ursprünglichen manifesten Funktionen der Institution, wenig einzuwenden, zumal der erfolgreiche Reißbrettentwurf sozialer Ordnungsstrukturen historisch eher einen Ausnahmefall darstellt (Patzelt, 2011).

Allerdings birgt der Konflikt zwischen der ursprünglichen Leitidee der Kosteneffizienz durch Wettbewerbsförderung mit dem jüngeren Auftrag des *investitionsbasierten* Neudesigns des Energiesystems dahingehend Konfliktpotenzial, dass die Richtschnur des Effizienzgedankens dazu führen könnte, dass der Weg für einige sozio-technisch denkbare Energiezukünfte teilweise verstellt werden könnte. So legt eine evolutorische Sichtweise den Schluss nahe, dass Institutionen neuen Aufgaben mit „standard responses“ begegnen (Aldrich, 2005, S. 116), welche wiederum einer spezifischen, innerhalb der Institution tradierten Wirklichkeitsdefinition folgen. Viele der oben umrissenen Kompetenzen der BNetzA lassen sich im Zusammenhang mit einigen der in Kap. 3.3 umrissenen Stellschrauben der Energiewende betrachten, sodass ein an *unmittelbarer* Kostenersparnis orientiertes Regime vermutlich einer eher zentraleren Energiezukunft entgegenkäme. Stellvertretend sei hier die Kritik zitiert, die BNetzA denke zu stark in ‚Kupfer‘, d.h. der Kategorie des Netzausbaus, während die Alternativen intelligenter Verteilnetze sowie verstärkter Investitionen in Speichertechnologien durch das bestehende Regulierungsregime eher gehemmt

würden. Konkret äußert sich dies vor allem im Regulierungsrahmen für Stromspeicher. Hier legte die BNetzA 2008 fest, dass auf den Pumpstrombezug für bestehende PSW Netznutzungsentgelte anfielen (BNetzA, 2009, S. 149) – hier folgte der Verordnung später eine entsprechende Festlegung im EnWG, wenngleich diese für *neue* Energiespeicher eine vorübergehende Entgeltbefreiung in Aussicht stellte (§ 118 Abs. 6 EnWG). Als problematisch erweist sich dabei nach wie vor, dass (Strom-)Speicher keine eigene, einheitlich definierte Regulierungsklasse darstellen, sondern je nach Funktion entweder als Letztverbraucher oder Erzeugungsanlage auftreten (BDEW, 2014b, S. 2), womit gerade beim Strombezug grundsätzlich alle Endverbraucherabgaben fällig werden (ebd., S. 5). Zudem wird eine einheitliche, den Speicherpfad stimulierende Regelung zugunsten mehrerer Ausnahmetatbestände verhindert. Um hier nicht auf die Positionen von Kritikern angewiesen zu sein, wäre es zukünftiger Forschung anzuempfehlen, eine Binnenperspektive der BNetzA stärker in den Fokus des Interesses zu rücken.

Zuletzt kann als institutioneller Widerspruch festgehalten werden, dass der Memplex des *Unbundlings* als Mittel der Wettbewerbsstärkung zu einem gewissen Grad der zunehmend notwendigen Integration bzw. Abstimmung einzelner Funktionen des Energiesystems entgegensteht. Gerade (Verteil-)Netzbetreiber stellen einen ‚natürlichen‘ Akteur im Versorgungssicherheits-Regime dar, welche durch die Koppelung von Stromtransport und Speicher- bzw. Netzstabilitäts-Dienstleistungen ein höheres Maß an Systemverantwortung übernehmen könnten. Durch die wettbewerbsrechtlichen Einschränkungen, nicht als *Stromerzeuger* in Aktion treten zu dürfen, sind Anreize und Mitteln für eine solche Rolle jedoch enge Grenzen gesetzt (#17; #18).

Andererseits hat die Behörde in den vergangenen Jahren durch Monitoringberichte und Konsultationsverfahren mit Stakeholdern ein deutliches Lerninteresse²⁰⁸ gezeigt, was nicht zuletzt dem geringen Alter der Institution geschuldet sein dürfte. So werden Netzausbauprojekte zunehmend reflektiert (s. Kap. 5.5.4); zudem ist gerade die

²⁰⁸ Gerade bei der Anreizregulierung des ÜN-Ausbaus hat die BNetzA zügig auf Investitionsverzögerungen reagiert indem sie u.a. den Zeitverzug für die Rückerstattung von Ausbaukosten reduzierte sowie dessen Umfang bei der Erlösbergrenze stärker berücksichtigte. Hier kann allerdings auf die Konformität mit der Leitidee verwiesen werden, da Netzausbau als Schlüsselmaßnahme für Kostengünstigkeit der Energieversorgung ausgedeutet wird. Aussagekräftiger dürfte daher die Reform der ARegV für VNB in der dritten Regulierungsperiode werden.

umstrittene Anreizregulierung zuletzt zur Diskussion gestellt worden (s. Kap. 6.5). Weiterhin kann der BNetzA kaum zum Vorwurf gemacht werden, dass sie den tatsächlich kaum vorhandenen Energiewendekonsens nicht ausreichend repräsentieren kann und daher unter Bedingungen der Unsicherheit steuert. Es bleibt also abzuwarten, ob die BNetzA ihrer sich anbahnenden Rolle als ‚Energiewendebehörde‘ wird gerecht werden können. Aus evolutorischer Perspektive müsste in diesem Fall wohl eine Erweiterung der ursprünglichen Leitidee des Kosteneffizienz-Auftrags geschehen. Die Nische einer ‚Institutionalisierung der Energiewende‘ bestünde mit Blick auf die Herausforderungen der zweiten Phase der Energiewende vielmehr in der *Wahrung der Systemperspektive* gegenüber den – durchaus legitimen – regionalen und ökonomischen Einzelinteressen der sonstigen Akteure.

6 HEMMNISSE UND SYSTEMKONGRUENZ NEUER ENERGIETECHNOLOGIEN AM BEISPIEL DES *SMART GRID*²⁰⁹

„Also haben wir offensichtlich auch schon in der Vergangenheit viele, kleine Elemente gehabt. Nur sind diese nicht aktiv in das System eingebunden gewesen. Sie schließen sich an und machen was sie wollen, aber darüber hinaus gibt es keine Interaktion. [...] Und die zweite Änderung [...] ist die Fähigkeit, sehr stark schwankende Erzeugung zu integrieren. Und das können sowohl dezentrale, kleine als auch in hohem Maße sehr große, beispielsweise Offshore-Windkraftanlagen, sein. Also zusammenfassend: Die Unterschiede liegen in der Fähigkeit, mit mehreren Größenordnungen und mehr Elementen umzugehen und in der Fähigkeit, sehr viel stärker schwankende, zufällige Erzeugung zu integrieren.“ – (#1)

Es wurde bereits mehrfach dargestellt, dass ein auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem eine Nachrüstung der Stromnetz-Infrastruktur nötig macht; hierbei stand jedoch meist der Ausbau der Stromübertragung auf *Hochspannungsebene* im Fokus. Zudem jedoch besteht ein besonderer Bedarf nach technologischer Aufwertung auf der *Niederspannungsebene*, d.h. den Verteilnetzen. Traditionell werden diese aus dem Hoch- und Mittelspannungsnetz gespeist und leiten Strom an die einzelnen Endverbraucher weiter. Diese klassische Rollenverteilung wird durch die Energiesystemtransformation zunehmend infrage gestellt: Stromverbraucher werden – beispielsweise durch Photovoltaikanlagen auf Hausdächern – in wachsendem Maß zu Stromerzeugern²¹⁰, welche auf Verteilnetzebene *einspeisen* (Verbong, et al., 2013, S. 119). Gleichzeitig ist der so gelieferte Strom naturgemäß außerordentlich volatil und vom Lastprofil des *Prosumers* weitgehend entkoppelt.²¹¹ (Kranz, et al., 2010, S. 1; Wissner, 2011b, S. 2510; ZVEI, 2012, S. 3).

²⁰⁹ Dieses Kapitel basiert auf einer gemeinsam mit Stefan Münch im Rahmen des Boysen-TU Dresden-Graduiertenkollegs durchgeführten Studie. Der hier vorliegende Text orientiert sich eng an der mit Stefan Münch und Edeltraud Günther erarbeiteten Veröffentlichung *What hampers energy system transformations? The case of smart grids*, 2014 erschienen in Energy Policy 73, S. 80-92.

²¹⁰ Da viele Kleinanlagenbesitzer zu anderen Zeitpunkten Strom beziehen bzw. einen Teil ihres Stroms selbst verbrauchen und somit keine reinen Erzeuger darstellen, werden solche Akteure auch als *Prosumer* bezeichnet (BCG [The Boston Consulting Group], 2013, S. 44).

²¹¹ Im Mittel liefern Photovoltaikanlagen allerdings zur Mittagszeit den meisten Strom, wodurch eine gewisse Kongruenz zur mittäglichen Lastspitze besteht.

Zusammengenommen können beide Eigenschaften – gerade angesichts steigender Installationsraten – die Stabilität des Verteilnetzes gefährden, da dieses seiner ursprünglichen Aufgabe gemäß kaum mit Steuerungstechnologie ausgestattet ist. Gerade auf regionaler Ebene werden Erzeuger durch identische Wetterlagen oft gleichzeitig ins Stromnetz einspeisen und somit Angebotsspitzen generieren (World Economic Forum, 2010, S. 12). Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, durch neue Technologien und Marktmodelle verschiedene *Systemdienstleistungen* auf Verteilnetzebene zu gewährleisten. Hierunter fasst die dena (2014, S. 2) die durch Netzbetreiber ergriffenen Maßnahmen, um „Frequenz, Spannung und Belastung der Netzbetriebsmittel innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten bzw. nach Störungen wieder in den Normalbereich zurückzuführen.“

Einzelne Aufgabenfelder stellen daher die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung, der Versorgungswiederaufbau sowie die Betriebsführung im Allgemeinen dar (dena, 2014, S. 3). Etwa 35% der Verteilnetzbetreiber sind gegenwärtig durch die Integration Erneuerbarer Energien in deutlichem Maße von diesen Entwicklungen betroffen, wobei regional sehr deutliche Unterschiede bestehen (Energate, 2014i, S. 1). Mit der noch näher zu beleuchtenden Smart Grid-Technologie steht eine technische Alternative bereit, welche das Verteilnetz entsprechend aufrüsten und die Lücke zwischen volatiler Einspeisung und Stromnachfrage verringern könnte (Leprich, et al., 2012, S. 49; Mah, et al., 2012b, S. 133; Verbong, et al., 2013, S. 117ff). Zu den hierfür notwendigen Maßnahmen gehört vor allem die Installation von mit Automatisierungstechnik versehenen *regelbaren Ortsnetz-Transformatoren* (RONT) sowie von intelligenten Messsystemen beim Endkunden (s.u.).

Während die grundsätzliche Notwendigkeit von Smart Grids somit kaum umstritten ist, erfolgt der tatsächliche Rollout, d.h. die großskalige Markteinführung, insgesamt recht zurückhaltend (Römer, et al., 2012, S. 487). Während mit E.ON ein recht finanzkräftiger Verteilnetzbetreiber bereits im Jahr 2014 flächendeckend selbst mitentwickelte regelbare Ortsnetztransformatoren in Betrieb genommen hat (Energate, 2014e, S. 3), gibt die Mehrheit der – vor allem kleinen – Netzbetreiber an, nicht angemessen in notwendige Technologien zu investieren (Energate, 2014c, S. 1). Der Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation (2015) stellte fest, dass die Einführung intelligenter Messsysteme auf der Prioritätenliste der Mitgliedsunternehmen zunehmend verdrängt werde. In weiter Ferne befindet sich somit noch das Ziel, zumindest einen Teil des

Potenzials flexibler Lasten zu heben, welches in Deutschland auf 9.000-15.000 MW geschätzt wird (Energate, 2015i, S. 1) und welches einen Teil der Back-up-Kapazitäten, Speicher und Netzausbaumaßnahmen überflüssig machen könnte.

On the one hand, there are large expectations about smart grids, and on the other there remains a complete lack of understanding of the need for institutional change required to establish them. Unrealistic expectations, especially the belief that smart grid programs will reduce power bills [...], will eventually lead to disappointment and will create distrust (Wolsink, 2012, S. 833).

Darüber hinaus stellt sich das mangelnde Verständnis, was eigentlich unter einem Smart Grid zu verstehen ist, als ein mehr als nur akademisches Problem dar: Dies wird allein dadurch untermauert, dass die prominenteste Definition – jene der Bundesnetzagentur – auf einer *Abgrenzung* vom Smart Market beruht (BNetzA, 2011, S. 11ff). Demgegenüber zeigte sich bereits, dass der Stellenwert eines Smart Grids im Kontext der Dezentralitätsdebatte gerade als Alternative zum Verteilnetzausbau von verschiedenen Akteuren unterschiedlich bewertet wird. In der folgenden, auf Experteninterviews basierenden Fallstudie sollen daher durch gegenstandsbezogene Theoriebildung eine verbesserte Definition eines Smart Grids erarbeitet werden. Weiterhin werden Hemmnisse für deren Installation und darauf bezogene Lösungsvorschläge identifiziert.

Hemmnisse sind hierbei nach Günther & Scheibe (2006, S. 63) als Störfaktoren definiert, welche die Einführung von Technologien verlangsamen oder gänzlich verstellen. Zwar sind Hemmnisse bei Technologieeinführungen generell gut untersucht, (s. etwa Argyris, 1993, S. 31ff; Battilana & Casciaro, 2013, S. 819; Post & Altma, 1994, S. 66ff; Schimmel & Muntslag, 2009, S. 399f), jedoch spricht viel dafür, eine gegenstandsbezogene Untersuchung des spezifischen Falls Smart Grids im Kontext der deutschen Energiewende durchzuführen: Zunächst sind Hemmnisse stets kontextabhängig (Arvanitis & M'henni, 2010, S. 237; Fagerberg, et al., 2012, S. 7f). Zweitens sollen auf Basis dieser Fallstudie der Gestalterkenntnis dienende Aussagen mit höherem Abstraktionsgrad gewonnen werden. Diese können die Frage beantworten, wie im Rahmen der Energiesystemtransformation vielversprechende Einzeltechnologien im Sinne des Gesamtsystems gefördert werden können. So warnt die Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech, 2012b, S. 6) im Kontext intelligenter Netze davor, dass neben dem momentanen Design sowie der erfolgreichen Implementation eines auf Erneuerbaren Energien basierenden

Energiesystems auch ein Szenario „Komplexitätsfalle“ (ebd.) existiert: Dies wäre dadurch gekennzeichnet, dass es trotz forcierter Energiewende „jedoch nicht gelingt, die geeigneten technischen und ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen zu schaffen.“ Dies hieße, dass Marktrollen, politische Rahmenbedingungen und an sich wünschenswerte technologische Weiterentwicklungen nicht koordiniert würden – „geringe Effizienz bei hohen Kosten“ wäre die Folge (ebd.).

6.1 VORGEHEN UND DATENGRUNDLAGE

Die Theoriebildung auf Basis von Fallstudien stellt ein etabliertes Vorgehen dar, um Erkenntnisse über die Natur sozialer Phänomene zu erlangen (Eisenhardt, 1989, S. 534; Mayring, 2002, S. 41ff; Yin, Robert K., 2012, S. 5ff). Auch im Zusammenhang mit Smart Grids hat dieser Ansatz bereits Anwendung gefunden (Mah, et al., 2012b, S. 134; Römer, et al., 2012, S. 489; Wissner, 2011b, S. 2510). Wie in Kapitel 1.4.1 näher ausgeführt, basiert Grounded Theory auf mehreren, zunehmend abstrakten Codierschritten, beginnend mit dem offenen Codieren, in dessen Verlauf aus den Codes Konzepte entwickelt werden, welche später durch Kategorien und Unterkategorien verknüpft werden. Dem folgen das axiale Codieren, wodurch einzelne Kategorien und Konzepte noch systematischer aufeinander bezogen werden, sowie schließlich das selektive Codieren, dessen Ziel ein integratives, um eine Kernkategorie zentriertes Theoriegebäude ist (Glaser & Strauss, 2009; Mayring, 2002, S. 103f; Strauss & Corbin, 2008, S. 106ff).

Für die Smart Grid-Hemmnisstudie wurden 14 Experten befragt, welche der qualitativen Forschungslogik folgend theoriegesteuert ausgewählt wurden, um ein größtmögliches Spektrum an themenspezifischem Wissen abzufragen (Eisenhardt, 1989, S. 537; Matus, et al., 2012, S. 10893). Die befragten Experten waren gleichmäßig über die Felder Forschung, Wirtschaft sowie Verbände bzw. politische Institutionen verteilt (s. Tabelle 13). Im Sinne einer großen perspektivischen Vielfalt wird beim *Theoretical sampling* empfohlen, Extrempositionen abzudecken (Pettigrew, 1990, S. 275f), weshalb durch das in den vergangenen Kapiteln dargestellte Vorwissen versucht wurde, sowohl eher zentrale als auch dezentrale Akteure anzusprechen.²¹² Insgesamt wurden solange neue Daten erhoben – also Interviews geführt und

²¹² Eine exaktere Gruppeneinteilung kann an dieser Stelle leider nicht erfolgen, da dies Rückschlüsse auf die Identität der Experten zulassen würde, welchen im Vorfeld der Interviews jedoch Anonymität zugesichert wurde. Eine Ausnahme bildet hierbei Experte 11, welcher als Vertreter des BDEW den Standpunkt des Verbandes offen zu kommunizieren wünschte.

ausgewertet – bis sowohl durch offenes als auch durch selektives Codieren kein zusätzlicher Erkenntnisgewinn mehr erzielt wurde, d.h. theoretische Saturierung erreicht worden war (Sandelowski, 1995, S. 181; Strauss & Corbin, 2008, S. 263).

Die semistrukturierten, leitfadengestützten Experteninterviews wurden im Frühling und Sommer 2013 telefonisch oder persönlich durchgeführt.²¹³ Deren Fragen waren generell offen formuliert, um die Bandbreite möglicher Antworten nicht einzuschränken (Reja, et al., 2003, S. 174). Dementsprechend enthielt der Leitfaden auch keine eigene Definition des zentralen Begriffes ‚Smart Grid‘, da dieser ohne vorherige Beeinflussung seitens der Experten umrissen werden sollte. Demgegenüber waren im Interviewleitfaden einige theoriegesteuerte Konstrukte enthalten (Eisenhardt, 1989, S. 536), welche sich auf vorherige Recherche bzw. die in den vorangegangenen Kapiteln dargelegten Überlegungen stützten: So wurde zunächst der Einfluss von – je nach Zentralitätsgrad unterschiedlichen – Entwicklungspfaden des Energiesystems auf die Gestaltung eines Smart Grid geprüft.²¹⁴ Daraufhin wurde konkret nach Hemmnissen sowie möglichen Lösungen für die Einführung der Technologie gefragt. Vor Beginn der Feldphase fanden zwei Pretests-Runden nach kognitiven Verfahren statt (Collins, 2003, S. 235): Zunächst wurden mehrere, mit dem Fachgebiete vertraute Versuchspersonen zum Paraphrasieren der Fragen aufgefordert. Daraufhin wurden zwei – nicht zum Sample gehörende – Experten aus dem untersuchten Feld nach der Think-Aloud-Methode interviewt. Hierdurch konnten Präzision und Verständlichkeit der Fragen verbessert und missverständliche Formulierungen identifiziert werden. Die Experteninterviews wurden aufgezeichnet und nach ihrer Transkription nach dem in Kapitel 1.4.1 umrissenen Vorgehen der Grounded Theory in mehreren Iterationen und unter Zuhilfenahme einer Software für qualitative Datenanalyse (*Maxqda*) codiert.²¹⁵

²¹³ Der Interviewleitfaden sind im Anhang einzusehen (Kap. 9.3.1).

²¹⁴ Die Validität dieses Konstruktes wurde während der Interviews überprüft, d.h. die Experten wurden zunächst gefragt, ob sie der Variable ‚Entwicklungspfad des Energiesystems‘ überhaupt einen signifikanten Einfluss auf das zukünftige Smart Grid-Design einräumten.

²¹⁵ Dieser Arbeitsschritt wurde vollständig in Teamarbeit mit Stefan Münch durchgeführt, um die theoretische Sensitivität zu erhöhen (s. hierzu Strauss & Corbin, 2008, S. 33ff). Nicht übereinstimmende Codierungsvorschläge wurden nach dem Prinzip der „communicative validation“ diskutiert (Kvale, 1995, S. 30ff).

	Forschung	Wirtschaft	Politik/Verbände
#1	X		
#2	X		
#3	X		
#4	X		
#5		X	
#6		X	
#7		X	
#8		X	
#9		X	(X)
#10		(X)	X
#11			X
#12			X
#13			X
#14			X
Gesamt	4	5	5

Tabelle 13: Fachlicher Hintergrund der Smart Grid-Experten (angepasste Darstellung nach Muench, et al., 2014, S. 81)

Dass die in der SG-Studie identifizierten Problem- und Lösungsmuster sich treffend mit Hilfe der evolutorischen Rahmentheorie erklären bzw. begrifflich strukturieren lassen, wurde im letzten Schritt der Studie gezeigt. Hierbei wurden bestehende wirtschaftswissenschaftliche Theorien mit dem Fokus auf organisationalen Wandel dahingehend überprüft, ob sie die erlangten Erkenntnisse theoretisch einzuordnen vermochten.²¹⁶ Sinn eines solchen Arbeitsschrittes ist es, die erlangten gegenstandsbezogenen Erkenntnisse im größeren theoretischen Zusammenhang einzuordnen, wobei dies keineswegs den gegenstandsbezogenen Theoriebildungsprozess beeinflussen und somit erst *nach* der Auswertungsphase erfolgen darf. Insgesamt soll somit ein zu enger thematischer Fokus vermieden und der tatsächliche Mehrwert der gegenstandsbezogenen Theorie unterstrichen werden (Eisenhardt, 1989, S. 544ff). Dementsprechend sind etwaige Widersprüche zur bestehenden Theorienlandschaft als Gelegenheit zu deren Erweiterung zu verstehen – immerhin hat das Fehlen eines passenden Zugangs ja die Notwendigkeit

²¹⁶ Dieser Arbeitsschritt ist hier nur verkürzt dargestellt; s. jedoch ausführlich Muench, et al. (2014, S. 88ff).

gegenstandsbezogener Theoriebildung überhaupt erst begründet. Andererseits kann im Falle einer späteren Identifikation einer passenden, eher abstrakten ‚Bestandstheorie‘ deren Erklärungskraft spezifiziert werden, während den gegenstandsbezogenen Erkenntnissen eine besser Strukturierung verliehen wird.

Zum Abgleich mit bestehenden wirtschaftswissenschaftlichen Theorien mittlerer Reichweite wurden die von Lewin et al. (2004) zusammengestellten Ansätze *contingency approach*, *evolutionary economics*, *industrial organisation economics*, *resource dependency theory* sowie *transaction cost economics* auf ihre Erklärungskraft bezüglich der wichtigsten (abstrahierten) Smart Grid-relevanten Phänomene überprüft. Dies waren (1) die *Kosten-Nutzen-Verteilung* zwischen Technologieanbietern und wettbewerblicher bzw. regulativer Umwelt, (2) das Agieren unter den Bedingungen hoher *Unsicherheit* sowie (3) die *Trägheit* innerhalb von Organisationen. Es zeigte sich hierbei, dass nur Evolutorische Ökonomik (als weitgehend anschlussfähiges wirtschaftswissenschaftliches Pendant zum Evolutorischen Institutionalismus) alle Phänomene konzeptionell zu erfassen vermochte. Ein vollständiges ‚Durchdeklinieren‘ der gegenstandsbezogenen Erkenntnisse im Lichte einer evolutorischen Sichtweise könnte nur unter Inkaufnahme zahlreicher inhaltlicher Dopplungen geschehen; dies gilt umso mehr, da die zugrundeliegenden Konzepte in den vergangenen Kapiteln bereits als Erklärungsperspektive Anwendung gefunden haben. Allerdings werden die seitens der Experten empfohlenen Lösungsvorschläge für SG-Hemmnisse in Kap. 6.4 eine kurz evolutorische Einordnung erfahren.

6.2 EINE DYNAMISCHE DEFINITION VON SMART GRIDS

„Wie Sie selber schon gesagt haben ist der Begriff Smart Grid ein sehr wolkiger Begriff, ein sehr unbestückter Begriff womit unterschiedlichste Akteure auch ganz verschiedene Assoziationen verbinden. [...] Da ist sozusagen die Lösung da, bevor man richtig die Anforderungen dafür definiert hat.“ – (#13)

Die bisherige Forschung findet für Smart Grids vier Definitionstypen (s. Tabelle 14). Diese fokussieren entweder 1) die Ansprüche an ein Smart Grid, 2) dessen grundlegende Technologien, 3) mögliche Anwendungsgebiete, oder stellen fest, dass 4) keine klare Definition existiert. Insgesamt besteht somit eine gewisse Vielfalt an Abgrenzungsmöglichkeiten; gleichzeitig sind die bestehenden Definitionen jedoch sehr statisch und berücksichtigen nicht, dass Smart Grid-Eigenschaften je nach Ausgestaltung des sie umgebenden sozio-technischen Systems variieren können. Die in dieser Hemmnisstudie erarbeitete Definition nimmt bestehende Ansätze auf und erweitert diese um die in den Experteninterviews induktiv erlangten Einsichten, sodass sowohl die grundlegenden Eigenschaften als auch die v.a. am Zentralitätsgrad festzumachenden dynamischen Faktoren eines Smart Grid erfasst werden.

Quelle	Definition
Definition basierend auf Ansprüchen an das SG	
European Technology Platform, z.n. Curtius, et al. (2012, S. 63)	„intelligently integrate the actions of all users connected to it“
Deblasio, 2010 (S. 16)	„more efficiently manage peak demands, subvert transmission overloads and keep power flowing“
World Economic Forum (2010, S. 8)	„a digital, self-healing energy system [...] enabling end-user energy management, minimizing power disruptions and transporting only the required amount of power“
Definition basierend auf grundlegenden Technologien	
Cook, et al. (2012, S. 5)	„comprised of a ‚smart meter‘ at the customer’s premise, a communications network between the smart meter and the utility, and a ‚meter data management application‘ (MDMA) at the utility“
Daoud & Fernando (2011, S. 54)	„Advanced Metering Infrastructure (AMI) accompanied by substation and distribution automation services and enhanced distribution and outage management“
Wissner (2011b, S. 2510)	„[These] developments call for a new approach to operating the power system. A means to do this is to use ICT“
ZVEI (2012, S. 6)	„die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und

Kommunikationstechnik“

Definition basierend auf Anwendungsgebieten

Cook, et al. (2012, S. 5f)	„applications that will support ‚plug-and-play‘ technology in the future, Home Area Network technology and the Demand-Response programs“
McDaniel & McLaughlin (2009, S. 75)	„track usage as a function of time of day, disconnect a customer via software, or send out alarms in case of problems“
Wissner (2011a, S. 19)	„match generation and demand more efficiently, as it happened before the unbundling process“
Wissner (2011b, S. 2511)	„crosslinking of all wind plants with real-time analysis of data and forwarding to the responsible actors“
World Economic Forum (2010, S. 13)	„dynamic pricing and demand response, which are useful tools for managing load profiles and decreasing overall energy consumption“
Yu, et al. (2012, S. 1324)	„digital management, intelligent decision making and interactive transactions of electricity generation, transmission, deployment, usage and storage“
ZVEI (2012, S. 8f)	„variable Stromtarife [...], intelligentes Erzeugungsmanagement [...], Gebäudeautomation [...], virtuelle Kraftwerke“

Keine eindeutige Definition

Verbong, et al. (2013, S. 120)	„it is unclear what ‚smart grids‘ exactly constitute, how they should be implemented, and what their effect will be on the reliability and costs of the electricity system“
Yu, et al. (2012, S. 1324)	„the definition of a smart grid varies. In fact, smart grids are not only a kind of technology, but also a series of new technical and institutional innovations that can make the power grid more efficient, cleaner and smarter“

Tabelle 14: Bestehende Definitionen für Smart Grids (angepasste Darstellung nach Muench, et al., 2014, S. 87)

Eine klarere Bestimmung der Bezeichnung *Smart Grid* war auch das Anliegen der interviewten Experten, welche die gegenwärtige Karriere des Begriffs im Energiediskurs als tendenziell unscharf (#2; #13) bzw. implizit als Modeerscheinung (#10) kritisierten. Häufig geteilt wurde dementsprechend die Auffassung, Smart Grids würden als Selbstzweck dargestellt (#2; #8; #9; #10; #12; #13), dessen qualitative und quantitative Eigenschaften nicht ausreichend differenziert seien. Als zentrale Verständniskategorie für Smart Grids kristallisierte sich vielmehr ihre Eigenschaft als *systemdienliche Lösung für Verteilnetze* heraus – diese Bezugnahme auf das Gesamtsystem setzt Smart Grids wiederum in Abhängigkeit zum Zentralitätsgrad der zukünftigen Energieinfrastruktur (#3; #12): Generell würde ein stark dezentralisiertes bzw. fragmentiertes Energiesystem (*micro grids*, #1) mit einer großen Anzahl eher

kleinteilig einspeisender Erzeuger einhergehen, was aus Gründen der lokalen Netzstabilität und Nachfrageglättung zu einem umfassenden Technologie-Rollout (#2; #5; #9; #12) bzw. einer größeren Zahl an Technologieanbietern führen würde (#13). Eine solche Fragmentierung in Inselnetze könnte im Rahmen eines moderat dezentralisierten Entwicklungspfades vermieden werden, welcher somit eine Mischform darstellen würde (#1; #05). Demgegenüber bestünde in einem auf regionalen Ausgleich angelegten, eher zentralen Energiesystem nur eine begrenzte Notwendigkeit zur Installation von Smart Grids auf Verteilnetzebene (#06; #09; #12). Während der grundsätzliche Zusammenhang von Zentralitätsgrad und Smart Grid-Installationen seitens der Experten geteilt (#02; #05; #06; #09; #12) und ein gewisser Umfang an entsprechender Infrastruktur in jedem Entwicklungspfad als nötig erachtet wird (#01; #02; #05; #08; #12), gibt es jedoch Zweifel an der ökonomischen Zweckhaftigkeit eines konsequent dezentralisierten Energiesystems in Deutschland (#2). Hiergegen spräche der vergleichsweise günstige Ausgleich durch mehr Übertragungsnetze (#04), gerade vor dem Hintergrund noch nicht vorhandener kostengünstiger Speicherlösungen (#13). Folglich wird seitens der Experten ein noch zu bestimmender optimaler Mix aus dezentralen und zentralen Elementen gefordert (#05; #07; #12); die tatsächliche Smart Grid-Installation wiederum soll sich an den daraus resultierenden Systemerfordernissen orientieren (#02; #08; #10; #12; #13).

Eine Definition kann auf intensionalem und extensionalem Wege geschehe. Die Intension eines Begriffes umreißt die *charakteristischen Eigenschaften*, die ein Gegenstand erfüllen muss, um zur Menge der vom Begriff umfassten Sachverhalte zu gehören. Demgegenüber wird bei einer extensionalen Definition die *Gesamtheit aller Gegenstände* aufgeführt, die vom Begriff umfasst werden (Blockeel & De Raedt, 1996, S. 379; Giesen & Schmid, 1976, S. 19f). Die aus der Smart Grid Hemmnisstudie abgeleitete dynamische Definition von Smart Grids umfasst jeweils drei intensionale (I1-I3) und drei extensionale (E1-E3) Elemente, mit denen sowohl die *Eigenschaften* dieser Technologie als auch ihr vom zukünftigen Energiesystem abhängiger *Umfang* abgedeckt werden: Smart Grids beschreiben demnach die Eigenschaft eines Verteilnetzes, durch Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) eine funktionelle Interaktion von Marktakteuren zu ermöglichen (I1). Sie schaffen damit die Voraussetzungen für Smart Market Anwendungen (I2), sind davon jedoch grundsätzlich zu trennen, da in ihrem Fokus die Systemstabilität angesichts eines volatilen und kleinteiligen Einspeiseverhaltens steht (I3). Diese dynamische Definition

von Smart Grids ist in Abbildung 28 dargestellt; die genannten intensionalen sowie extensionale Eigenschaften sollen im Folgenden weiter ausgeführt werden.

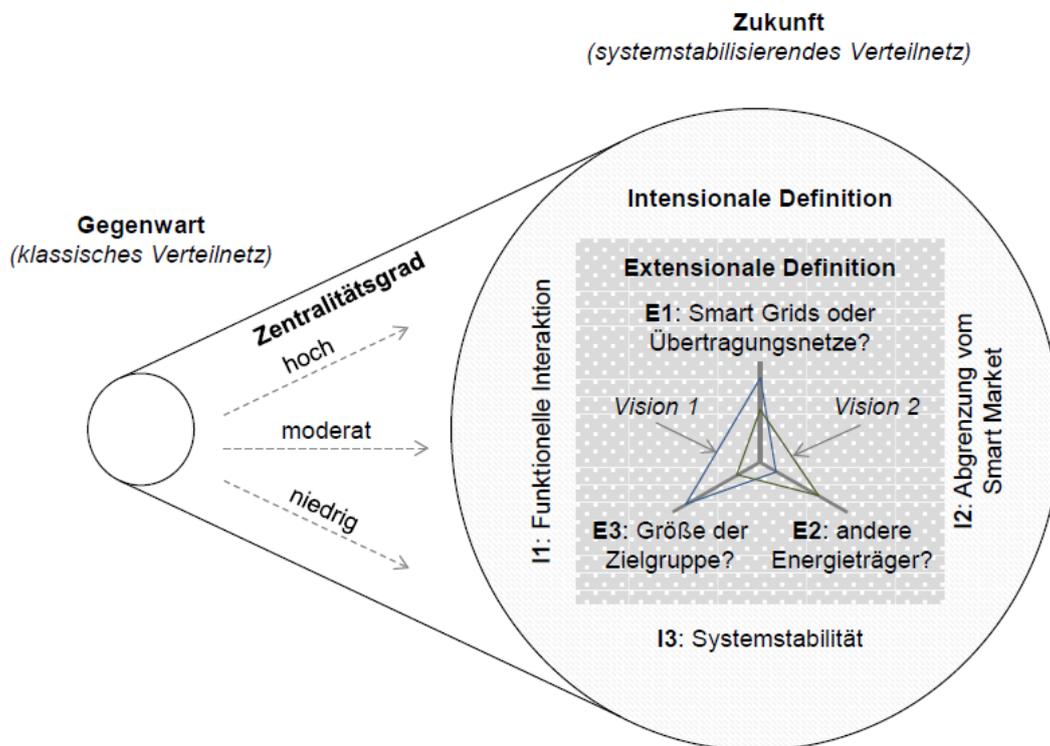


Abbildung 28: Eine dynamische Definition von Smart Grids (angepasste Darstellung nach Muench, et al., 2014, S. 86)

I1: Das Ermöglichen Funktioneller Interaktion

Ein Smart Grid beschreibt ein die technologische Nachrüstung von Verteilnetzen mittels Informations- und Kommunikationstechnologien sowie durch moderne Netzbetriebsmittel (#02; #03; #04; #06; #09). Zweck dieser Maßnahme ist es, dass einzelne Akteure im Energiesystem mit dem Gesamtsystem interagieren und damit systemdienliche Funktionen übernehmen können (#01; #09; #11; #13). Das Smart Grid stellt somit Informationen über den Zustand des Verteilnetzes bereit (#04; #05; #07; #08) und ermöglicht Maßnahmen zur Netzsteuerung auf ferngesteuerten (#09) bzw. sogar automatisiertem Wege (#04; #09), etwa mittels intelligenter Ortsnetztransformatoren. Damit wäre die technische Voraussetzung dafür geschaffen, dezentrale Energieerzeuger automatisch abzuregeln (#01; #14). Auf diese Weise können Lastspitzen geglättet bzw. generell Stromangebot und Nachfrage zusammengeführt werden (#10; #13). Somit kann trotz der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energien durch robuste Netzspannung und -frequenz die Stabilität des Gesamtsystems bewahrt werden (#01; #02; #04; #08; #13). Zudem erhöhen Smart

Grids die Schwarzstartfähigkeit des Energienetzes, d.h. dieses kann im Falle eines wie auch immer verursachten Blackouts dezentral schneller angefahren werden (#01; #08).

I2: Die Abgrenzung von Smart Grid und Smart Market

Wie in I1 dargelegt, ist die Zusammenführung von Akteuren des Energiemarktes die zentrale Aufgabe des Smart Grid (#1; #11). Das Bereitstellen dieser Plattform ist jedoch von tatsächlichen *Smart Market*-Anwendungen zu trennen (#01; #02; #03; #07): Das Smart Grid ist in diesem engeren Sinne der *Enabler*, welcher volkswirtschaftlich wünschenswerte und netzstabilisierende Geschäftsmodelle ermöglicht. Derartige Anwendungen wiederum, wie etwa lastglättendes Demand Side Management oder das Bereitstellen gesicherter Leistung durch Aggregation dezentraler Kraftwerke (Virtual Power Plants), werden durch den Begriff Smart Market vom eigentlichen Smart Grid abgegrenzt (#05; #10). Diese Unterscheidung wurde von der Bundesnetzagentur eingeführt (2011, S. 11ff) und seitens zahlreicher Experten befürwortet (#01; #03; #07; #10; #12). Der Mehrwert einer solchen Unterscheidung wird besonders in Hinblick auf Regulierungsfragen deutlich, da das Smart Grid hinsichtlich Sicherheitsstandards bzw. finanzieller Anreize stärker auf strikte Regulierungsvorgaben angewiesen ist. Dies trifft auf die stärker privatwirtschaftlich verantworteten Smart Market-Anwendungen nur in begrenztem Umfang zu (#07).

I3: Die Systemstabilität auf Verteilnetzebene

„Diese Dimension, die ich bei den Smart Grids für die entscheidende halte, die kommt erst mit der Dezentralität.“ – (#9)

Hinsichtlich der Möglichkeiten zur Netzüberwachung und -Steuerung sind Übertragungsnetze bereits ‚smart‘ konzipiert;²¹⁷ die Notwendigkeit zur technologischen Aufrüstung stellt sich daher in erster Linie auf Verteilnetzebene (#01; #02; #08; #10; #14). Dieses muss zunehmend kleinskalige Erzeuger integrieren, welche volatil ins Netz einspeisen (#02; #05; #08; #11). Die Niederspannungsebene ändert daher ihren Charakter vom klassischen Verteilnetz, das vergleichsweise einfach an einer maximalen Stromnachfrage orientiert ist (#01; #08), hin zu einer in beide Richtungen flexiblen Infrastruktur. Diese neue Aufgabenprofil stellt jedoch gänzlich neue

²¹⁷ Eine Ausnahme bildet die Möglichkeit des Leiterseil-Monitorings, womit die Temperaturen von Leiterseilen überwacht und bestehende Übertragungspotenziale besser ausgeschöpft werden können. Dies findet auch auf der Hochspannungsebene nur teilweise statt (#7).

Anforderungen hinsichtlich der Wahrung einer konstanten Frequenz (#1) und Spannung im Netz (#01; #02; #08; #09; #12) sowie dem Glätten von Angebots- und Nachfragespitzen (#01; #14). Betreibern von Verteilnetzen wird damit eine neue Rolle zuteil, da sie eine Verantwortung für die Systemstabilität erhalten, welche bislang vorrangig auf Verteilnetzebene angesiedelt war (#01; #04; #05; #11; #12). Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass ein Smart Grid all jene Maßnahmen umfasst, welche Verteilnetzbetreiber zukünftig zum Übernehmen von Systemverantwortung benötigen (#12).

E1: Smart Grids oder Übertragungsnetze?

Informations- und Kommunikationstechnologien sowie moderne Netzbetriebsmittel auf Verteilnetzebene können eine Alternative zum überregionalen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage darstellen und somit den Ausbaubedarf für Übertragungsnetze reduzieren (#01; #02; #06; #07 #12; #13). Umgekehrt ginge mit dem Ziel eines verminderten Ausbaus von Übertragungsnetzen bzw. eines höheren Grades regionaler Selbstversorgung ein umfassenderes Smart Grid-Design einher. Hierbei werden Extrempfade seitens der Experten jedoch abgelehnt, da in jedem Fall vernünftigerweise beide Technologieoptionen benötigt werden (#02; #07; #12). Deren Mischungsverhältnis ist jedoch grundsätzlich offen und nicht technologisch determiniert, sondern in ökonomische und politische Erwägungen eingebettet.

E2: Schnittstellen zu anderen Energieträgern

Generell ist im Zuge der Energiewende mit einer erhöhten Durchlässigkeit der Grenzen zwischen bislang weitgehend parallelen Teilsystemen zu rechnen. Offen ist in diesem Kontext, welche Schnittstellen zu anderen Energieformen bzw. Sektoren das Smart Grid in welchem Umfang ermöglichen soll, wobei auch hier verschiedene „Energiezukünfte“ existieren (Grunwald, 2010, S. 237). Erstens böte sich mit der Einbindung des Elektromobilitäts-Sektors ein solcher Integrationsschritt an, da Elektrofahrzeuge über einen längeren Zeitraum geladen werden können. Als flexible Last dienen sie somit als Speicher, womit sie im Sinne des Gesamtsystems zur Netzstabilisierung beitragen können (#02; #07; #14). Zweitens könnten Hybridnetze eine intelligente Schnittstelle zwischen dem Stromnetz und chemisch gespeicherter Energie dienen (#04; #05; #08; #10; #11). So könnten vor allem Power-to-gas-Anwendungen die Speicherkapazität des Erdgasnetzes für das Gesamtsystem nutzbar

machen (#05; #06). Drittens wären mehr Schnittstellen zwischen dem Strom- und dem Wärmesektor möglich und auch dahingehend wünschenswert, da letzterer noch viel stärker auf fossile Energieträger angewiesen ist. Ein Smart Grid könnte hierbei die automatisierte Steuerung von insbesondere kleinskaligen Blockheizkraftwerken verbessern bzw. diese auf Systemanreize reagieren lassen (#07).

E3: Größe der Zielgruppe

Seitens der Experten bestand keine Einigkeit über einen umfassenden Rollout von Smart Metern (#01; #03; #08; #13; #14), welche die Schnittstelle zwischen Stromnetz und Endverbraucher bilden. Grundsätzlich ist jeder Konsument für das Smart Grid von Interesse, der über ein signifikantes Lastverschiebungspotenzial verfügt (#09; #13), d.h. der einen Teil seiner Stromnachfrage gegen Entgelt bzw. motiviert durch Preissignale um einen gewissen Zeitraum verschieben kann. Ein solcher Verbraucher verringert damit die Notwendigkeit an zu installierender Erzeugungsleistung sowie Speicher- oder Übertragungsinfrastruktur. Dies ist volkswirtschaftlich oft sehr wünschenswert, da Teile der Energienachfrage kaum zeitkritisch sind. Wenngleich dies grundsätzlich auch auf Privathaushalte zutrifft, sind mehrere Experten der Ansicht, dass die Integration dieser Endnutzer in ein flexibles Nachfragesystem ökonomisch nicht lohnenswert wäre (#03; #06; #13; #14). Ein Grund hierfür ist das nur sehr geringe Lastverschiebungspotenzial (#01; #13). Eine Ausnahme bilden Heizen und Kühlung, wo ein gewisses Pufferpotenzial existieren (#09). Unabhängig von ökonomischen Anreizen können jedoch idealistische Beweggründe („Beitrag zur Energiewende“) für Privatpersonen ein starke Motivation zur Teilnahme am Smart Grid darstellen (#14).

Industrielle Nutzer werden als hauptsächliche Zielgruppe für SG-Anwendungen ausgemacht (#02; #03; #06; #13), wobei industrielle Großverbraucher jedoch ausgeklammert werden müssen, da sie direkt an höhere Spannungsebenen angeschlossen sind (#06). Einige industrielle Endnutzer sind zudem bereits im Rahmen des Lastabwurfs registriert (#02; #14). Auch bei einigen Branchen wie dem Handwerk oder im Einzelhandel ist Flexibilität im Energieverbrauch oft nur eingeschränkt gegeben (#01).

6.3 HEMMNISSE BEI DER TECHNOLOGIEEINFÜHRUNG

Auf Basis einer Literaturrecherche wurden im Vorfeld der Interviews die relevanten Akteure für Smart Grid-Technologien identifiziert (s. hierzu u.a. World Economic Forum, 2010, S. 42ff). Diese Einteilung wurde im Laufe der Codierung kritisch überprüft, erwies sich jedoch als zielführend, sodass im Folgenden zwischen (1) Politik und Regulierung²¹⁸ (2) SG-Technologieanbietern, (3) Verteilnetzbetreibern²¹⁹, und (4) Endverbrauchern²²⁰ unterschieden wird. Relevant bei der Zuordnung der Hemmnisse ist jeweils die *Verantwortung* für das Auftreten eines Hemmnisses, nicht die Ebene, auf welche dieser Sachverhalt Effekte zeigt. Im Folgenden werden für jede Akteursebene die dort wirksamen Hemmnisse beschrieben; eine Überblicksdarstellung der identifizierten Hemmnisse findet sich zunächst in Tabelle 15.

²¹⁸ Eine solche Kategorisierung ist notwendigerweise mit Vereinfachungen verbunden. Streng genommen handelt es sich beim Gesetzgeber und dem Regulierer (in diesem Fall v.a. der Bundesnetzagentur) um separate Teilsysteme, welche durchaus unterschiedlichen Ziele und institutionellen Eigenlogiken folgen. Dennoch sind *in der vorliegenden Fallstudie* beide Positionen weitgehend identisch, sodass keine weitere Unterteilung notwendig schien. Auch belegten die Interviews, dass die Netzagentur sich in der Frage der Anreizregulierung in erster Linie als umsetzende Behörde versteht, deren Gestaltungsspielraum durch die Vorgaben der Bundesregierung deutlich eingeschränkt wird. Dies stellt keinen Widerspruch zur in Kap. 5.6 dargelegten, *eher grundsätzlichen* Eigenständigkeit der BNetzA dar.

²¹⁹ Diese Gruppe beinhaltet auch Messstellenbetreiber und Serviceanbieter für Smart Metering im Allgemeinen.

²²⁰ Hierunter fallen reine Konsumenten aller Verbrauchsklassen, jedoch auch Kleinerzeuger sowie der Mischtyp des Prosumers (s.o.).

	Kosten und Nutzen	Wissen	Institutionelle Trägheit
<i>Politik und Regulierung</i>	Anreizregulierung behindert Innovation Regulierung bietet keine Planungssicherheit	Komplexität des Energiesystems	Langsame Anpassung an neue Gegebenheiten
<i>SG-Technologieanbieter</i>	-	Unsicherheit bez. Entwicklung des Energiesystems Komplexität von SG-Technologien Unsicherheit bez. Datensicherheitsstandards	Mangelnde Anpassung der Organisationsstruktur
<i>Verteilnetzbetreiber</i>	Kein Business-Case für SG-Technologien	Fehlende Erfahrung mit SG-Technologien	Mangelnde Anpassung der Organisationsstruktur Fehlen einer Informations-Infrastruktur
<i>Endverbraucher</i>	Kein Mehrwert durch SG-Anwendungen	-	Komforteinschränkungen Datenschutz und Datensicherheit

Tabelle 15: Hemmnisse bei der Einführung von SG-Technologien (angepasste Darstellung nach Muench, et al., 2014, S. 88)

6.3.1 Politik und Regulierung

6.3.1.1 Anreizregulierung behindert Innovation

„Ihr größter Kunde ist Ihr Regulierer. [...] Nein, also, wissen Sie, Regulierung ist Sozialismus. Wenn der Regulierer sagt, Netzbetreiber, du hast jetzt Smart zu sein, dann ist der Smart.“ – (#11)

Zweck der Anreizregulierung ist es, eine Wettbewerbsumgebung auch auf regulierten bzw. durch natürliche Monopole nur eingeschränkt dem Wettbewerb unterliegenden Märkten zu generieren (#9). Mittels Erlösobergrenzen, welche sich am Benchmark der Branche orientieren und sich in den Netzentgelten niederschlagen, werden Netzbetreiber dazu angeregt kosteneffizient zu wirtschaften (Bundesregierung, 2007); s. auch Kap. 5.6). Um dennoch Innovationen – z.B. durch neue Technologien – anzureizen, können entsprechende Investitionen *grundsätzlich* im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung vergütet werden (#12). Neue Leistungen eines Verteilnetzbetreibers, wie sie mit Smart Grid-Technologien verbunden sind, werden jedoch nicht in jedem Fall ausreichend zurückerstattet (#08; #09); so wurden systemrelevante Investitionskosten in der Vergangenheit von der Bundesnetzagentur teils nicht als solche anerkannt (#04; #12; #13). Dies stellt angesichts des durch die Anreizregulierung verursachten Kostendrucks bei Verteilnetzbetreibern einen Wettbewerbsnachteil dar (#11). Zudem erfolgen Rückerstattungen durch die BNetzA mit Blick auf die fünfjährigen Regulierungsperioden nur mit deutlichem Zeitverzug (#01; #06; #10). Diese Faktoren wiegen auch deswegen schwer, weil Verteilnetzbetreiber seitens kommunaler oder privater Anteilseigner durch die generelle Unsicherheit im Energiemarkt bzw. sinkende Energiepreise unter einem zusätzlichen Kostendruck stehen (#12).²²¹ Insgesamt ist somit kein günstiges Umfeld für eher langfristige Investitionen gegeben, welches vielmehr zu einem weniger innovativen ‚auf Sicht-Fahren‘ der Verteilnetzbetreiber führt.

²²¹ Im Gegensatz zu den Übertragungsnetzen sind Verteilnetze nicht mit letzter Konsequenz unbundled; häufig befinden sich sowohl Stadtwerke – also Energieproduzenten – als auch Netzbetreiber in kommunaler Hand. Kostendruck, welcher etwa durch unzureichend ausgelastete Gaskraftwerke entsteht, betrifft damit indirekt auch die Innovationskraft in den Verteilnetzen.

6.3.1.2 Regulierung bietet keine Planungssicherheit

„Die Gelder der Laufzeitverlängerung sollten zum großen Teil in einen Topf eingespeist werden und daraus sollte dann die Energiewende finanziert werden. Das war die erste Energiewende ‚mit Geld‘ und nach Fukushima versuchen wir jetzt eine Energiewende ‚ohne Geld‘. Und die verläuft natürlich zäher.“ – (#6)

Auf dem Weg zu einem intelligenten Energiesystem fehlt es insgesamt an einer klaren Rollenzuweisung. So ist nicht zuverlässig geklärt

- wer für die mit Smart Grid-Technologien verbundenen Kosten aufkommen muss (#3),
- bzw. wie der daraus entstehende Nutzen zu verteilen ist (#03; #05),
- wer für die Errichtung einer IKT-Infrastruktur bzw. die Zusammenführung der notwendigen Datenströme zuständig ist (#13),
- welche Teile des Energiesystems tatsächlich einer Aufrüstung bedürfen (#14),
- und wer für das Betreiben eines Smart Grid zuständig ist (#05).

Um die – immer noch etwas diffusen – Eigenschaften eines Smart Grid zu klären, bedarf es eines klaren politischen Rahmens, statt weiterhin recht abstrakt von der Notwendigkeit eine Smart Grids zu sprechen (#14). Diese Konkretisierung erfolgt jedoch eher langsam (#13). Weiterhin haben sich die generellen energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen in der jüngeren Vergangenheit in der Tendenz als wechselhaft erwiesen, wie der Atomausstieg (#6) oder die schwankenden Einspeisetarife zeigen (#5). Dieser hohen Dynamik steht der langfristige Planungshorizont der Energiewirtschaft entgegen, wo Infrastruktur über 20 Jahre oder mehr abgeschrieben wird (#06).

Eine mangelnde Kohärenz der Gesetzgebung wurde zudem angesichts der Rivalität zwischen den für die Energiewende federführenden Bundesministerien für Wirtschaft bzw. Umwelt festgestellt. Dies verstärkt den Eindruck der Unsicherheit in der Energiebranche weiter und führt zu einer generellen Investitionszurückhaltung, welche sich auch auf Smart Grids auswirkt (#04; #08).

6.3.1.3 Komplexität des Energiesystems

Die genaue Abschätzung, inwieweit Smart Grids bestehende Systeme auf ökonomisch sinnvolle Weise ergänzen können, erfolgt auf Basis außerordentlich komplexer Abwägungen (#11), welche sich auch auf das ebenso komplexe Regelwerk der bestehenden energiepolitischen Gesetzgebung zur Integration Erneuerbarer Energien erstrecken (#11). Auch die Akzeptanz von SG-Anwendungen beim Endverbraucher ist nicht vollständig gesichert (#5). Politische Entscheider tun sich aufgrund dieser zahlreichen Unwägbarkeiten schwer, die Vorzüge eines SG zu erkennen und mit letzter Konsequenz herbeizuführen (#8). Die Notwendigkeit zu Smart Grid-Installationen schwankt zudem außerordentlich zwischen der in Deutschland sehr großen Zahl an Verteilnetzbetreibern: Diese unterscheiden sich besonders hinsichtlich des ins Netz zu integrierenden Anteils Erneuerbarer Energien (#11; #14), des technischen Know-hows (#12), der Größe (#05) und der finanziellen Ausstattung (#6). Diese Eigenheiten müssten im Regulierungsrahmen Berücksichtigung finden (#12; #14), wobei die Erfassung dieser komplexen Gemengelage für den Gesetzgeber eine große Herausforderung darstellt (#13).

6.3.1.4 Langsame Anpassung an neue Gegebenheiten

„Wir sind nun recht deutsch in der Umsetzung. Wir setzen im Grunde genommen jemandem einen Beamten auf die Spur und sagen ‚Da geht es hin‘, und dann hat der sein Ziel und läuft. Wenn Sie jetzt einmal in die Geschichte der Anreizregulierung schauen, dann sehen Sie, dass das ganze System aus England kommt. [...] Also Ziel der Anreizregulierung ist ganz klar die Reduktion des Anteils der Netzkosten an den gesamten Systemkosten. In England ist das in der Zwischenzeit jedoch wieder vollkommen geöffnet worden und es wird mit Mechanismen gearbeitet, die Innovation ermöglichen.“ – (#8)

Die gegenwärtige Energiemarktregulierung wurde nicht mit dem Ziel aufgestellt, technologische Innovation voranzutreiben (s. Kap. 5.6). Infolge der Liberalisierung des Energiemarktes seit 1998 wurden Energiegewinnung, -übertragung und -verteilung weitgehend unbundled; Zweck der Anreizregulierung war es in dieser Phase, nach Jahren der vertikal integrierten Verbundunternehmen eine Effizienzsteigerung herbeizuführen und die Übertragungskosten zu minimieren (#01; #08). Die Regulierungsbehörde vermeidet es auf Basis dieser institutionellen Prägung, neue Subventionsfälle zu schaffen. Sie zeigt sich in der Folge eher kritisch hinsichtlich des

Beanreizens von Technologieinnovationen durch eine verbesserte Kostenerstattung (#11). Zudem erschwert das konsequente Entflechten der Erzeugung des Stroms von dessen Transport den Zugriff auf Datenströme, welche zur Netzsteuerung bzw. zum Nachfragemanagement notwendig sind. Entsprechende Maßnahmen ließen sich zudem leichter umsetzen, wenn der zentrale Akteur *Netzbetreiber* größeren Handlungsspielraum etwa als Betreiber von Speichersystemen (faktisch eine Erzeugungsanlage) bzw. virtuellen Kraftwerken hätte (#1; #5; #8).

Es kann also von einer gewissen Trägheit bezüglich des Anpassens an das neue Aufgabenprofil gesprochen werden, welches im Zuge der Energiesystemtransformation das ursprüngliche Ziel der Kostenersparnis relativiert (#1; #4; #12). Dementsprechend findet sich kein ausreichender Innovationsfaktor bei der Netzentgeltberechnung im Rahmen der Anreizregulierung (#08; #09; #11; #12), und Übertragungsnetzbetreiber können sich nur einen Teil ihrer Forschungs- und Entwicklungskosten zurückerstatten lassen (#6; #12). Eine Erweiterung des Fokus hin zur Belohnung von gutem, d.h. systemdienlichem ‚change management‘ wäre hier wünschenswert (#1).

6.3.2 Smart Grid-Technologieanbieter

6.3.2.1 Technologieanbieter sehen keinen Business-Case für SG-Technologien

Anbieter für Smart Grid-Technologien haben stark in die Entwicklung moderner Netztechnik investiert (#06; #09; #11; #12). Wenngleich man erfolgreiche Demonstrations- und Pilotprojekte vorweisen konnte, lässt die großskalige Implementation der Technologie noch auf sich warten, da geringe Kaufnachfrage herrscht (#6). Hinsichtlich internationaler Märkte bestehen Zweifel, ob sich für den deutschen Kontext entwickelte Technologien erfolgreich vermarkten lassen (#13), da andernorts beispielsweise verstärkt auf flexible konventionelle Erzeugungsleistung gesetzt wird (#6).

6.3.2.2 Unsicherheit bezüglich der Entwicklung des Energiesystems

Technologieanbieter agieren in einem sich schnell wandelnden Marktsegment. Es stellt sich hierbei als Herausforderung dar, jüngste Technologieentwicklungen korrekt einzuordnen (#13). Hierbei handelt es sich um kein spezifisches Smart Grid-Hemmnis, jedoch wird dieser Effekt dadurch verstärkt, dass sich mit der Unsicherheit über den

Entwicklungspfad des Energiesystems eine zusätzliche Unbekannte in der Gleichung findet (#11; #13).

6.3.2.3 Komplexität von Smart Grid-Technologien

SG-Technologien werden im großen Umfang und durch zahlreiche Akteure erforscht, was zu einer großen Bandbreite an technischen Lösungen führt, die untereinander wiederum nicht immer kompatibel sind (#2). Zudem gibt es wenig Erfahrungswerte, wie diese Technologien unter realen Marktbedingungen reagieren (#5). Auch dieses Hemmnis gilt grundsätzlich für viele Technologien, jedoch verstärkt für die Anwendung in Verteilnetzen, da hier im Zweifelsfall mit Systeminstabilität gerechnet werden muss und somit besondere Bedenken herrschen. Fehlende Standards erweisen sich als ähnlich begründetes Problem für eine reibungsarme Markteinführung, da über einhundert verschiedene Protokolle zur Steuerung von Smart Metern existieren (#02; #06). Auf der Nachfrageseite erschwert die unterschiedliche Struktur der Übertragungsnetze die Entwicklung eines einheitlichen Produkts (#12).

6.3.2.4 Unsicherheit bezüglich Datensicherheits-Standards

Als Folge der mangelnden Regulierung sind Sicherheitsbestimmungen für Smart Meter erst unzureichend definiert; das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) erarbeitete jedoch zum Zeitpunkt der Durchführung der vorliegenden Hemmnisstudie im Jahr 2013 eine entsprechende Richtlinie (BSI, 2013).

6.3.2.5 Mangelnde Anpassung der Organisationsstruktur

„Das ist ein zwangsläufiges Ergebnis, wenn man spezialisiert ist, dass man auf manche Ideen nicht kommt.“ – (#9)

Die mit Smart Grid-Technologien einhergehende Verschmelzung vormals getrennter Geschäftsbereiche stellt für Technologieanbieter eine organisatorische Herausforderung dar, weil hier sehr unterschiedliche Aufgaben- und Mitarbeiterprofile aufeinander treffen (#08; #09). Die Komplexität von SG-Technologie auch in der Anwendung erfordert zudem die Weiterentwicklung der Angebotspalette: Verteilnetzbetreiber verlangen zukünftig nicht mehr nur die reine Installation einer Infrastruktur, sondern von deren Anbietern auch umfassende und fallspezifische *Lösungen* (#02; #08). Hier müssen SG-Anbieter jedoch differenziert betrachtet werden:

Während einige Unternehmen bereits einen Wandel vollziehen (#04), weisen andere bislang ein höheres Beharrungsvermögen auf (#08).

6.3.3 Verteilnetzbetreiber

6.3.3.1 Verteilnetzbetreiber sehen keinen Business-Case für SG-Technologien

Verteilnetzbetreiber haben kaum Interesse daran, energiesparende Technologien zu installieren, da sie im Rahmen des bestehenden Energy-only Markts nur für gelieferten Strom und nicht für bereitgestellte Kapazitäten bezahlt werden (#05; #07). Zudem können einige der durch aus Systemsicht vermeidbaren Kosten – z.B. beim Redispatch – auf die Allgemeinheit umgelegt werden, sodass kein ausreichender mikroökonomischer Anreiz besteht (#03; #06). Anders als in anderen Ländern stellen treibende Faktoren wie Stromdiebstahl oder kurze Ableseintervalle – beides würde die Investition in Smart Meter sinnvoll machen – keine relevante Rahmenbedingung dar (#06). Nicht zuletzt existiert aus Sicht der Netzbetreiber noch keine ‚Erfolgsgeschichte‘ eines *first movers*, welche Nachahmer motivieren könnte (#01; #11; #12).

6.3.3.2 Fehlende Erfahrung mit Smart Grid Technologien

Das smarte Nachrüsten des Verteilnetzes macht dieses einerseits robuster, andererseits aber auch komplexer und damit potenziell verwundbarer (#13). Zudem sind für viele der als technologisch denkbar im Raum stehenden Optionen nicht alle Rahmenbedingungen bekannt (#05; #11; #13). Dieser Mangel an Know-how erschwert die Ein- und Durchführung eines intelligenten Netzmanagements (#02; #04; #05; #09; #12, #14). Auch hierbei handelt es sich nicht um ein prinzipiell technologiespezifisches Hemmnis, zudem sind größere Netzbetreiber in der Lage, die entsprechenden Kompetenzen zu entwickeln. Allerdings ist diese Weiterentwicklung für die bedeutende Zahl kleinerer Netzbetreiber äußerst schwierig (#02; #05), sind sie doch nicht zuletzt durch hohen Kostendruck gegenwärtig zu Personaleinsparungen gezwungen (#12). Zudem gälte es als zukünftig, die zwischen den zahlreichen VNB variierenden Standards zu vereinheitlichen (#5).

6.3.3.3 Mangelnde Anpassung der Organisationsstruktur

Verteilnetzbetreiber sehen sich mit einer veränderten geschäftlichen Umwelt konfrontiert, was von der Mehrheit, jedoch nicht allen Netzbetreibern im nötigen Umfang erkannt wird (#09). Einer großen Zahl an Betreibern fällt es schwer, den

klassischen Netzbetrieb um Informationstechnik zu erweitern (#04); sie müssen sich an kürzere Innovationszyklen gewöhnen (#01) und den auf Kosteneffizienz ruhenden Fokus entsprechend erweitern (#09). Eine solche Unternehmenskultur steht jedoch teilweise im Widerspruch zu in der Vergangenheit eingeübten Routinen, weshalb sowohl die Unternehmensführung als auch die Mitarbeiter eher zögerlich reagieren (#02). Dies trifft insbesondere auf die eher handwerklich orientierte ‚klassische‘ Arbeiterschaft zu, welche sich von ‚bloßer‘ Installation in Richtung IKT-geschulter Lösungsanbieter weiterentwickeln müssen (#09). Insgesamt betreffen diese Punkte hauptsächlich kleinere Netzbetreiber, welche sich das notwendige Know-how aufgrund begrenzter Mittel nur schwer anzueignen vermögen (#04; #05; #09; #12).

6.3.3.4 Fehlen einer Informations-Infrastruktur

Das Vorhandensein einer Energie-Informationsinfrastruktur stellt eine zentrale Herausforderung für eine Smart Grid da; diese Bedingung ist bislang nicht zureichend erfüllt und erweist sich somit als strukturelles Problem (#04; #09). Im Gegensatz zum weitgehend vorhandenen Internet muss eine solche Infrastruktur gesondert gegen Ausfälle gesichert werden, da im Unterbrechungsfall mit weitaus schwerwiegenden Folgen zu rechnen wäre. Hohe Sicherheitsstandards wären damit notwendig (#09).

6.3.4 Endverbraucher

6.3.4.1 Endverbraucher sehen keinen Mehrwert durch SG-Anwendungen

„Wir jammern auf höchstem Niveau! Die Kosten für Strom sind viel zu gering. Strom ist verglichen zu anderen Dingen viel zu billig bei uns.“ – (#10)

Seitens der Endverbraucher ist ein mangelndes Bewusstsein dahingehend festzustellen, welche möglichen Anwendungen der SG-Technologie existieren bzw. welche Vorteile ihnen daraus erwachsen könnten (#03; #08). Gerade Privathaushalte weisen ein eher geringes Bewusstsein hinsichtlich ihres Stromverbrauchs und den dabei bestehenden Einsparmöglichkeiten auf (#07). Aus Sicht einiger Experten wären die Einsparpotenziale – gerade angesichts steigender Effizienz von Endgeräten – jedoch auch gering, sodass die Zielgruppe sich eher auf Idealisten beschränken würde (#03; #14). Dies trifft teilweise auch auf kleinere industrielle Verbraucher zu, wo sich die Investitions- und Transaktionskosten der Teilnahme am Smart Market mittels SG-Technologie, anders als bei größeren Verbrauchern, angesichts des geringen absoluten

Energieverbrauchs nicht rechnen würden (#13). Dies weicht von der in der Literatur zu findenden Auffassung ab, bei der Installation von Smart Metern handele es sich um eine „no-regret option“ (Wolsink, 2012, S. 824), die sich in jeder Energiezukunft auszahle.

6.3.4.2 Komforteinschränkungen

„Das wäre nochmal etwas das mein Leben komplizierter macht. Es ist schon kompliziert genug.“ – (#13)

Angebotsorientierter Energieverbrauch zur Glättung von Lastspitzen, wie er durch Smart Grids ermöglicht werden soll, bedeutet, dass Strom tendenziell dann verbraucht werden soll, wenn niedrige Börsenpreise ein hohes Angebot signalisieren (#07; #10; #13). Einige Experten bezweifeln jedoch, dass sich tief verankerte Verhaltensmuster ohne weiteres ändern lassen (#06; #10). So haben Pilotprojekte gezeigt, dass viele Nutzer nach einer eher kurzen Phase der Motivation recht bald die durch Smart Meter bereitgestellten Preissignale nicht mehr beachtet haben und in vertraute Verbrauchsmuster zurückfielen (#05; #06). Wiederum wären dahingehend beträchtliche Einschränkungen des gewohnten Komforts zu befürchten, wenn – ermöglicht durch Smart Grids – bewusst einzelne Verbraucher aufgrund von wetterbedingten Versorgungsengpässen („dunkle Flaute“) von dem Strombezug entkoppelt würden, um einen großflächigen Ausfall zu vermeiden; dies wird als *Brown out* bezeichnet (#13). Zuletzt wurde die generelle Befürchtung angeführt, dass ein ‚smarter‘ Energieverbrauch den ohnehin hohen Organisations- und Technisierungsgrad im Alltag weiter verstärken würde.

6.3.4.3 Datenschutz und Datensicherheit

Smart Meter sammeln und speichern mehr Informationen als traditionelle Verbrauchsmesser, nämlich verhaltensspezifische Nutzungsprofile einzelner Geräte, woraus sich z.B. Anwesenheitszeiten oder Konsumpräferenzen ableiten lassen. Hierbei drängt sich die Frage auf, wer in welchem Umfang auf diese Datensammlung zugreifen darf bzw. wie diese gegen illegale Zugriffe absichern lässt (#05; #11; #13). Viele private Nutzer bzw. Verbraucherverbände zeigen sich diesbezüglich skeptisch (#08).

6.3.5 Vergleich mit bestehender Literatur und Gruppierung

Einige der auf Basis der Experteninterviews identifizierten Hemmnisse sind bereits in der bestehenden Forschungsliteratur – teils jedoch mit anderem regionalen Fokus – beschrieben worden. Dies trifft besonders auf die folgenden Hemmniskategorien zu:

- *Endnutzer sehen keinen Business-case* (Curtius, et al., 2012, S. 65; Faruqui, et al., 2010, S. 6226; Fischer, 2009, S. 16; forsa, 2010, S. 8ff; Mah, et al., 2012a, S. 206ff; Römer, et al., 2012, S. 491; Wissner, 2011a, S. 14; Wissner, 2011b, S. 2516; Worlde Economic Forum, 2010, S. 22; ZVEI, 2012, S. 9ff)
- *Bedenken bezüglich Datensicherheit und Datenschutz* (forsa, 2010, S. 24; Kursawe, et al., 2011, S. 176; Molina-Markham, et al., 2012, S. 240; Verbong, et al., 2013, S. 122; Weil, 2011, S. 7)
- *die Komplexität von Smart Grid-Technologien* (Acharjee, 2013, S. 201; Deblasio, 2010, S. 17; Fischer, 2009, S. 16; Molina-Markham, et al., 2012, S. 240; Wissner, 2011b, S. 2516; Worlde Economic Forum, 2010, S. 24f; Yu, et al., 2012, S. 1332)
- *mangelnde Planungssicherheit seitens Politik und Regulierungsbehörden* (McDaniel & McLaughlin, 2009, S. 77; Wissner, 2011a, S. 18; Worlde Economic Forum, 2010, S. 9; Yu, et al., 2012, S. 1330f)

Andere Hemmnisse hingegen sind in der Literatur bislang kaum oder nicht thematisiert worden; so fanden die zentralen Probleme

- der Anpassung von Akteuren an neue Rahmenbedingungen,
- der Unsicherheit bezüglich der Entwicklung des Energiesystems,
- der fehlenden Erfahrung mit SG-Technologien sowie
- der Komplexität des Energiesystems

bislang keine ausreichende Berücksichtigung.

Als weiterer Abstraktionsschritt im Rahmen gegenstandsbezogener Theoriebildung wurden die Hemmnisse den Kategorien (1) *Kosten-Nutzen-Verteilung*, (2) *Wissensbestände* bzw. (3) *Institutionelle Trägheit* zugeordnet. Diese Einteilung ist nicht immer alternativlos, da etwa die bremsende Wirkung der Anreizregulierung gleichermaßen unter *Kosten und Nutzen* wie unter die sie verursachende *institutionelle Trägheit* fallen könnte. Daher wurden Hemmnisse einheitlich jeweils der

Ebene zugeordnet, wo aus Smart Grid-Perspektive nicht die ultimate Ursache liegt, sondern wo ein unmittelbar hindernder Effekt zu beobachten ist. Dementsprechend wäre die unpassende Anreizregulierung gemäß ihrer Wirkung *Kosten und Nutzen* zuzuordnen.²²² Letztlich ist noch einmal die kaum zu vermeidende Subjektivität der erhobenen Einschätzungen zu betonen – so muss die Tatsache, dass kein ausreichender Business-Case *wahrgenommen* wird, nicht automatisch bedeuten, dass ein solcher in keinem Fall existiert. Ähnliches muss der überwiegend kritischen Bewertung des bestehenden Regulierungsrahmens angefügt werden. Allerdings ist die Wirkung eines Hemmnisses ja nicht an dessen tatsächliche Entsprechung in der Operationswirklichkeit gebunden, sondern vielmehr an die Perzeption der relevanten Akteure.

²²² Streng betrachtet nämlich strukturiert Institutionalität sämtliche Sozialbeziehungen, weshalb einer anderweitigen Zuordnung hier eine zu geringe analytische Schärfe innewohnen würde.

6.4 LÖSUNGSVORSCHLÄGE FÜR IDENTIFIZIERTE HEMMNISSE

Neben der Sammlung und Strukturierung von Hemmnissen und Hemmnismustern wurden auch Vorschläge abgefragt, wie der zögerlichen Implementation der Smart-Grid-Technologie abgeholfen werden könnte. Hierbei wurden im Zuge zunehmender Abstraktion acht Lösungszugänge identifiziert, welche sich auf die bereits genannten Hemmnisse beziehen lassen (s. Abbildung 29). Diese werden im Folgenden näher ausgeführt und – stellvertretend für die Erkenntnisse der gesamten Hemmnisstudie – jeweils kurz mit den aus der evolutorischen Rahmentheorie entlehnten Konzepten unterlegt.

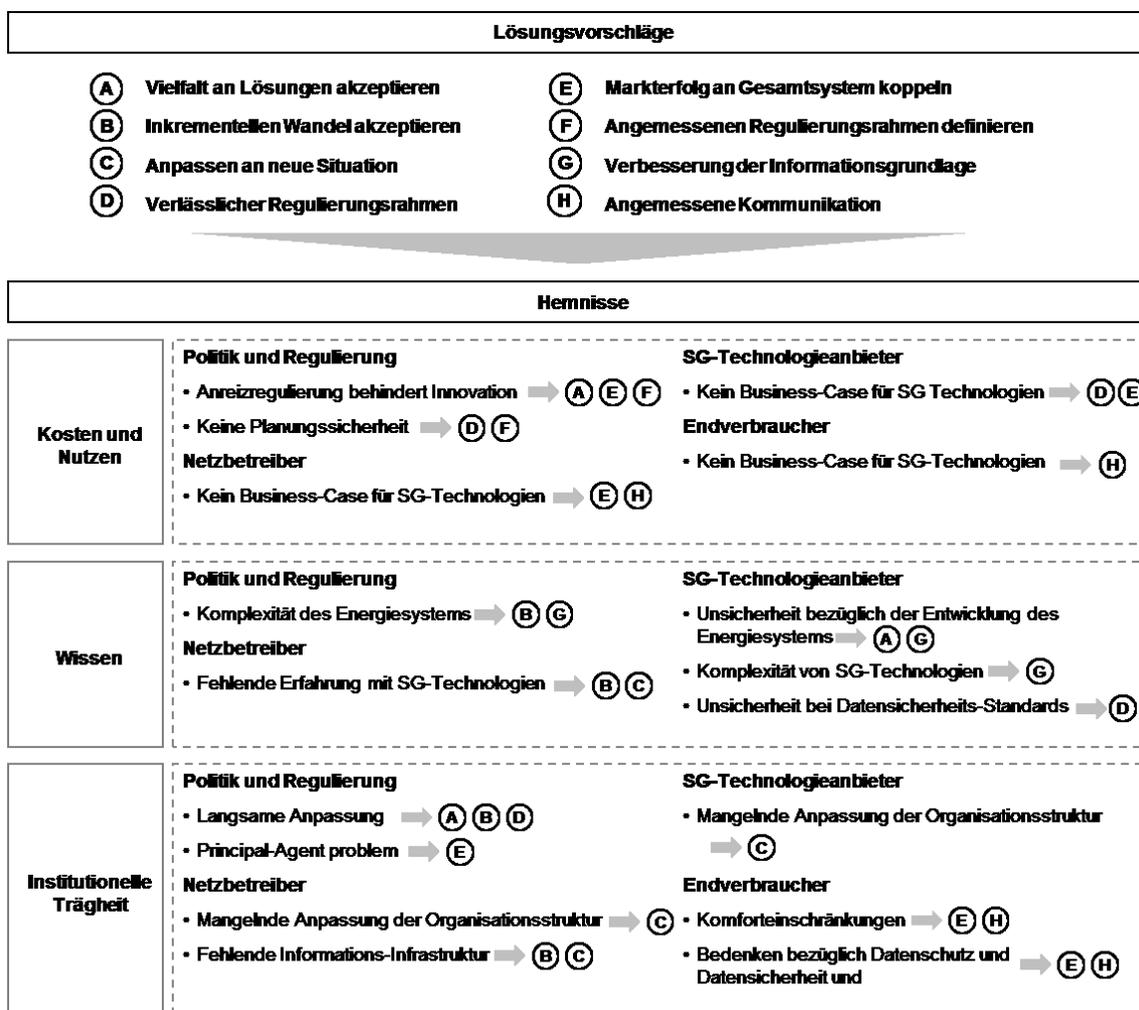


Abbildung 29: Lösungsmöglichkeiten für SG-Hemmnisse (angepasste Darstellung nach Muench, et al., 2014, S. 89)

6.4.1 Eine Vielfalt an Lösungen akzeptieren

Generell sollte nicht angestrebt werden, eine ‚Blaupause‘, also ein allgemein gültiges Geschäftsmodell oder eine universell einsetzbare technologische Lösung zu entwickeln, was wiederum neue regulatorische und technologische *Lock-ins* generieren könnte. Vielmehr ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt eine größtmögliche Angebotsvielfalt anzustreben um die Wahrscheinlichkeit zu erhöhen, (dezentral) zutreffende Lösungen für Optimierung verschiedener Verteilnetz-Kontexte zu finden (#03; #08).

Dies geht einher mit der evolutorischen Auffassung, ein breites Leistungsspektrum erhöhe die Anpassungsfähigkeit einer Institution an neue und zunächst nicht absehbare Nischenerfordernisse (Lempp, 2007). Auf Basis dieser Angebotsbandbreite könnten sich technologische Lösungen, Marktanwendungen und Sozialverhalten zunächst koevolutionär entwickeln und später in einem neuen und ggf. dominanten sozio-technischen Gefüge konzentrieren (s. auch Nelson, 1994; Volberda & Lewin, 2003). Selbstverstärkende Effekte für die SG-Implementation bedürfen angesichts eines noch nicht ausdefinierten Lösungskonzepts zunächst eine größtmögliche und kontextspezifische Vielfalt.

6.4.2 Inkrementellen Wandel akzeptieren

Der Umbau des Energiesystems muss über einen ausreichend langen Zeitraum geschehen (#10) und sollte – anders als in zahlreichen Positionen gefordert – nicht über einen ‚Masterplan‘ organisiert werden. Dieser nämlich könnte unmöglich die Komplexität eines intelligenten Verteilnetzes sowie die auf dem Weg dorthin zu erwartenden Dynamiken abbilden (#13). Vielmehr bestünde so die Gefahr, dass auf dieser Basis Entscheidungen getroffen würden, welche die Entwicklung notwendiger Innovationen verhinderten. Statt also ein finales Konzept anzustreben, wäre ein kleinschrittiges Vorgehen, welches Raum für Eigendynamik und regulative Nachsteuerung lässt, das Mittel der Wahl (#09; #10; #12). In diesem Zusammenhang könnte sich ein gedrosseltes Tempo bei der Installation Erneuerbarer Energien als hilfreich erweisen (#06; #10; #13).

Dieses Lösungsmuster spiegelt das Axiom einer evolutionstheoretisch inspirierten Wirtschafts- und Sozialwissenschaft wider, keine Form der (Neu-)Ordnung lasse sich am Reißbrett konzipieren. Dies knüpft teils an die oben genannte Notwendigkeit

größtmöglicher Variation zur Erfüllung unsicherer Nischenerfordernisse an, teils auch an das grundsätzlich sehr hohe Maß an Pfadabhängigkeit im Energiesektor, welches neu sozio-technische Institutionen überwinden müssen (van den Bergh, et al., 2006). Gleichzeitig sind die beteiligten Akteure – also etwa Technologieanbieter, Verteilnetzbetreiber und Regulierer – als Institutionen mit eigenen Trägheitsmomenten zu verstehen, welche sich nur langsam an neue Nischenerfordernisse anpassen.

6.4.3 Anpassen an veränderte Rahmenbedingungen

Veränderte ökonomische Umweltbedingungen erfordern die Anpassung von Organisationsstrukturen bei Unternehmen. Hierunter fällt vor allem der Aufbau von Querschnittsbereichen, welche organisationales Lernen ermöglichen können (#09), sowie das Einstellen von Mitarbeitern aus anderen Industriezweigen (#01), insbesondere dem IKT-Sektor (#09). Sollte die Aneignung des in Zukunft notwendigen Know-hows die Ressourcen der Unternehmen übersteigen, so böten sich gerade bei Verteilnetzbetreibern Kooperationen, das Auslagern einzelner Geschäftsbereiche (*Outsourcing*), oder der Einkauf entsprechender Dienstleistungen (*Contracting*) als mögliche Lösungen an (#04; #14).

Im Kern handelt es sich bei diesen Vorschlägen um Möglichkeiten, evolutionär gewachsenen institutionellen Strukturen zur Erfüllung neuer Funktionen zu verhelfen, etwa durch eine Erweiterung des Mempoils durch einen neuen Typus von Mitgliedern, die Verbesserung des institutionellen ‚Weltbildapparates‘ oder die Koevolution mit anderen Akteuren. Diese Maßnahmen müssen jedoch geschehen, ohne bestehende Bebürdungen bzw. die Fähigkeit zu Retention der bestehenden institutionellen Form außer Acht zu lassen. Um diese doppelte Zielstellung aus Angepasstheit und Anpassungsfähigkeit, welche in wohlausgewogenem Verhältnis die Fitness einer Institution ausmachen, erfüllen zu können, bedarf es der ex-ante Evaluation von institutionellen Reformen als *gerichtete Evolution* (Lempp, 2007).

6.4.4 Schaffen eines verlässlichen Regulierungsrahmens

Erst durch die Herstellung eines verlässlichen und erwartungssicheren Regulierungsrahmens werden Unternehmen dazu motiviert, in neue Technologien zu investieren (#12). Mit Blick auf die Nachrüstung der Verteilnetze gilt es daher, zunächst ergebnisoffen grundlegende Fragen zu klären, worunter insbesondere Marktrollen und

eindeutige Verantwortungszuweisungen für die Systemstabilität zählen (#14). Auf dieser Grundlage kann ein integrativer Gesetzesrahmen geschaffen werden (#09; #10; #11; #12). Entscheidend ist jedoch, dass diesem Prozess eine *Regulierungspause* folgt, in welcher grundlegende Bestandteile der Regulierung nicht mehr infrage gestellt werden. Allerdings muss im Sinne eines lernenden Gesetzes – etwa durch Monitoringberichte – sichergestellt werden, dass sich der Regulierungsrahmen in Teilen an zukünftige Entwicklungen und Erkenntnisse anpasst (#09). Grundsätzliche Stabilität und institutionalisierte Lerneffekte schließen sich hierbei nicht wechselseitig aus, sondern bedingen einander, da so das Entstehen eines Handlungsdrucks vermieden werden kann, welcher seinerseits wiederum substantielle Änderungen erfordern würde.

Aus evolutorischer Sicht geht es hierbei – neben dem Schaffen eines dauerhaft eindeutigen Adaptionsdrucks seitens des Regulierers als relevante Nische zahlreicher Akteure – vor allem um die Frage, wie im Regulierungsrahmen die unvermeidlichen, aber noch nicht absehbaren Lerneffekte bei grundsätzlicher Stabilität integriert werden können. Eben diese Janusköpfigkeit sozialer Ordnung stellt das Kerninteresse einer evolutorischen Theorie in den Wirtschafts- bzw. Sozialwissenschaften dar. Gegenstand des Institutionalisierens von Lernroutinen im Sinne langfristiger Stabilität können nicht nur Organisationen sein, sondern auch sachbezogene Institutionen, wie z.B. Gesetze (s. Kap. 5.5).

6.4.5 Mehrwert für alle Marktteilnehmer an Beitrag für Gesamtsystem koppeln

Das Ziel der Markteinführung von SG-Technologien ist das Generieren von sich selbst verstärkenden Effekten (#05). Angebotsseitig müssen hierfür zunächst für Endnutzer attraktive Lösungen entwickelt werden (#03; #04). Einem auf diese Weise erfolgreichen *first mover* werden weitere Marktteilnehmer folgen (#08). Andererseits muss die Investition in innovative SG-Technologien auch für Netzbetreiber lohnend sein (#11). In Teilen ist dies bereits möglich (#14), jedoch steht den gewachsenen Aufgaben der Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung keine verbesserte Rückerstattung etwa von innovativer Software gegenüber (#08; #09). Um solche Entwicklungen besser abzubilden, wären kürzere Regulierungsperioden wünschenswert (#06). Aus Sicht des Gesamtsystems muss die Anreizregulierung

insgesamt also genau solche Investitionen anregen, welche auf dieser Ebene eine stabilisierende Wirkung haben; dies ist bislang teilweise entkoppelt (#02). Es gilt daher also, mikro- und makroökonomische Anreize in Einklang zu bringen. Neben der Erweiterung der Anreizregulierung um eine Innovationskomponente bzw. generell eine differenziertere Betrachtung der VNB könnten zu diesem Zweck auch andere systemdienliche Komponenten wie Nachfrageflexibilität (#08; #13) oder virtuelle Kraftwerke (#08) in den Förderkontext einbezogen werden.

Die für die Evolutionsperspektive typische Wechselwirkung zwischen Institution und Umwelt (Lewin, et al., 2004, S. 129; Nelson & Winter, 1982) stellt ebenfalls das Mikro-Makro-Problem in den Vordergrund. Dieses entfaltet sich entlang verschiedener Selektionsebenen, wobei von diesen durchaus unterschiedliche Nachfragesignale ausgehen können. Soll die Stabilität des Gesamtsystems durch SG-Technologien und deren Anwendungen begünstigt werden, so müssen die zwischengeschalteten Selektionsstufen dieses Verhalten – wenngleich teils aus anderen Beweggründen – ebenfalls fördern.

6.4.6 Einen angemessenen Regulierungsumfang definieren

Als natürliche Monopole sind Stromnetze notwendigerweise einem gewissen Grad der Regulierung unterworfen (#13), dennoch bleibt Raum für unterschiedliche Eingriffsambitionen. Die somit bestehende Unsicherheit, welche Zuständigkeiten dem Markt und welche dem Staat zuzuordnen sind, muss daher ausgeräumt werden (#05). Über diese Zuordnung herrscht seitens der Experten jedoch keine Einigkeit: Einerseits wird die Idee eines durch den Regulierer verantworteten Netzentwicklungsplans für Verteilnetze – analog zu den Erfahrungen auf der Hochspannungsebene – als Beitrag zu verbesserter Abstimmung gewertet (#12). In anderen Fällen hingegen wird dieser im Raum stehende Vorschlag als kontraproduktiv und als Zeichen eines überzogenen Regulierungsanspruchs betrachtet (#02; #05). In jedem Fall sollte jedoch eine – wie auch immer geartete – Rollenzuweisung hinsichtlich der Verantwortung für die Netzstabilität zwischen Netzbetreibern und Bundesnetzagentur getroffen werden. Ein Vorschlag hierfür wäre die Einführung einer *Netzampel*, welche nach kritischen (,roten‘) sowie normalen und angespannten Netzphasen (,grün‘ bzw. ,gelb‘) unterscheidet (#11). Entsprechend wären die VNB angehalten, nur in roten, d.h. akut gefährdenden Netzzuständen durch Restriktionen wie Einspeiseabregelung oder Lastabwurf einzugreifen; in allen anderen Situationen sollten Knappheits- und

Angebotssignale durch marktliche Selbstregelung ausgeglichen werden, wodurch gerade gelben Phasen hinsichtlich der Hebung von Flexibilitätpotenzialen eine Steuerungswirkung zukäme (s. auch (BDEW 2013d, S. 8). Weiterhin sollte der Regulierungshorizont weit gefasst sein und Anknüpfungspunkte v.a. für Elektromobilität und Power-to-gas bieten, welche zukünftig aller Voraussicht nach stärker mit den Verteilnetzen interagieren werden.

Eine evolutorische Sichtweise der Wirtschaftswissenschaft stellt die klassische Annahme von allseits verfügbarem Wissen infrage und betont vielmehr das relative individuelle Unwissen bzw. die selektiven Deutungsschemata sämtlicher Akteure, was somit auch für die Bundesnetzagentur gilt (s. Kap. 5.6.). Eine solche Sichtweise erklärt, warum insbesondere ein umfassend durchkonzipierter Regulierungsentwurf sehr unwahrscheinlich ist. Hierzu müssten einerseits genügend hochkomplexe Wissensbestände vereint und andererseits dieses Wissen, an tradierten Interpretationsroutinen und innerer Selektion vorbei, unverzerrt in institutionellen Output verwandelt werden. Wahrscheinlicher ist hingegen, dass statt einer ‚idealen‘ eher eine tendenziell zu marktlastige bzw. zu interventionistische Regulierung das Ergebnis wäre.

6.4.7 Aktive Verbesserung der Informationsgrundlage

Dem Gesetzgeber muss daran gelegen sein, die von ihm gesetzten Rahmenbedingungen auf der bestmöglichen Informationsbasis zu treffen (#05). Ziel ist es, solche Technologien zu identifizieren, deren Förderung gesamtwirtschaftlichen Nutzen verspricht (#12; #13). Bei dieser Abwägung sollte das Maß an Perspektivität naturgemäß gering sein, was gegenwärtig nicht immer der Fall ist (#10). In diesem Zusammenhang wurde jedoch auch das Streben von Politikern gelobt, sich von Seiten der mit dem Sachverhalt vertrauten Regulierungsbehörden und Fachverbänden aktiv Informationen einzuholen (#14). Generell wäre jedoch wünschenswert, wenn die Debatte um Smart Grids auf einer weniger abstrakten Ebene geführt würde (vgl. die Auffassung mehrerer Experten, beim Smart Grid handle es sich um einen Modebegriff recht unklaren Inhalts). Hier müssen die aktuellen Entwicklungen zügig in den Gesetzgebungsprozess einfließen (#14).

Betrachtet man die Nische des Gesetzgebers bzw. des Regulierers – zumindest in demokratischen Systemen – in der langfristigen Akzeptanz durch den Regierten (bzw.

den Regulierten), so verbirgt sich in dem aktiven Einholen problembezogener Informationen eine Grundvoraussetzung für die Funktionserbringung gegenüber der Nische: Triften Perzeptionswirklichkeit des zentralen politischen Entscheidungssystems und die Nachfrage an politischen Gütern auseinander, so entsteht eine Passungslücke, aus welcher Legitimationsdefizite entstehen, die sich wiederum in sehr konkretem Ressourcenverlust widerspiegeln. Notwendig sind somit neben funktionserbringenden Strukturen ein leistungsfähiges erkenntnisgewinnendes System innerhalb der Institution sowie eine möglichst gute Reflexion der eigenen *Bounded Rationality*.

6.4.8 Angemessene Kommunikation von Chancen und Risiken

Sowohl Technologieanbieter als auch der Gesetzgeber stehen in der Verantwortung, die Vorteile von SG-Technologien aktiv zu kommunizieren (#08). Gerade in Bezug auf potenzielle Kunden muss diese Kommunikation einerseits sachlich und faktenbasiert sein, andererseits aber auch geeignet, ‚irrationale‘ Komponenten wie überhöhtes Risikoempfinden bei Privathaushalten (#10) oder überschätzte Transaktionskosten bei industriellen Nutzern gezielt zu adressieren. Gerade bei letzteren besteht ein hohes Lastglättungspotenzial, welches sich auch durch zielgerichtete Kommunikation heben lässt (#02; #13).

Wissensbestände, Einstellungen und Verhaltensroutinen weisen in evolutionärer Sicht ein hohes Maß an Stabilität auf, woraus sich sozio-technische Pfadabhängigkeiten zu einem großen Teil speisen (Wolsink, 2012, S. 826). Dies gilt für Endverbraucher ebenso wie für Unternehmen (Szulanski, 1996) und Behörden (Lempp, 2007), woraus resultiert, dass aus dem Vorhandensein von Einsparpotenzialen noch nicht deren automatische Umsetzung resultiert. Hierzu bedarf es v.a. seitens von Politik, Verbänden und Technologieanbietern insofern zielgerichteter Kommunikation, als den Beharrungskräften im Deuten und Handeln zielgruppenspezifisch begegnet wird.

6.5 EINORDNUNG DER ERGEBNISSE

6.5.1 Aktuelle Energiewendedebatte

Die Hemmnisstudie zu Smart Grids wurde im Jahr 2013 durchgeführt und ausgewertet; bereits zum Zeitpunkt der Niederschrift des vorliegenden Kapitels – Frühjahr 2015 – zeigt sich, dass sich zahlreiche der hier gewonnenen Erkenntnisse in der aktuellen Debatte um die Anreizregulierung wiederfinden. Im Januar 2015 veröffentlichte die Bundesnetzagentur den Evaluierungsbericht zu Anreizregulierungsverordnung, welchen sie als „kritische Bestandsaufnahme des gegenwärtigen Regulierungssystems“ (BNetzA, 2015b, S. 3) im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums über einen Zeitraum von zwei Jahren erstellt hatte. Im Vorfeld hatte es hierzu zahlreiche Konsultationsveranstaltungen sowie Stellungnahmen von Stakeholdern gegeben. Auf Basis dieser Evaluation erstellte das BMWi „Eckpunkte zur Novellierung der Anreizregulierung“ (BMW, 2015g), deren Überführung in eine entsprechende Gesetzesnovelle jedoch auch im Frühjahr 2016 noch ausstand.

Im Rahmen der Überprüfung des Regulierungsrahmens für Verteilnetze waren insbesondere die strengen Vorgaben zur Effizienzsteigerung von Verteilnetzbetreibern hinterfragt worden; dies geschah in der Vergangenheit über den Produktivitätsfaktor *Xgen*, welcher in der letzten Regulierungsperiode eine Effizienzsteigerung der Netzbetreiber um 1,5% voraussetzte und die möglichen Erlöse durch Netzentgelte entsprechend reduzierte. Netzbetreiber argumentierten jedoch schon seit längerem, dass die durch diesen Faktor abzubauenen Gewinne aus Monopolzeiten mittlerweile abgeschmolzen wären und weitere Effizienzsteigerungen nur über reduzierte Investitionen möglich wären (Energate, 2014a, S. 5). Die Netzagentur hatte diese Reduktion der Erlösobergrenze daher zuletzt zur Disposition gestellt (Energate, 2014b, S. 2), im Evaluierungsbericht jedoch für eine Beibehaltung der gegenwärtigen Regelung plädiert (BNetzA, 2015b, S. 277).

Zweiter Kernbestandteil der Debatte war die Möglichkeit einer differenzierten Betrachtung von Verteilnetzbetreibern insbesondere hinsichtlich des zu integrierenden Anteils Erneuerbarer Energien. Hierzu wurden objektive Kriterien gesucht, um Netzbetreiber zu Typologisieren und in bestimmte Gruppen hinsichtlich ihrer Erlösobergrenze besser zu stellen. Wenngleich ein solches Modell nicht zuletzt an der

schwierigen Prognostizierbarkeit des regionalen EE-Ausbaus scheiterten (Energate, 2015o, S. 1f), enthält eines der durch die BNetzA empfohlenen Modelle zur Verbesserung der Anreizregulierung ein Instrument, welches es ausgewählten Netzbetreibern erlauben würde, „die Kosten der Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen unmittelbar auf Plankostenbasis auf die Erlösbergrenze aufzuschlagen“ (2015b, S. 440). Dem steht der weit umfassendere Vorschlag von BDEW, VKU sowie vieler Bundesländer gegenüber, welcher unter anderem die Investitionskosten umfassender und ohne Zeitverzug erstatten würde (s. v.a. BDEW, 2015a).

Die Stoßrichtung des Evaluierungsberichtes zeigt, dass Hemmnisse durch das Monitoringsystem der Netzagentur zumindest erkannt worden sind. Die BNetzA empfiehlt zusammenfassend, es sollen „Regelungen geschaffen werden, die den Netzbetreiber anreizen, in intelligente Lösungen zu investieren“ (BNetzA, 2015b, S. 7). Neben der Reform der ARegV ist seitens der Bundesregierung zudem ein Verordnungspaket zum Smart Metering geplant, welches insbesondere Regelungen zu Datenschutz und Datensicherheit sowie technische Standardisierungen von Messsystemen enthalten sollte. Außerdem sollen die Kommunikation zwischen Endnutzer und Markt verbessert werden. In diesem Zusammenhang gelte es auch die Anforderungen an flexible Lasten anzupassen (Energate, 2015f, S. 4), welche gegenwärtig noch für reine Erzeugungseinheiten konzipiert sind.

Es zeigt sich also, dass die in Hemmnisstudie identifizierten Hemmnisse durchaus die aktuellen Problemlagen treffen, wenngleich die Art und Weise ihrer Überwindung noch nicht bewertet werden kann. Die oben genannten Entwicklungen belegen jedoch auch, dass gegenstandsbezogene Erkenntnisse nicht gänzlich, aber doch in Teilen schnell von der Dynamik des Forschungsgegenstands überrollt werden können. Gerade deshalb muss daran gelegen sein, Merkmale, Hemmnisse und Lösungen für Smart Grids daraufhin zu prüfen, ob sie sich unter Anwendung evolutorischer Verständniskategorien theoretisch erfassen und damit auch auf andere Anwendungsfelder im Rahmen der Energiesystemtransformation übertragen lassen.

6.5.2 Bezug zu Erkenntnissen zur zweiten Phase der Energiewende

Die tief reichende Vernetzung von Smart Grids innerhalb der Energiewendedebatte zeigt, dass deren Auswahl als Fallbeispiel sehr aussagekräftig war. Immerhin konzentrieren Smart Grids sowie ihre spezifischen Definitionsstränge und Einführungshemmnisse mehrere Eigenschaften auf sich, welche für die in dieser Arbeit beleuchtete zweite Phase der Energiewende symptomatisch scheinen:

So wird gezeigt, dass die zentrale Herausforderung bei ihrer Einführung nicht im technologischen Reifegrad zu suchen ist, sondern im Finden vielversprechender großskaliger Geschäftsmodelle. In diesem Zusammenhang offenbart sich die technische Lösungsvielfalt für die Herausforderungen der Energiesystemtransformation, wodurch sich eine Bandbreite an denkbaren Energiezukünften eröffnet. Zwar wird jedes Szenario grundsätzlich alle Bausteine beinhalten, jedoch kann durch deren (noch) offenes ‚Mischungsverhältnis‘ durchaus von einer *Konkurrenz von Technologiepfaden* gesprochen werden. Wesentliche Quelle der Unterscheidung stellt hierbei der (De-)Zentralitätsgrad dar. Im Zuge der oben unternommenen dynamischen Definition von Smart Grids wurde deutlich, dass diese im besonderen Maße abhängig von der Entwicklung des umgebenden Energiesystems sind. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sie eine Lösung zur Integration der – je nach Systemdesign unterschiedlich ausgestalteten – technischen Bestandteile und wirtschaftlichen Teilsysteme darstellen. SG sind in gewisser Hinsicht der ‚Zement‘ des zukünftigen Energiesystems und somit ein technologischer Repräsentant jener Phase, in welcher das Zusammenwirken von Erzeugung, Transport, Speicherung und Verbrauch zunehmend an Relevanz gewinnt, um Kosten zu begrenzen und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. In der Folge sind Definition, Hemmnisse und Lösungen für Smart Grids differenziert zu betrachten:

Deswegen kann man nicht von *dem* Hemmnis für das Smart Grid sprechen. Es gibt für die einzelnen Lösungen unterschiedliche Faktoren, die für die praktische Anwendung von Lösungsansätzen förderlich oder hemmend sind, aber ich glaube da muss man schon genauer in die einzelnen Lösungsansätze hereingucken (#2).

Dass für diese Systemdienstleistungen kein ausreichender Marktanzreiz besteht, lässt sich teils durch das Phänomen des Marktversagens erklären – die Allmendegüter Netzstabilität und Versorgungssicherheit sind in den Stromkosten nicht angemessen

eingepreist. Der Energiemarkt und insbesondere das natürliche Monopol des Netzbetriebs sind auch aus diesen Gründen jedoch stark reguliert (s. Kap. 5.3). Da ein vollständiger Wettbewerb nicht möglich ist, gleichzeitig aber marktwirtschaftliche Mechanismen möglichst eigenständig auf das Erreichen energiewirtschaftlicher Zielvorstellungen hinwirken sollen, bedarf es der besonderen Konstruktion eines *Marktdesigns*. Hierunter versteht man den vom Gesetzgeber einschließlich aller Wirkmechanismen und Rahmenbedingungen vollständig durchdachten Energiemarkt, welcher daraufhin in freie und regulierte Sektoren unterteilt wird. Das Dilemma besteht jedoch darin, dass ein Marktdesign nicht punktuell funktionieren kann, sondern das komplette Marktgeschehen samt aller Schnittstellen zu angrenzenden Wirtschaftsbereichen erfassen muss, um den idealen hybriden Markt zu erfassen. Dies gilt umso mehr, da im Zuge der Energiesystemtransformation vormals getrennte Energiesektoren und Aufgabenbereiche interagieren müssen, was die regulatorisch zu berücksichtigenden Wechselwirkungen potenziert.

Eine derartige Wissensgrundlage steht jedoch dem Regulierer nicht zur Verfügung bzw. treten – wie im Falle der BNetzA ersichtlich – tradierte Deutungsroutinen zu Tage, sodass ein Marktdesign das steuerungspolitische Optimum aus Anreizsetzung und Ressourceneffizienz nur selten treffen wird. Auf Basis der Smart Grid-Hemmnisstudie zeigt sich daher eine Verzerrung der Anreizregulierung – dem für Smart Grid wesentlichen Teil des energiewirtschaftlichen Marktdesigns – hin zum gegenwartsorientierten Wirtschaftlichkeitsdenken, sodass sich ein klassisches Mikro-Makro-Problem ergibt: Was für technische Maßnahmen aus Systemsicht sinnvoll erscheint, wird auf mikroökonomischer Ebene nicht ausreichend nachgefragt. Sollte diese Kongruenz nicht hergestellt werden, so droht ein Szenario, welches Acatech als „Komplexitätsfalle“ bezeichnet. Hierin

ist der Umbau des Energiesystems, die ‚Energiewende‘, trotz des politischen Willens weit hinter den für das Jahr 2030 gesetzten Zielen zu rückgeblieben. Hauptursache waren die unterschiedlichen Interessen der Akteure, die nicht in einem einheitlichen politischen Rahmen zusammengeführt werden konnten, technische Hürden, aber auch Unkenntnis eines möglichen Weges. Der Einspeisung von Wind- und Solarenergie wurde so eine Grenze gesetzt: ‚Smarte‘ Steuerung der Einspeisung wird durch die geltenden Gesetze nicht erlaubt oder ist betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll. Daher herrscht weiterhin eine zentralisierte steuerbare Energieversorgung (acatech, 2012c, S. 78).

Es sei darauf verwiesen, dass im vorangestellten Zitat die Integration der Energiesystembestandteile durch intelligente Steuerung und Verbrauch *insgesamt* als Ziel formuliert und kein spezifischer Rollout im Sinne der oben getroffenen Differenzierungen gefordert wird – die Identifikation von *dem* Smart Grid mit dem Scheitern der Energiewende sollte durch die differenzierte Darstellung in der Hemmnisstudie ja eben vermieden werden. Allerdings wird deutlich, dass sich beim Fallbeispiel der Smart Grids die technischen, marktlichen und regulatorischen Herausforderungen der zweiten Phase der Energiewende in besonderer Deutlichkeit herauskristallisieren. Das Hervortreten unterschiedlicher Energiezukünfte unter dem Dach der Energiewende sowie die zunehmende Notwendigkeit, eine Desintegration des Energiesystems zu verhindern, sind damit gleichzeitig Treiber und Hürde der Technologie. Für smarte Energienetze ergibt sich hieraus die Notwendigkeit, eine gleichermaßen intelligente politische Steuerung zu schaffen, welche insbesondere die Balance zwischen klaren Anreizsetzungen und notwendigen Vereinheitlichungen einerseits sowie bewusster regulativer Zurückhaltung andererseits zu wahren weiß. Der besondere Handlungskontext der Anreizregulierung stellt hierbei eine Zuspitzung des regulativen Spannungsfelds aus strukturell begründeter staatlicher Steuerungsaufgabe und deren potenziell hemmenden Nebenwirkungen dar, welches die Energiewende auch in ihrer Gänze strukturiert.

7 ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Arbeit ist eingebettet in die Forschung des interdisziplinär orientierten Boysen-TU Dresden Graduiertenkollegs. Dieses befasste sich mit der Fragestellung, wie das Energiesystem durch sozio-technische Weichenstellungen auf eine nachhaltige Grundlage gestellt werden kann. Vor diesem Hintergrund fokussierte sich das politikwissenschaftliche Teilprojekt auf die spezifischen regulatorischen Herausforderungen eines Zeitabschnitts, der in der Arbeit als *zweite Phase der Energiewende* bezeichnet wird. Diese, so wurde gezeigt, ist erstens gekennzeichnet durch die *Ungleichzeitigkeit* des schnellen Voranschreitens des EE-Ausbaus im Bereich der Stromerzeugung gegenüber einer eher zaghaften Umsetzung in den Sektoren Wärme, Effizienz und Verkehr. Zweitens treten in zunehmendem Maße *Richtungsentscheidungen* in den Vordergrund, angesichts welcher die Energiewende eher als Plural zu verstehen ist, da im Rahmen verschiedener Energiezukünfte abweichende Technologie-, Markt- und Besitzstrukturen denkbar sind. Diese Umsetzungspfade der Energiewende bedienen unterschiedliche Akteursinteressen sowie energiepolitische Weltbilder. Sie werden vermittels konkreter regulatorischer Regime realisiert, zu deren Ausgestaltung folglich konkurrierende Konzepte in Stellung gebracht werden.

Als drittes, wohl treffendstes Merkmal der Phase fortschreitender Energiesystemtransformation kann überdies wohl die offen zutage tretende Notwendigkeit und beginnende Umsetzung besserer *Systemintegration* genannt werden. Diese löst die erste Phase der schwerpunktmäßigen EE-Förderung ab, welche vor allem durch den Aufbau einer Erzeugungsinfrastruktur im Rahmen geschützter Nischen gekennzeichnet war und in deren Folge Erneuerbare Energien inzwischen etwa 30% der deutschen Bruttostromerzeugung ausmachen. Die nun in den Vordergrund rückende Integrationsnotwendigkeit betrifft einerseits den systemdienlichen *und* wirtschaftlich lohnenswerten Einsatz von Einzeltechnologien (beispielsweise durch flexible Nachfrage oder bedarfsgerechte Einspeisung, d.h. etwa die Bereitstellung von gesicherter Leistung mittels virtueller Kraftwerke oder fossiler Backup-Kapazitäten). Andererseits kann auch die Interaktion der einzelnen Energiesektoren als anstehende Integrationsleistung im Sinne des Gesamtsystems betrachtet werden, da etwa ein elektrifizierter Verkehrssektor flexible Lasten sowie

Speicherkapazitäten bereitstellt. Die Integration der vormals weitgehend parallelen Sektoren Strom, Wärme und Verkehr schafft also Stabilität und Flexibilität für das Gesamtsystem, während zu einem gewissen Grad Erzeugungs-, Transport und Speicherkapazitäten eingespart werden können.

Nicht zuletzt weist Integration auch eine energiepolitische Komponente auf: Vor allem nämlich gilt es, auf deliberativem Wege einen Energiewendekonsens herzustellen, welcher die zahlreichen politischen und wirtschaftlichen Einzelansätze vereint, die bislang unter dem Dach eines weitgehend distributiven Politikfeldes parallel verfolgt wurden, sich jedoch zunehmend an ihren Kosten und ihrem Beitrag zur Systemdienlichkeit messen lassen müssen. Mautz & Rosenbaum (2012, S. 93) stellen in diesem Zusammenhang fest, dass im zukünftigen Energiesystem nicht *ein* dominanter Technologiepfad vorherrscht, sondern ein – noch zu bestimmendes – Mischungsverhältnis aus konkurrierenden Umsetzungsmodellen nebeneinander existieren wird. Hieraus erwächst als Herausforderung im Sinne der Systemintegration das politisch zu beantwortende Erfordernis, als ‚Pluralitätsmanager‘ aufzutreten, d.h. diese verschiedenen sozio-technischen Pfade durch Schnittstellenbildung und ein umfassendes Marktdesign aufeinander zu beziehen. Es wird im Rahmen der Arbeit vorgeschlagen, den Übergang zu der hier umrissenen neuen Phase der Energiewende fließend zwischen den EEG-Reformen 2012 und 2014 zu verorten, in welchen die oben genannten Merkmale deutlich zutage treten und nicht nur in Expertendiskursen, sondern auch in Politik und Medienwirklichkeit ihren Niederschlag finden.

Die Untersuchung von gegenwärtig zutage tretenden *Richtungsentscheidungen und Umsetzungspfaden* der Energiewende stand im Fokus des ersten Hauptteils der Arbeit. Hierzu wurden zunächst die verschiedenen Begriffsinhalte und Zieldimensionen des häufig recht konturlos verwendeten Energiewende-Begriffs umrissen. Es zeigte sich vor allem, dass die *Dezentralisierung des Energiesystems* in technischer, besitzstruktureller und politischer Hinsicht eine Zieldimension darstellt, die teils konkreten Einzelinteressen, teils historischen Traditionslinien entspringt, und welche parallel zum Politikziel ökologischer Nachhaltigkeit existiert. Der These einer großen Bandbreite an energiepolitischen Gestaltungsoptionen folgend, wurde im nächsten Schritt eine umfassende ‚Landkarte der Energiewende‘ erstellt, welche die aktuellen energiepolitischen Richtungsentscheidungen zu EE-Förderung, Netzausbau und

konventioneller Erzeugung sowie die dabei zutage tretenden Interessenlagen abbildet. Im Einzelnen wurden die folgenden Stellschrauben identifiziert:

- die Ambitionen bei Zielen und Zeitplan des EE-Ausbaus
- das Maß an Investitionssicherheit bei der EE-Förderung
- die Ausgestaltung von Technologie- und Standortdifferenzierung im Fördersystem
- Regelung zu Abständen bei Onshore-Windenergieanlagen
- Möglichkeiten zur Begrenzung der Kostendynamik
- Maßnahmen zur Förderung der Offshore-Windkraft
- der Umfang des Übertragungsnetz-Ausbaus
- indirekte Ausbausteuerung durch die Gestaltung der Netzentgelte
- Art und Umfang von Kapazitätsmechanismen
- die Grundsatzentscheidung für oder gegen einen Kohleausstieg
- fördernde oder hinderliche Regelungen bezüglich des Frackings
- fördernde oder hinderliche Regelungen zu Carbon Capture and Storage

Zudem wurden zahlreiche energiepolitisch relevante Akteure hinsichtlich ihrer Positionierung zu ebendiesen Stellschrauben untersucht, um auf der so erzeugten Datengrundlage eine Clusteranalyse durchzuführen. Diese diente dem Zweck, das zur Gestalterkenntnis vieler Politikfelder grundlegende *Akteurskoalitionsmodell* auf empirischer Grundlage zu überarbeiten. Im Zuge dieser Analyse wurden zunächst vier Akteurskoalitionen identifiziert, wobei nicht die konkrete Zuordnung einzelner Akteure, sondern die jeweils zentrale Merkmalskonstellation, mithin also die ‚Identität‘ der Koalition im Mittelpunkt steht. Hierbei handelt es sich um die Cluster:

(1) *Etablierte Marktstrukturen* (relativ hohes Maß an Zentralität; wirtschaftsliberal im Rahmen des bestehenden Marktgefüges; eher hohe Unterstützung für konventionelle Energietechniken; Bremsen bei EE)

(2) *Pragmatischer Übergang* (teils gleichzeitige Unterstützung von konventionellen und erneuerbaren Energiequellen jeweils mit Exportfokus, entsprechend hoher Stellenwert des Ausbaus von Übertragungskapazitäten; Markteingriffe in diesem Sinne teils akzeptiert)

(3) *Primat des Klimaschutzes* (umfassende EE-Förderung in allen Technologiezweigen und Größenordnungen, teils auch Unterstützung des korrespondierenden Netzausbaus)

(4) *Dezentralisierung als Selbstzweck* (Schwerpunkt auf regionaler Selbstversorgung, sozialer Teilhabe und Pluralisierung der Eigentümerstruktur; Unterstützung eher kleinteiliger EE-Technologien; Ablehnung von großen Erzeugungseinheiten (auch Offshore-Windkraft), Netzausbau sowie komplementären Technologien für etablierte Energiepfade, z.B. CCS)

Weiterhin können die Cluster (1) und (2) zu einer *zentralen* sowie (3) und (4) zu einer *dezentralen Koalition* fusioniert werden. Hierdurch lässt sich der grundlegende, durch die Frontlinie der Akteurskoalitionen ausgedrückte Antagonismus der Energiewende in der Frage nach dem *Zentralitätsgrad des zukünftigen Energiesystems* verorten.

Trotz der Existenz widerstrebender Akteurskoalitionen ist Policy-Lernen jedoch keinesfalls ausgeschlossen. Schneider & Janning (2006, S. 199) gehen davon aus, dass dies leichter möglich ist, wenn

anerkannte Indikatoren zur Messung des Problems bestehen und deren grundsätzlicher Problemzusammenhang nicht angezweifelt wird. Dies trifft stärker auf naturwissenschaftliche und technische Probleme und weniger auf politische und soziale Probleme zu.

Gerade diese Auffassung lässt sich angesichts der komplexen informativen Gemengelage und der unvollständigen Wissensbestände bezüglich Energiewirtschaft und -technik jedoch in Frage stellen. Hier nämlich herrscht auch auf Expertenebene kein Umsetzungskonsens, welchen es Politik und Öffentlichkeit auf dem Aufklärungswege ‚nur‘ nahezubringen bedürfte. Vielmehr erfolgt die Vermittlung energiepolitischer Realität auf dem Wege von verkürzten, wenngleich per se nicht falschen *Wirklichkeitserzählungen*, welche den Energiediskurs entscheidend strukturieren. Folglich stand im zweiten Hauptteil der Arbeit – dem interdisziplinären Anspruch des Graduiertenkollegs Rechnung tragend – die Nachzeichnung des medialen bzw. koalitionsspezifischen Energiediskurses im Mittelpunkt. Hierbei wurde zunächst, im Wesentlichen auf Basis des Datenmaterials der Energiewende-Landkarte, eine dokumentengestützte Diskursanalyse durchgeführt, welche die jeweils typischen Strukturmerkmale einer dezentralen und einer zentralen Narration der Energiewende wiedergeben. Dieser – sehr explorative – Arbeitsschritt ist nicht zuletzt deshalb von

großer Relevanz, da häufig ein *Mehr an Informationen* als Schlüssel für größere Akzeptanz und eine ‚nüchterne‘ Betrachtung von vermeintlich ‚objektiv richtigen‘ Transformationspfaden angenommen wird. Tatsächlich zeigt sich, dass die *Narrationen der Energiewende* als Bestandteil sozial konstruierter Wirklichkeit durch selektive Realitätsausleuchtung durchaus Deutungsmacht entfalten, ohne dabei den Anspruch empirischer und logischer Wahrheit gänzlich aufgeben zu müssen.

Sowohl für Verfechter einer zentralen als auch einer dezentralen Ausgestaltung des Energiesystems bilden etablierte Narrationen damit einen legitimitätssteigernden Resonanzboden. Dieser vermag die eigene Wirklichkeitsdeutung – und vor allem die daraus entstehenden Handlungsaufforderungen – in sich schlüssig und mit Fakten unterlegt darzustellen. Beide Narrationen decken hierbei die relevantesten energiewirtschaftlichen, politischen und gesellschaftlichen Wertungskategorien ab; als Akteurs- bzw. Diskurskoalitionen umfassen sie überdies die verschiedenen gesellschaftliche Teilsystem (v.a. Politik, Wirtschaft, Wissenschaft, Medien). Die konkurrierenden Narrationen der Energiewende wirken daher integrativer, als sie sind. Für den praktischen Umgang mit Narrationen bedeutsamer als die Prüfung der Richtigkeit einzelner Zusammenhänge erscheint es daher, solche selektiven Wirklichkeitserzählungen untereinander bzw. unter Verweis auf die informative Gesamtlage zu relativieren, um ein Auseinandertriften dieser Diskurse zu verhindern.

Weiterhin wurde im Forschungsverbund mit zwei kommunikationswissenschaftlichen Teilprojekten des Graduiertenkollegs eine Inhaltsanalyse für Print- und TV-Beiträge mit dem Basisjahr 2013 durchgeführt. Hierin sollte untersucht werden, welches Bild von Einzeltechnologien und abstrakten Energiethemen durch die Massenmedien gezeichnet wird bzw. welche energiewirtschaftlichen und -politischen Narrationen sich medial als dominant erweisen. Die Analyse von 892 Medienbeiträgen belegt unter anderem die zunehmende *Fokussierung des Energiediskurses auf die Kostenaspekte* der Energiesystemtransformation, wohingegen keine umfassende Versorgungssicherheitsdebatte zu beobachten ist. Thematisch nimmt die Energiewende auch als abstraktes Thema großen Raum ein; gleiches gilt für politische Steuerungsthemen. Bei letzteren ist jedoch aus der Bandbreite relevanter Regulierungsfragen eine Engführung auf Themen Einspeisevergütung, deren Deckelung sowie die Kostenverteilung im Rahmen der EEG-Umlage zu beobachten.

Erwartungsgemäß dominieren Wind- und Solarenergie, aber auch die Kohle den Technologiediskurs, während bereits zwei Jahre nach Fukushima die Kernenergie nur noch wenig präsent ist. Dem steht gegenüber, dass der Grundtenor bei der Energiewende-Berichterstattung eher negativ ist. Dies spricht gemeinsam mit anderen Befunden aus der Analyse dafür, dass in der medialen Vermittlung des politischen und gesellschaftlichen Ziels der Energiewende inzwischen eine gewisse Routine eingeleitet ist. Hier treten nun verstärkt die wahrgenommenen ‚Nebenwirkungen‘ des bislang Erreichten in den Vordergrund. Dahingegen lassen sich Gestaltungsfragen im Sinne der Dezentralitäts-Unterscheidung dieser Arbeit aus der Analyse des Mediendiskurses nicht in ähnlicher Deutlichkeit ablesen. Dies zeigt sich stellvertretend an der weitgehend fehlenden Notwendigkeitsdebatte im Zusammenhang mit dem medial vermittelten Netzausbau. Somit scheint mit der offenen (De-)Zentralitätsfrage ein entscheidendes Merkmal voranschreitender Energiesystemtransformation bislang eher auf der Akteurs- und Expertenebene verhaftet zu bleiben.

Im dritten Hauptteil der Arbeit wurden steuerungspolitische Problemstellungen und Handlungsmuster im Rahmen einer erweiterten Politikfeldanalyse dargestellt, wobei sich aggregierte Erkenntnisse aus der aktuellen Forschung und eigene Perspektiven bzw. technologiezentrierte Fallbeispiele ergänzen. Gegenstand waren hierbei zunächst die Handlungsspielräume verschiedener politischer Ebenen sowie die sich hieraus ergebenden Wechselwirkungen. Es wird deutlich, dass ebenenspezifisch – mit unterschiedlichen Schwerpunkten – hohe Handlungskompetenzen bestehen, wobei die *vertikalen* Wechselwirkungen zwischen den politischen Ebenen (EU, Bundesregierung, Länder/Kommunen) ambivalent zu betrachten sind: Je nach Politikfeld und Problemstruktur können im Mehrebenensystem Blockadesituationen sowohl geschaffen als auch aufgelöst werden. Durch *horizontal*, also innerhalb einer Ebene abweichende Steuerungsmodelle ergibt sich zudem ein ‚regulativer Wettbewerb‘, von welchem eine erfolgreiche Energiesystemtransformation profitieren kann. Voraussetzungen sind jedoch die Integration und zunehmende Konvergenz dieser Einzelansätze im Rahmen einer auf das Gesamtsystem bezogenen Zielvorstellung.

Das Phänomen, warum einzelne Regelungsfelder der Energiewende sich durch einen vergleichsweise effektiven regulativen Zugriff auszeichnen, während in anderen Fällen Blockadesituationen auftreten und Teilziele der Energiewende nur schwer umgesetzt

werden, ließ sich unter Rückgriff auf das Policy-Arenen-Modell beleuchten: So kommt die Energiewende insbesondere dort gut voran, wo eine *distributive* Policy betrieben wird, d.h. finanzielle Handlungsanreize gesetzt werden, deren Kosten eher diffus, also nicht einseitig aufzubringen sind. Ein konkretes und steuerungspolitisch prägendes Beispiel hierfür ist der in der deutschen Umweltpolitik etablierte Pfad der *ökologischen Modernisierung*. Dieser findet im EE-Ausbau seine energiepolitische Übertragung, da letzterer im Wesentlichen einem Wachstums- und Wertschöpfungsversprechen gleichkommt, welches gleichsam als ‚Nebeneffekt‘ ökologischen Nachhaltigkeitszielen genüge tut. Subjektive Verlustempfindungen im Zuge einer *redistributiven* Policy produziert dieses System hingegen bei der Kürzung bzw. Konditionierung von Fördersätzen, welche mit der zunehmenden Integration von EE in den Energiemarkt einhergehen. Gleichmaßen werden Effizienzmaßnahmen, die eigentlich als No-regret-Optionen einzuordnen sind, unzureichend umgesetzt, da die hier zunächst nötigen Investitionskosten im Mehrebenensystem Vetohaltungen hervorrufen. Hier gilt es, entweder eine angemessene Kosten-Nutzen-Verteilung auszuhandeln und zu kommunizieren oder einseitig in Vorleistung zu gehen.

Hinsichtlich der Art und Weise politischer Steuerung wird die Energiewende als Nebeneinander tradierter und neuer Steuerungsmuster (*Korporatismus* vs. *Netzwerksteuerung*) interpretiert, welche ihre Entsprechung in einer eher zentralen und einer eher dezentralen Energiezukunft finden. Gleichzeitig wird eine differenzierte Betrachtung der Markt-Staat Problematik unternommen, als deren Folge klar wird, dass die Energiesystemtransformation nur durch ein umfassendes *Marktdesign* zu bewältigen ist. Dieses Design sieht sich mit einer doppelten Frontstellung konfrontiert. So muss es einerseits als ‚Gerüst‘ auf einer weitblickenden und sämtliche Energiesektoren umfassenden Konzeption beruhen, andererseits für die konkrete Umsetzung ein größtmögliches Maß an technischer und wettbewerblicher Innovationsfähigkeit beanreizen. Die traditionellen Deutungskategorien ‚Markt‘ und ‚Staat‘ jedenfalls gilt es als Idealtypen zu betrachten, welche im Rahmen der Energiemarktregulierung als solche kaum Anwendung finden können. Vielmehr werden diese in einem hybriden Regulierungsmodell je nach Fall mehr oder minder stark zum Tragen kommen.

Weiterhin wurde die ambivalente Rolle von Pfadabhängigkeiten hinsichtlich zu überwindender *sozio-technologischer Lock-ins* anhand der Beispiele des

Wüstenstromprojektes Desertec sowie chemischer Speicher beleuchtet. Die Energiesystemtransformation beruht einerseits darauf, pfadabhängige Strukturen zu *überwinden*. Das geschieht beispielsweise durch gezielte Technologieförderung und Wettbewerbsüberwachung zur Verhinderung des Ausübens von Marktmacht, aber auch durch Informationskampagnen zur Überwindung tief verwurzelter Konsumgewohnheiten. Andererseits darf nicht vernachlässigt werden, dass gerade das *Schaffen* eigener Pfadabhängigkeiten im Sinne sich selbst verstärkender Muster das Ziel der Energiewendepolitik sein muss. Dies bezieht sich etwa auf die durch Technologieförderung zu generierende Marktdynamik, aber auch auf eine ‚Sogwirkung‘ durch die Koevolution benötigter Technologien und Geschäftsmodelle (v.a. Speicher, intelligente Regelungstechnik und virtuelle Kraftwerke, aber auch innovative Direktvermarktungs- und Finanzierungsmodelle). Gleichzeitig kann eine politische Institutionalisierung der Energiewende als ‚wünschenswerte Trägheit‘ verstanden werden, da hierdurch *politische Nachhaltigkeit* entsteht.

Die Herstellung eben dieser politischen Nachhaltigkeit, also von relativ zeitstabilen politischen Rahmenbedingungen, welche unangefochten von Lerneffekten und tagespolitischen Schwerpunktsetzungen bestehen, erweist sich als zentrale Herausforderung der Energiewende. Sie bildet in gewisser Hinsicht die ‚Essenz‘ zahlreicher energiepolitischer Problemstellungen der vergangenen Jahre. Hier seien vor allem die Stop-and-go Politik bei PV- und Biomasseförderung, die unsichere Grundlage des Netzausbaus oder die mangelnde Steuerungswirkung des EU ETS angeführt. Es ergibt sich daher unter anderem die Notwendigkeit zu *deliberativen Verhandlungssystemen* mit dem Ziel der Herstellung eines weniger oberflächlichen Energiewendekonsenses, welcher seinen Niederschlag in höherer Akzeptanz von Infrastrukturen findet. Außerdem gilt es, die Tendenz zu *lernenden Gesetzen* zu stärken. Diese reagieren auf zu erwartende Änderungen der Rahmenbedingungen (z.B. den tatsächlichen EE-Ausbau oder die Zertifikatsnachfrage beim EU ETS) durch Automatismen und werden somit einer wiederholten Aushandlung teilweise entzogen. Hierdurch werden die Hürden für den tagespolitischen Zugriff heraufgesetzt. Weiterhin erscheint es vielversprechend, die viele Politikfelder berührende ‚Querschnittsaufgabe Energiewende‘ durch formale Institutionalisierung im Rahmen einer neuen oder bestehenden Organisation zu bündeln, welche diesen Auftrag aus eigenem institutionellen Antrieb in die Zukunft trägt.

In diesem Sinne wurde die Rolle der Bundesnetzagentur als zunehmend aktiver ‚Energiewende-Statthalter‘ beleuchtet. Diese Bundesbehörde ist vom reinen Regulierer in schienen- und netzgebundenen Märkten zu einem auch gestalterisch tätigen Energiewende-Akteur geworden, da sie unter anderem mit der ‚Verwaltung von Energiezukünften‘ im Zuge des Netzausbaus zahlreiche Kompetenzen erlangte. Diese finden auch in anderen Bereichen (z.B. der Beurteilung der Versorgungssicherheit oder der Durchführung von Ausschreibungen im zukünftigen Förderdesign) zunehmend Anwendung. Eine solche Bündelung ist grundsätzlich positiv zu bewerten, zumal sich die BNetzA als lernfähige Institution erwiesen hat, wie der gegenüber kritischen Stimmen keinesfalls taube NEP belegt. Ungeachtet dessen ist zum Verständnis des Handelns der BNetzA ihre historisch-institutionelle Prägung als Wettbewerbsförderer im Zuge der Liberalisierung zu beachten, wobei der damit einhergehende Kostensenkungs-Auftrag als bebürdete Funktion teilweise im Widerspruch zum Management umfassender Investitionen steht. Diese wiederum gehen unvermeidlich mit der Energiewende einher. Die hierbei zu beobachtende *Tendenz* zu solchen Regulierungskonzepten, welche inkrementellen Anpassungen und damit einem eher zentralen Energiepfad entgegenkommen, sollte jedoch insbesondere aus Akzeptanz- und Konsensgesichtspunkten kritisch reflektiert werden.

Während die bislang genannten analytischen Konzepte schlaglichtartig einzelne Fallbeispiele zitieren, wurde die vorliegende Arbeiten durch eine im interdisziplinären Verbund durchgeführte Hemmnisstudie zu Smart Grids abgerundet. Ziel war es hierbei, auf Basis *einer* Technologie sämtliche relevanten Installationshürden und deren mögliche Lösungen zu identifizieren. Somit sollte kein *Querschnitt* – wie oben – sondern einen *Längsschnitt* der aktuellen Energiewendephase geliefert werden. Die Fallauswahl erhielt besondere Relevanz durch die Schnittstellenfunktion von Smart Grids, welche zukünftig dazu dienen können, durch Last- und Erzeugungsmanagement sowie den automatisierten Verteilnetzbetrieb zur Systemintegration beizutragen bzw. Flexibilität zu schaffen. Hierbei zeigte sich unter anderem, dass die Anreize für die Entwicklung und Markteinführung entsprechender Lösungen nur unzureichend gesetzt sind. Hierzu tragen einesteils die konkreten regulatorischen Rahmenbedingungen (v.a. Anreizregulierung der Netzentgelte) bei, anderenteils auch die generelle politische Unsicherheit, in welche Richtung sich das Energiesystem entwickeln wird. Gerade weil ein Smart Grid eine *systemdienliche Lösung* darstellt, bedarf es einer konkreten Entwicklungstendenz bezüglich der Ausgestaltung dieses Systems, wobei sich

insbesondere dessen Zentralitätsgrad als relevantestes Entscheidungskriterium erweist. Die identifizierten Hemmnisse und Lösungen ließen sich – ebenso wie die Erkenntnisse vorangegangener Kapitel – in die evolutorische Rahmentheorie der Arbeit integrieren, welche Stabilität und Wandel sozialer (und damit auch wirtschaftlicher) Strukturen zum Gegenstand hat. Der Evolutorische Institutionalismus ist folglich geeignet, steuerungspolitische Pfadabhängigkeiten ebenso zu erfassen wie Anpassungseffekte innerhalb von Unternehmen. Zudem wird durch die Analyseperspektive der Mehrebenenselektion das Spannungsverhältnis aus mikroökonomisch definierten Nischen und gesamtgesellschaftlichen Erfordernissen wie etwa systemstabilisierendem Verhalten in den Vordergrund gerückt. Die Smart Grid-Hemmnisstudie und ihre zentrale Aussage, energiewirtschaftliche Bestandteile seien in Einklang mit einem abgestimmten, langfristig stabilen und dabei entwicklungsfähigen Systementwurf zu bringen, schließt den Bogen zur eingangs formulierten These des Charakters einer *zweiten Phase der Energiewende*.

Insgesamt bietet die Arbeit somit einen umfassenden, aber stets vom Abstraktionsinteresse getriebenen Blick auf die besonderen Herausforderungen und die diskursiven sowie politischen Folgeerscheinungen einer fortschreitenden Energiesystemtransformation. Dies bietet zahlreiche Anknüpfungsstellen für zukünftige Forschung: So sollten die in dieser Arbeit vorgeschlagenen ‚Identitäten‘ der energiepolitischen Akteurskoalitionen vor dem Hintergrund von neuen, in naher Zukunft befindlichen Problemzusammenhängen kritisch auf ihre Erklärungskraft überprüft werden. Gerade mit Blick auf deren Entsprechung als Diskurskoalitionen, wie sie in dieser Arbeit umrissen wurden, wären Analysen mit geringerem analytischem Radius, etwa auf der Ebene konkreter Einzeltechnologien, vielversprechend. Auch die Nachverfolgung einzelner, konkurrierender Narrationen über verschiedene Akteure oder Stadien des Politikformulierungsprozesses hinweg verspräche interessante Einsichten über deren Prägekraft. Auf medialer Ebene erscheint es hingegen vielversprechend, den Energiediskurs sowohl technologiebezogen als auch für abstrakte Themen im Zeitverlauf zu beobachten. Hieraus ließe sich ableiten, in welchem Maße öffentlich vermittelte Wissensbestände und Einstellungen – sei dies zu Eigenschaften von WKA oder der Relevanz von Stromkosten – Wandlungsprozessen unterworfen sind bzw. inwiefern sie sich als vergleichsweise konstant erweisen. Auf der Ebene politischer Steuerung scheint es wiederum lohnenswert, das Themenfeld politischer Nachhaltigkeit in den Fokus zu

rücken, welches seine Relevanz nicht ausschließlich, jedoch besonders deutlich im politischen Langfristprojekt der Energiesystemtransformation entfaltet. Gerade die in dieser Arbeit eher als Forschungsagenda umrissene und mit ersten analytischen Zugängen versehenen Frage, wie sich ein eher abstraktes Politikziel trotz aller Lerneffekte in seinen wesentlichen Zügen stabilisieren lässt, erweist sich in einer von Politikkorrekturen und Richtungskonflikten geprägten Phase voranschreitender Energiesystemtransformation als entscheidend.

8 LITERATURVERZEICHNIS

50 Hertz, et al. [50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmH; TransnetBW GmbH], 2014a. *Einflussgrößen auf die Netzentwicklung. Sensitivitätenbericht 2014 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu den Sensitivitäten "Deckelung Offshore" und "Einspeisemanagement" aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur.* [Online] Verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_file_transfer/Sensitivitaetenbericht_2014_Deck_Offshore_Einspeisemanagement.pdf [Zugriff am 26.08.2015].

50 Hertz, et al. [50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmH; TransnetBW GmbH], 2014b. *Einflussgrößen auf die Netzentwicklung - Teil II. Sensitivitätenbericht 2014 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu der Sensitivität "CO2-Preis".* [Online] Verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_file_transfer/Sensitivitaetenbericht_2014_Teil_II_CO2-Preis.pdf [Zugriff am 26.08.2015].

Abbott, H. S., 2008. *The Cambridge Introduction to Narrative*. Cambridge: Cambridge University Press.

acatech, 2011. *Akzeptanz von Technik und Infrastrukturen. Anmerkungen zu einem aktuellen gesellschaftlichen Problem*. Berlin: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.

acatech, 2012a. *Die Energiewende finanzierbar gestalten. Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft*. München: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.

acatech, 2012b. *Future Energy Grid - Informations- und Kommunikationstechnologien für den Weg in ein nachhaltiges und wirtschaftliches Energiesystem*. München: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.

acatech, 2012c. *Future Energy Grid. Migrationsphase ins Internet der Energie*. [Online] Verfügbar unter: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Material_fuer_Sonderseiten/E-Energy/acatech_STUDIE_Future-Energy-Grid_WEB_Final.pdf [Zugriff am 20.02.2016].

Acharjee, S., 2013. Strategy and implementation of Smart Grids in India. *Energy Strategy Reviews* 1(3), S. 193-204.

Aden, H., 2012. *Umweltpolitik*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

AEE [Agentur für Erneuerbare Energien], 2012. Akzeptanz Erneuerbarer Energien in der deutschen Bevölkerung. Bundesländergenaue Ergebnisse einer repräsentativen Umfrage von TNS Infratest im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien. *Renews Spezial* 56, S. 3-14.

AEE [Agentur für Erneuerbare Energien], 2015a. *Bundesländer mit neuer Energie. Jahresreport Föederal Erneuerbar 2014/15*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.foederal-erneuerbar.de/bundeslaender-mit-neuer-energie-jahresreport-foederal-erneuerbar-2015> [Zugriff am 29.06.2015].

AEE [Agentur für Erneuerbare Energien], 2015b. *Erfolgsgeschichte EEG - das Erneuerbare-Energien-Gesetz*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.unendlich-viel-energie.de/themen/politik/erneuerbare-energien-gesetz-eeg/erfolgsgeschichte-eeg-das-erneuerbare-energien-gesetz> [Zugriff am 25. 07. 2015].

AEE [Agentur für Erneuerbare Energien], 2015c. *Offshore*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/wind/offshore> [Zugriff am 27.05.2015].

AEE [Agentur für Erneuerbare Energien], 2015d. *Staatssekretär Beckmeyer eröffnet Branchenforum "Offshore-Windindustrie"*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/wind/offshore/staatssekretaer-beckmeyer-eroeffnet-branchenforum-offshore-windindustrie> [Zugriff am 27.05.2015].

Agne, S., Trapp, R., 2013. Zur Investitionssicherheit im Rahmen der Anreizregulierung – Eine Analyse am Beispiel des Instruments der Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV. *Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis* 65(4), S. 391-408.

Agora Energiewende, 2012. *Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermieden werden*. Berlin: Agora Energiewende.

Agora Energiewende, 2013a. *Eine robustes Stromnetz für die Zukunft. Methodenvorschlag zur Planung - Kurzfassung einer Studie von BET Aachen*. Berlin: Agora Energiewende.

- Agora Energiewende, 2013b. *Großer Handlungsspielraum bei Ausbau der Erneuerbaren Energien*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/de/projekte/-agothem-/Projekt/projektdetail/99/Kostenoptimaler+Ausbau+Erneuerbarer+Energien/> [Zugriff am 06.01.2015].
- Agora Energiewende, 2013c. *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033*. Berlin: Agora Energiewende.
- Agora Energiewende, 2014a. *Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen. Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik*. Berlin: Agora Energiewende.
- Agora Energiewende, 2014b. *Erneuerbare Energien erstmals wichtigste Stromquelle*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/erneuerbare-energien-erstmals-wichtigste-stromquelle/> [Zugriff am 13.10.2014].
- Agora Energiewende, 2015. *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014. Rückblick auf wesentliche Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015*. [Online] Verfügbar unter: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Jahresauswertung_2014/Agora_Energiewende_Jahresauswertung_2014_DE.pdf [Zugriff am 23.07.2015].
- Aldrich, D.P., 2005. Controversial Project Siting. State Policy Instruments and Flexibility. *Comparative Politics* 38(1), S. 103-123.
- Alsheimer, C., 2014. *Solidarische Tarife*. [Online] Verfügbar unter: http://www.stadt-und-werk.de/meldung_18402_Solidarische+Tarife.html [Zugriff am 03.11.2015].
- Althaus, M., 2012. Schnelle Energiewende – bedroht durch Wutbürger und Umweltverbände? Protest, Beteiligung und politisches Risikopotenzial für Großprojekte im Kraftwerk- und Netzausbau. *TH Wildau - Wissenschaftliche Beiträge* 16, S. 103-114.
- Altmaier, S., 2012. *Mit neuer Energie. 10 Punkte für eine Energie- und Umweltpolitik mit Ambition und Augenmaß*. [Online] Verfügbar unter: http://www.flachsbarth.info/bundesregierung_aktuell/2012/120816_Peter_Altmaier_-_Mit_neuer_Energie-Projekte.pdf [Zugriff am 14.07.2015].

Amin, A., Birol, F., 2015. *Opinion: World at tipping point for renewable energy*. CNN Money vom 24.11.2015. [Online] Verfügbar unter: <http://money.cnn.com/2015/11/24/news/economy/renewable-energy-iea-cop21/> [Zugriff am 27.12.2015].

Amtsblatt der Europäischen Union, 2009. *Richtlinie 2009/31 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009*. [Online] Verfügbar unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:DE:PDF> [Zugriff am 02.01.2015].

Aretz, A., Heinbach, K., Hirschl, B., Prahl, A., Salecki, S., 2013. Wertschöpfung durch erneuerbare Energien – wie die Bundesländer profitieren. *GAIA* 22(1), S. 46-54.

Argyris, C., 1993. *Knowledge for action: A guide to overcoming barriers to organizational change*. San Francisco, CA.: Jossey-Bass.

Artl, D., 2013. *Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken - Nein, Danke!?* Ilmenau: Universitätsbibliothek Ilmenau.

Arthur, W., 1989. Competing Technologies, Increasing Returns, and Lock-in by Historical Events. *Economic Journal* 99, S. 116-131.

Arvanitis, R., M'henni, H., 2010. Monitoring Research and Innovation Policies in the Mediterranean Region. *Science, Technology and Society* 15, S. 233-269.

Assefa, G., Frostell, B., 2007. Social sustainability and social acceptance in technology assessment: a case study on energy technologies. *Technology in Society* 29(1), S. 63-78.

Aßmann, D., 2003. *Akteure, Strukturen und Technologien für ein zukunftsfähiges Energiesystem. Gestaltungsoptionen im nationalen und globalen Kontext*. Frankfurt a.M.: Peter Lang.

AT Kearney, 2014. *Ausgestaltung und Koordination von Kapazitätsmechanismen im europäischen Strommarkt. Studie von A.T. Kearney im Auftrag der EnBW Energie Baden-Württemberg AG*. [Online] Verfügbar unter: https://www.enbw.com/media/konzern/docs/studie/studie_kapazitaetsmechanismen.pdf [Zugriff am 04.04.2016].

BAFA [Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle], 2015a. *Besondere Ausgleichsregelung. Erste Daten zum Antragsverfahren 2015.* [Online] Verfügbar unter:

http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/statistische_auswertungen/besar_erste_daten_zum_antragsverfahren_2015.pdf

[Zugriff am 27.08.2015].

BAFA [Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle], 2015b. *Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2014 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2015.* Berlin: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Bajus, V., 2014. *CO₂-Speicherungsgesetz. Bajus: Keine CCS-Technologie in Niedersachsen.* [Online]

Verfügbar unter: <http://www.volker-bajus.de/im-landtag/artikel/artikel/bajus-keine-ccs-technologie-in-niedersachsen.html> [Zugriff am 02.01.2015].

Balks, M., Breloh, S., 2014. Risikobewertung bei Investitionen in Offshore-Windanlagen. *Wirtschaftsdienst 94(1)*, S. 26-33.

Balser, M., 2013. *Grüner Strom aus der Sahara. Süddeutsche Zeitung vom 09.05.2013.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/baubeginn-des-ersten-desertec-kraftwerks-gruener-strom-aus-der-sahara-1.1667828> [Zugriff am 28.08.2015].

Bandelow, N., 1999. *Lernende Politik. Advocacy-Koalitionen und politischer Wandel am Beispiel der Gentechnikpolitik.* Berlin: Sigma.

Banse, S., 2014. *Kritik am geplanten Stromnetzausbau. Deutschlandfunk vom 21.11.2014.* [Online] Verfügbar unter: http://www.deutschlandfunk.de/bund-fuer-umwelt-und-naturschutz-kritik-am-geplanten.697.de.html?dram:article_id=303937 [Zugriff am 26.08.2015].

Barnes, S., Hoerber, T., 2013. *Sustainable Development and Governance in Europe. The Evolution of the Discourse on Sustainability.* London: Routledge.

Bataille, M., Hösel, U., 2014a. *Energiemarkteffizienz und das Quotenmodell der Monopolkommission. DICE Ordnungspolitische Perspektiven, Band 57.* [Online] Verfügbar unter: <http://hdl.handle.net/10419/92557> [Zugriff am 10.04.2016].

Battaglini, A., Lillestam, J., 2011. *Zur Governance des Übertragungsnetzes. Heinrich Böll Stiftung Schriften zur Ökologie, Band 16.* Berlin: agit-druck.

Battilana, J., Casciaro, T., 2013. Overcoming Resistance to Organizational Change: Strong Ties and Affective Cooptation. *Management Science* 59(4), S. 819-836.

Bauchmüller, M., 2011. *Netzbetreiber warnt vor Engpässen bei Windparks im Meer. Süddeutsche Zeitung vom 16.11.2011.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/probleme-mit-offshore-windparks-nordsee-ohne-anschluss-1.1190286> [Zugriff am 27.05.2015].

Bauchmüller, M., 2014. *Miese Noten für Merkels Energiewende. Süddeutsche Zeitung vom 20.08.2014.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/bundesrechnungshof-miese-noten-fuer-merkels-energiewende-1.2095086> [Zugriff am 26.03.2015].

Bauchmüller, M., Liebrich, S., 2014. *Ausgefrackt. Süddeutsche Zeitung vom 20.11.2014.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/foerderung-von-schiefergas-in-deutschland-ausgefrackt-1.2227540> [Zugriff am 04.12.2014].

Bauchmüller, M., Szymanski, M., 2015. *CSU will Energiewende auf Pump. Süddeutsche Zeitung vom 04.01.2015.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/bayern/bayerische-plaene-csu-will-energiewende-auf-pump-1.1855856> [Zugriff am 07.07.2015].

Bauknecht, D., 2012. *Dezentralisierung der Stromversorgung: Was ist darunter zu verstehen? 4. Göttinger Tagung zu aktuellen Fragen zur Entwicklung der Energieversorgungsnetze: „Dezentralisierung und Netzausbau“, 22. März 2012.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/1512/2012-077-de.pdf> [Zugriff am 04.08.2015].

Bauknecht, D., Funcke, S., 2013. Dezentralisierung oder Zentralisierung der Stromversorgung: Was ist darunter zu verstehen? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63(8), S. 14-17.

Bayerischer Rundfunk, 2014. *"Pro Windkraft" hat Popularklage eingereicht.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.br.de/nachrichten/unterfranken/inhalt/windrad-abstandsregelung-klage100.html> [Zugriff am 27.08.2015].

Bayod-Rújula, A., 2009. Future development of the electricity systems with distributed generation. *Energy* 34(3), S. 377-383.

BCG [The Boston Consulting Group], 2013. *Trendstudie 2030+. Kompetenzinitiative Energie des BDI.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.bcg.de/documents/file130141.pdf> [Zugriff am 12.11.2014].

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.], 2013a. *BDEW aktualisiert Publikation zu Erneuerbaren Energien: Starkes Gefälle bei EEG-Zahlungsströmen bestätigt sich*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20120206-pi-starkes-gefalle-bei-eez-zahlungsstroemen-bestaetigt-sich-de> [Zugriff am 17.06.2015].

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.], 2013b. *BDEW-Energiemonitor 2013: Das Meinungsbild der Bevölkerung*. Berlin: Bund der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.v.], 2013c. *BDEW-Magazin "Streitfragen!": Marketman im Netz des Dr. Regulus. Ausgabe 2/2013*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/2013-02-bdew-magazin-streitfragen-marketman-im-netz-des-dr-regulus-de?open&ccm=100095010> [Zugriff am 30.11.2015].

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.], 2013d. *Smart Grids: Das Zusammenwirken von Netz und Markt. Diskussionspapier*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/\\$file/157-2_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/$file/157-2_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf) [Zugriff am 17.02.2016].

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.], 2014a. *Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarktes. Positionspapier*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/3A90CD61C49A1952C1257D0E003A0C54/\\$file/BDEW-Positionspapier_Ausgestaltung%20eines%20dezentralen%20Leistungsmarkts_300614_oA.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/3A90CD61C49A1952C1257D0E003A0C54/$file/BDEW-Positionspapier_Ausgestaltung%20eines%20dezentralen%20Leistungsmarkts_300614_oA.pdf) [Zugriff am 18.07.2016].

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.], 2014b. *Definition des Begriffes "Energiespeicher"*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140606-o-definition-des-begriffes-energiespeicher-de/\\$file/2014-06-06_Definition_Energiespeicher_final_ohne-Ansprechpartner.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140606-o-definition-des-begriffes-energiespeicher-de/$file/2014-06-06_Definition_Energiespeicher_final_ohne-Ansprechpartner.pdf) [Zugriff am 10.02.2016].

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft], 2014c. *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014)*. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.], 2014d. *Industriestrompreise. Ausnahmeregelungen bei Energiepreisbestandteilen*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140428-o-energie-info-industriestrompreise-ausnahmeregelungen-bei-energiepreisbestandteilen/\\$file/BDEW_Energie-Info_Industriestrompreise_final_28.04.2014_ohne_AP.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140428-o-energie-info-industriestrompreise-ausnahmeregelungen-bei-energiepreisbestandteilen/$file/BDEW_Energie-Info_Industriestrompreise_final_28.04.2014_ohne_AP.pdf) [Zugriff am 27.08.2015].

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.], 2015a. *Stellungnahme: BMWi-Eckpunkte zur ARegV-Novelle*. [Online] Verfügbar unter: [https://bdew.de/internet.nsf/id/35FBF0FF213240B2C1257E3700454BC1/\\$file/BDEW_Stellungnahme_BMWi_Eckpunkte_Novelle_ARegV_28042015_web.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/id/35FBF0FF213240B2C1257E3700454BC1/$file/BDEW_Stellungnahme_BMWi_Eckpunkte_Novelle_ARegV_28042015_web.pdf) [Zugriff am 19.02.2016].

BDEW [Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft], 2015b. *Strompreisanalyse März 2015*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9D1CF269C1282487C1257E22002BC8DD/\\$file/150409%20BDEW%20zum%20Strompreis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9D1CF269C1282487C1257E22002BC8DD/$file/150409%20BDEW%20zum%20Strompreis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf) [Zugriff am 27.08.2015].

Bechberger, M., 2000. *Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Eine Analyse des Politikformulierungsprozesses*. FFU-report 00-06. Berlin: Forschungsstelle für Umweltpolitik.

Bechberger, M., Körner, S., Reiche, D., 2003. *Erfolgsbedingungen von Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt*. FFU-report 01-2003. Berlin: Forschungsstelle für Umweltpolitik.

Bechberger, M., Mez, L., Sohre, A. (Hrsg.), 2008. *Windenergie im Ländervergleich. Steuerungsimpulse, Akteure und technische Entwicklungen in Deutschland, Dänemark, Spanien und Großbritannien*. Frankfurt a. M.: Peter Lang.

BEE [Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.], 2014. *BEE-Hintergrundpapoer zur EEG-Umlage 2015-2017. Bestandteile, Entwicklung und voraussichtliche Höhe*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/20141015_BEE_Hintergrund_EEG-Umlage-2015final.pdf [Zugriff am 02.07.2015].

BEE [Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.], 2015. *Der dezentrale Leistungsmarkt gefährdet die Versorgung*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/20150311_BEE_Der_dezentrale_Leistungsmarkt_gefaehrdet_die_Versorgung.pdf [Zugriff am 18.7.2016].

Belina, B., Dzudzek, Iris, 2009. Diskursanalyse als Gesellschaftsanalyse – Ideologiekritik und Kritische Diskursanalyse. In: G. Glasze, A. Mattisek, Hrsg. *Handbuch Diskurs und Raum. Handbuch für die Humangeographie sowie die sozial- und kulturwissenschaftliche Raumforschung*. Bielefeld: transcript Verlag.

Beyer, J., 2006. *Pfadabhängigkeit. Über institutionelle Kontinuität, anfällige Stabilität und fundamentalen Wandel*. Frankfurt/New York: Campus Verlag.

BGR [Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe], 2012. *Abschätzung des Erdgaspotenzials aus Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [Zugriff am 04.12.2014].

BGR [Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe], 2013. *Fracking - was ist das?* [Online] Verfügbar unter: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/CO2Speicherung/Downloads/Fracking.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [Zugriff am 04.12.2014].

BGR [Bundesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe], 2015. *Energiestudie 2015. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*. Hannover: Bundesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe.

Biermann, F.; Simonis, U., 1998. *Institutionelles Lernen in der Weltumweltpolitik. Discussion Paper FS-II 98-404*. Berlin: Wissenschaftszentrum Berlin.

Blackmore, S., 1999. *The Meme Machine*. Oxford: Oxford University Press.

Blockeel, H., De Raedt, L., 1996. Inductive database design. *Proceedings of the 10th International Symposium on Methodologies for Intelligent Systems*, S. 376-385.

Bloomberg Finance L.P., 2013. *Sustainable Energy in America 2013 Factbook*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bcse.org/wp-content/themes/bcse/files-factbook/2013SustainableEnergyinAmericaFactbook.pdf> [Zugriff am 13.02.2015].

Blum, S., Schubert, K., 2009. *Politikfeldanalyse*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit], 2012. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energie in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht*. [Online] Verfügbar unter: http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf [Zugriff am 11.12.2014].

BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit], 2014. *Überblick über die geplante "Fracking"-Regelung*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmub.bund.de/themen/wasser-abfall-boden/binnengewaesser/fracking-regelung/> [Zugriff am 04.12.2014].

BMU/BMWi [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit/Bundesministerium für Wirtschaft und Technologien], 2013. *Energiewende sichern – Kosten begrenzen. Gemeinsamer Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiewende-sichern-kosten-begrenzen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff am 02.07.2015].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie], 2010. *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.* Berlin: BMWi.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie], 2011. *Eckpunktepapier für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz („NABEG“) – Verfahrensvereinfachung, Akzeptanz, Investitionen.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-netzausbau-nabeg,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff am 26.08.2015].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie], 2012a. *Entwicklung der CO₂-Emissionen nach Energieträgern.* [Online] Verfügbar unter: www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/I/infografik-entwicklung-der-co2-emissionen-nach-energetraegern,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf [Zugriff am 12.01.2016].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie], 2012b. *Offshore-Netzausbau wird beschleunigt: Rösler und Altmaier legen Vorschlag für Haftungsregelung und Systemwechsel hin zu einem Offshore-Netzentwicklungsplan vor. Pressemeldung.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen.did=495058.html> [Zugriff am 27.05.2015].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie], 2014a. *Energiedaten: Ausgewählte Grafiken.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiedaten-ausgewaehlte-grafiken,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff am 27.08.2015].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie], 2014b. *Fracking.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Industrie/Rohstoffe-und-Ressourcen/fracking.html> [Zugriff am 04.12.2014].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie], 2014c. *Mehr aus Energie machen. Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz.* [Online] Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/nationaler-aktionsplan-energieeffizienz-nape,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff am 22.01.2016].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie], 2014d. *Windenergie auf See*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-faktenblatt-windkraft-auf-see.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff am 11.01.2015].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie], 2015a. *Bundesminister Gabriel stellt Eckpunktepapier Strommarkt vor - Konzeptvorschläge zur Weiterentwicklung des Strommarkts, "Klimaschutzbeitrag" und zur zukünftigen Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie.did=698532.html> [Zugriff am 13.01.2016].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie], 2015b. *Der nationale Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/der-nationale-klimaschutzbeitrag-der-deutschen-stromerzeugung.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff am 13.01.2016].

BMWi, 2015c. *Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff am 28.04.2016].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie], 2015d. *EU-Klimaschutzpolitik*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Industrie/Industrie-und-Umwelt/klimaschutz.did=338374.html> [Zugriff am 24.07.2015].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie], 2015e. *Europäische Energiepolitik*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Europaische-und-internationale-Energiepolitik/europaeische-energiepolitik.html> [Zugriff am 20.05.2015].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie], 2015f. *Gesetzeskarte für das Energieversorgungssystem. Karte zentraler Strategien, Gesetze und Verordnungen*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Meldung/Gesetzeskarte/gesetzeskarte.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff am 01.12.2015].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie], 2015g. *Staatssekretär Baake: Eckpunkte zur Novellierung der Anreizregulierung für moderne Verteilnetze vorgelegt*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen.did=696206.html> [Zugriff am 19.02.2016].

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie], 2015h. *Windenergie. Wichtige Gesetzliche Regelungen für den Bereich der Windenergie*. [Online] Verfügbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/windenergie.html?cms_docId=72880 [Zugriff am 27.08.2015].

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2005. *Jahresbericht 2005*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2005/Jahresbericht2005Id5278pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Zugriff am 09.02.2016].

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2009. *Jahresbericht 2008*. [Online] Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2008/Jahresbericht08Id15901pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Zugriff am 10.02.2016].

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2011. *"Smart Grid" und "Smart Market" - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems*. Bonn: Bundesnetzagentur Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2013a. *Bedarf an Reservekraftwerken für den Winter 2015/16 bestätigt. Pressemitteilung*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2013/130930_BerichtWinterreserve2015_16.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [Zugriff am 27.08.2015].

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2013b. *Jahresbericht 2012. Energie, Kommunikation, Mobilität: Gemeinsam den Ausbau gestalten*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/130506_Jahresbericht2012.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [Zugriff am 09.02.2016].

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2013c. *Regelenergie*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Regelenergie/regelenergie-node.html [Zugriff am 10.02.2016].

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2014a. *Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2015*. [Online] Verfügbar unter: http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Begleitdokument_Szenariorahmen_2015.pdf?__blob=publicationFile [Zugriff am 26.08.2015].

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2014b. *Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschalttrngfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Version 2.1*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [Zugriff am 10.02.2016].

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2014c. *Monitoringbericht 2013. Gemeinsam veröffentlicht mit dem Bundeskartellamt*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15 [Zugriff am 12.11.2014].

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2015a. *Bedarfsermittlung 2024. Vorläufige Prüfungsergebnisse Offshore-Netzentwicklungsplan (Zieljahr 2024). Stand: Februar 2015*. Bonn.: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2015b. *Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung. Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/A/anreizregulierungsverordnung-evaluierungsbericht,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff am 23.01.2015].

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2015c. *Evaluierungsbericht zu den Auswirkungen des §19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen. Evaluierungsbericht gemäß §32 Abs. 11 StromNEV*. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2015d. *Netzentwicklungspläne und Umweltbericht*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.netzausbau.de/DE/Verfahren/NEP-UB/NEP-UB-node.html> [Zugriff am 26.08.2015].

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2015e. *Rechtliche Grundlagen*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.netzausbau.de/DE/Wissenswertes/Recht/Recht-node.html> [Zugriff am 26.08.2015].

BNetzA [Bundesnetzagentur], 2015f. *Versorgungsqualität - SAIDI-Werte 2006-2014*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet-node.html [Zugriff am 29.10.2015].

Böcher, M., 2012. A theoretical framework for explaining the choice of instruments in environmental policy. *Forest Policy and Economics* 16, S. 14-22.

Böcher, M., Töller, A., 2012. *Umweltpolitik in Deutschland Eine politikfeldanalytische Einführung*. Wiesbaden: Springer VS.

Bode, S., 2013. 52 GW Photovoltaik - und dann? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 3/2013, S. 22-24.

Bolton, R., Foxon, T., 2015. A socio-technical perspective on low carbon investment challenges – Insights for UK energy policy. *Environmental Innovation and Societal Transitions* 14, S. 165-181.

Bosch, S., Peyke, G., 2011. Gegenwind für die Erneuerbaren - Räumliche Neuorientierung der Wind-, Solar- und Bioenergie vor dem Hintergrund einer verringerten Akzeptanz sowie zunehmender Flächennutzungskonflikte in ländlichen Räumen. *Raumforschung und Raumordnung* 69(2), S. 105-118.

Bosman, R., Loorbach, D., Frantzeskaki, N., Pistorius, T., 2014. Discursive regime dynamics in the Dutch energy transition. *Environmental Innovation and Societal Transitions* 13, S. 45-59.

Bost, M., Hirschl, B., Aretz, A., 2011. *Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik. Studie im Auftrag von Greenpeace Energie eG*. Berlin: Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).

Bourdieu, S., 2005. *Die männliche Herrschaft*. Frankfurt a.M.: Suhrkamp.

BP, 2014. *BP Statistical Review of World Energy June 2014*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_de/PDFs/brochures/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf [Zugriff am 12.08.2014].

BPB [Bundeszentrale für politische Bildung], 2013. *Die Evolution der gemeinsamen Energieaußenpolitik der EU*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/152502/gemeinsamen-energieausenpolitik-der-eu> [Zugriff am 20.05.2015].

Brand, R., Corbach, M., 2005. Akteure der Energiepolitik. In: D. Reiche, Hrsg. *Grundlagen der Energiepolitik*. Frankfurt a.M.: Peter Lang, S. 251-277.

Brauch, H.-G., 2000. Europäische Energiepolitik zwischen Marktliberalisierung und Umweltpolitik. *Politische Vierteljahresschrift* 41(3), S. 563-580..

Brecht, B., 1993 [1949]. Wahrnehmungen. In: *Werke. Große kommentierte Berliner und Frankfurter Ausgabe. Band 15: Gedichte und Gedichtfragmente 1940-1956*. Herausgegeben von Werner Hecht und Jan Knopf. Frankfurt a.M.: Suhrkamp.

Brosius, F., 1998. *SPSS 8. Professionelle Statistik unter Windows*. Bonn: International Thomson Publishing.

Brunekreeft, G., 2001. *Negotiated Third-Party Access in the German Electricity Supply Industry*. [Online] Verfügbar unter: http://www.vwl.uni-freiburg.de/fakultaet/vw/publikationen/brunekreeft/MAILAND_Sept01.pdf [Zugriff am 28.08.2015].

Brunnengräber, A., 2011. Das Klimaregime. Globales Dorf oder sozial umkämpftes, transnationales Terrain? In: A. Brunnengräber, Hrsg. *Zivilisierung des Klimaregimes*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 17-43.

Brunnengräber, A., 2013. *Klimaskeptiker in Deutschland und ihr Kampf gegen die Energiewende*. *IPW Working Paper No. 1/2013*. [Online] Verfügbar unter: <http://politikwissenschaft.univie.ac.at/institut/ipw-working-papers/> [Zugriff am 13.02.2015].

Brunnengräber, A., Dietz, K., Hirschl, B., Walk, H., 2004. *Interdisziplinarität in der Governance-Forschung. Diskussionspapier des IÖW 64/04*. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).

Bruns, E., Futterlieb, M., Ohlhorst, D., Wenzel, B., 2012. Erneuerbare Energien in Wärmenetzen – eine realistische Perspektive? *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36(3), S. 159-172.

Bruns, E., Futterlieb, M., Ohlhorst, D., Wenzel, B., 2012. *Netze als Rückgrad der Energiewende. Hemmnisse für die Installation erneuerbarer Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetze. Unter Mitarbeit von Frank Sailer und Thorsten Müller.* Berlin: Universitätsverlag der TU Berlin.

Bruns, E., Ohlhorst, D., Wenzel, B., Köppel, J., 2009. *Erneuerbare Energien in Deutschland. Eine Biographie des Innovationsgeschehens.* Berlin: Universitätsverlag der TU Berlin.

BSH [Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie], 2013. *BSH veröffentlicht Netzplan für die Nordsee. Pressemitteilung.* [Online] Verfügbar unter: http://www.bsh.de/de/Das_BSH/Presse/Pressearchiv/Pressemitteilungen2013/Pressemitteilung_en02-2013.jsp [Zugriff am 27.05.2015].

BSH [Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie], 2015. *Windparks.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/> [Zugriff am 27.05.2015].

BSI [Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik], 2013. *Technische Richtlinie BSI TR-03109.* Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik.

BSW-Solar [Bundesverband Solarwirtschaft e.V.], 2015. *Entwicklung des deutschen PV-Marktes.* [Online] Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/BNetzA-Daten_Dez_2014_kurz.pdf [Zugriff am 03.02.2016].

Buchanan, D., 2012. *The Energiewende - Germany's gamble.* Oxford: Oxford Institute of Energy Studies.

Buchstein, H., 2011. *Umweltpolitik in Diktaturen und Demokratien. Neue Befunde zu einer alten Kontroverse.* [Online] Verfügbar unter: http://www.boell.de/sites/default/files/assets/boell.de/images/download_de/Umweltpolitik_in_Diktaturen_und_Demokratien_Hubertus_Buchstein.pdf [Zugriff am 11.02.2015].

Büdenbender, U., 2006. *as System der Netzentgeltregulierung in der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft. DVBl 2006, S. 197-211.*

BUND [Bund für Umwelt und Naturschutz], 2012. *Kein Netzausbau für Kohlekraftwerke! BUND-Analyse zu den Annahmen der Strimerzeugung in Kohlekraftwerken im Netzentwicklungsplan.* [Online] Verfügbar unter: http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/120629_bund_klima_energie_netzentwicklungsplan_hintergrund.pdf [Zugriff am 26.08.2015].

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2012. *Monitoringbericht 2012*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile [Zugriff am 11.08.2015].

Bundesregierung, 2007. *Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007*. BGBl. I. S. 2529). Bonn: Bundesministerium der Justiz.

Bundesregierung, 2010. *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [Zugriff am 27.08.2015].

Bundesregierung, 2012. *Netzausbau kommt voran*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Artikel/2012/11/2012-11-26-netzausbau.html> [Zugriff am 11.01.2016].

Bundesregierung, 2015. *Energiewende. Maßnahmen im Überblick*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/0-Buehne/ma%C3%9Fnahmen-im-ueberblick.html;jsessionid=87D7311EC63456B37384DC03385E808F.s1t2> [Zugriff am 27.08.2015].

Bundesverband Energiemarkt und Kommunikation, 2015. *EDNA-Trend Umfrage: Intelligente Messsysteme rücken 2015 in der Priorität nach hinten*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.edna-bundesverband.de/49/-/news/show/73361> [Zugriff am 12.02.2016].

Bündnis 90 die Grünen im Sächsischen Landtag, 2012. *Braunkohleausstieg bis 2030. Positionspapier der GRÜNEN-Landtagsfraktionen in Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt*. [Online] Verfügbar unter: https://www.gruene-fraktion-sachsen.de/fileadmin/user_upload/Broschuere/120118_Braunkohle_3_Laenderpapier.pdf [Zugriff am 12.01.2016].

Bürger, V., Klinski, S., Lehr, U., Leprich, U., Nast, M., Ragwitz, M., 2008. Policies to support renewable energies in the heat market. *Energy Policy* 36(8), S. 3150-3159.

Bürkner, H., 2010. *Vulnerabilität und Resilienz. Forschungsstand und sozialwissenschaftliche Untersuchungsperspektiven. Working Paper No. 43*. Erner: Leibniz-Institut für Regionalentwicklung und Strukturplanung.

- Buschmann, S., Moser, S., Roth, S., Schenk, K., 2014. *100er-Regionen in Deutschland, Europa und der Welt*. Kassel: IdE Institut dezentrale Energietechnologien e.V.; deENet Kompetenznetzwerk dezentrale Energietechnologien e.V.
- Butler, J., 1997. *Körper von Gewicht. Die diskursiven Grenzen des Geschlechts*. Frankfurt a.M.: Suhrkamp.
- BWE [Bundesverband WindEnergie], 2014. *Vergleich EEG 2012 und EEG 2014. Das hat der BWE erreicht!*. Berlin: Bundesverband Windenergie e.V.
- BWE [Bundesverband WindEnergie], 2015. *Zeitstrahl EEG*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/themen/eeg/zeitstrahl-eeg> [Zugriff am 10.07.2015].
- Campoccia, A., Dusonchet, E., Telaretti, G., Zizzo, G., 2009. Comparative analysis of different supporting measures for the production of electrical energy by solar PV and Wind systems: Four representative European cases. *Solar Energy* 83(3), S. 287-297.
- Carayon, S., 2006. Human factors of complex sociotechnical systems. *Applied Ergonomics* 37, S. 525-535.
- Casamatta, G., Cremer, H., Pestieau, S., 2000. Political Sustainability and the design of social insurances. *Journal of Public Economics* 75(3), S. 341-364.
- CDU Landtagsfraktion NRW, 2011. *Innovativ für NRW - Chancen des Energieumstiegs nutzen! Positionspapier der CDU-Landtagsfraktion Nordrhein-Westfalen*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.cdu-nrw-fraktion.de/sites/default/files/media/doc/energiepolitik.pdf> [Zugriff am 23.02.2015].
- Charmaz, K., 2006. *Constructing Grounded Theory. A Practical guide through Qualitative Analysis*. London, Thousand Oaks, New Dehli: Sage.
- ChemCoast, 2013. *Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Untereibe*. [Online] Verfügbar unter: <http://metropolregion.hamburg.de/contentblob/4086662/data/2013-08-12-chance-wind-wasserstoff-studie-kurz.pdf> [Zugriff am 29.04.2015].
- Clearingstelle EEG, 2012. *Was ändert sich durch die sog. PV-Novelle des EEG 2012?* [Online] Verfügbar unter: <https://www.clearingstelle-eeg.de/beitrag/1934> [Zugriff am 22.01.2016].
- Collins, D., 2003. Pretesting survey instruments: an overview of cognitive methods. *Quality of Life Research* 12, S. 229-238.

Demuth, C., 2007. Die Ordnung des Institutionellen. In: *Evolutorischer Institutionalismus. Theorie und exemplarische Studien zu Evolution, Institutionalität und Geschichtlichkeit*. Würzburg: Ergon, S. 414-448.

dena [Deutsche Energie-Agentur], 2012a. *dena-Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2013*. [Online] Verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/120830_dena_Stellungnahme_SzenarioRahmen_NEP_Strom_2013.pdf [Zugriff am 18.01.2016].

dena [Deutsche Energie-Agentur], 2012b. *Eine erfolgreiche Energiewende bedarf des Ausbaus der Stromverteilnetze in Deutschland. dena-Verteilnetzstudie: Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie "Ausbau- und Investitionsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030"*. durch die Projektsteuergruppe. Berlin: Deutsche Energie-Agentur.

dena, 2014. *Roadmap dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie "Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien" durch die Projektgruppe*. [Online] Verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Ergebniszusammenfassung_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf [Zugriff am 20.01.2015].

dena, 2015a. *Über uns*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.dena.de/dena/unternehmen.html> [Zugriff am 12.03.2015].

dena [deutsche Energie-Agentur], 2015b. *Vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE)*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/beispiele/kwk/kraft-waerme-kopplung/foerderinstrumente/langtexte/vermiedene-netznutzungsentgelte.html> [Zugriff am 03.11.2015].

Devine-Wright, S., 2012. Explaining "NIMBY" Objections to a Power Line: The Role of Personal, Place Attachment and Project-Related Factors. *Environment and Behavior* 45(6), S. 761-781.

Diamond, J., 2006. *Kollaps. Warum Gesellschaften überleben oder untergehen*. Frankfurt a.M.: Fischer.

Die Welt, 2014. *Desertec-Gruppe schrumpft auf Start-up-Größe*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article133265507/Desertec-Gruppe-schrumpft-auf-Start-up-Groesse.html> [Zugriff am 27.08.2015].

Die Welt, 2015. *Im größten Meereswindpark dreht sich wenig sich wenig. Die Welt von 26.01.2015*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.welt.de/wirtschaft/article136776170/Im-groessten-Meereswindpark-dreht-sich-wenig.html> [Zugriff am 11.01.2016].

Diekmann, J., Groba, F., 2010. Erneuerbare Energien: Brandenburg im Ländervergleich weiter vorn - Thüringen holt auf. *DIW Wochenbericht* 48/2010, S. 2-8.

Diekmann, J., Kemfert, C., Neuhoff, K., Schill, W.-P., Traber, T., 2012. Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. *DIW Wochenbericht* Nr. 45, S. 15-21.

Dii, 2013. *Desert Power: Getting Started*. [Online] Verfügbar unter: http://www.desertenergy.org/fileadmin/Daten/Desert_Power/ackDesert%20Power%20Getting%20Started-Policy%20Report%20English_ackn.pdf [Zugriff am 28.08.2015].

Dii, 2014. *Dii Renewable Energy Project Map – Q2/2014*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.desertenergy.org/fileadmin/Daten/Workareas/Dii%20Project%20Map%20Q2-2014.pdf> [Zugriff am 27.08.2015].

DiPalma, S. R., 2014. *Nuclear energy as a "green" energy. A content analysis of nuclear energy frames from 1991 to 2008*. Lewiston: The Edwin Mellen Press.

Dittmann, A., Zschernig, J., 1998. *Energiewirtschaft*. Stuttgart: G.B. Teubner.

DIW, et al. [Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung; Agentur für Erneuerbare Energien e.V.], 2008. *Vergleich der Bundesländer: Best Practice für den Ausbau Erneuerbarer Energien - Indikatoren und Ranking*. Berlin und Stuttgart: DIW Berlin: Politikberatung kompakt 46.

DIW, et al. [Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung; Agentur für Erneuerbare Energien e.V.], 2014. *Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbarer Energien 2014. Indikatoren und Ranking. Endbericht. Forschungsprojekt des DIW Berlin und des ZSW Stuttgart im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien*. [Online] Verfügbar unter: http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/362.AEE_DIW_ZSW_Bundeslaendervergleich_Online.pdf [Zugriff am 25.06.2015].

DLR [Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrt e.V.], 2006. *Trans-Mediterraner Solarstromverbund. Zusammenfassung. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*. [Online] Verfügbar unter: http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/documents/TRANS-CSP_Zusammenfassung.pdf [Zugriff am 27.08.2015].

DNR [Deutscher Naturschutzring], 2011. *Windkraft im Visier. Umwelt- und Naturverträgliche Nutzung der Windenergie an Land: Grundlagen, Auswirkungen, Empfehlungen*. Berlin: Deutscher Naturschutzring.

- Dolata, U., 2011. Soziotechnischer Wandel als graduelle Transition. *Berliner Journal für Soziologie* 21(2), S. 265-294.
- Donati, S. R., 2006. Die Rahmenanalyse politischer Diskurse. In: R. Keller, A. Hirsland, W. Schneider, W. Viehöver, Hrsg. *Handbuch Sozialwissenschaftliche Diskursanalyse. Band 1: Theorien und Methoden. 2., aktualisierte und erweiterte Auflage*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 147-178.
- Droste-Franke, B., Carrier, M., Kaiser, M., Schreurs, M., Weber, C., Ziesemer, T., 2014. *Improving Energy Decisions. Towards Better Scientific Policy Advice for a Safe and Secure Future Energy System. Advance Publication of Summary and Recommendations of the Correspondent Study of the EA European Academy*. [Online] Verfügbar unter: http://www.ea-aw.org/fileadmin/downloads/Projektgruppen/Improving_Energy_Policy_excerpt.pdf [Zugriff am 18.04.2016].
- Duffield, J., 2009. Germany and energy security in the 2000s: Rise and fall of a policy issue? *Energy Policy* 37(11), S. 4284-4292.
- DUH [Deutsche Umwelthilfe], 2012. *Stellungnahme. Netzentwicklungsplan Strom 2012. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 30. Mai 2012*. [Online] Verfügbar unter: http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Stellungnahme_duh_nep_final.pdf [Zugriff am 26.08.2015].
- DUH [Deutsche Umwelthilfe], 2013. *Plan N 2.0 - Politikempfehlungen zum Um- und Ausbau der Stromnetze*. Radolfzell: Deutsche Umwelthilfe e.V.
- Duin, G., 2013. Wind braucht Kohle. Beim Strom droht ein Preisschub/Merkel ohne Plan. *Vorwärts Extra* 6/2013, S. 2.
- Dusonchet, L., Telaretti, E., 2010. Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in Western European countries. *Energy Policy* 38(7), S. 3297-3308.
- Dütschke, E., Wesche, J., 2015. *Status quo of social acceptance strategies and practices in the wind industry*. [Online] Verfügbar unter: http://wisepower-project.eu/wp-content/uploads/20150319_WISE_Power_Deliverable_2-2_final.pdf [Zugriff am 27.08.2015].
- DWV [Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen Verband], 2013. Wie soll es weitergehen mit dem NIP? *DWV-Mitteilungen* 17(6), S. 26.

- DWV [Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen Verband], 2014a. Fracking von Öl- und Gasquellen: „Game Changer“ oder Endspiel? *DWV Mitteilungen* 18(3), S. 4-5.
- DWV [Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband], 2014b. Gabriel und die Energiewende brauchen Wasserstoff. *DWV-Mitteilungen* 18(2), S. 5-6.
- Dye, T., 1976. *Policy analysis. What governments do, why they do it, and what difference it makes*. Tuscaloosa: University of Alabama Press.
- Dyllong, Y., 2013. Märkte stärken, Versorgung sichern – Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63(9), S. 39-41.
- Ecke, J., Herrmann, N., 2013. *Der Leistungsmarkt mit dezentraler Nachfrage. Artikel in BWK - das Energie-Fachmagazin* 7/8, 2013. [Online] Verfügbar unter: http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/fachpresse/enervis_publication_2013_07_bwk_ecke_herrmann_leistungsmarkt.pdf [Zugriff am 18.07.2016].
- EEX, EPEX Spot, 2014. *Weiterentwicklung der Fördermechanismen für Erneuerbare Energien in Deutschland*. Leipzig und Paris: European Energy Exchange AG, EPEX SPOT SE.
- Eickhof, N., 1998. Die Neuregelung des Energiewirtschaftsrecht. *Wirtschaftsdienst* 78(1), S. 18-25.
- Eiselt, J., 2012. *Dezentrale Energiewende*. Wiesbaden: Vieweg + Teubner.
- Eisenhardt, K., 1989. Building theories from case study research. *Academy of Management Review* 14(4), S. 532-550.
- Ekard, F., Valentin, F., 2015. *Das neue Energierecht. EEG-Reform, Nachhaltigkeit, Europäischer und internationaler Klimaschutz*. Baden-Baden: Nomos.
- Elberg, C., Growitsch, C., Höffler, F., Richter, J., 2013. Ein umfassender Kapazitätsmarkt: Ein Markt für Versorgungssicherheitsverträge (Kurzfassung eines Gutachtens für das BMWi). In: Agora Energiewende, Hrsg. *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: Agora Energiewende, S. 37-50.
- e-mobil [e-mobil BW GmbH – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie Baden-Württemberg], 2014. *Die Rolle von Wasserstoff in der Energiewende. Entwicklungsstand und Perspektiven*. [Online] Verfügbar unter: http://www.e-mobilbw.de/de/service/publikationen.html?file=files/e-mobil/content/DE/Publikationen/PDF/Meta-Studie_RZ_Web.pdf [Zugriff am 30.04.2015].

EnBW [Energie Baden-Württemberg AG], 2014. *Infografik: Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 (Übersicht EEG-Reform)*. [Online] Verfügbar unter: https://www.enbw.com/media/konzern/docs/3_eeg2014_dina4.pdf [Zugriff am 09.07.2015].

Energate, 2012. *EnWG-Novelle wegen neuer Offshore-Haftung vertagt. Energate Messenger vom 06.11.2012* [Online] Verfügbar unter: www.energate-messenger.de/news/127757/EnWG-Novelle-wegen-neuer-Offshore-Haftung-vertagt [Zugriff am 27.05.2015].

Energate, 2013a. Bundesratsvorstoß: Sachsen will EEG durch Quote ersetzen. [Online] Verfügbar unter: <http://www.energate-messenger.de/news/129208/bundesratsvorstoss-sachsen-will-eeg-durch-quote-ersetzen> [Zugriff am 28.10.2015].

Energate, 2013b. *energate-Hintergrund: Lobbyismus in der Energiewirtschaft*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.energate-messenger.de/news/138788/energate-Hintergrund-Lobbyismus-in-der-> [Zugriff am 26.06.2015].

Energate, 2014a. Bundesnetzagentur fordert Produktivitätsfortschritt. *Energate Messenger vom 14.06.2014*, S. 5.

Energate, 2014b. Brüssel bringt EEG-Novelle ins Straucheln. *Energate Messenger vom 24.06.2014*, S. 1-3.

Energate, 2014b. Bundesnetzagentur bewegt sich bei Anreizregulierung. *Energate Messenger vom 27.06.2014*, S. 2.

Energate, 2014c. Bundesnetzagentur disutiert Zwischenergebnisse. *Energate Messenger vom 12.06.2014*, S. 1-3.

Energate, 2014e. Eon installiert flächendeckende Steuerungstechnik. *Energate Messenger vom 28.05.2014*, S. 3.

Energate, 2014f. EU-Ziele für Interkonnektoren bleiben unwahrscheinlich. *Energate Messenger vom 25.04.2014*, S. 1-3.

Energate, 2014g. Hedegaard fordert Förderstopp für Windenergie. *Energate Messenger vom 14.02.2014*, S. 6.

Energate, 2014h. Kommunen sollen sich aus Energieversorgung raushalten. *Energate Messenger vom 21.03.2014*, S. 3.

Energate, 2014i. Wirtschaftsministerium will Netzregulierung differenzieren. *Energate Messenger vom 17.09.2014*, S. 1-3.

Energate, 2014j. Wissenschaftler für neue Struktur bei den Netzentgelten. *Energate Messenger vom 18.11.2014*, S. 2.

Energate, 2015a. "Wir befinden uns in einer Kohle-Renaissance". *Energate Messenger vom 22.01.2015*, S. 2.

Energate, 2015b. Biogas-Erzeuger klagt gegen EEG-Novelle. *Energate Messenger vom 21.05.2015.*, S. 3.

Energate, 2015c. Bundesrat für schärfere Vorgaben. *Energate Messenger vom 11.05.2015*, S. 3.

Energate, 2015d. Bundesregierung setzt auf Strommarkt 2.0. *Energate Messenger vom 20.03.2015*, S. 1-2.

Energate, 2015e. EEG-Novelle würgt Erneubaren-Genossenschaften ab. *Energate Messenger vom 01.07.2015*, S. 5.

Energate, 2015f. Gabriel verschiebt Smart-Meter-Verordnung. *Energate Messenger vom 08.01.2015*. S. 4.

Energate, 2015g. Homann: "Wir dürfen nicht auf Zeit spielen". *Energate Messenger vom 10.02.2015*, S.2.

Energate, 2015h. Knapp 1,5 Mio. Anlagen zur Stromeigenerzeugung. *Energate Messenger vom 13.05.2015*. S. 4.

Energate, 2015i. Lastverschiebung bleibt unter den Möglichkeiten. *Energate Messenger vom 08.01.2015*, S. S.1-2.

Energate, 2015i. Lastverschiebung bleibt unter den Möglichkeiten. *Energate Messenger vom 07.01.2015*. S. 1-2.

Energate, 2015j. Offshore-Anbindungen zugewiesen. *Energate Messenger vom 02.04.2015*, S. 3.

Energate, 2015k. Reiche kritisiert Strommarktgesetz. *Energate Messenger vom 17.09.2015.*, S. 1-2.

Energate, 2015l. Strommarkt-Reform nimmt Gestalt an. *Energate-Messenger vom 10.09.2015.*, S. 1-2.

Energate, 2015m. Stromsperrern bleiben erlaubt. *Energate Messengier vom 15.01.2015*, S. 6.

Energate, 2015n. Studie spricht sich für bundesweite Netzentgelte aus. *Energate Messenger vom 05.10.2015*, S. 1-2.

Energate, 2015o. Studie: Kein Kriterium für Netzbetreiber-Klassen. *Energate Messenger vom 19.01.2015*. S. 1-2.

Energate, 2015p. Trassenstreit entscheidet über Speicherezukunft. *Energate Messenger vom 02.07.2015*, S. 3.

EnergieAgentur.NRW, 2015. *Saline Aquifere*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.energieagentur.nrw.de/ccs-tagung/saline-aquifere-11801.asp> [Zugriff am 01.02.2015].

Energy Brainpool, 2013. *Auswirkungen der verpflichtenden Direktvermarktung für EEG-Neuanlagen. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energien e.V.* Berlin: Energy Brainpool GmbH, Co. KG.

Entman, R., 1993. Framing. Toward clarification of a fractured paradigm. *Journal of Communication, 43(4)*, S. 51-58.

Enzensberger, N., Wietschel, M., Rentz, O., 2002. Policy instruments fostering wind energy projects – a multi-perspective evaluation approach. *Energy Policy 30(9)*, S. 793-801.

Espey, S., 2001. *Internationaler Vergleich energiepolitischer Instrumente zur Förderung von regenerativen Energien in ausgewählten Industrieländern*. Bremen: Bremer Energie Institut.

EU CO2Europipe Consortium, 2011. *Developing a European CO₂ transport Infrastructure. Executive Summary*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.co2europipe.eu/Publications/CO2Europipe%20-%20Executive%20Summary.pdf> [Zugriff am 02.01.2015].

Europäische Kommission, 2013. *Staatliche Beihilfen: Kommission eröffnet eingehende Prüfung der Förderung stromintensiver Unternehmen durch Teilbefreiung von EEG-Umlage. Pressemitteilung*. [Online] Verfügbar unter: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-1283_de.htm [Zugriff am 20.01.2016].

Europäische Kommission, 2014a. *Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament über die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen (z. B. Schiefergas) durch Hochvolumen-Hydrofracking in der EU*. [Online] Verfügbar unter: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014DC0023&qid=1396294952415&from=EN> [Zugriff am 04.12.2014].

Europäische Kommission, 2014b. *Vorschlag für einen Beschluss des Europäischen Parlaments und des Rates über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das EU-System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten und zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG*. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission, 2015a. *2030 framework for climate and energy policies*. [Online] Verfügbar unter: http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/index_en.htm [Zugriff am 20.05.2015].

Europäische Kommission, 2015b. *The 2020 climate and energy package*. [Online] Verfügbar unter: http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm [Zugriff am 20.05.2015].

Europäische Kommission, 2016. *Land use change*. [Online] Verfügbar unter: <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/biofuels/land-use-change> [Zugriff am 03.02.2016].

Eurosolar, 2002. Solare Prüfsteine zu den Wahlprogrammen der Parteien. Synopse der Wahlprogramme der Parteien und ihre Bewertung. *Solarzeitalter 2/2002*, S. 7-10.

EWE AG, 2015. *Studie: Fernsteuerung von Erneuerbaren senkt Kosten der Energiewende*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.ewe.com/de/presse/ewe-ag/pressemitteilungen-3674.php> [Zugriff am 26.08.2015].

Fagerberg, J., Mowery, D., Nightingale, S., 2012. Introduction: The heterogeneity of innovation – evidence from the Community Innovation Surveys. *Industrial and Corporate Change 21*, S. 1175-1180.

Faruqi, A., Harris, D., Hledik, R., 2010. Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment. *Energy Policy 38*, S. 6222-6231.

FDP Sachsen, 2011. *Grüne Pläne hätten in der Realität hausgemachte Energiekrise zur Folge*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.sommertourfdp.de/online/fdp/fdp.nsf/News.xsp?id=008A50DED979B250C12578B500428871> [Zugriff am 23.06.2015].

FDP/DVP Fraktion im Landtag Baden-Württemberg, 2013. *Glück: Rot-Grün ist der größte Strompreistreiber der Energiewende*. [Online] Verfügbar unter: <http://fdp-dvp-fraktion.de/pressemitteilungen/glueck-rot-gruen-ist-der-groeste-strompreistreiber-der-energiewende/> [Zugriff am 02.07.2015].

FFE [Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.], 2012. *Netzparität und Eigenverbrauch bei steigenden Strompreisen*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/403-netzparitaet-und-eigenverbrauch> [Zugriff am 12.11.2015].

Financial Times Deutschland, 2010. *Warum der Wind die Sonne fürchtet*. *Financial Times Deutschland* vom 22.09.2010. [Online] Verfügbar unter: <http://www.genios.de/presse-archiv/artikel/FTD/20100922/warum-der-wind-die-sonne-fuerchtet-/A48111609.html> [Zugriff am 10.09.2015].

Fischedick, M., Esken, A., Luhmann H.-J., Schrüwer, D., Supersberger, N., 2007. *Geologische CO₂-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption: Technologien, Konzepte, Perspektiven*. *Wuppertal Spezial 35*. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.

Fischedick, M., Pietzner, K., 2012. Zunehmende Bedeutung von Akzeptanz- und Beteiligungsverfahren für die Realisierung von Großprojekten und -techniken. In: K. Pietzner, D. Schumann, Hrsg. *Akzeptanzforschung zu CCS in Deutschland. Aktuelle Ergebnisse, Praxisrelevanz, Perspektiven*. München: oekom, S. 16-26.

Fischer, B., 2009. Embracing the Smart Grid. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 29, S. 16.

Fischer, S., Geden, O., 2008. *Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union. Bestandsaufnahme und Perspektiven*. Baden-Baden: Nomos.

Fischer, S., Geden, O., 2011. *Die deutsche Energiewende europäisch denken*. *Stiftung Wissenschaft und Politik aktuell* 47. Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik. Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit..

Fischer, S., Geden, O., 2012. Die „Energy Roadmap 2050“ der EU: Ziele ohne Steuerung. *SWP-Aktuell* 8, S. 1-4.

Flachsbarth, F., Heinemann, C., Ritter, D., Vogel, M., 2014. *Eine Netz für die heutige Welt oder für die Welt von morgen? Kommentierung des NEP Szenariorahmens 2015*. Freiburg: Öko-Institut e.V.

Flinkerbusch, K., Scheffer, F., 2012. Eine Bewertung verschiedener Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37(1), S. 13-25.

Folke, C., Carpenter, S.R., Walker, B., Scheffer, M., Chapin, T., Rockström, J., 2010. *Resilience Thinking: Integrating Resilience, Adaptability and Transformability*. *Ecology and Society* 15(4): 20. [Online] Verfügbar unter: <http://www.ecologyandsociety.org/vol15/iss4/art20/> [Zugriff am 09.02.2016].

forsa, 2010. *Erfolgsfaktoren von Smart Metering aus Verbrauchersicht. Bericht*. Berlin: forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen.

Forum Netzintegration Erneuerbare Energien, 2011. *Plan N. Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze*. Berlin: Deutsche Umwelthilfe.

FÖS [Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft], 2013. *Die Kosten der Energiewende - Wie belastbar ist Altmaiers Billion? Kurzanalyse im Auftrag von Greenpeace Energy eG und dem Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.* [Online] Verfügbar unter: https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/2013-03_Kurzanalyse_Altmaier_Billion_V07.pdf [Zugriff am 11.08.2015].

FÖS [Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft], 2015a. *Streit um Klimabeitrag: Ökonomen und Energiewissenschaftler stärken Wirtschaftsminister Gabriel den Rücken*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.foes.de/pdf/2015-04-22-PM-Wissenschaftler-Erklaerung.pdf> [Zugriff am 13.01.2016].

FÖS [Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft], 2015b. *Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der Greenpeace Energy eG*. Hamburg: Greenpeace Energy eG.

Foxon, T., 2013. Transition pathways for a UK low carbon electricity future. *Energy Policy* 52, S. 10-24.

Foxon, T., Pearson, S.J.G, Arapostathis, S., Carlsson-Hyslop, A., Thornton, J., 2013. Branching points for transition pathways: assessing responses of actors to challenges on pathways to a low carbon future. *Energy Policy* 52, S. 146-158.

Frankfurter Rundschau, 2013. *"Es kann teurer als eine Billion werden." Interview mit Bundesumweltminister Peter Altmaier. Frankfurter Rundschau vom 31.05.2013*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.fr-online.de/politik/altmaier-zur-energiewende--es-kann-teurer-als-eine-billion-werden-,1472596,23075860.html> [Zugriff am 08.01.2016].

Fraunhofer ISE [Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme], 2012a. *100% Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Fraunhofer ISE [Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme], 2012b. *Photovoltaik in Deutschland – Missverständnisse in der öffentlichen Diskussion*. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Fraunhofer ISE [Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE], 2013. *Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> [Zugriff am 16.02.2015].

Fraunhofer IWES [Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik], 2013. *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Kurzfassung*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Energiewirtschaftliche-Bedeutung-von-Offshore-Windenergie.pdf> [Zugriff am 27.05.2015].

Fraunhofer IWES; IAEW; Stiftung Umweltenergierecht [Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht], 2014. *Roadmap Speicher. Speicherbedarf für Erneuerbare Energien – Speicheralternativen - Speicheranreiz – Überwindung rechtlicher Hemmnisse. Endbericht*. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.

Freiburger Appell, 2014. *Freiburger Appell 2014. Erläuterungen zum Strommarktdesign zur Neufassung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.energy-consulting-meyer.de/AppellMeyer-PVOE%20140324.pdf> [Zugriff am 08.07.2015].

Fronde, M., 2012. Der Rebound-Effekt von Energieeffizienz-Verbesserungen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62(8), S. 12-17.

Fülbier, V., Grüner, A., Sailer, F., Wegner, N., 2014. *Die Länderöffnungsklausel im BauGB und ihre Umsetzung in Bayern. Würzburger Bericht zum Umweltenergierecht Nr. 8*. Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht.

- Funke, M., 2013. *Advocacy Coalitions and Strategic Interests – the Policy Process of Swedish Advertising Self-Regulation 1950-1971*. [Online] Verfügbar unter: [http://www.academia.edu/2012039/Advocacy Coalitions and Strategic Interests - the Policy Process of Swedish Advertising Self-Regulation 1950 1971](http://www.academia.edu/2012039/Advocacy_Coalitions_and_Strategic_Interests_-_the_Policy_Process_of_Swedish_Advertising_Self-Regulation_1950_1971) [Zugriff am 09.09.2015].
- Gailing, L., Leibenath, M., 2013. *Neue Energielandschaften – Neue Perspektiven der Landschaftsforschung*. Wiesbaden: Springer VS.
- Galasso, V., 1999. The U.S. Social Security System: What Does Political Sustainability Imply? *Review of Economic Dynamics* 2, S. 698-730.
- Gartmair, H., 2012. *Auswirkung dezentraler Erzeugung auf den Ausbaubedarf und den Betrieb der Übertragungsnetze. Dialogforum Dezentrale Energieversorgung, 4. Dezember 2012*. [Online] Verfügbar unter: [http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Veranstaltungen/Dialogforum Dezentrale EV/II.3 Gartmair 20121204 Auswirkung dezentraler Erzeugung dena_red.pdf](http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Veranstaltungen/Dialogforum_Dezentrale_EV/II.3_Gartmair_20121204_Auswirkung_dezentraler_Erzeugung_dena_red.pdf) [Zugriff am 08.02.2014].
- Gawel, E., 2013. „Grundlegende Neuordnung des EEG“ - aber wie? *Wirtschaftsdienst* 93(11), S. 785-792.
- Gawel, E., Korte, K., 2012. Verteilungseffekte des EEG: Kritik an den falschen Stellen. *Wirtschaftsdienst* 92(8), S. 512-515.
- Gawel, E., Korte, K., Tews, K., 2015. *Energiewende im Wunderland: Mythen zur Sozialverträglichkeit der Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG*. Leipzig: Helmholtz Zentrum für Umweltforschung UFZ.
- Gawel, E., Purkus, A., 2012. *Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration? UFZ Diskussionspapiere 12/2012*. Leipzig: Helmholtz Zentrum für Umweltforschung UFZ.
- Gawel, E., Strunz, S., Lehmann, S., 2013. Germany's Energy Transition Under Attack: Is There an Inscrutable German *Sonderweg*? *Nature and Culture* 8(2), S. 121-133.
- Gawel, E., Strunz, S., Lehmann, S., 2014. *Wie viel Europa braucht die Energiewende? UFZ Discussion Papers 4/2014*. Leipzig: Helmholtz Zentrum für Umweltforschung UFZ.
- Geels, F., 2002. Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multi-level perspective and a case-study. *Research Policy* 31, S. 1257–1274.
- Geels, F., Schot, J., 2007. Typology of sociotechnical transition pathways. *Research Policy* 36, S. 399-417.

Geitmann, S., 2012. *Energiewende 3.0. Mit Wasserstoff und Brennstoffzellen*. Oberkrämer: Hydrogeit Verlag.

Gemeinsame Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg, 2015. *Regionalplanung*. [Online] Verfügbar unter: <http://gl.berlin-brandenburg.de/regionalplanung/index.html> [Zugriff am 27.08.2015].

Gemeinsames Positionspapier der Umwelt- und Erneuerbaren Energienverbände zur Novelle des EEG., 2014. *Energiewende im Stromsektor erfolgreich fortführen*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/140128-nabu-eeq-positionspapier2014-plusanhang.pdf> [Zugriff am 16.06.2015].

Gerbaulet, C., Kunz, F., von Hirschhausen, C., Zerrahn, A., 2013. Netzsituation in Deutschland bleibt stabil. *Netzausbau kein Engpass für die Energiewende. DIW Wochenbericht 20+21*, S. 3-12.

Germanwatch, 2014. *Stellungnahme zum „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“ vom 30. April 2014*. Berlin: Germanwatch e.V.

Giesen, B., Schmid, M., 1976. *Basale Soziologie: Wissenschaftstheorie*. München: Goldmann.

Glaser, B., 2002. Conceptualization: On theory and theorizing using grounded theory: *International Journal of Qualitative Methods*, 1(2). [Online] Verfügbar unter: https://www.ualberta.ca/~iiqm/backissues/1_2Final/pdf/glaser.pdf [Zugriff am 28.11.2015].

Glaser, B. G., 1998. *Doing Grounded Theory. Issues and Discussions*. Mill Valley: Sociology Press.

Glaser, B., Strauss, A., 2009. *The Discovery of Grounded Theory: Strategies for Qualitative Research*. Piscataway: AldineTransaction.

Global CCS Institute, 2014. *The Global Status of CCS 2014. Summary Report*. [Online] Verfügbar unter: <http://decarboni.se/sites/default/files/publications/180928/global-status-ccs-2014-summary.pdf> [Zugriff am 02.01.2015].

Goffman, E., 1974. *Frame Analysis. An Essay on the Organisation of Experience*. New York: Harper, Row.

Goodman, J., Goodmann, B., 2006. Beneficial or biohazard? How the media frame biosolids. *Public Understanding of Science* 15, S. 359-375.

Görke, A., Kohring, M., Ruhrmann, G., 2000. Gentechnologie in der Presse. Eine Internationale Langzeitanalyse von 1973 bis 1996. *Publizistik* 45(1), S. 20-37.

Göttinger Institut für Demokratieforschung, 2013. *Bürgerproteste in Deutschland Ergebnisse der BP-Gesellschaftsstudie*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.demokratie-goettingen.de/content/uploads/2013/01/Gesellschaftsstudie.pdf> [Zugriff am 27.02.2015].

Göttlicher, S., 2011. „Weiche“ Planungsinstrumente auf regionaler Ebene. Die Regionalmanagement-Initiative des Landkreises Miesbach. *Angewandte Geographie* 35(1), S. 15-21.

Graichen, S., 2013. Einführung: Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Ein Überblick über die aktuelle Debatte um die Versorgungssicherheit. In: Agora Energiewende, Hrsg. *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: Agora Energiewende, S. 5-14.

Grau, T., 2014. *Comparisson of Feed-in Tariffs and Tenders to Remunerate Solar Power Generation*. DIW Discussion Papers 1363. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.

Greenpeace, 2013. *Wahlkompass 2013*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.greenpeace.de/themen/umwelt-wirtschaft/umweltfragen-spalten-die-parteien-vor-der-wahl> [Zugriff am 18.04.2016].

Grober, U., 2010. *Die Entdeckung der Nachhaltigkeit. Kulturgeschichte eines Begriffs*. München: Kunstmann.

Growitsch, C., Matthes, F., Ziesing, H.-J., 2013. *Clearing-Studie Kapazitätsmärkte im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi)*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/studie-clearing-studie-kapazitaetsmaerkte> [Zugriff am 26.11.2015].

Grunwald, A., 2010. *Technikfolgenabschätzung: Eine Einführung*. Berlin: edition sigma.

Günther, E., Scheibe, L., 2006. The hurdle analysis. A self-evaluation tool for municipalities to identify, analyse and overcome hurdles to green procurement. *Corporate Social and Responsibility Management* 13, S. 61-77.

Gutfleisch, R., 2008. Haben Sie schon mal geclustert? Beitrag zum Workshop Clusteranalyse auf der Frühjahrstagung der Städtestatistiker 2008 in Saarbrücken. *Frankfurter Statistische Berichte* 3, S. 189-195.

- GWS, DIW,DLR, Prognos, ZSW [Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung; Deutsches Institut für Wirtschaftsförderung; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrtforschung; Prognos AG; Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung], 2015. *Endbericht: Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/beschaeftigung-durch-erneuerbare-energien-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff am 04.04.2016].
- Habermas, J., 1994. *Faktizität und Geltung. Beiträge zur Diskurstheorie des Rechts und des demokratischen Rechtsstaats.* Frankfurt a.M.: Suhrkamp.
- Habermas, J., 1999. *Die Einbeziehung des Anderen. Studien zur Politischen Theorie.* Frankfurt a.M.: Suhrkamp.
- Häder, M., 2010. *Energiepolitik in Deutschland.* Bochum: Universitätsverlag Brockmeyer.
- Hahn, J., Haida, L., Kusuma, S., Mok, K., Schmid, M., Schulz, K., Schwendemann, N., Szep, M., 2008. *Europa als Gegenstand politischer Kommunikation: Eine Fallstudie zur deutschen EU-Ratspräsidentschaft.* Berlin: Frank, Timme.
- Haigh, M., 2010. Newspapers Use Three Frames to Cover Alternative Energy. *Newspaper Research Journal* 31(2), S. 47-62.
- Hajer, M. A., 2008. Argumentative Diskursanalyse. Auf der Suche nach Koalitionen. In: R. Keller, A. Hirsland, W. Schneider, W. Viehöver, Hrsg. *Handbuch Sozialwissenschaftliche Diskursanalyse. Band 2: Forschungspraxis. 3., aktualisierte und erweiterte Auflage.* Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 271-298.
- Haller, M., Hermann, H., Loreck, C., Matthes, F., 2013. *EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014. Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace.* Berlin: Öko-Institut.
- Handelsblatt, 2014. *Der Traum vom „Hartz-IV“ für Kraftwerke.* *Handelsblatt vom 28.07.2014.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.handelsblatt.com/technik/das-technologie-update/energie/oekostrom-der-traum-vom-hartz-iv-fuer-kraftwerke-/10258460.html> [Zugriff am 02.02.2015].

Haucap, J., Kühling, J., Klein, C., 2012. *Wirtschafts- und rechtswissenschaftliches Gutachten über die „Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“*. Studie im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr. [Online] Verfügbar unter: <http://www.energie.sachsen.de/download/Sachsen-Quotenmodell.pdf> [Zugriff am 19.06.2015].

Hau, E., 2008. *Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 4., vollständig neu bearbeitete Auflage. Berlin und Heidelberg: Springer.

Hauser, E., Luxemburger, M., Sabatier, M., Lenck, T., Schmiedeke, S., 2014. *Wettbewerbliche Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien. Monetäre Konsequenzen des Modells der Echtzeitwälzung sowie potenzielle Freiheitsgrade für aktive Akteure*. Studie im Auftrag des BEE e.V. Bochum: Ponte Press.

Hauser, E., Weber, A., Zipp, A., Leprich, U., 2014. *Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung*. Studie im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Saarbrücken: Institut für ZukunftsEnergieSysteme.

Heinelt, H., 2003. Politikfelder: Machen Besonderheiten von Policies einen Unterschied? In: K. Schubert, N.C. Bandelow, Hrsg. *Lehrbuch der Politikfeldanalyse*. München: Oldenbourg, S. 239-256.

Heinrich Böll Stiftung, 2012. *Die Macht der Biomass(s)ters: Wer kontrolliert die Grüne Ökonomie?* [Online] Verfügbar unter: https://www.boell.de/sites/default/files/assets/boell.de/images/download_de/06_2012_Die_Macht_der_Biomassers_Wer_kontrolliert_die_Gruene_Oekonomie.pdf [Zugriff am 09.09.2015].

Helmholtz Allianz [Helmholtz Allianz ENERGY TRANS], 2015. *Braucht Deutschland jetzt Kapazitätzahlungen für eine gesicherte Stromversorgung? Policy Brief Ausgabe 1/2015*. [Online] Verfügbar unter: https://www.energy-trans.de/downloads/ENERGY-TRANS_Policy_Brief_Kapazitaetszahlungen_fuer_Stromversorgung.pdf [Zugriff am 30.03.2016].

Helmholz Allianz [Helmholtz Allianz ENERGY Trans], 2014. *Die Zukunft der Energiewende in Deutschland. Policy Brief Ausgabe 2/2014*. [Online] Verfügbar unter: http://www.energy-trans.de/downloads/ENERGY-TRANS-Policy_Brief-_Zukunft_Energiewende_in_Deutschland.pdf [Zugriff am 08.06.2015].

Hennecke, H.-J., 2007. Evolution und spontane Ordnung als Gegenstand der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften. In: W. Patzelt, Hrsg. *Evolutorischer Institutionalismus. Theorie und exemplarische Studien zu Evolution, Institutionalität und Geschichtlichkeit*. Würzburg: Ergon, S. 23-40.

Hennicke, S., Fishedick, M., 2010. *Erneuerbare Energien. Mit Energieeffizienz zur Energiewende*. München: C.H. Beck.

Herrmann-Pillath, C., 2002. *Grundriß der Evolutionsökonomik*. München: UTB.

Hessel, K., 2012. Rückblick auf die Ausgangslage 2011, Herausforderungen der Energiewende. *ifo Schnelldienst 65(6)*, S. 8-11.

Hinz, F., Iglhaut, D. F. T., Möst, D., 2014. *Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Im Auftrag der Sächsischen Staatskanzlei. Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden. Band 3.* [Online] Verfügbar unter: http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/14138/Band3_Netzentgelte.pdf [Zugriff am 31.10.2015].

Hirschl, B., 2008. *Erneuerbare Energien-Politik. Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt*. Wiesbaden: Springer VS.

Hoffmann, W., 2014. Perspektiven der Photovoltaik. *Physik Journal 13(2)*, S. 21-27.

Huber, J., 2011. *Allgemeine Umweltsoziologie. 2., vollst. überarbeitete Aufl.* Wiesbaden: Springer VS.

Huber, M., 2012. Ökoenergieland Bayern in Zukunft auf Erfolgskurs. *ifo Schnelldienst 65(06)*, S. 4-7.

Hübner, G., Pohl, J., 2014. *Akzeptanz der Offshore-Windenergienutzung. Abschlussbericht.* [Online] Verfügbar unter: http://www.akzeptanz-offshore-windenergie.de/downloads/107/Projektbericht_offshore.pdf [Zugriff am 26.06.2015].

HypoVereinsbank, 2012. *Presseinformation. HypoVereinsbank stellt „Konsequenzen der Energiewende“ vor.* [Online] Verfügbar unter: http://www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/Publikationen/Studien/Pressemitteilung_Energiewende_Juni_2012.pdf [Zugriff am 20.02.2015].

IBM Knowledge Center, 2011. *Hierarchische Clusteranalyse: Maße für binäre Daten.* [Online] Verfügbar unter: http://www-01.ibm.com/support/knowledgecenter/SSLVMB_20.0.0/com.ibm.spss.statistics.help/cmd_clust_er_measure_binary.htm?lang=de [Zugriff am 14.10.2015].

IEA [International Energy Agency], 2012. *Oil, Gas Security. Emergency Response of IEA Countries.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/germanyoss.pdf> [Zugriff am 04.12.2014].

IFEU, et al. [ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Prognos AG; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH], 2011. *Energieeffizienz: Potenziale, volkswirtschaftliche Effekte und innovative Handlungs- und Förderfelder für die Nationale Klimaschutzinitiative. Kurzzusammenfassung.* [Online] Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/energie/pdf/NKI_%20Zusammenfassung_Endbericht%20NKI%20V37.pdf [Zugriff am 17.07.2016].

IHK Region Stuttgart, 2011. *Bundesrat billigt Offshore-Haftungsumlage.* [Online] Verfügbar unter: https://www.stuttgart.ihk24.de/innovation/Energie/Bundesrat_billigt_Offshore_Haftungsumlage/664288 [Zugriff am 27.05.2015].

Illing, F., 2012. *Energiepolitik in Deutschland: die energiepolitischen Maßnahmen der Bundesregierung 1949-2013.* Baden-Baden: Nomos.

IPCC [Intergovernmental Panel on Climate Change], 2005. *IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage.* New York: Cambridge University Press.

IRENA [International Renewable Energy Agency], 2012. *Evaluating Policies in Support of the Deployment of Renewable Power.* [Online] Verfügbar unter: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Evaluating_policies_in_support_of_the_deployment_of_renewable_power.pdf [Zugriff am 09.03.2015].

IRENA [The International Renewable Energy Agency], 2014. *Renewable Energy Prospects: China, REmap 2030 analysis.* [Online] Verfügbar unter: http://irena.org/remap/IRENA_REmap_China_report_2014.pdf [Zugriff am 15.01.2016].

IW [Institut der deutschen Wirtschaft Köln], 2011. Förderung erneuerbarer Energien. Einspeisetarif versus Quotensystem. *Umwelt-Service 4*, S. 3.

IWR [Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien], 2015. *Regierung kippt milliarden-schweren Steuerbonus für Gebäudesanierung.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.iwr.de/news.php?id=28289> [Zugriff am 22.01.2016].

- IWR [Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien], 2014. *Dänemark beschleunigt den Kohleausstieg*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.iwr.de/news.php?id=27499> [Zugriff am 15.01.2016].
- IZES [Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH], 2013. *Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik. Endbericht. Studie im Auftrag von Greenpeace e.V.* Hamburg: Greenpeace e.V.
- IZES [Institut für ZukunftsEnergieSystemegGmbH], 2011. *Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt*. [Online] Verfügbar unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/knee_update_2011_bf.pdf [Zugriff am 10.03.2015].
- Jahnke, I., 2006. *Dynamik sozialer Rollen beim Wissensmanagement. Soziotechnische Anforderungen an Communities und Organisationen*. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag.
- Jänicke, M., 2003. Die Rolle des Nationalstaats in der globalen Umweltpolitik. Zehn Thesen. *Aus Politik und Zeitgeschichte B27*, S. 6-11.
- Jänicke, M., Kunig, S., Stitzel, M., 2003. *Lern- und Arbeitsbuch Umweltpolitik. Politik, Recht und Management des Umweltschutzes in Staat und Unternehmen*. Bonn: J.H.W. Dietz.
- Jarass, L., Obermair, G., 2012. *Welchen Netzbau erfordert die Energiewende?* Münster: MV-Verlag.
- Jenner, S., Groba, F., Indvik, J., 2013. Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries. *Energy Policy* 52(1), S. 385-401.
- Jobert, A., Laborgen, S., Mimler, S., 2007. Local Acceptance of wind energy: Factors of success identified in French and German case studies. *Energy Policy* 35(5), S. 2751-2760.
- John, R., 2007. *Die Privatisierungsdebatte um den Landeswald Schleswig-Holstein 2006. Arbeitsbericht 46-2007*. Freiburg im Breisgau: Institut für Forstökonomie.
- Kanning, H., Buhr, N., Steinkraus, K., 2009. Erneuerbare Energien – Räumliche Dimensionen, neue Akteurslandschaften und planerische (Mit)Gestaltung am Beispiel des Bioenergiepfades. *Raumforschung und Raumordnung* 67(2), S. 142-156.
- Karl, F., 2006. *Erneuerbare Energien als Gegenstand von Festlegungen in Raumordnungsplänen*. Hannover: Akademie für Raumforschung und Landesplanung.

Karpenstein, H., Rüppel, H., 2010. Windkraft - Wirtschaftskraft für die Kommunen. *Zeitschrift für neues Energierecht* 14(1), S. 24-32.

Keller, R., 2006. Wissenssoziologische Diskursanalyse. In: R. Keller, A. Hirsland, W. Schneider, W. Viehöver, Hrsg. *Handbuch Sozialwissenschaftliche Diskursanalyse. Band 1: Theorien und Methoden. 2., aktualisierte und erweiterte Auflage*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 115-146.

Keller, R., Hirsland, A., Schneider, W., Viehöver, W. Hrsg., 2008. Der Müll der Gesellschaft: Eine wissenssoziologische Diskursanalyse. In: *Handbuch Sozialwissenschaftliche Diskursanalyse. Band 2: Forschungspraxis. 3., aktualisierte und erweiterte Auflage*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 197-232.

Keller, S., 2010. Sources of difference: In answer to the article about diverging paths of German and US policies for renewable energies. *Energy Policy* 38(8), S. 4741-4742.

Kenix, L., 2008. *A comparative analysis of climate change in the alternative and mainstream press of New Zealand and the United States. Paper presented at the annual meeting of the International Communication Association, Montreal, Canada*. [Online] Verfügbar unter: http://citation.allacademic.com/meta/p231825_index.html [Zugriff am 11.11.2014].

Kern, K., Koenen, S., Löffelsend, T., 2003. *Die Umweltpolitik der rot-grünen Koalition: Strategien zwischen nationaler Pfadabhängigkeit und globaler Politikkonvergenz. WZB Discussion Paper SP IV 2003-103*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.econstor.eu/handle/10419/49596> [Zugriff am 01.04.2015].

Kersting, S., Stratmann, K., 2015. *Fracking-Gesetz vorerst gescheitert. Handelsblatt vom 30.06.2015*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/keine-einigung-fracking-gesetz-vorerst-gescheitert/11989778.html> [Zugriff am 13.01.2016].

Kitzing, L., Mitchell, C., Morthorst, S., 2012. Renewable energy policies in Europe: Converging or diverging? *Energy Policy* 51, S. 192-201.

Klagge, B., 2013. Governance-Prozesse für erneuerbare Energien: Akteure, Koordinations- und Steuerungsstrukturen. In: B. Klagge, C. Arbach, Hrsg. *Governance-Prozesse für erneuerbare Energien*. Hannover: Verlag der ARL, S. 7-16.

Klagge, B., Anz, J., 2014. Finanzialisierung der Windenergienutzung in Deutschland? Entwicklungen im Spannungsfeld von Finanzsektor und Energiepolitik. In: M. Heites, A. Nölke, Hrsg. *Politische Ökonomie der Finanzialisierung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien, S. 241-257.

- Klein, N., 2015. *Die Entscheidung: Kapitalismus vs. Klima*. Berlin: S. Fischer.
- Kleinwächter, K., 2012. *Die Anreizregulierung in der Elektrizitätswirtschaft Deutschlands. Horizonte 21, Band 4*. Potsdam: Universitätsverlag Potsdam..
- Klessmann, C., 2014. *Experience with renewable electricity (RES-E) support schemes in Europe. Current status and recent trends*. [Online] Verfügbar unter: http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/documents-and-links/ecofys-support_policies_2014_04.pdf [Zugriff am 19.06.2015].
- Klessmann, C., Held, A., Rathmann, M., Ragwitz, M., 2011. Status and perspectives of renewable energy policy and deployment in the European Union – What is needed to reach the 202 targets? *Energy Policy* 39(12), S. 7637-7657.
- Klessmann, C., Nabe, C., Burges, C., 2008. Pros and Cons of exposing renewables to electricity market risks - A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain and the UK. *Energy Policy* 36(10), S. 3646-3661.
- Klima-Allianz Deutschland, 2015. *Studie: Kohle weltweit auf dem Rückzug. Klima-Allianz fordert der Realität ins Auge zu sehen*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.die-klima-allianz.de/studie-kohle-weltweit-auf-dem-rueckzug-klima-allianz-fordert-der-realitaet-ins-auge-zu-sehen-2/> [Zugriff am 15.01.2016].
- klimaretter.info, 2013a. „*Strom erzeugen, wo er gebraucht wird.*“ Interview mit Harald Will. [Online] Verfügbar unter: <http://www.klimaretter.info/energie/hintergrund/12997-qstrom-erzeugen-wo-er-gebraucht-wirdq> [Zugriff am 13.06.2015].
- Klimaretter.info, 2013b. „*Wir brauchen die Klimawandelbremse.*“ Interview mit Matthias Willenbacher. [Online] Verfügbar unter: <http://www.klimaretter.info/politik/hintergrund/14004-qwir-brauchen-eine-klimawandelbremseq> [Zugriff am 04.02.2015].
- Klimaretter.info, 2014a. *Bundesregierung will Fracking erlauben*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.klimaretter.info/politik/nachricht/17635-bundesregierung-will-fracking-erlauben> [Zugriff am 04.12.2014].
- Klimaretter.info, 2014b. *Ökostrom auf Platz 1*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.klimaretter.info/energie/hintergrund/17329-oekostrom-bleibt-auf-platz-1> [Zugriff am 13.10.2014].
- Klimaretter.info, 2014c. *Ökostromer fürchten Graustrom*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.klimaretter.info/politik/hintergrund/15752-oekostromer-fuerchten-graustrom> [Zugriff am 02.06.2015].

- Klobasa, M., Ragwitz, M., Sensfuß, F., Rostankowski, A., Gerhardt, N., Holzhammer, U., Richts, C., Lehnert, W., 2013. *Nutzenwirkung der Marktprämie. Erste Ergebnisse im Rahmen des Projekts „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“* gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationforschung (Fraunhofer ISI).
- Knopf, J., Quitow, R., Hoffmann, E., Rotter, M., 2011. *Nachhaltigkeitsstrategien in Politik und Wirtschaft. Treiber für Innovation und Kooperation?* München: oekom.
- Kohler, S., Agricola, A.-C., Joest, S., Peters, S., Stolte, C., 2013: *Energieeffizienz als Säule der Energiewende*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/767/Energieeffizienz-als-Saule-der-Energiewende.aspx> [Zugriff am 12.08.2014].
- Körner, S., 2005. Instrumente der Energiepolitik. In: D. Reiche, Hrsg. *Grundlagen der Energiepolitik*. Frankfurt a.M.: Peter Lang, S. 219-232.
- Korte, K.-R., 2010. Strategie und Regierung: Politikmanagement unter den Bedingungen von Komplexität und Unsicherheit. In: J. Raschke, R. Tils, Hrsg. *Strategie in der Politikwissenschaft. Konturen eines neuen Forschungsfelds*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 211-231.
- Korte, K.-R., Fröhlich, M., 2004. *Politik und Regieren in Deutschland. Strukturen, Prozesse, Entscheidungen*. Paderborn: Ferdinand Schöningh.
- Kraeusel, J., Möst, D., 2012. Carbon Capture and Storage on its way to large-scale deployment: Social acceptance and willingness to pay in Germany. *Energy Policy* 49, S. 642-651.
- Kranz, J., Gallenkamp, J., Picot, A., 2010. Exploring the Role of Control – Smart Meter Acceptance of Residential Consumers. Proceedings of the Sixteenth Americas Conference on Information Systems, Lima, Peru, August 12-15, 2010. S. 1-9.
- Krasner, S., 1982. Structural Causes and Regime Consequences: Regimes as Intervening Variables. *International Organization* 36(2), S. 185-205.
- Krause, F., Bossel, H., Müller-Reißmann, K.-F., 1980. *Energie-Wende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran*. Frankfurt a.M.: S. Fischer.
- Krippendorf, K., 2013. *Content analysis: An introduction to its methodology*. 3. Auflage. Thousand Oaks: Sage.

- Krisp, A., 2007. *Der deutsche Strommarkt in Europa: Zwischen Wettbewerb und Klimaschutz*. [Online] Verfügbar unter: <http://geb.uni-giessen.de/geb/volltexte/2007/5036/pdf/KrispAnnika-2007-09-19.pdf> [Zugriff am 27.02.2015].
- Kronenberg, T., Martinsen, D., Pesch, T., Sander, M., Fischer, W., Hake, J.-F., Markewitz, S., Kuckshinrichs, W., 2011. *Energieszenarien für Deutschland und Europa: Stand der Literatur und methodische Auswertung*. STE Research Report. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Krüger, U. M., 2014. InfoMonitor 2013: Fernsehnachrichten bei ARD, ZDF, RTL und Sat.1. *Media Perspektiven 2*, S. 62-93.
- Kruse, S., 2012. *Energiewende von unten? Ergebnisse aus 200 qualitativen Interviews mit Endverbrauchern in Deutschland*. 12. Jahreskonferenz des Nachhaltigkeitsrates. Berlin, 25. Juni 2012. Berlin: Rat für Nachhaltigkeit.
- Krzikalla, N., Achner, S., Brühl, S., 2013. *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien*. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. [Online] Verfügbar unter: http://www.bee-ev.de/downloads/publikationen/studien/2013/130327_BET_Studie_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf [Zugriff am 14.02.2015].
- Kühn, M., Münch, U., 2013. *CO₂ Large-Scale Enhanced Gas Recovery in the Altmark Natural Gas Field – GEOTECHNOLOGIEN Science Report No. 19*. Berlin und Heidelberg: Springer Verlag.
- Kursawe, K., Danezis, G., Kohlweiss, M., 2011. Privacy-Friendly Aggregation for the Smart-Grid. In: Fischer-Hübner, S., Hopper, N., Hrsg. *Privacy Enhancing Technologies – 11th International Symposium, PETS 2011 Waterloo, ON, Canada, July 27-29, 2011 Proceedings*. Heidelberg: Springer, S. 175-191.
- Kvale, S., 1995. The social construction of validity. *Qualitative Inquiry 1*, S. 19-40.
- Laird, F. N., Stefes, C., 2009. The diverging paths of German and United States policies for renewable energy: Sources of difference. *Energy Policy 37(7)*, S. 2619-2629.
- Lampert, H., Bossert, A., 2011. *Die Wirtschafts- und Sozialordnung der Bundesrepublik Deutschland im Rahmen der Europäischen Union*. München: Olzog.
- Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern, 2015. *Gesamtkonzeption für eine integrierte Energie- und Klimaschutzpolitik der Landesregierung*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/energiekonzept128.pdf> [Zugriff am 13.11.2015].

Leibenath, M., Otto, A., 2012. Diskursive Konstituierung von Kulturlandschaft am Beispiel politischer Windenergiegedenke in Deutschland. *Raumforschung und Raumordnung* 70(2), S. 119-131.

Lempp, J., 2007. Ein evolutionstheoretisches Modell zur Analyse institutioneller Reformen. Fallanalyse: Die Reform des Auswärtigen Amtes. In: W.J. Patzelt, Hrsg. *Evolutorischer Institutionalismus. Theorie und exemplarische Studien zu Evolution, Institutionalität und Geschichtlichkeit*. Würzburg: Ergon, S. 599-640.

Lempp, J., Patzelt, W.J., 2007. Allgemeine Evolutionstheorie. Quellen und bisherige Anwendung. In: W.J. Patzelt, Hrsg. *Evolutorischer Institutionalismus. Theorie und exemplarische Studien zu Evolution, Institutionalität und Geschichtlichkeit*. Würzburg: Ergon., S. 97-120.

Leopoldina [Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina – Nationale Akademie der Wissenschaften], 2012. *Bioenergie: Möglichkeiten und Grenzen. Kurzfassung und Empfehlungen*. Halle (Saale): Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina – Nationale Akademie der Wissenschaften.

Leprich, U., 2015. *Stellungnahme im Rahmen der Öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages am 2. Juni 2014*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bundestag.de/blob/281846/78e0bf73219af83954614947ea4c781d/120_leprich-data.pdf [Zugriff am 06.08.2015].

Leprich, U., Hauser, E., Grashof, K., Grote, L., Luxemburger, M., Sabatier, M., Zipp, A., 2012. *Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Ein Projekt der BEE Plattform Systemtransformation*. Bochum: Ponte Press.

Lettenbauer, S., 2015. *Kampf gegen Stromtrassen. Warum Bayern die Energiepolitik blockiert*. *Deutschlandfunk* vom 11.06.2015. [Online] Verfügbar unter: http://www.deutschlandfunk.de/kampf-gegen-stromtrassen-warum-bayern-die-energiepolitik.724.de.html?dram:article_id=322312 [Zugriff am 03.02.2016].

Leuphana Universität Lüneburg; Nestle, U., 2014. *Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen. Studie im Auftrag des Bündnisses Bürgerenergie e.V. und des Bundes für Umwelt und Naturschutz Deutschland*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/140407_bund_klima_energie_buergerenergie_studie.pdf [Zugriff am 17.06.2015].

Lewin, A., Weigelt, C., Emery, J., 2004. Adaption and selection in strategy and change. In: M. Pool, A. Van den Veen, Hrsg. *Handbook of Organizational Changen and Innovation*. Oxford: Oxford University Press, S. 204-216.

LFL Bayern [Bayrische Landesanstalt für Landwirtschaft], 2011. *Energie aus Wildpflanzen*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.lfl.bayern.de/ipz/biogas/021424/> [Zugriff am 03.02.2016].

Lorenczik, S., 2012. *Im Spannungsfeld zwischen regionalen, nationalen und europäischen Wegen zur Integration erneuerbarer Energien. Beitrag auf dem Dialogforum „Dezentrale Energieversorgung – Schlüssel zur Energiewende?“ am 04.12.2012*. [Online] Verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2012/Vortraege_Dialogforum_Energieversorgung/III.2_Lorenczik_Dialogforum_dezentrale_Energieversorgung_-_Stefan_Lorenczik.pdf [Zugriff am 18.04.2016].

Löschel, A., Flues, F., Heindl, S., 2012. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Diskussion. *Wirtschaftsdienst* 92(8), S. 515-519.

Löschel, A., Flues, F., Pothen, F., Massier, S., 2013. Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss. *Wirtschaftsdienst* 11, S. 778-784.

Lowi, T., 1972. Four Systems of Policy, Politics and Choice, in: *Public Administration Review* 32(4), S. 298-310.

Lüdemann, V., 2011. Für eine besser Aufsicht im Stromhandel. *Orientierungen zur Wirtschafts- und Gesellschaftspolitik* 130, S. 43-48.

Ludewig, D., 2012. *Muss Energie billiger oder teurer werden? Sozial gerechte Energiewende, Klima-Allianz, November 2012*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.die-klima-allianz.de/wp-content/uploads/2012/11/Soziale-Energiewende.pdf> [Zugriff am 04.07.2015].

Ludwig, M., Thuß, S., Haberstroh, C., Hesse, U., 2013. *Flüssigwasserstoff als Energiespeicher für stationäre Anwendungen – Exergieeffizienz und politische Durchsetzbarkeit*. Hannover: DKV-Tagungsbericht.

Ludwigs, M., 2011. Die Bundesnetzagentur auf dem Weg zur Independent Agency. *Die Verwaltung* 44(1), S. 41-74.

Luhmann, H.-J., 2009. CO-Abscheidung und -Lagerung bei Kohlekraftwerken: kein Beitrag zur Lösung des Klimaproblems. *GAIA* 18(4), S. 294-299.

Luhmann, H., 2012. Vom Ende her gesehen: Der Wettbewerb der Erneuerbaren untereinander nach dem Ausstieg aus Kernkraft und fossilen Energien. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62(12), S. 31-33.

Lüthi, S., Prässler, T., 2011. Analyzing policy support instruments and regulatory risk factors for wind energy deployment – A developers' perspective. *Energy Policy* 39, S. 4876-4892.

Machiavelli, N., 2000 [1531]. *Discorsi. Staat und Politik*. Herausgegeben von Horst Günther. Frankfurt a.M.: Insel Taschenbuch.

Machiavelli, N., 2007 [1532]. *Il Principe - Der Fürst*. Übersetzt und herausgegeben von Philipp Rippel. Stuttgart: Reclam.

Mah, D., van der Vleuten, J. H., S.R., T. J., 2012a. Consumer perceptions of smart grid development: Results of a Hong Kong survey and policy implications. *Energy Policy* 49, S. 204-216.

Mah, D., van der Vleuten, J., Ip, J., Hills, S., 2012b. 2012b. Governing the transition of socio-technical systems: A case study of the development of smart grids in Korea. *Energy Policy* 45, S. 133-141.

Maier, M., Schmidt, J., 2014. *Erneuerbare Energien. Ein Gewinn für den Wirtschaftsstandort Deutschland*. *Renews Spezial Ausgabe* 72. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energie.

Maltz, M., 2011. *Null Euro Netzgebühr für große Stromverbraucher*. *Deutschlandfunk vom 23.12.2011*. [Online] Verfügbar unter: http://www.deutschlandfunk.de/null-euro-netzgebuehr-fuer-grosse-stromverbraucher.724.de.html?dram:article_id=100418 [Zugriff am 11.12.2014].

Mason, M., 2010. Sample Size and Saturation in PhD Studies Using Qualitative Interviews. *Forum Qualitative Sozialforschung / Forum: Qualitative Social Research*, 11(3), Art. 8. [Online] verfügbar unter: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0114-fqs100387> [Zugriff am 19.10.2015].

Matthes, F.C., 2014. *Erneuerbare Energien Gesetz 2014. Eine Zwischenreform auf dem Weg zu einem nachhaltigen Strommarktdesign der Energiewende*. *Stellungnahme zu den Anhörungen des Ausschusses für Wirtschaft und Energie des 18. Deutschen Bundestages am 2. und 4. Juni 2014*. Berlin: Deutscher Bundestag. Abschlussdrucksache 18(9) 129.

- Matthes, F.C., Schlemmermeier, B., Diermann, C., Hermann, H., von Hammerstein, C., 2013. Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. In: Agora Energiewende, Hrsg. *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: Agora Energiewende, S. 51-64.
- Matthes, J., 2011. Framing Politics: An Integrative Approach. *American Behavioural Scientist* 56(3), S. 247-259.
- Matthes, S., Dürand, D., Ginsburg, H.J., Hennersdorf, A., Reuter, B., Wildhagen, A., Willershausen, F., 2012. *Gas ist das neue Öl*. *Wirtschaftswoche vom 07.08.2012*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.wiwo.de/technologie/umwelt/energie-gas-ist-das-neue-oe/6957116-all.html> Zugriff am [13.01.2016].
- Matus, K.J.M., Clark, W.C., Anastas, S.T., Zimmerman, J.B., 2012. Barriers to the Implementation of Green Chemistry in the United States. *Environmental Science and Technology* 46, S. 10892-10899.
- Maubach, K., 2013. *Energiewende*. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Maurer, M., Reimann, C., 2013. *Medieninhalte. Eine Einführung*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Mautz, R., 2012a. Atomausstieg und was dann? Probleme staatlicher Steuerung der Energiewende. *dms – der moderne staat. Zeitschrift für Public Policy, Recht und Management*, 5(1), S. 149-168.
- Mautz, R., 2012b. Sozioökonomische Dynamik der Energiewende. In: Forschungsverbund Sozioökonomische Berichterstattungen, Hrsg. *Berichterstattungen zur sozioökonomischen Entwicklung in Deutschland. Teilhabe im Umbruch. Zweiter Bericht*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 223-241.
- Mautz, R., Byzio, A., 2004. Der Einstieg in die Offshore-Windkraftnutzung als Prüfstein der Energiewende – Konfliktthemen und Konfliktdynamiken. *SOFI-Mitteilungen* 32, S. 111-127.
- Mautz, R., Byzio, A., Rosenbaum, W., 2008. *Auf dem Weg zur Energiewende. Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland*. Göttingen: Universitätsverlag Göttingen.
- Mautz, R., Rosenbaum, W., 2012. Der deutsche Stromsektor im Spannungsfeld energiewirtschaftlicher Umbaumodelle. *WSI Mitteilungen* 2, S. 85-93.

- May, G., Mruck, K., 2011. Grounden-Theory-Methodologie: Entwicklung, Stand, Perspektiven. In: Dies., Hrsg. *Grounded Theory Reader. 2., aktualisierte und erweiterte Auflage*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 11-50.
- Mayntz, R., 2004. Governance im modernen Staat. In: A. Benz, Hrsg. *Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen*. Wiesbaden: Springer VS, S. 65-76.
- Mayntz, R., Schneider, V., 1995. Die Entwicklung technischer Infrastruktursysteme zwischen Steuerung und Selbstorganisation. In: *Gesellschaftliche Selbstregulierung und politische Steuerung*. Frankfurt: Campus, S. 73-100.
- Mayring, S., 2002. *Einführung in die qualitative Sozialforschung: eine Anleitung zu qualitativem Denken*. Weinheim: Beltz.
- McDaniel, S., McLaughlin, S., 2009. Security and Privacy Challenges in the Smart Grid. *IEEE Security and Privacy* 7, S. 75-77.
- McGlade, C., Ekins, S., 2015. The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C. *Nature* 517, S. 187-190.
- McJeon, H., Edmonds, J., Bauer, N., Clarke, L., Fisher, B., Flannery B.P., Hilaire, J., Krey, V., Marangoni, G., Mi, R., Riahi K., Rogner, H., Tavoni, M., 2014. Limited impact on decadal-scale climate change from increased use of natural gas. *Nature* 514, S. 482-500.
- Mennel, T., 2012. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz – Erfolgsgeschichte oder Kostenfalle? *Wirtschaftsdienst* 92(13), S. 17-22.
- Meréchal, K., 2010. Not irrational but habitual: The importance of “behavioral lock-in” in energy consumption. *Ecological Economics* 69, S. 1104-1114.
- Merkel, A., 2011. *Der Weg zur Energie der Zukunft. Regierungserklärung*. Berlin: Deutscher Bundestag. Plenarprotokoll 17/114.
- Mez, L., Schneider, S., Reiche, D., Tempel, S., Klinski, S., Schmitz, E., 2007. *Zukünftiger Ausbau erneuerbarer Energieträger unter besonderer Berücksichtigung der Bundesländer. Endbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*. Berlin: Forschungsstelle für Umweltpolitik, Freie Universität Berlin.

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein., 2014. *Schleswig-Holstein, Hessen und Baden-Württemberg wollen Fracking-Verbot im Bundesbergrecht – Bundesratsinitiative auf den Weg gebracht*. [Online] Verfügbar unter: http://www.schleswig-holstein.de/MELUR/DE/Service/Presse/PI/2014/0714/MELUR_140701_Bergrecht_Bundesrat.html [Zugriff am 04.12.2014].

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein., 2013. *Kabinett beschließt in zweiter Befassung CCS-Gesetzentwurf: Unterirdische Einlagerung von CO₂ wird landesweit ausgeschlossen*. [Online] Verfügbar unter: http://www.schleswig-holstein.de/MELUR/DE/Service/Presse/PI/2013/0813/MELUR_130806_CCS_Gesetzentwurf.htmlhttp://www.schleswig-holstein.de/MELUR/DE/Service/Presse/PI/2013/0813/MELUR_130806_CCS_Gesetzentwurf.html [Zugriff am 02.01.2015].

Mitchell, C., Bauknecht, D., Connor, S., 2006. Effectiveness through risk reduction: a comparison of renewable energy obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. *Energy Policy* 34(3), S. 297-305.

Molina-Markham, A., Danezis, G. F. K., Shenoy, S., Irwin, D., 2012. Designing Privacy-Preserving Smart Meters with Low-Cost Microcontrollers. In: A. Keromytis, Hrsg. *Financial Cryptography and Data Security*. Berlin: Springer, S. 239-253..

Möst, D., Müller, T., Schubert, D., 2013. Zukünftige Herausforderungender Energieversorgung aus energiewirtschaftlicher Perspektive. In: H. Bruns, Hrsg. *Energie. Technologien und Energiewirtschaft. Vorträge auf der DPG-Frühlingstagung in Dresden 2013*. Bad Honnef: Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, S. 118-132.

Muench, S., Thuss, S., Guenther, E., 2014. What hampers energy system transformation? The case of smart grids. *Energy Policy* 73, S. 80-92.

Müller, B., Möller, C., Gaudchau, E., 2014. Ausbaupfade der Energiewende – Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien. *UmweltWirtschaftsForum* 22(1), S. 29-35.

Müller, H., 2011. Energiewende. Eine Operation am offenen Herzen. *Streitfragen! Die Energie- und Wasserwirtschaft im Dialog. Das Magazin* 1., S. 4-13.

Müller-Kraener, S., Langsdorf, S., 2012. *Eine Europäische Union für Erneuerbare Energien – Politische Weichenstellungen für bessere Stromnetze und Fördersysteme*. Brüssel: Heinrich Böll Stiftung.

Müsgens, F., Peek, M., 2011. Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der Ökonomischen Theorie. *Zeitschrift für Neues Energierecht* 6, S. 576-583.

NABU [Naturschutzbund Deutschland e.V.], 2014a. *Kein Fracking in Deutschland zulassen. Gutachten werfen mehr Fragen auf als sie beantworten.* [Online] Verfügbar unter: <https://shop.nabu.de/presse/pressemitteilungen/www.noaa.gov/stories2011/www.NABU.de/aktionenundprojekte/russfreifuersklima/www.international.nabu.de/artenlexikon/tiger/www.europarl.europa.eu/sides/index.php?popup=true&show=11771&db=presseservice> [Zugriff am 04.12.2014].

NABU [Naturschutzbund Deutschland], 2014b. *Zweifelhafte Offshorewindparks. Gutachten offenbart massive Mängel bei der Genehmigungspraxis.* [Online] Verfügbar unter: <https://www.nabu.de/natur-und-landschaft/meere/offshore-windparks/16540.html> [Zugriff am 27.08.2015].

NDR, 2015a. *Offshore-Windparks: Technik, Chancen, Risiken.* [Online] Verfügbar unter: https://www.ndr.de/nachrichten/dossiers/windkraft/Offshore-Windparks-Technik-Chancen-Risiken_offshore4.html [Zugriff am 27.05.2015].

NDR, 2015b. *Steht das Fracking-Gesetz vor dem Aus?* [Online] Verfügbar unter: http://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/Steht-Fracking-Gesetz-vor-dem-Aus_fracking658.html [Zugriff am 13.01.2015].

Neele, F., Mikunda, T., Seebregts, A., Santen, S., van der Burgt, A., Stiff, S., Hustad, C., 2013. A Roadmap Towards a European CO₂ Transport Infrastructure. *Energy Procedia* 37, S. 7774-7782.

Nelson, R., 1994. The Co-evolution of Technology, Industrial Structure, and Supporting Institutions. *Industrial and Corporate Change* 3(1), S. 47-63.

Nelson, R., Winter, S., 1982. *An Evolutionary Theory of Economic Change.* Cambridge (MA): Belknap Press.

Netzentwicklungsplan Strom, 2014. *Offshore-Netzentwicklungsplan 2014, zweiter Entwurf, Stand: November 2014.* [Online] Verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_file_transfer/ONEP_2014_2_Entwurf_Uebersichtskarten.pdf [Zugriff am 27.05.2015].

Neuhoff, K., Kunz, F., Rüster, S., Schwenen, S., 2014. Koordinierte Strategische Reserve kann Stromversorgungssicherheit in Europa erhöhen. *DIW Wochenbericht Nr. 30/2014*, S. 724-734.

- Newbold, C., Boyd-Barrett, O., van den Bulck, H., 2002. *The Media Book*. London: Arnold.
- Nicolosi, M., 2012. *Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Zwischenbericht*. Berlin: ECOFYS Germany.
- Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz, 2012. *Das Energiekonzept des Landes Niedersachsen*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/20120131-das-energiekonzept-des-landes-nieders.pdf> [Zugriff am 24.02.2015].
- North, D., 1990. *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*. Cambridge u.a.: Cambridge University Press.
- NOW [Nationales Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie], 2013. *Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien – Tragende Säulen des EEG 2.0. Weiterentwicklung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP)*. [Online] Verfügbar unter: [http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE Publikationen NEU 2013/Publikationen NIP/Wasserstoff-_und Brennstoffzellentechnologien - Tragende Saeulen der Energiewende 2_0.pdf](http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Publikationen_NEU_2013/Publikationen_NIP/Wasserstoff-_und_Brennstoffzellentechnologien_-_Tragende_Saeulen_der_Energiewende_2_0.pdf) [Zugriff am 30.04.2015].
- Nullmeier, F., 2006. Politikwissenschaft auf dem Weg zu Diskursanalyse. In: R. Keller, A. Hirsland, W. Schneider, W. Viehöver, Hrsg. *Handbuch Sozialwissenschaftliche Diskursanalyse. Band 1: Theorien und Methoden. 2., aktualisierte und erweiterte Auflage*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 263-286.
- Nuscheler, F., 2003. Der Nationalstaat – kein Auslaufmodell, ein Interdependenzmanager. In: G. Altner, H. Leitschuh-Fecht, Michelsen, G., Simonis, U.E., E.U. von Weizsäcker, Hrsg. *Jahrbuch Ökologie 2004*. München: C.H. Beck, S. S. 45-53.
- Ohl, C., Eichhorn, M., 2010. The mismatch between regional spatial planning for wind power development in Germany and national eligibility criteria for feed-in tariffs – A case study in West Saxony. *Land Use Policy* 27(2), S. 243-254.
- Ohlhorst, D., Schön, S., 2010. Windenergienutzung in Deutschland im dynamischen Wandel von Konfliktkonstellationen und Konflikttypen. In: T. Saretzki, T. Feindt, Hrsg. *Umwelt- und Technikkonflikte*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 198-218.
- Ohlhorst, D., Tews, K., Schreurs, M., 2013. Energiewende als Herausforderung der Koordination im Mehrebenensystem. *Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis* 22(2), S. 48-55.

Öko-Institut, 2014a. *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Langfassung). Studie im Auftrag von Agora-Energiewende*. Berlin: Öko-Institut.

Öko-Institut, 2014b. *Stromnetz für die Energiewende? Szenarienvorschläge des Netzentwicklungsplans 2015 verfehlen Ziele zur Minderung der CO₂-Emissionen*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.flickr.com/photos/oekoinstitut/14486111762/in/photostream/> [Zugriff am 26.08.2015].

Ostrom, E., 1999. *Die Verfassung der Allmende. Jenseits von Markt und Staat*. Tübingen: Mohr Siebeck.

Papadopoulos, A., Karteris, M., 2009. An assessment of the Greek incentives scheme for photovoltaics. *Energy Policy* 37, S. 1945-1952.

Parsons, W., 2003. *Public policy. An introduction to the theory and practice of policy analysis*. Cheltenham : Edward Elgar.

Patashnik, E., 2003. After the Public Interest Prevails: The Political Sustainability of Policy Reform, *Governance* 16(2), S. 203–234.

Patzelt, W.J., 2003. *Einführung in die Politikwissenschaft. Grundriß des Faches und studiumbegleitende Orientierung*. Passau: wissenschaftsverlag richard rothe.

Patzelt, W.J., 2007a. Evolutionsforschung und Politikwissenschaft. Eine Bestandsaufnahme. In: Ders., Hrsg. *Evolutorischer Institutionalismus. Theorie und exemplarische Studien zu Evolution, Institutionalität und Geschichtlichkeit*. Würzburg: Ergon, S. 59-96.

Patzelt, W.J., Hrsg., 2007b. *Evolutorischer Institutionalismus. Theorie und empirische Studien zu Evolution, Institutionalität und Geschichtlichkeit*. Würzburg: Ergon.

Patzelt, W.J., 2007c. Institutionalität und Geschichtlichkeit in evolutionstheoretischer Perspektive. In: *Evolutorischer Institutionalismus. Theorie und exemplarische Studien zu Evolution, Institutionalität und Geschichtlichkeit*. Würzburg: Ergon-Verlag, S. 287-374.

Patzelt, W.J., 2007d. Kulturwissenschaftliche Evolutionstheorie und Evolutorischer Institutionalismus. In: Ders., Hrsg. *Evolutorischer Institutionalismus. Theorie und exemplarische Studien zu Evolution, Institutionalität und Geschichtlichkeit*. Würzburg: Ergon Verlag, S. 121-182.

Patzelt, W.J., 2011. „Blueprints“ and Institution-Building. *Journal of East European and Asian Studies* 2(1), S. 17-40.

Perras, S., 2015. *Electricity transmission line planning: Success factors for transmission system operators to reduce public opposition.* [Online] Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-gucosa-161770> [Zugriff am 27.01.2016].

Petrick, S., Wagner, U., 2014. *The Impact of Carbon Trading on Industry: Evidence from German Manufacturing Firms.* Kiel Institute for the World Economy. Working Paper No. 1912. [Online] Verfügbar unter: <https://www.ifw-members.ifw-kiel.de/publications/the-impact-of-carbon-trading-on-industry-evidence-from-german-manufacturing-firms/KWP%201912.pdf> [Zugriff am 27.08.2015].

Pettigrew, A., 1990. Longitudinal field research on change: Theory and practice. *Organization Science* 1, S. 267-292.

Pierson, S., 2000. Increasing Returns, Path Dependency, and the Study of Politics. *American Political Science Review* 94(2), S. 251-267.

Pietzner, K., Schumann, D., 2012. *Akzeptanzforschung zu CCS in Deutschland: Aktuelle Ergebnisse, Praxisrelevanz, Perspektiven.* Münchn: oekom Verlag.

Pinse, J., Kolk, A., 2009. *International Business and Global Climate Change.* New York: Routledge.

Pittel, K., 2012. Von Zielen und Instrumenten der Energiewende. *ifo Schnelldienst* 06/2012, S. 16-21.

Podrygala, I., 2008. *Erneuerbare Energien im polnischen Stromsektor. Analyse zur Entstehung und Ausgestaltung der Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.* Stuttgart: ibidem.

Pollak, J., Schubert, S., Slominski, S., 2010. *Die Energiepolitik der EU.* Wien: facultas, WUV.

Pollitt, M., 2008. The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks. *Energy Policy* 36, S. 704-713.

Portman, M.E., Duff, J.A., Köppel, J., Reisert, J., Higgins, M.E., 2009. Offshore wind energy development in the exclusive economic zone: Legal and policy supports and impediments in Germany and the US. *Energy Policy* 37, S. 3596-3607.

Post, J., Altma, B., 1994. Managing the environmental change process: barriers and opportunities. *Journal of Organizational Change Management* 7, S. 64-81.

Preuss, S., 2013. *Bosch steigt aus Solargeschäft aus*. *Frankfurter Allgemeine Zeitung* vom 22.03.2013. [Online] Verfügbar unter: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/unternehmen/verlustgeschaeft-bosch-steigt-aus-solargeschaeft-aus-12124446.html> [Zugriff am 28.08.2015].

Prince, G., 2003. *Dictionary of Narratology*. Lincoln: University of Nebraska Press.

Prognos; EWI; GWS [Prognos AG; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung], 2014. *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. Basel/Köln/Osnabrück: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung.

Prognos, Fichtner, 2013. *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. Kurzfassung*. [Online] Verfügbar unter: http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/130822_Prognos_Fichtner_Studie_Offshore-Wind_Kurz_de.pdf [Zugriff am 27.05.2015].

r2b energy consulting, 2014. *Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM, Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*. Köln: r2b energy consulting.

Ragwitz, M., Held, A., Resch G., Faber, T., Huber, C., Haas, R., 2006. *Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten*. Karlsruhe: Fraunhofer Institut für System- and Innovationsforschung.

RAP [The Regulatory Assistance Project], 2014. *Netzentgelte in Deutschland. Herausforderungen und Handlungsoptionen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende*. Berlin: Agora Energiewende.

RegTP [Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post], 2003. *Jahresbericht 2002 Marktbeobachtungsdaten der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2002/Jahresbericht2002Id204pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Zugriff am 28.08.2015].

Reiche, D., 2002. *Handbook of Renewable Energies in the European Union. Case Studies of all Member States*. Frankfurt a.M.: Peter Lang.

- Reiche, D., 2004. *Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien in Deutschland. Möglichkeiten und Grenzen einer Vorreiterpolitik. Mit einem Vorwort von Jürgen Trittin.* Frankfurt a.M.: Peter Lang.
- Reiche, D., 2005a. Governance und Energiepolitik. In: Ders., Hrsg. *Grundlagen der Energiepolitik.* Frankfurt a.M.: Peter Lang, S. 233-249.
- Reiche, D., 2005b. *Zur zentralen Bedeutung des Nationaastaates im Mehrebenensystem. Ein Beitrag zur gegenwärtigen Governance-Diskussion. FFU-report 04-2005.* Berlin: Forschungsstelle für Umweltpolitik.
- Reinicke, W., 1998. *Global public policy. Governing without government?* Washington, D.C.: Brookings Inst. Press.
- Reja, U., Manfreda, K., Hlebec, V., Vehovar, V., 2003. Open-ended versus close-ended questions in web questionnaires. In: Ferligoj, A., Vehovar, V., Hrsg. *Developments in applied statistics.* Ljubljana: University of Ljubljana, S. 159-177.
- Ressing, W., 2013. „Energiewende wird scheitern“. *Wirtschaftswoche 38/2013*, S. 34-35.
- Rest, J., 2011. *Grüner Kapitalismus?* Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Reuster, L., Küchler, S., 2013. *Die Kosten der Energiewende. Wie belastbar ist Altmaiers Billion? Kurzanalyse im Auftrag von Greenpeace Energy eG und dem Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.* Hamburg: Greenpeace Energy.
- Reuster, L., Reutter, F., 2015. *Aktueller Stand ausgewählter Energiewendeziele. Neue Daten zum Energieverbrauch 2014 und 2015. Kurzanalyse im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen.* Berlin: Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft.
- Richter, E., 2005. Nachhaltigkeit – zeitgemäße Dimensionen eines politischen Begriffs. *Leviathan 33(2)*, S. 257-272.
- Riedl, R., 1975. *Die Ordnung des Lebendigen. Systembedingungen der Evolution.* Hamburg/Berlin: Parey.
- Risse, T., Lehmkuhl, U., 2006. *Governance in Räumen begrenzter Staatlichkeit: Neue Formen des Regierens? SFB-Governance Working Paper Series Nr. 1.* Berlin: Sonderforschungsbereich 700 „Governance in Räumen begrenzter Staatlichkeit“.

- Roloff, N., 2012. *Die Wirkung staatlicher Fördermaßnahmen auf die Innovationsdynamik im Bereich der erneuerbaren Energien. Eine Analyse der deutschen PV-Branche auf Basis eines agentenbasierten Simulationsmodells.* [Online] Verfügbar unter: http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2013/7757/pdf/Dissertation_Roloff_PV_Agentenmodell.pdf [Zugriff am 28.03.2015].
- Römer, B., Reichhart, S., Kranz, J., Picot, A., 2012. The role of smart metering and decentralized electricity storage for smart grids: The importance of positive externalities. *Energy Policy* 50, S. 486-495.
- Rosenbaum, W., Mautz, R., 2011. Energie und Gesellschaft: Die soziale Dynamik der fossilen und der erneuerbaren Energien. In: *Handbuch Umweltsoziologie*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 399-420.
- Rosenbaum, W., Mautz, R., Byzio, A., 2005. *Die soziale Dynamik der regenerativen Energien – am Beispiel der Fotovoltaik, der Biogasverstromung und der Windenergie*. Göttingen: Soziologisches Forschungsinstitut Göttingen.
- Rosenkranz, G., 2012. Das sabotierte Jahrhundertprojekt. Wie die Bundesregierung die Energiewende hintertreibt. *Blätter für deutsche und internationale Politik* 11, S. 101-110.
- Rousseau, J.-J., 2003 [1762]. *Vom Gesellschaftsvertrag oder Grundzüge des Staatsrechts*. Neu übersetzt und herausgegeben von Hans Brockard. Stuttgart: Reclam.
- Rüdiger, W., 2007. Phasing out nuclear energy in Germany. *German Politics* 9(3), S. 43-80.
- Rudolf, M., Müller, J., 2012. *Multivariate Verfahren. 2., überarbeitete und erweiterte Auflage*. Göttingen u.a.: Hogrefe.
- Ruhbaum, C., 2011. *Eine Netz AG für Deutschland? Die Debatte um die Neuordnung der Stromübertragungsnetze. FFU Report 3/2011*. Berlin: Forschungszentrum für Umweltpolitik.
- RWE, 2014. Strom zu verschenken – und noch Geld dazu. *Netzwerk Kommunal. Schwerpunkt: Der Strommarkt, Sonderausgabe 2014*, S. 11.
- Sabatier, S., 1988. An advocacy coalition framework of policy change and the role of policy-oriented learning therein. *Policy Sciences* 21, S. 129-168.
- Sabatier, S., 1993. Advocacy-Koalitionen, Policy-Wandel und Policy-Lernen: Eine Alternative zur Phasenheuristik. In: A. Héritier, Hrsg. *Policy-Analyse. Kritik und Neuorientierung*. Wiesbaden: Westdeutscher Verlag, S. 117-148.

Sabatier, S., Jenkins-Smith, H., 1993. *Policy Change and Learning: An Advocacy Coalition Approach*. Boulder: Westview Press.

Sächsisches Staatsministerium des Innern, 2015. *Regionalpläne*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.landesentwicklung.sachsen.de/2386.htm> [Zugriff am 27.08.2015].

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, 2011. *Verantwortung in Europa wahrnehmen. Jahresgutachten 2011/12*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

Saint, M., Flavell, R. J., Fox, S. F., 2009. *Nimby wars: the politics of land use*. Hingham: Saint University Press.

Sandelowski, M., 1995. Sample Size in qualitative research. *Research in Nursing and Health* 18(2), S. 179-183.

Santorius, T., Braun, M., 2008. *Climate politics in the multi-level governance system: emissions trading and institutional changes in environmental policy-making*. Wuppertal Papers Nr. 127. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.

Schabbach, T., Wesselak, V., 2012. *Energie. Die Zukunft wird erneuerbar*. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg.

Scharpf, F., 1997. *Games Real Actors Play. Actor-Centered Institutionalism in Policy Research*. Boulder: Westview Press.

Scharpf, F., 1999. *Föderale Politikverflechtung: Was muß man ertragen – was kann man ändern? MPIfG Working Paper 99/3*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.mpifg.de/pu/workpap/wp99-3/wp99-3.html> [Zugriff am 21.01.2016].

Scheer, H., 2010. *Der energetische Imperativ. Wie der vollständige Wechsel zu erneuerbaren Energien zu realisieren ist*. München: Kunstmann.

Scheufele, B., 2003. *Frames-Framing-Framing-Effekte*. Wiesbaden: Westdeutscher Verlag.

Schill, W.-P., Diekmann, J., 2014. *DIW Roundup. Die Kontroverse um Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt*. [Online] Verfügbar unter: http://www.diw.de/de/diw_01.c.434277.de/presse/diw_roundup/die_kontroverse_um_kapazitaetsmechanismen_fuer_den_deutschen_strommarkt.html [Zugriff am 22.05.2016].

Schimmel, R., Muntslag, D., 2009. Learning barriers: a framework for the examination of structural impediments to organizational change. *The International Journal of Human Resource Management* 48, S. 399-416.

- Schirrmeister, M., 2014. Controversial Futures – discourse analysis on utilizing the „fracking“ technology in Germany. *European Journal of Futures Research* 2(38). Online Verfügbar: DOI 10.1007/s40309-014-0039-4.
- Schmädeke, S. C., 2012. *Politische Regimewechsel. Grundlagen der Transitionsforschung*. Tübingen und Basel: A. Francke.
- Schmalensee, R., 2012. Evaluating Policies to Increase Electricity Generation from Renewable Energy. *Review of Environmental Economics and Policy* 6, S. 45-64.
- Schmid, E., Knopf, B., Pechan, A., 2015. *Who puts the German Energiewende into action? Characterizing arenas of change and implications for electricity infrastructure*. [Online] Verfügbar unter:
https://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2015/uploads/fullpaper/P_119_Schmid_Eva_30-Jan-2015_21:57.pdf [Zugriff am 05.03.2015].
- Schmid, S., Zimmer, R., 2012. *Akzeptanz von Windkraftanlagen in Baden-Württemberg. UfU-Paper 2/12*. Berlin: Unabhängiges Institut für Umweltfragen e.V.
- Schmidt, A., Thuß, S., Donsbach, W., 2013. Ein Volt für alle Fälle? Strategischer Einsatz von Frames zur Legitimation unterschiedlicher Stromausbau-Szenarien. *Zeitschrift für Politikberatung* 3-4, S. 136-147.
- Schmidt, C., 2005. Von der RegTP zur Bundesnetzagentur: Der organisationsrechtliche Rahmen der neuen Regulierung. *Die Öffentliche Verwaltung* 58(24), S. 1025-1032.
- Schmidt, C., 2006. Neustrukturierung der Bundesnetzagentur – Verfassungs- und Verwaltungsrechtliche Probleme. *Neue Zeitung für Verwaltungsrecht* 8, S. 907-909.
- Schmidt, M., Ostheim, T., Siegel, N.A., Zohnhöfer, R, Hrsg., 2007. *Der Wohlfahrtsstaat. Eine Einführung in den historischen und internationalen Vergleich*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften. +
- Schneider, V., 2003. Akteurskonstellationen und Netzwerke in der Politikentwicklung. In: K. Schubert, N. Bandelow, Hrsg. *Lehrbuch der Politikfeldanalyse*. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, S. 107-146.
- Schneider, V., Janning, F., 2006. *Politikfeldanalyse. Akteure, Diskurs und Netzwerke in der öffentlichen Politik*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

Schnelle, K., Voigt, M., 2012. *Energiewende und Bürgerbeteiligung: Öffentliche Akzeptanz von Infrastrukturprojekten am Beispiel der „Thüringer Strombrücke“*. Studie erstellt im Auftrag von Germanwatch e.V., DAKT e.V., Heinrich-Böll-Stiftung Thüringen. [Online] Verfügbar unter: <https://germanwatch.org/fr/download/4135.pdf> [Zugriff am 20.02.2015].

Schrader, C., 2013. *Kritik an der Fracking-Kritik*. *Süddeutsche Zeitung* vom 02.08.2013. [Online] Verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/wissen/erdgasfoerderung-kritik-an-der-fracking-kritik-1.1737485> [Zugriff am 04.12.2014].

Schroeder, A., Oei, S.-Y., Sander, A., Hankel, L., Laurisch, L.C., 2013. The integration of renewable energies into the German transmission grid – A scenario comparison. *Energy Policy* 61, S. 140-150.

Schubert, D., 2015. *Bewertung von Szenarien für Energiesysteme: Potenziale, Grenzen und Akzeptanz*. s.l.: s.n. [im Erscheinen].

Schubert, D.K.J., Meyer, T., von Selasinsky, A., Schmidt, A., Thuß, S., Erdmann, N., Erndt, M., 2013. *Der Stromausfall in München – Einfluss auf Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit und auf die Akzeptanz Erneuerbarer Energien*. *Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft 2*. [Online] Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-117777> [Zugriff am 05.08.2015].

Schubert, D., Möst, D., 2014. Desertec und seine Bedeutung für die deutsche Energiewende. *BWK - Das Energie-Fachmagazin* 66 (1/2), S. 54-57.

Schubert, D., Thuß, S., Möst, D., 2015. Does political and social feasibility matter in energy scenarios? *Energy Research and Social Science* 7, S. 43-54.

Schubert, K., 1991. *Politikfeldanalyse. Eine Einführung*. Opladen: Leske und Budrich.

Schubert, K., Bandelow, N., 2008. *Lehrbuch der Politikfeldanalyse. 2. vollständig überarbeitete Auflage*. München: Oldenbourg.

Schwab-Trapp, M., 2008. Methodische Aspekte der Diskursanalyse. Probleme der Analyse diskursiver Auseinandersetzungen am Beispiel der deutschen Diskussion über den Kosovokrieg. In: R. Keller, A. Hirsland, W. Schneider, W. Viehöver, Hrsg. *Handbuch Sozialwissenschaftliche Diskursanalyse. Band 2: Forschungspraxis. 3., aktualisierte und erweiterte Auflage*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 171-198.

Sebold, C., 2015. *Juristen nennen Abstandsregel unverhältnismäßig*. *Süddeutsche Zeitung* vom 04.03.2015. [Online] Verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/bayern/h-gesetz-fuer-windkrafttraeder-juristen-nennen-abstandsregel-unverhaeltnismaessig-1.2377097> [Zugriff am 27.08.2015].

Seidler, C., 2014. *Klimaschutztechnik: Vattenfall gibt CCS-Forschung weitgehend auf*. *Spiegel Online* vom 07.05.2014. [Online] Verfügbar unter: <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/rueckzug-vattenfall-gibt-forschung-zu-ccs-weitgehend-auf-a-968042.html> [Zugriff am 02.01.2015].

SGD, BGR [Staatliche Geologische Dienste der Bundesrepublik Deutschland, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe], 2013. *Stellungnahme zu den geowissenschaftlichen Aussagen des UBA-Gutachtens, der Studie NRW und der Risikostudie des ExxonMobil InfoDialogprozesses zum Thema Fracking*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/SGD-Stellungnahme-Fracking-Studien.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Zugriff am 04.12.2014].

Sladek, U., 2009. Social Entrepreneurs im Portrait. Die Demokratisierung der Energieversorgung. *Ökologisches Wirtschaften* 2, S. 18.

Sohre, A., 2014. *Strategien in der Energie- und Klimapolitik. Bedingungen strategischer Steuerung der Energiewende in Deutschland und Großbritannien*. Wiesbaden: Springer V.S.

Sonnett, J., 2009. Climates of risk: A field analysis of global climate change in US media discourse, 1997-2004. *Public Understanding of Science* 19(6), S. 698-716.

SPD-Fraktion Thüringer Landtag, 2014. *Sprecherkonferenz für Umwelt und Energie der SPD-Fraktion(en) des Bundestages, des Abgeordnetenhauses, der Bürgerschaften und der Landtage*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.spd-thl.de/Presse/Pressemitteilungen/Sprecherkonferenz-fuer-Umwelt-und-Energie-der-SPD-Fraktion-en-des-Bundestages.html> [Zugriff am 27.08.2015].

SPD Hessen, 2013. *Auf den Wechsel fertig los. Ordentlicher Landesparteitag 9. März 2013 Hanau. Beschlüsse*. [Online] Verfügbar unter: http://www.spd-hessen.de/db/docs/doc_45122_201365135422.pdf [Zugriff am 24.06.2015].

Spiegel Online, 2013. *Umstrittene Gasförderung: Koalition kippt geplanten Fracking-Vorstoß*. *Spiegel Online* vom 04.06.2013. [Online] Verfügbar unter: <http://www.spiegel.de/politik/deutschland/fracking-gesetzentwurf-der-regierung-gescheitert-a-903767.html#> [Zugriff am 04.12.2014].

Spiegel Online, 2015a. *Streit um Stromtrassen: Gabriel wirft Bouffier Torpedierung der Energiewende vor.* SpiegelOnline vom 14.02.2015. [Online] Verfügbar unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/sigmar-gabriel-ruegt-volker-bouffier-im-streit-um-stromtrassen-a-1018362.html> [Zugriff am 26.08.2015].

Spiegel Online, 2015b. *Verluste: Betreiber beschließen Aus für Gaskraftwerk Irsching.* SpiegelONLINE vom 30.03.2015. [Online] Verfügbar unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/irsching-betreiber-wollen-gaskraftwerk-stillegen-a-1026267.html> [Zugriff am 04.05.2016].

Spindler, E., 2011. *Geschichte der Nachhaltigkeit. Vom Werden und Wirken eines beliebten Begriffs.* [Online] Verfügbar unter: <https://www.nachhaltigkeit.info/media/1326279587phpeJPyvC.pdf> [Zugriff am 18.07.2015].

Springmann, J.-P., 2005. *Förderung erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung.* Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag.

Spruyt, H., 1994. *The Sovereign State and its Competitors. An Analysis of Systems Change.* Princeton: Princeton University Press.

SRGE [Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung], 2011. *Verantwortung für Europa wahrnehmen. Jahresgutachten 2011/12.* Wiesbaden: Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.

SRGE [Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftliche Entwicklung], 2012. *Stabile Architektur für Europa – Handlungsbedarf im Inland. Jahresgutachten 2012/2013.* [Online] Verfügbar unter: http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/ga201213/ga12_ges.pdf [Zugriff am 27.02.2015].

SRU [Sachverständigenrat für Umweltfragen], 2009. *Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid. Der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte.* [Online] Verfügbar unter: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2009_05_AS_13_Stellung_Abscheidung_Transport_und_Speicherung_von_Kohlendioxid.pdf?__blob=publicationFile [Zugriff am 01.02.2015].

SRU [Sachverständigenrat für Umweltfragen], 2011. *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten.* Berlin: Erich Schmidt.

SRU [Sachverständigenrat für Umweltfragen], 2013. *Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Sondergutachten.* Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen.

SFV [Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V.], 2011. *Ausbau von Stromnetzen und Speichern. Ein Diskussionsentwurf zur Umstellung von Stromversorgung, Wärmeversorgung und Verkehr auf Erneuerbare Energien.* [Online] Verfügbar unter: http://www.sfv.de/artikel/ueber_den_ausbau_von_stromnetzen_und_speichern_.htm [Zugriff am 04.03.2016].

Statista, 2014. *ma 2014 Pressemedien II: Reichweite der überregionalen Tageszeitungen in Deutschland.* [Online] Verfügbar unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/74862/umfrage/reichweite-ueberregionaler-tageszeitungen/> [Zugriff am 10.11.2014].

Statista, 2015a. *Anzahl der Wind-Volllaststunden nach typischen Standorten für Windenergieanlagen in Deutschland (in Stunden pro Jahr).* [Online] Verfügbar unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/> [Zugriff am 27.05.2015].

Statista, 2015b. *Industriestrompreise in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2014 (in Euro-Cent pro Kilowattstunde).* [Online] Verfügbar unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/155964/umfrage/entwicklung-der-industriestrompreise-in-deutschland-seit-1995/> [Zugriff am 27.08.2015].

Statista, 2015c. *Installierte Offshore-Windenergieleistung in Deutschland in den Jahren 2013 und 2014 (in Megawatt).* [Online] Verfügbar unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/270822/umfrage/installierte-windenergieleistung-auf-see-in-deutschland/> [Zugriff am 27.05.2015].

Statista, 2015d. Statistiken zum Thema Geothermie. [Online] Verfügbar unter: <https://de.statista.com/themen/1237/geothermie/> [Zugriff am 16.06.2016].

Statista, 2016. *Höhe der EEG-Umlage für Haushaltsstromkunden in Deutschland in den Jahren 2003 bis 2016 (in Euro-Cent pro Kilowattstunde).* [Online] Verfügbar unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/152973/umfrage/eeg-umlage-entwicklung-der-strompreise-in-deutschland-seit-2000/> [Zugriff am 30.06.2016].

Stefes, C. H., 2010. Bypassing Germany's Reformstau: The Remarkable Rise of Renewable Energy. *German Politics* 19(2), S. 148-163.

Steffen, B., 2012. Prospects for pumped-hydro storage in Germany. *Energy Policy* 45, S. 420-429.

Steinbach, A., 2013. Barriers and solutions for expansion of electricity grids – the German experience. *Energy Policy* 63, S. 224-229.

Steinbrück, S., Machnig, M., 2013. *Neue Energie – sicher, bezahlbar, umweltverträglich – 10 Maßnahmen für eine erfolgreiche Energiewende.* [Online] Verfügbar unter: http://spdnet.sozi.info/thueringen/dl/10_Aufgaben_Energiewende_final.pdf [Zugriff am 07.07.2015].

Stein, S., Vollnhals, S., 2011. *Grundlagen clusteranalytischer Verfahren.* Institut für Soziologie – Universität Duisburg-Essen. [Online] Verfügbar unter: https://www.uni-due.de/imperia/md/content/soziologie/stein/skript_clusteranalyse_sose2011.pdf [Zugriff am 29.09.2015].

Stephens, J., Rand, G., Meknick, L., 2009. Wind energy in US Media: A comparative state level analysis of a critical climate change mitigation technology. *Environmental Communication* 3(2), S. 168-190.

Stephens, J., Wilson, E., Peterson, T., 2008. Socio-Political Evaluation of Energy Deployment (SPEED): An integrated research framework analyzing energy technology deployment. *Technological Forecasting and Social Change* 75, S. 1224-1246.

Stratmann, K., 2009. *Deutsche Energie-Agentur warnt vor Stromlücke.* Handelsblatt vom 27.12.2009. [Online] Verfügbar unter: <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/kraftwerke-deutsche-energie-agentur-warnt-vor-stromluecke/3334022.html> [Zugriff am 31.05.2016].

Strauss, A., Corbin, J., 2008. *Basics of Qualitative Research: Techniques and Procedures for Developing Grounded Theory.* 3. Auflage. Thousand Oaks: Sage.

Strom-Report, 2015. *Strompreise in Deutschland.* [Online] Verfügbar unter: <http://strom-report.de/strompreise/> [Zugriff am 27.08.2015].

Strom-Report, 2016. *EEG-Umlage auf einen Blick: Zahlen, Entwicklungen, Prognose 2016.* [Online] Verfügbar unter: <http://strom-report.de/eeg-umlage/> [Zugriff am 30.06.2016].

Strunz, B., 2014. *Bittere Pille für die Offshore-Windbranche.* NDR Info vom 16.04.2015. [Online] Verfügbar unter: <https://www.ndr.de/nachrichten/Bittere-Pille-fuer-die-Offshore-Windbranche.energiewende516.html> [Zugriff am 27.05.2015].

Strunz, S., 2013. *The German energy transition as a regime shift.* UFZ Discussion Papers 10/2013. Leipzig: Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung UFZ.

Stützle, S., 2012. *Altmaier will Vetorech beim Fracking.* Deutsche Welle vom 06.09.2012. [Online] Verfügbar unter: <http://www.dw.de/altmaier-will-vetorecht-beim-fracking/a-16223017> [Zugriff am 04.12.2014].

Suck, A., 2008. *Erneuerbare Energien und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft. Staatliche Regulierung im Vergleich zwischen Deutschland und Großbritannien*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

Süddeutsche Zeitung, 2014. *Neue Schätzung stellt Fracking-Vorhaben in Frage*. Süddeutsche Zeitung vom 09.01.2014. [Online] Verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/neue-schaetzung-zum-fracking-potential-weniger-schiefergas-in-europa-als-gedacht-1.1858907> [Zugriff am 04.12.2014].

SWM [Stadtwerke München], 2014. *SWM heben Investitionsstopp auf*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.swm.de/dam/jcr:874665a4-c2e7-4f4c-8ccc-35721c9e56e3/Pressemitteilung%20vom%2011.07.2014.pdf> [Zugriff am 04.01.2016].

Sydow, J., Schreyögg, G., Koch, J., 2009. Organizational Path dependence: Opening the black box. *Academy of Management Review* 34(4), S. 689-709.

Szarka, J., 2006. Wind power, policy learning and paradigm change. *Energy Polic* 34(17), S. 3041-3048.

Szulanski, G., 1996. Exploring Internal Stickiness: Impediments to the Transfer of Best Practice Within the Firm. *Strategic Management Journal* 17, S. 27-43.

Tänzler, D., Luhmann, H.-J., Supersberger, N., Fischdick, M., Maas, A., Carius, A., 2007. *Die sicherheitspolitische Bedeutung erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Endbericht –FKZ*. Berlin: Adelphi Consult.

Techert, H., Niehues, J., Bardt, H., 2012. Ungleiche Belastung durch die Energiewende: Vor allem einkommensstarke Haushalte profitieren. *Wirtschaftsdienst* 92(8), S. 507-512.

Tews, L., Gawel, E., Korte, K., 2015. *Energiewende im Wunderland: Mythen zur Sozialverträglichkeit der Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG*. UFZ Discussion Papers 2/2015. Leipzig: Helmholtz Zentrum für Umweltforschung UFZ.

Thelen, K., 1999. Historical Institutionalism in Comparative Politics. *Annual Review of Political Science* 2, S. 369-404.

Tietjen, O., 2012. *Kapazitätsmärkte. Hintergründe und Varianten mit Fokus auf den deutschen Strommarkt*. Studie im Auftrag von Germanwatch. [Online] Verfügbar unter: <http://germanwatch.org/de/download/3564.pdf> [Zugriff am 15.05.2016].

Töpfer, K., Bachmann, G., 2013. *Kostenschnitt für die Energiewende. Die Neuordnung der Stromkosten ist die Voraussetzung für die Reform der Energiepolitik.* [Online] Verfügbar unter:

http://www.nachhaltigkeitsrat.de/uploads/media/20130923_Memo_Vorschlag_Kostenschnitt_EG.PD [Zugriff am 07.07.2015].

Tsebelis, G., 2002. *Veto players: how political institutions work.* Princeton: Princeton University Press.

UBA [Umweltbundesamt], 2007. *Entwicklung einer Umweltstrategie für die Windenergienutzung an Land und auf See.* [Online] Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3241.pdf> [Zugriff am 27.08.2015].

UBA [Umweltbundesamt], 2013a. *Potenzial der Windenergie an Land. Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land.* Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

UBA [Umweltbundesamt], 2013b. *Untersuchung von speziellen Hemmnissen im Zusammenhang mit der Umweltbewertung in der Planung und Genehmigung der Windenergienutzung an Land und Erarbeitung von Lösungsansätzen. Climate Change 23/2013.* Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

UBA Umweltbundesamt], 2014a. *Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Schiefergaslagerstätten.* [Online] Verfügbar unter: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_53_2014_umweltauswirkungen_von_fracking_0.pdf [Zugriff am 01.12.2014].

UBA [Umweltbundesamt], 2014b. *Wasserschutzgebiete (WAG) in Deutschland.* [Online] Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/bilder/dateien/karte1_wsg_14_0317.pdf [Zugriff am 04.12.2014].

UBA [Umweltbundesamt], 2016. *Erneuerbare Energien in Zahlen.* [Online] Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen> [Zugriff am 25.05.2016].

Uhlir, M., 2011. *Erneuerbare Energien Politik in Deutschland und Großbritannien. Motivationen, Widerstände und Förderstrategien. Paper für die Konferenz „Tag der Politikwissenschaft 2011“ von ÖGPW und der Abteilung für Politikwissenschaft der Universität Salzburg.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.oegpw.at/tagung2011/> [Zugriff am 27.02.2015].

Umlauft, J., 2014. *Regierungsfraktion setzt 10H-Regel für den Neubau von Windkraftanlagen durch.* Bayerischer Landtag. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bayern.landtag.de/aktuelles/sitzungen/aus-dem-plenum/regierungsfraktion-setzt-10h-regel-fuer-den-neubau-von-windkraftanlagen-durch/> [Zugriff am 23.07.2015].

UN [United Nations], 1987. *Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.un-documents.net/our-common-future.pdf> [Zugriff am 15.07.2015].

Vahlenkamp, T., Peters, M., Frunzetti, K., 2014. Energiewende-Index Deutschland 2020: Aktives und glaubwürdiges Management unverzichtbar. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64(9), S. 32-36.

van Creveld, M., 1999. *The Rise and Decline of the State.* Cambridge: Cambridge University Press.

van den Bergh, J., Oosterhuis, F., 2005. *An Evolutionary Economic Analysis of Energy Transitions.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.sre.wu-wien.ac.at/ersa/ersaconfs/ersa05/papers/823.pdf> [Zugriff am 03.09.2015].

van den Bergh, J., van den Faber, A., Idenburg, A., Osterhuis, F.H., 2006. Survival of the greenest: evolutionary economics and policies for energy innovation. *Journal of Integrative Environmental Sciences* 3(1), S. 57-71.

Van den Bulck, H., 2002. Tools for Studying the Media. In: C. Newbold, O. Boyd-Barrett, H. Van den Bulck, Hrsg. *The Media Book.* London: Arnold, S. 55-89.

VDE [Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.], 2007. *Dezentrale Energieversorgung 2020.* Frankfurt a.M.: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik.

VDI [Verein Deutscher Ingenieure], 2014. *Standortbezogene Probleme in der deutschen Industrie- und Technologiepolitik - zukünftige Herausforderungen der Energiewende.* [Online] Verfügbar unter: https://www.vdi.de/uploads/media/VDI-Studie_Akzeptanzprobleme_Energiewende.pdf [Zugriff am 19.04.2016].

VDMA [Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau], 2015. *Stellungnahme zum Diskussionspapier (Grünbuch) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Ein Strommarkt für die Energiewende.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.vdma.org/documents/105951/778018/VDMA-Stellungnahme-Gruenbuch-2015-02-04.pdf/cc132a15-f61e-48b7-9501-e87bc5ce76ba> [Zugriff am 18.07.2015].

- Veblen, T., 1898. Why Is Economics not an Evolutionary Science? *The Quarterly Journal of Economics* 12(4), S. 373-397.
- Verbong, G., Beemserboer, S., Sengers, F., 2013. Smart Grids or smart users? Involving users in developing a low carbon electricity economy. *Energy Policy* 52, S. 117-125.
- Verbruggen, A., Lauber, V., 2012. Assessing the performance of renewable electricity support instruments. *Energy Policy* 45, S. 635-644.
- Viehöver, W., 2006. Diskurse als Narrationen. In: R. Keller, A. Hirsland, W. Schneider, W. Viehöver, Hrsg. *Handbuch Sozialwissenschaftliche Diskursanalyse. Band 1: Theorien und Methoden. 2., aktualisierte und erweiterte Auflage*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 179-208.
- Viehöver, W., 2008. Die Wissenschaft und die Wiederverzauberung des sublunaren Raumes. Der Klimadiskurs im Licht der narrativen Diskursanalyse. In: R. Keller, A. Hirsland, W. Schneider, W. Viehöver, Hrsg. *Handbuch Sozialwissenschaftliche Diskursanalyse. Band 2: Forschungspraxis. 3., aktualisierte und erweiterte Auflage*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 233-270.
- VKU [Verband Kommunaler Unternehmen e.V.], 2015. *Historie der vermiedenen Netznutzungsentgelte*. [Online] Verfügbar unter: [Historie der vermiedenen Netznutzungsentgelte](#) [Zugriff am 02.11.2015].
- Volberda, H., Lewin, A., 2003. Co-Evolutionary Dynamics Within and Between Firms: From Evolution to Co-evolution. *Journal of Management Studies* 40(8), S. 2112-2136.
- von Brackel, B., 2015. *Chapeau, Gabriel!*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.klimaretter.info/energie/hintergrund/18591-chapeau-gabriel> [Zugriff am 13.01.2016].
- von Hirschhausen, C., 2011. Infrastruktur für die Energiewende und die Systemtransformation - notwendig, aber kein Engpass für weitere Schritte. *Ifo Schnelldienst* 63(18), S. 14-20.
- von Hirschhausen, C., 2014. *Thesen zum Netzentwicklungsplan 2014*. [Online] Verfügbar unter: http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/141121_bund_klima_und_energie_netzausbau_thesen_hirschhausen.pdf [Zugriff am 26.08.2015].
- Vorholz, F., 2012. *Wüstenstrom, eine Fata-Morgana? Weil die Photovoltaik deutlich billiger geworden ist, gerät das vielversprechende Projekt in die Bredouille*. *Zeit online vom 26.04.2012* [Online] Verfügbar unter: <http://www.zeit.de/2012/18/GL-Desertec> [Zugriff am 09.09.2015].

- Wagner, G., 2013. *Offshore-Windparks und Netzbetreiberhaftung*. [Online] Verfügbar unter: http://www.energierecht.uni-koeln.de/downloads/praes_jt42_prof_wagner_2013.pdf [Zugriff am 27.05.2015].
- Waldmann, L., 2014. *Ein robustes Stromnetz für die Zukunft – Vorschlag für einen neuen Planungsprozess*. [Online] Verfügbar unter: http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2014/WorkshopSzenarioahmen/Vortrag_Waldmann.pdf?__blob=publicationFile [Zugriff am 23.07.2015].
- Waldmüller, W., 2012. *Energiewende gemeinsam Schultern – Netzausbaukosten stehen auf der Tagesordnung des Landtages*. [Online] Verfügbar unter: http://www.wolfgang-waldmueller.de/aktuelles_artikel.php?selectedNr=198 [Zugriff am 02.11.2015].
- Wasserstoff-Gesellschaft Hamburg e.V., 2013. *Mit Wasserstoff gelingt die Energiewende. Der Beitrag der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Positionspapier der Wasserstoff-Gesellschaft Hamburg e.V. zur Bundestagswahl 2013*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.hzwei.info/picture/upload/08-06-13-H2G-Positionspapier.pdf> [Zugriff am 30.04.2015].
- Weber, M., Hey, C., 2012. Effektive und effiziente Klimapolitik: Instrumentenmix und Subsidiarität. *Wirtschaftsdienst. Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 92(13). 43-51.
- Weil, M., 2011. Smart Grid: It's A Matter of Perspective. *HPAC Engineering* 83, S. 7.
- Werland, S., 2012. *Rohstoffknappheit. Debattenanalyse 5.1 im Projekt Ressourcenpolitik: Analyse der ressourcenpolitischen Debatte und Entwicklung von Politikoptionen (PolRes)*. Berlin: Freie Universität Berlin, Forschungszentrum für Umweltpolitik.
- Werle, R., 2007. Pfadabhängigkeit. In: A. Benz, S. Lütz, U. Schimank, G. Simonis, Hrsg. *Handbuch Governance. Theoretische Grundlagen und empirische Anwendungsfelder*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 119-131.
- Wetzel, D., 2012. *Spanien blockiert Wüstenstromprojekt. Die Welt vom 07.11.2012*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article110751923/Spanien-blockiert-Wuestenstromprojekt-Desertec.html> [Zugriff am 28.08.2015].
- Wetzel, D., 2015a. *Forscher halten Kohle-Reform für teuer und sinnlos. Die Welt vom 26.04.15*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article140118091/Forscher-halten-Kohle-Reform-fuer-teuer-und-sinnlos.html> [Zugriff am 13.01.2016].

Wetzel, D., 2015b. *Juristen zerpfücken Gabriels Kohlepläne*. *Die Welt* vom 03.05.2015. [Online] Verfügbar unter: <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article140427784/Juristen-zerpfluecken-Gabriels-Kohleplaene.html> [Zugriff am 13.01.2016].

WHO [World Health Organisation], 2014. *Household air pollution and health. Fact sheer No. 292*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs292/en/> [Zugriff am 30.10.2015].

Wiedenbeck, M., Züll, C., 2001. *Klassifikation mit Clusteranalyse: Grundlegende Techniken hierarchischer und K-means-Verfahren*. ZUMA How-to-Reihe, Nr. 10. Mannheim: Zentrum für Umfragen, Methoden und Analysen.

Wiegand, H.-J., 2006. *Die Agrar- und Energiewende. Bilanz und Geschichte rot-grüner Projekte*. Frankfurt a. M.: Peter Lang.

WirtschaftsWoche, 2011. *Die Macher der Energiewende*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.wiwo.de/technologie/umwelt/pioniere-gruene-vollversorgung-hakt-an-einigen-stellen/5886638-2.html> [Zugriff am 04.03.2016].

Wirtschaftswoche, 2011. *Die Macher der Energiewende*. *Wirtschaftswoche* vom 28.11.2011. [Online] Verfügbar unter: <http://www.wiwo.de/technologie/umwelt/pioniere-die-macher-der-energie-wende/5886638-all.html> [Zugriff am 13.02.2015].

Wissner, M., 2011a. ICT, growth and productivity in the German energy sector – On the way to a smart grid? *Utilities Policy* 19, S. 14-19.

Wissner, M., 2011b. The Smart Grid – A saucerful of secrets? *Applied Energy* 88, S. 2509-2518.

Wolfreys, J., 2004. *Critical Keywords in Literacy and Cultural Theory*. New York: Palgrave Macmillan.

Wolfson, M., Madjd-Sadjadi, Z., James, S., 2004. Identifying National Types: A Cluster Analysis of Politics, Economics, and Conflict. *Journal of Peace Research* 41(5), S. 607-623.

Wolsink, M., 2012. The research agenda on social acceptance of distributed generation in smart grids: Renewables as common pool resources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, S. 822-835.

World Economic Forum, 2010. *Accelerating Successful Smart Grid Pilots*. Genf: World Economic Forum.

Wrobel, R., 2011. *Energiewende ohne Markt? Ordnungspolitische Perspektiven für den deutschen Stromsektor. Ordnungspolitische Diskurse, No. 2011-01.* [Online] Verfügbar unter: <http://hdl.handle.net/10419/56599> [Zugriff am 22.02.2015].

Wuppertal-Institut, DLR, ZSW, PIK [Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, DLR-Institut Technische Thermodynamik, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Potsdam Institut für Klimafolgenforschung], 2007. *RECCS. Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage. Kurzfassung.* [Online] Verfügbar unter: http://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/RECCS_Endbericht_kurz_01.pdf [Zugriff am 18.12.2014].

Wurster, S., 2010. *Zukunftsvorsorge in Deutschland. Eine vergleichende Untersuchung der Bildungs-, Forschungs-, Umwelt und Energiepolitik.* Baden-Baden: Nomos.

Wurster, S., 2013. Zielkonflikte in der Energiepolitik. Ein OECD-Ländervergleich. In: K. Armingeon, Hrsg. *Staatstätigkeiten, Parteien und Demokratie.* Wiesbaden: Springer Fachmedien, S. 353-376.

Wurzel, R., 2010. Environmental, Climate and Energy Policies: Path-Dependent Incrementalism or Quantum Leap? *German Politics* 19(3-4), S. 460-487.

WWF [World Wide Fund For Nature], 2012. *Strompreis und Netzinfrastruktur. Mythen und Fakten zur Rolle der erneuerbaren Energien in Deutschland.* [Online] Verfügbar unter: http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Mythen_Fakten_Energiewende_WEB.pdf [Zugriff am 02.12.2015].

Yin, Robert K., 2012. *Case Study Research. Design and Methods, 4. Auflage.* Thousand Oaks, CA: Sage.

Yu, Y., Yang, J., Chen, B., 2012. The Smart Grids in China – A Review. *Energies* 5, S. 1321-1338.

Zahoransky, R., Allelein, H.J., Bollin, E., Oehler, H., Schelling, U., 2013. *Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 6. Auflage.* Wiesbaden: Springer Vieweg.

Zeit Online, 2012. „Coole Aussage, Herr Altmaier.“ *Brauchen die Grünen veraltete Ideologien? Sabotiert die Regierung den Atomausstieg? Zwei Umweltminister streiten.* [Online] Verfügbar unter: <http://www.zeit.de/2012/31/Energiewende-Interview> [Zugriff am 04.08.2015].

Zschache, U., von Cramon-Taubadl, S., Theuvsen, L., 2009. *Die öffentliche Auseinandersetzung über Bioenergie in den Massenmedien. Diskursanalytische Grundlagen und erste Ergebnisse. Diskussionspapiere Nr. 0906.* Göttingen: Universität Göttingen, Department für Agrarökonomie und Rurale Entwicklung.

ZVEI, 2012. *„Smart Grids“ – Die Voraussetzung für ein neues Energiesystem. Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie. Position der Elektrotechnik- und Elektronikindustrie.* Berlin: ZVEI.

9 ANHANG

9.1 KATEGORIEN UND OPERATIONALISIERUNGEN FÜR DIE CLUSTERANALYSE

9.1.1 Zeitplan Energiewende: Ausbauziele für Erneuerbare Energien

Bezeichnung	Operationalisierung
(1) <i>Ambitionierter Ausbau</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Ausbauziele bezogen auf die Voraussetzungen im Referenzraum bzw. die bereits bestehende Ausbaudynamik • Steigern der bisherigen Ausbaudynamik • Selbstverständnis als Vorreiter; ‚Vorangehen‘ im Vergleich zu anderen Regionen; aktives Vorantreiben der Energiewende; Überschreiten der Ausbaukorridore der Bundesregierung • Bestehendes Stromnetz stellt keine Restriktion dar („Netze folgen EE“) • <i>Beispiel Bundesebene: 45-40% EE an der Stromerzeugung bis 2020/22 (oder qualitative Angaben, s.o.); keine Korridore bzw. wenn, dann ambitioniert bzw. in der Größenordnung des bisherigen Ausbaus (z.B. Onshore-Wind etwa 3,5 GW/Jahr) sowie Ausgestaltung auch mit Vergütungsanhebung bei Unterschreiten des Ausbauziels</i>
(2) <i>Moderater Ausbau</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Mittlere Ausbauziele bezogen auf die Voraussetzungen im Referenzraum bzw. bereits bestehende Ausbaudynamik • Weiterführung der bisherigen Ausbaudynamik • Selbstverständnis des ‚einen Beitrag Leistens‘; Bezug zu Energiewendezielen der Bundesregierung • <i>Beispiel Bundesebene: 40-45% EE an der Stromerzeugung bis 2020 (oder qualitative Angaben wie oben); Zubauverlangsamung durch Ausbaukorridor nach EEG 2014 (z.B. Onshore-Wind 2,4-2,6 GW/Jahr)</i>
(3) <i>Konservativer Ausbau</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Eher geringe oder gar keine ausformulierten Ausbauziele bezogen auf die Voraussetzungen im Referenzraum bzw. die bereits bestehende Ausbaudynamik • Abbremsen der bisherigen Ausbaudynamik bzw. Moratorium • Anmahnen eines ‚Ausbaus mit Maß‘; Kritik der übereilten Installation • Bestehende Stromnetzinfrastruktur stellt eine Restriktion dar („EE folgen Netzen“) • Keine Angabe²²³ • <i>Beispiel Bundesebene: unter 40% EE an der Stromerzeugung bis 2020 (oder qualitative Angaben, s.o.); Ausbaukorridor nach EEG, aber kombiniert mit restriktiven Maßnahmen wie Vergütungsstopp bei Erreichen der Obergrenze</i>

Tabelle 16: Kategorien und Operationalisierung Ausbauziele

²²³ Die Nichtnennung konkreter Ausbauziele – d.h. weder qualitativ noch quantitativ – kann als Zustimmung zu einem höchstens konservativen Ausbau gedeutet werden.

9.1.2 Investitionssicherheit

Bezeichnung	Operationalisierung
(1) <i>Geringes Risiko</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Einspeisevergütung beibehalten; Direktvermarktung nur optional (Position unmittelbar nach EEG 2012: Abschaffung des Marktprämienmodells) • Wenn verpflichtende Direktvermarktung, dann mit hohem Schwellenwert für Bagatellgrenze bzw. gleitender Marktprämie • Betonung der sanften Heranführung an dem Markt bzw. Anpassen des Marktes an EE • Betonung der Vielfalt von Akteuren am Energiemarkt • Förderung der Pluralität von Vermarktungswegen jenseits von Börsen-Graustrom (Grünstromprivileg; einfachere Zulassung von EE am Regelenergiemarkt)
(2) <i>Risiko im Kraftwerkeinsatz</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Verpflichtende Direktvermarktung einführen • Markt- und Managementprämie beibehalten bzw. mit gesteigerter Eigenverantwortung weiterentwickeln • EEG-Reform 2014: fixe Marktprämie bei Direktvermarktung bzw. schneller Übergang zu einem Ausschreibungsmodell • Geringe oder keine Ausnahmen bestimmter Technologien und Anbietergruppen (z.B. durch Bagatellgrenze) • Vorrangig zentralisierte Vermarktungswege über Strombörse; keine gesonderte Unterstützung der außerbörslichen Direktvermarktung, aber Offenheit gegenüber vereinfachter Teilnahme der EE am Regelenergiemarkt • Keine Aussage²²⁴
(3) <i>Risiko bei Investition</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Vor EEG-Reform 2014: Forderung nach Mengensteuerung, also v.a. Quotensystem (z.T. aber auch schon Ausschreibungsmodell ohne relevante Ausnahmeregelung) • Allgemein: ‚wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe‘ • Bereits frühe Forderung nach verpflichtender Direktvermarktung • Jüngere Positionierungen: schnelle und umfassende Einführung des Ausschreibungssystems • Gänzliche Abschaffung der Förderung zugunsten eines konsequenten Emissionshandels bzw. Begrenzung der Förderung auf Investitionskostenzuschüsse; Integration in europäisches Fördersystem • Zentralisierte Vermarktungswege über Strombörse; keine gesonderte Unterstützung der außerbörslichen Direktvermarktung bzw. der Teilnahme am Regelenergiemarkt

Tabelle 17: Kategorien und Operationalisierung *Investitionssicherheit*

²²⁴ Position 2 entspricht im Wesentlichen der EEG-Reform 2014 bzw. der Linie der Bundesregierung, zu welcher bei Nichtäußerung grundsätzliche Zustimmung unterstellt werden kann.

9.1.3 Technologie- und Standortdifferenzierung

Bezeichnung	Operationalisierung
<p>(1)</p> <p><i>Starke Technologie- und Standortdifferenzierung</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • EE-Ausbau an allen Standorten, d.h. Förderung auch in windarmen Regionen und solchen mit geringer Sonneneinstrahlung; überregionaler Stromtransport als vermeidbare Größe • Narrativ ‚Erneuerbare Energien dort nutzen, wo sie benötigt werden‘ • Kein (restriktives) Referenzertragsmodell (auch Förderung bei 60% Referenzertrag); Vergütungskürzung eher an guten (Wind-) Standorten • Förderung sämtlicher (auch vergleichsweise teurer) EE-Technologien und Anlagengrößen • Decken des regionalen Eigenbedarfs als (legitime) Zielstellung; Narrativ des regionalen ‚Beitragleistens‘ • Zukünftiges Ausschreibungsmodell um regionale und technologische Spezifizierungen erweitern • Keine Aussage²²⁵
<p>(2)</p> <p><i>Wettbewerb innerhalb Deutschlands</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus des EE-Ausbaus auf beste Standorte innerhalb Deutschlands • Narrativ ‚Erneuerbare Energie dort nutzen, wo in Deutschland die besten Voraussetzungen herrschen‘; Stromtransport innerhalb Deutschlands als Randbedingung • Grundsätzliches Beibehalten von Technologiedifferenzierung, aber eher restriktives Referenzertragsmodell (Fördergrenze für Onshore-Wind: 70-80%) sowie ggf. Fokus auf effiziente Anlagengrößen; alternativ: technologieneutrale Quote innerhalb Deutschlands; Fokus damit auf aktuell (im dt. Vergleich) günstigere Technologien • Allgemein: ‚Kosteneffizienz‘ und ‚Wettbewerb‘ beim Ausbau im Referenzraum Deutschland • Decken des deutschen Eigenbedarfs bei überregionalem Ausgleich als (legitime) Zielstellung • Zukünftiges Ausschreibungssystem eher technologieneutral bzw. ohne regionale Teilquoten
<p>(3)</p> <p><i>Internationaler Wettbewerb</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus auf Regionen mit europaweit günstigsten Voraussetzungen; Stromtransport über große Distanzen als Randbedingung • Bevorzugte Förderung aktuell günstiger Technologien • Harmonisierte Förderkonzepte (z.B. EU-Quote) • Bedarfsdeckung erfolgt über überregionalen und transnationalen Ausgleich; keine Eigenversorgung in kleineren Referenzräumen als Zielstellung • Allgemein: Narrativ des ‚Vermeidens nationaler/unwirtschaftlicher Alleingänge‘

Tabelle 18: Kategorien und Operationalisierung *Differenzierte Förderung*

²²⁵ Im untersuchten Zeitraum lässt sich eine stark differenzierte Förderpolitik beobachten, sodass keine Aussage zum Thema als Zustimmung zum Status quo zu werten ist.

9.1.4 Abstandsregelung bei Onshore-Windkraftanlagen

Bezeichnung	Operationalisierung
(1) <i>Offen</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Keine festen/pauschalen Abstände; Entscheidungsbefugnis bei Kommunen belassen; Ablehnung von 10-H • Keine Mindestgröße für Windeignungsgebiete; keine Höhenbegrenzung; lokal bestehende Restriktionen ggf. lockern • Wenn Mindestabstände, dann gering (unter 1.000 m) bzw. mit Opt-out-Klauseln für Kommunen • Ablehnung der Länderöffnungsklausel • Risiken und Nachteile von WKA nicht thematisiert bzw. durch Verweis auf Chancen bzw. geringes Schadenspotenzial relativiert • Allgemein: Vorranggebiete, keine Eignungsgebiete als faktische Ausschlussgebiete • Festhalten an bestehender Regelungspraxis, wenn diese geringe Restriktionen beinhaltet • Keine Aussage²²⁶
(2) <i>Moderat</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Mittlere Abstände (mind. 1.000 m) • Allgemein: Schutz der Interessen von Natur und Bevölkerung (wenn dieses Argument im Vordergrund steht; keine bloße Nennung) • Ablehnung von 10-H, solange darüber hinaus die grundsätzliche Notwendigkeit von Abständen betont wird
(3) <i>Restriktiv</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Forderung fester Abstände von mind. 1.500 m oder 10-H • Höhenbegrenzung bzw. Mindestgröße von Windeignungsgebieten • Befürwortung der Länderöffnungsklausel als Möglichkeit der Einschränkung der Privilegierung von WKA • Allgemein: gegen ‚Verspargelung‘, ‚Wildwuchs‘ etc. • Forderung von (ausschließenden) Eignungsgebieten; bzw. wenn Vorranggebiete, dann de facto-Ausgestaltung als Ausschlussgebiete für sonstige Gegenden • Großer Einfluss für betroffene Bürger (Sperrminorität)

Tabelle 19: Kategorien und Operationalisierung WKA-Abstände

²²⁶ Findet sich keine Positionierung zum Thema der Abstandsregelung, so ist davon auszugehen, dass der Akteur hier kein drängendes Problem wahrnimmt.

9.1.5 Kostendynamik begrenzen

Bezeichnung	Operationalisierung
<p>(1)</p> <p><i>Umlage- mechanismus beheben/sonstige Kostenbegrenzung</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Umlagetreibende Folgen des Merit-Order-Effekts beheben (z.B. Echtzeit-Vermarktung des EE-Stroms an Stromhändler); generell: Fokus auf Erklärung der teils komplexen Wirkmechanismen der EE-Finanzierung • Vorwurf der mangelnden Weitergabe von Kostenersparnissen an Stromkunden durch Händler • Anderweitige Entlastungsangebote: Stromsteuer senken; Sozialtarife mit progressiven Strompreisen; zeitliche Streckung der EE-Finanzierung als Mittel zur gegenwärtigen Kosteneindämmung (Fondsvorschlag) • Bessere Internalisierung externer Kosten bei konventioneller Energiegewinnung (EU ETS reparieren; CO₂-Steuer etc.) • Relativierung von EE-Förderung durch Verweis auf (historische) konventionelle Beihilfen; Relativierung von Kosten durch fossile Preissteigerungen und deren Endlichkeit • Besondere Ausgleichsregelung eindämmen: weniger bzw. geringere Ausnahmen; Einbinden der Industrie (z.T. Verweis auf niedrigere Industriestrompreise) • Grundsätzliches Anzweifeln von zu hohen (Industrie-)Strompreisen bzw. deren nachteiliger Wirkung im Wettbewerb • Keine Aussage²²⁷
<p>(2)</p> <p><i>EE-Förderung reduzieren</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • EE-Ausbau ist Kostentreiber; (Über-)Förderung und Ausbaugeschwindigkeit müssen reduziert werden • Hohe Strompreise gefährden Wettbewerbsfähigkeit und sozialen Frieden • Ausnahmeregelung nicht verantwortlich sondern vielmehr unvermeidlich im Sinne volkswirtschaftlicher Robustheit • Fossile Energieträger garantieren günstige Preise • Anteil der Umlagen generell zu hoch (grundsätzliches Argument der Marktverzerrung)

Tabelle 20: Kategorien und Operationalisierung *Kostendynamik*

²²⁷ Es kann unterstellt werden, dass Kategorie 1 die inkrementelleren Lösungsvorschläge beinhaltet bzw. die Abwesenheit einer Positionierung zur Kostenfrage auf eine Unterstützung des bestehenden Systems hinausläuft.

9.1.6 Förderung der Offshore-Windkraft

Bezeichnung	Operationalisierung
<p>(1)</p> <p><i>Reduzierte Ausbauziele</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Generelle Ablehnung der Technologie (v.a. aufgrund von hohen Kosten und Eigentümerstruktur) • keine Bevorzugung von Wind auf See gegenüber (angeblich günstigerem) Wind an Land • Betonung des geringeren Transportbedarfs bei Onshore-Wind • Kürzung der Vergütung; ggf. Ausschreibungsmodell für Offshore-Wind • geringere bzw. zeitlich gestreckte Ausbauziele • Ablehnung der Offshore-Haftungsumlage bzw. Forderung von deren Rücknahme; wenn Umlage, dann deutliche Erhöhung des Selbstbehalts für Netzbetreiber • Keine Verlängerung des Stauchungsmodells
<p>(2)</p> <p><i>Beibehaltung des forcierten Ausbaufades</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Generelle Unterstützung der Technologie und einem hohem Anteil an der zukünftigen Energieversorgung (Positionen vor EEG-Novelle: 10 GW bis 2020; danach als Referenz mindestens der Korridor der Bundesregierung von 6,5 GW); allgemein: beschleunigte Installation • Verweis auf technische Lernkurven, anstehende Kostendegression sowie Beitrag zur Versorgungssicherheit (stetige Einspeisung; internationaler Zukunftsmarkt) • Netzanbindung verbessern; Unterstützung für die Haftungsumlage (ggf. mit geringem Selbstbehalt für ÜNB) • Anschlusskapazitäten müssen Verzögerung antizipieren und daher den Ausbaudeckel übersteigen • Verlängerung des Stauchungsmodells bis mind. Ende 2019; KfW-Engagement zur Finanzierung • Keine Absenkung der Fördersätze; Einspeisevergütung beibehalten; Vergütung orientiert an Investitionsentscheidung statt an Fertigstellung des Parks • Betonung lokaler Beschäftigungseffekte sowie wirtschaftsstruktureller Effekte für norddeutsche Hafenstädte • Keine Aussage²²⁸

Tabelle 21: Kategorien und Operationalisierung *Offshore-Windkraft*

²²⁸ Die bekannten Ziele der Bundesregierung für diese Technologie gelten hier als Referenz für den Standardfall.

9.1.7 Umfang des Übertragungsnetzausbaus

Bezeichnung	Operationalisierung
<p>(1)</p> <p><i>Reduzierter Übertragungs- netzausbau</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Regionale Erzeugungskapazitäten und Flexibilitätsoptionen (Speicher, Smart Grids, flexible Lasten) stärken, dadurch neue Trassen einsparen • Kritik an Methodik und Eingangsgrößen von NEP und DENA-Studien; Überdimensionierung des Bundesbedarfsplans • EE-Ausbau unabhängig vom Voranschreiten des Netzausbaus
<p>(2)</p> <p><i>Umfangreicher Übertragungs- netzausbau</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ausbau gemäß NEP; Verweis auf Rechtskraft des Bundesbedarfsplans und integrative NEP-Methodik • Ggf. Betonung der Notwendigkeit eines europäischen Netzverbundes, d.h. Netzausbau über NEP hinaus • Netzausbau als Schrittmacher und ggf. Engpass für EE-Installation • Keine Aussage²²⁹

Tabelle 22: Kategorien und Operationalisierung *Netzausbau*

²²⁹ Der im Dialog verhandelte NEP der Bundesregierung kann hier als Standardfall angenommen werden.

9.1.8 Steuerung durch Netzentgelte

Bezeichnung	Operationalisierung
(1) <i>Umlage der Kosten</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Beibehaltung/Stärkung vermiedener Netzentgelte oder Einführung einer Entfernungskomponente bei Netzentgelten • Unterstützung lastvariabler Netzentgelte für Endkunden • Deutschlandweit einheitliche Entgelte für Verteil- und Übertragungsnetze („faire Lastenverteilung“)
(2) <i>Individuelle Finanzierung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Beibehaltung des Status quo bei Netzentgelten hinsichtlich abweichender Preiszonen • keine lastflexiblen Tarife • Stärkere Beteiligung von EE-Anlagenbetreibern an Netzanschlusskosten • Teilweise: Abschaffung vermiedener NNE für EE-Anlagen • Keine Aussage²³⁰

Tabelle 23: Kategorien und Operationalisierung *Netzentgelte*

²³⁰ Hat ein Akteur zu diesem Themenfeld keine Position, so ist anzunehmen, dass er beim aktuellen System keinen (massiven) Problemdruck wahrnimmt. Kategorie 2 entspricht hierbei eher der gegenwärtigen Regelung bzw. sieht nur inkrementelle Anpassungen vor.

9.1.9 Kohleausstieg

Bezeichnung	Operationalisierung
(1) <i>Deutliche Ausstiegs- perspektive</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ablehnung des Baus neuer Kohlekraftwerke bzw. Genehmigung neuer Tagebaue; bestehende Ausbaupläne stoppen • Klare und zügige Perspektive für Kohleausstieg • Notwendigkeit ergänzender Maßnahmen zum EU ETS, bestenfalls im Rahmen eines Kohleausstiegsgesetzes: Restverschmutzungszertifikate, CO₂-Steuer; Mindestwirkungsgrade etc.
(2) <i>Vorübergehende Brücken- technologie</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ausstieg als Ziel, aber mittelfristige Anerkennung von Kohle als Teil des Energiemixes • Investitionen in Kraftwerkspark (Modernisierung und z.T. Neubau) nötig, um Effizienzpotenziale zu heben, aber Anteil am Strommix nicht erhöhen • Vorerst keine politische Intervention jenseits des EU ETS
(3) <i>Teil des Energiemixes</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Auf absehbare Zeit kein Ausstieg oder nur sehr schemenhafte Perspektive (v.a. durch Nennen von Bedingungen wie Grundlastfähigkeit und gesicherte Leistung von EE und Speichern) • Kohle langfristig unverzichtbar und Anteil des Energiemixes • Keine politische Intervention nötig • Keine Aussage²³¹

Tabelle 24: Kategorien und Operationalisierung *Kohleausstieg*

²³¹ Anders als der Atomausstieg ist ein Ausstieg aus der Kohleverstromung weder zeitlich noch inhaltlich definiert. Es bedarf daher einer Aussage der Akteure zu dem Thema – fehlt diese, so ist dies als Zustimmung zum Technologiepfad zu werten.

9.1.10 Kapazitätsmechanismen

Bezeichnung	Operationalisierung
(1) <i>(vorerst) keine Mechanismen; max. Strategische Reserve</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Beibehaltung des Energy-Only-Marktes bzw. inkrementelle Weiterentwicklung zum Energiemarkt 2.0 • Wettbewerbliche Ausschreibung einer Strategischen Reserve (ohne Marktteilnahme) • Keine Technologiedifferenzierung • Akzeptanz von Preisspitzen am Energiemarkt • Weitere Kapazitätsmechanismen nur eingebettet in EU-Binnenmarkt • Keine Aussage²³²
(2) <i>Kapazitätsmarkt mit Technologiefokus</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Einführung eines Marktes für Kapazitäten, jedoch ausgestaltet mit indirekten qualifizierenden Kriterien zur Teilnahme (v.a. hohe Flexibilität, Neubauten, Emissionsstandards) • Deckelung von extremen Preisspitzen am Energiemarkt • Direkte Benennung von teilnehmenden Technologien bzw. Anwendungen (Gaskraftwerke, Speicher, DSM, regelbare EE) bzw. Betonung der Ablehnung von Kohlekraftwerken
(3) <i>Umfassender Kapazitätsmarkt; dezentraler Leistungsmarkt</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Einführung eines umfassenden Marktes für Kapazitäten ohne Technologieeinschränkung • Deckelung von extremen Preisspitzen am Energiemarkt • BDEW-/VKU-Modell dezentraler Leistungsmärkte • Indirekte Forderung eines umfassenden KM über: Pflicht zur Leistungsvermarktung für EE-Anlagenbetreiber (d.h. faktisch Zwang zur Absicherung durch nicht-volatile Kapazitäten auf Mikroebene)

Tabelle 25: Kategorien und Operationalisierung *Kapazitätsmechanismen*

²³² Kategorie 1 umfasst jene Lösungen, bei denen die Anpassungen am bestehenden System am geringsten sind bzw. sich durch ohnehin umzusetzende Maßnahmen ergeben. Akteure ohne Positionierung werden dahier hier erfasst.

9.1.11 Fracking

Bezeichnung	Operationalisierung
(1) Verbot des Verfahrens	<ul style="list-style-type: none"> • Generelles Verbot von unkonventionellem Fracking mit oder ohne Chemikalien • Reform des Bergrechts (zusätzlich zum rechtlichen Hebel des Wasserhaushaltsrechts)
(2) Moratorium/ de facto-Verbot	<ul style="list-style-type: none"> • Moratorium für den Einsatz der Technologie, teils möglich, wenn ohne schädliche Chemikalien • Genehmigung nur, wenn Risiken auszuschließen sind • Genehmigung allein durch Bergämter unzureichend; verpflichtende UVP • Generell: Betonung von Risiken und Nachteilen • Rechtlicher Zugriff vor allem über Wasserhaushaltsrecht • Veto-Recht für einzelne Bundesländer durch Länderöffnungsklausel • Fracking erst ab 3.000 m
(3) (de facto-) Erlaubnis/ Förderung	<ul style="list-style-type: none"> • Betonung von Möglichkeiten der Gefahrenkontrolle • Technologieoffenheit/Ablehnung von Technologieverböten • Betonung von Chancen: Verweis auf Energiepreise, Entwicklung in USA, Industriestandort Deutschland etc. • Betonung des Klimanutzens von gefördertem Erdgas gegenüber Braunkohle • Indirekte Ermöglichung durch eher geringe Beschränkungen, v.a. ‚nur‘ mit Bürgerbeteiligung und Verbot in Wasserschutzgebieten • (eher) keine UVP ; Genehmigungsrecht bleibt bei Bergämtern • Keine Aussage²³³

Tabelle 26: Kategorien und Operationalisierung *Fracking*

²³³ Im untersuchten Zeitraum lag kein Verbot vor. Weiterhin kann auf die etablierte konventionelle Anwendung der Technologie sowie die pfadabhängig bestehende Genehmigungspraxis verwiesen werden. Eine Nicht-Positionierung zum Thema Fracking läuft daher auf eine faktische Untertützung hinaus.

9.1.12 Carbon Capture and Storage

Bezeichnung	Operationalisierung
(1) <i>Kein CCS</i>	<ul style="list-style-type: none"> • CCS-Verbot bzw. Einführung und Anwendung einer entsprechenden Länderöffnungsklausel • Betonung unterirdischer Nutzungskonkurrenz und ökologischer Gefahren • Betonung der Rolle von CCS bei der fossilen Pfadverlängerung im Gegensatz zu einer EE-basierten Energiewirtschaft
(2) <i>Offenes Verfahren</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Vorerst keine großskalige Anwendung, aber kein striktes Technologieverbot durch Bund oder Länder • Möglichkeit von Demonstrationsvorhaben einräumen, ggf. spätere Neubewertung • Option zur Reduktion von Industrieemissionen; Zusatzmaßnahme bei Nichterreichen der Klimaschutzziele durch EE und Energieeffizienz bzw. -einsparung
(3) <i>Unterstützung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Betonung von Technologieoffenheit bei Reduktion von CO₂-Emissionen • Vorantreiben von Demonstrationsvorhaben • Zügige Genehmigungsverfahren • Marktreife bis 2020; wirtschaftliche Anreize zur CCS-Anwendung • Staatliche Bereitstellung von Infrastruktur (z.B. Pipelines) • Verweis auf globale Entwicklung v.a. bei Kohlenachfrage; CCS als Möglichkeit zur Bewahrung von etablierten Industrien sowie als potenzielle Exporttechnologie • Keine Aussage²³⁴

Tabelle 27: Kategorien und Operationalisierung CCS

²³⁴ Analog zum Fracking läuft eine Nicht-Positionierung auf eine de facto-Unterstützung hinaus, da ohne ein explizites Verbot (bzw. eine Einschränkung) angenommen werden kann, dass die Technologie zur Anwendung kommen kann.

9.2 VOLLSTÄNDIGE ZUORDNUNGSÜBERSICHT FÜR DIE CLUSTERANALYSE

Zuordnungsübersicht

Schritt	Zusammengeführte Cluster		Koeffizienten	Erstes Vorkommen des Clusters		Nächster Schritt
	Cluster 1	Cluster 2		Cluster 1	Cluster 2	
1	30	42	,000	0	0	16
2	29	39	,000	0	0	35
3	18	28	,000	0	0	37
4	21	24	,000	0	0	35
5	73	85	1,000	0	0	17
6	20	77	2,000	0	0	46
7	65	75	3,000	0	0	56
8	9	74	4,000	0	0	37
9	32	72	5,000	0	0	19
10	43	58	6,000	0	0	18
11	14	54	7,000	0	0	43
12	7	47	8,000	0	0	46
13	16	41	9,000	0	0	68
14	25	40	10,000	0	0	20
15	2	10	11,000	0	0	40
16	30	45	12,333	1	0	58
17	48	73	14,000	0	5	70
18	38	43	15,667	0	10	64
19	22	32	17,333	0	9	72
20	4	25	19,000	0	14	40
21	91	93	21,000	0	0	69
22	68	92	23,000	0	0	38
23	89	90	25,000	0	0	59
24	86	88	27,000	0	0	47
25	31	71	29,000	0	0	72
26	8	64	31,000	0	0	39
27	61	63	33,000	0	0	59
28	50	62	35,000	0	0	60
29	19	59	37,000	0	0	64
30	13	53	39,000	0	0	51
31	27	52	41,000	0	0	48
32	34	49	43,000	0	0	79
33	6	36	45,000	0	0	61
34	17	35	47,000	0	0	49
35	21	29	49,000	4	2	57
36	3	23	51,000	0	0	63
37	9	18	53,500	8	3	50

38	51	68	56,167	0	22	63
39	8	11	58,833	26	0	51
40	2	4	61,567	15	20	56
41	56	87	64,567	0	0	74
42	70	76	67,567	0	0	60
43	14	69	70,567	11	0	57
44	57	60	73,567	0	0	67
45	37	55	76,567	0	0	58
46	7	20	79,567	12	6	49
47	33	86	82,900	0	24	75
48	27	67	86,233	31	0	78
49	7	17	89,900	46	34	71
50	9	79	93,600	37	0	73
51	8	13	97,333	39	30	84
52	1	83	101,333	0	0	66
53	5	82	105,333	0	0	65
54	26	81	109,333	0	0	74
55	12	78	113,333	0	0	85
56	2	65	117,362	40	7	69
57	14	21	121,648	43	35	87
58	30	37	126,114	16	45	77
59	61	89	130,614	27	23	70
60	50	70	135,114	28	42	67
61	6	84	139,781	33	0	62
62	6	80	144,614	61	0	76
63	3	51	149,548	36	38	75
64	19	38	154,481	29	18	73
65	5	44	159,814	53	0	76
66	1	15	165,148	52	0	77
67	50	57	170,648	60	44	83
68	16	66	176,314	13	0	82
69	2	91	181,997	56	21	81
70	48	61	187,687	17	59	80
71	7	46	193,592	49	0	79
72	22	31	199,725	19	25	86
73	9	19	206,125	50	64	85
74	26	56	213,625	54	41	78
75	3	33	221,692	63	47	80
76	5	6	230,002	65	62	82
77	1	30	238,618	66	58	81
78	26	27	248,213	74	48	88
79	7	34	258,087	71	32	83
80	3	48	268,229	75	70	84

81	1	2	278,486	77	69	89
82	5	16	288,876	76	68	88
83	7	50	300,165	79	67	86
84	3	8	313,465	80	51	90
85	9	12	329,265	73	55	87
86	7	22	345,432	83	72	89
87	9	14	363,199	85	57	90
88	5	26	381,688	82	78	91
89	1	7	406,762	81	86	92
90	3	9	441,548	84	87	91
91	3	5	487,392	90	88	92
92	1	3	636,495	89	91	0

9.3 INTERVIEWLEITFÄDEN FÜR EXPERTENINTERVIEWS

9.3.1 Smart-Grid-Interviews

Einleitende Worte

Das Ziel unserer Experteninterviews ist es, den Begriff Smart Grid zu definieren sowie die Rolle des Smart Grid im zukünftigen deutschen Energiesystem einzuordnen. Außerdem wollen wir Hemmnisse bei der Umsetzung eines Smart Grids und mögliche Strategien zur Überwindung dieser Hemmnisse identifizieren. Der Fokus liegt hierbei auf Deutschland.

Definition

Der Begriff „Smart Grid“ wird sehr unterschiedlich definiert. Wir würden gerne wissen, wie Sie ein Smart Grid vom derzeitigen Stromnetz unterscheiden würden und welche zukünftigen Anwendungsfelder Sie für ein Smart Grid sehen.

- a. Wo liegen Ihrer Ansicht nach die Unterschiede eines Smart Grids im Vergleich zum heutigen Stromnetz? *5 Minuten*
- b. Für welche Anwendungsfelder, also Einbindung von Stromerzeugern, Speichertechnologien und Endverbrauchern sowie das Netzmanagement, ist aus Ihrer Sicht ein intelligenteres Stromnetz notwendig? Wir werden diese Punkte nun einzeln durchgehen. *5 Minuten*

Welche Anwendungsfelder sehen Sie...

- Bei der Einbindung von Stromerzeugern?
- Bei der Einbindung von Speichertechnologien?
- Bei der Einbindung von Endverbrauchern?
- Beim Netzmanagement?
- Sehen Sie weitere Anwendungsfelder?

Die Rolle des Smart Grid in unserem zukünftigen Energiesystem

Ein Smart Grid kann sowohl eine Energiewende mit Tendenz zur Stromerzeugung am besten Standort als auch eine Energiewende mit Fokus auf Verbrauchsnähe unterstützen.

- c. Welche Tendenz favorisieren Sie? 5 Minuten
- d. Sehen Sie einen Unterschied hinsichtlich der Nutzung von Smart Grids je nachdem welche Tendenz die Energiewende einschlägt? Also Tendenz eher zur Stromerzeugung am besten Standort oder zur Verbrauchsnähe? 5 Minuten

Hemmnisse bei der Umsetzung eines Smart Grids

Wir würden Sie nun bitten, Hemmnisse bei der Umsetzung eines Smart Grids aufzulisten.

- e. Welche unternehmensexternen Hemmnisse für die Umsetzung eines Smart Grids bestehen aus Ihrer Sicht? 10 Minuten
- f. Welche unternehmensinterne Hemmnisse für die Umsetzung eines Smart Grids bestehen aus Ihrer Sicht? 5 Minuten

Rückfragen, falls nötig: Sollte hier zwischen individueller und Organisationsebene unterschieden werden?

Fallen Ihnen noch Hemmnisse ein... 5 Minuten

- Bei der Einbindung von Stromerzeugern?
 - Bei der Einbindung von Speichertechnologien?
 - Bei der Einbindung von Endverbrauchern?
 - Beim Netzmanagement?
 - Fallen Ihnen weitere Hemmnisse ein?
- g. Wir möchten diese Hemmnisse gern danach kategorisieren, ob sie von Ihnen als überwindbare Herausforderung, Verzögerung oder als Blockade eingestuft werden. 2 Minuten

Mögliche Strategien zur Überwindung dieser Hemmnisse

Nun würden wir Sie bitten, mögliche Strategien zur Überwindung der von Ihnen genannten Hemmnisse aufzulisten. Es geht bei dieser Frage nicht darum, eine optimale Strategie vorzuschlagen, sondern alle Möglichkeiten aufzulisten.

- h. Welche Überwindungsstrategien sehen Sie für die von Ihnen aufgelisteten Hemmnisse? *25 Minuten*

Rückfragen, falls nötig: Gibt es konkrete Adressaten für Ihre Lösungsvorschläge? Wie hoch schätzen Sie die Erfolgsaussichten ein, dass Ihre Lösungsvorschläge umgesetzt werden? → Hoch oder niedrig?

Weitere Schritte der Studie

- i. Wir werden so lange weitere Experteninterviews durchführen, bis wir keinen neuen Informationsgewinn mehr erzielen. Können Sie uns weitere Smart Grid Experten empfehlen, falls wir nach unseren ersten Interviews weitere Experteninterviews durchführen werden? *2 Minuten*
- j. Im Anschluss an unsere Experteninterviews werden wir eine Unternehmensbefragung durchführen. Wären Sie bereit, uns beim Vorab-Test des Fragebogens zu unterstützen? *1 Minute*
- k. Interesse an Ergebnissen?

9.3.2 Wasserstoff-Interviews

Einleitende Worte

Das Ziel unserer Experteninterviews ist es, mögliche Pfade der Energiespeicherung mittels elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs zu untersuchen. Dabei sollen sowohl technische Aspekte als auch deren politischen Machbarkeit untersucht werden. Im ersten, eher technischen Schritt interessiert uns daher, welche Speicherpfade Sie zum einen für effizient und zum anderen ökonomisch sinnvoll erachten.

In den nächsten Schritten möchten wir auf deren konkrete politische Umsetzung abzielen. Hierbei interessiert uns einerseits, welche generellen Akzeptanzhemmnisse Sie sehen. Andererseits möchten wir wissen, welche politischen Regelungen Sie generell zum Entwurf und rechtzeitigen Aufbau einer Speicherinfrastruktur als notwendig erachten.

Die Energiewende kann verschiedene Gestalten annehmen. Mit Blick hierauf würden wir in einem letzten Schritt gerne wissen, welche Einzelinteressen und Strategien Sie in diesem Themenfeld ausmachen. Besonderes Augenmerk liegt hier auf der Unterscheidung zwischen eher zentralen und eher dezentralen Prozesspfaden.

Technische Aspekte

Die Speichertechnologie Power-to-Gas in ihren verschiedenen möglichen Ausführungen ist derzeit zentrales Thema vieler Konferenzen und Fachdiskussionen; es gibt viele Erprobungs- und Testprojekte; Sven Geitmann spricht im HZwei von einem Hype.

- a. Wir würden zunächst gerne wissen welche H₂-Speicher- und Rückkonversionstechnologien Sie in dieser Anwendung des Wasserstoffs – direkt oder indirekt – als Energieträger als am vielversprechendsten empfinden? 15 Minuten

Rückfragen, falls nötig: Welchen Stellenwert hat Ihrer Meinung nach...[technische Checkliste]

- Niedertemperaturelektrolyse
- Hochtemperaturelektrolyse
- Methanisierung
- Flüssig oder gasförmig

- Einspeisung in Erdgasnetz
- Gas- und Dampfkraftwerke
- Brennstoffzellenkraftwerke (zentral, dezentral)

Akzeptanz

Das Vorhandensein neuer Technologien allein garantiert noch keine tatsächliche Umsetzung. Das Graduiertenkolleg berücksichtigt daher auch die gesellschaftliche Akzeptanz von technischen Optionen. Unter „Akzeptanzhemmnis“ verstehen wir die Ablehnung einer Technologie, die von deren Nicht-Nutzung bis hin zu aktiver Verhinderung führt.

b. Sehen Sie Akzeptanzhemmnisse seitens

- der Bevölkerung (also: Endverbraucher)
- Anwohner im Umfeld von Infrastrukturen („NIMBY“)?
- der Industrie?

c. Welche Lösungsstrategien sehen Sie für die von Ihnen genannten Hemmnisse?

Rückfragen, falls nötig: Adressaten?

d. Leitbilder für Wasserstoff: In welchen Bedeutungskontext sollte man Wasserstoff stellen?

Die Bilder und Leitbilder, in die Wasserstoff gesetzt wird, sind meist zu abstrakt und unkonkret (z.B. Wasserstoff ist gut, weil umweltfreundlich). Sie sprechen dabei weder das Alltagsleben noch die Erfahrungen von Nutzern direkt an.

Um aber mehr öffentliche Aufmerksamkeit für das Thema Wasserstoff zu bekommen und gerade in der *breiten Bevölkerung* die Akzeptanz für Wasserstoff zu erhöhen, sollte genau das verändert werden. Es ist notwendig, ein attraktives Leitbild von Wasserstoff zu schaffen, welches die Alltagswelt der Nutzer einbezieht.

Was meinen Sie, welche Bilder bieten sich hierfür an?

Mögliche Bedeutungskontexte / Leitbilder nennen, falls Rückfragen:

Energy to go / persönliches Kraftwerk to go: netzunabhängige Stromversorgung;
unterbrechungsfreie Notstromversorgung

Beitrag zur Energiewende: Langzeitspeicherung von Energieüberschüssen

Dezentralität: Energiewende vor Ort umsetzen

Sichere Energieversorgung: Importunabhängigkeit, Unabhängigkeit von fossilen
Brennstoffen

Treibstoff des 21. Jahrhunderts

Umweltfreundlichkeit

Lokale Luftqualität

Internationale Wettbewerbsfähigkeit

Sonstiges (offen)

Allgemeine politische Umsetzung

- e. Welche politischen Maßnahmen halten Sie *generell* für nötig, um Entwicklung und Installation einer Speicherinfrastruktur voranzutreiben? 10 Minuten

Rückfragen, falls nötig: Welche Lösungen sehen Sie für die folgenden

Regelungsbedürfnisse:

- Forschung und Entwicklung?
- Sicherstellung von Flexibilität und gesicherten Kapazitäten?
- Markteinführung (EEG/KWK/Stromsteuer/Supercredits etc.)
- Abgestimmtes Vorgehen: („NEP für Speicher“)?
- Gebündelte Kompetenzen (Energieministerium)?
- Angepasstes Unbundling?

- Regulierung/Standardisierung/vereinheitlichte Verfahren
(z.B. H₂-Speicher + Druckbehälter?)
- Maßnahmen zur Bürgerbeteiligung?

Interessenorientierte Umsetzungspfade

Die Energiewende stellt in gewisser Weise einen ergebnisoffenen Prozess dar, welcher verschiedene technologische Pfade zur Umsetzung ermöglicht. Diese sind eng mit partikularen Interessenlagen verbunden (was etwa beim Netzausbau und der Technologieförderung zu beobachten ist).

- f. Sehen Sie *Alternativen und Gegenstrategien* zum Ausbau einer Wasserstoff-Infrastruktur? *10 Minuten*

Rückfragen, falls nötig:

- Reservekraftwerke?
 - Portfolioeffekte (europäisches Supergrid)?
 - Dauerhafter Import (z.B. Desertec)?
- g. Sehen Sie bei der Auswahl *zwischen* denkbaren Energiespeicherpfaden konkurrierende Interessen, z.B. von wirtschaftlichen Akteuren oder Regionen? *10 Minuten*
- h. Darauf aufbauend: Welche unterschiedlichen Strategien (z.B. technologische Entscheidungen oder Förderinstrumente) lassen sich bei der Diskussion um H₂-Speicher beobachten? *5 Minuten*

Rückfragen, falls nötig: Unterschiedlicher Infrastruktur-Bedarf

Weitere Schritte der Studie

- i. Wir werden weitere Experteninterviews durchführen, bis wir keinen neuen Informationsgewinn mehr erzielen. Können Sie uns weitere Experten zum Thema Wasserstoffspeicher empfehlen, falls wir nach unseren ersten Interviews weitere Experteninterviews durchführen werden? *2 Minuten*
- j. Interesse an Ergebnissen?

9.4 CODEBUCH DER INHALTSANALYSE *ENERGIEDISKURS IN DEUTSCHLAND*

I. Allgemeine Codieranweisungen

Zunächst werden wichtige Informationen zur Studie und zur Auswahl der Beiträge gegeben.

Ziel der Studie

Die vorliegende Studie untersucht, wie über verschiedene Energieoptionen in tagesaktuellen deutschen Print- und TV-Nachrichtenformaten im Jahr 2013 berichtet wird. Dabei werden sowohl konkrete Energieträger (fossil, erneuerbar, nuklear) und -technologien als auch abstraktere Energiethemen (z.B. Energiespeicherung, Energietransport, Ziele der Energieversorgung) berücksichtigt. Damit soll der gesamte Energiediskurs in der deutschen Medienöffentlichkeit abgebildet werden. Für jeden Energieträger bzw. für jedes abstrakte Energiethema wird erfasst, aus welcher Perspektive (z.B. Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, gesellschaftliche Akzeptanz) dieser bzw. dieses beleuchtet wird und mit welcher Bewertung (positiv vs. negativ). Damit liefert die Analyse Aussagen darüber, wie häufig bestimmte Perspektiven hinsichtlich verschiedener Energieträger und -themen eine Rolle spielen. Zudem soll erfasst werden, wie positiv bzw. negativ bestimmte Energietechnologien bewertet werden und wie über mögliche Risiken berichtet wird. Darüber hinaus wird untersucht, wie emotionalisierend die Energieberichterstattung gestaltet ist.

Untersuchungseinheiten

Neben den überregionalen Tageszeitungen *Süddeutsche Zeitung*, *Die Welt*, *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, *Frankfurter Rundschau* und der *tageszeitung (taz)*, die das politische Spektrum in Deutschland abbilden, wird auch die Nationalausgabe der BILD in die Analyse einbezogen. Darüber hinaus werden auch TV-Nachrichtenformate berücksichtigt. Dabei werden neben den relevanten und reichweitenstarken Formaten der zwei öffentlich-rechtlichen Sender – *ARD tagesschau*, *ARD tagesthemen*, *ZDF heute* und *ZDF heute journal* – auch die privaten Nachrichtenformate *SAT.1 Nachrichten* und *RTL aktuell* untersucht.

Untersuchungszeitraum

Der Untersuchungszeitraum umfasst das Jahr 2013 (1. Januar bis 31. Dezember).

Zugriffskriterien

Über die Datenbanken FACTIVA und FAZ-Archiv werden im oben genannten Untersuchungszeitraum alle Beiträge auf Relevanz hin geprüft, welche bei folgendem Suchstring als Treffer erscheinen:

Energiewende OR Energiepolitik* OR Kraftwerkspark OR Energiesektor OR Energieträger OR Strombedarf*

Relevant für diese Analyse sind Beiträge, die sich auf die Energieversorgung in Deutschland beziehen, wobei dabei sowohl Import als auch Export von Technologien oder Energie in andere Länder eine Rolle spielt. Zur Energieversorgung zählen sowohl Strom- als auch Wärmeversorgung. Auch Mobilitätsaspekte und Energieeffizienz werden einbezogen, sofern sie sich auf die Energieversorgung beziehen. Dazu zählen nur Beiträge, die sich auf die gegenwärtige oder zukünftige Energieversorgung beziehen, historische Abhandlungen werden ausgeklammert. Beiträge zu lokaler oder regionaler Energieversorgung werden nur in die Analyse einbezogen, wenn sie im Kontext der deutschlandweiten oder zumindest bundeslandweiter Entwicklung betrachtet werden. Dabei kann es sich beispielsweise um die Berichterstattung über Pilotprojekte handeln, die aufgrund ihres Vorbildcharakters auch Bedeutung für ganz Deutschland haben.

Nicht relevant für die vorliegende Studie sind Beiträge, die die Energieversorgung anderer Länder thematisieren, ohne dabei Bezug auf die deutsche Energieversorgung zu nehmen (z.B. deutscher Unternehmer investiert in griechische Photovoltaik). Ausgeschlossen werden sämtliche Beiträge, die sich nur auf einen kleinen regionalen bzw. lokalen Teil Deutschlands beziehen, ohne dabei im nationalen bzw. bundeslandweiten Kontext zu stehen. Ein Beispiel sind Proteste gegen ein Windrad in einer bestimmten Gemeinde. Auch Beiträge mit supranationale Themen (z.B. EU, global) ohne Bezug zur deutschen Energieversorgung werden ausgeschlossen. Weiterhin nicht relevant sind Beiträge, die sich lediglich auf ein Unternehmen beziehen (z.B. Energieversorger) und dabei beispielsweise über personelle Änderungen oder Finanzierungsprobleme berichten. Zudem werden Beiträge ausgeklammert, die einen der oben genannten Suchbegriffe ohne inhaltliche Ausführung lediglich nennen (so genanntes ‚Namedropping‘, z.B. durch Politiker). Schlussendlich werden keine Beiträge einbezogen, die sich ausschließlich (d.h. ohne Bezug auf die Energieversorgung Deutschlands) mit der Endlagerung von Atommüll beschäftigen.

Stichprobe

Print: Aus der Grundgesamtheit von 2.452 als relevant eingestuften Print-Beiträgen wird eine proportional geschichtete Zufallsauswahl gezogen. Dabei entsprechen die sechs Schichten den sechs untersuchten Printmedien. Die Stichprobengröße wird auf 859 Beiträge beschränkt, was 35% des Umfangs der Grundgesamtheit entspricht. Aus jeder Schicht wird nun 35% der erschienenen Beiträge zufällig ausgewählt. Die Stichprobe spiegelt somit die Verhältnisse der Artikelanzahl zwischen den verschiedenen Medien wider und gewährleistet ein realitätsnahes Abbild der Grundgesamtheit.

TV: Hier wird wieder das Schichtungsprinzip angewendet, wobei aus jeder Schicht bzw. jedem TV-Format nicht zufällig Beiträge ausgewählt werden, sondern auf jeden vierten Beitrag zurückgegriffen wird, der auf seine Relevanz hin (siehe Zugriffskriterien) geprüft wird. Diese Auswahl an TV-Sendungen reduziert sich noch um die Anzahl der Sendungen, die nicht obigen Zugriffskriterien entsprechen.

Analyseeinheiten

Innerhalb der Codierung spielen zwei Analyseeinheiten eine Rolle: der gesamte Beitrag sowie die Ebene des einzelnen Energieträgers oder -themas, welches im Beitrag vorkommt.

Struktur des Codebuchs, Ablauf der Codierung

Für jede Analyseeinheit werden bestimmte Variablen codiert, die in der folgenden Übersicht – den Analyseeinheiten zugeordnet – aufgeführt sind.

UNTERSUCHUNGSGEGENSTÄNDE			
Beitragsebene	Themenebene		
Vorkommende Energiethemen	Inhalt & Bewertung der Energiethemen	Risikodarstellung und Emotionalisierung	
<ul style="list-style-type: none"> • Codierer • Monat/Tag • Medium • Darstellungsform 	<ul style="list-style-type: none"> • Platzierung 	<ul style="list-style-type: none"> • Vorkommen von: <ul style="list-style-type: none"> - Sprachbildern/Metaphern - emotionalem Wortschatz 	Formale Merkmale
<ul style="list-style-type: none"> • Tenor der Energieberichterstattung im Beitrag • Energiethemen (Energieträger und übergeordnete Themen) 	<ul style="list-style-type: none"> • Perspektive auf das Thema und deren Bewertung • Darstellung der deutschen Energiewende im internationalen Kontext • Relevanz für zukünftige Energieversorgung • Vorankommen des Energiethemas • Notwendigkeit Netzausbau • Ursache und beschuldigter Akteur für mangelndes Vorankommen 	<ul style="list-style-type: none"> • Vorkommen von: <ul style="list-style-type: none"> - Sensationalisierung - Personalisierung • Vorkommen v. Schäden: <ul style="list-style-type: none"> - Schadensbereich - Intensität des Schadens - Eintrittswahrscheinlichkeit - Erwähnung Unsicherheit - Kontrollierbarkeit 	

Die Codierung von Energiethemen erfolgt nach der Reihenfolge des Vorkommens im Beitrag. Kommt ein Energiethema mehrfach im Beitrag vor und wird ggf. auch aus mehreren Perspektiven beleuchtet, so wird es mehrfach codiert, sofern zwischenzeitlich über andere Energiethemen berichtet wird. Kommt ein Energiethema nur an einer Stelle im Beitrag vor, so wird es für den konkreten Artikel auch nur einmal (mit den entsprechenden Perspektiven) erfasst.

Hinweis zur TV-Codierung: Es zählt das gesprochene Wort des Moderators bzw. der zu Wort kommenden Personen im TV-Beitrag. Bewegtbilder wie z.B. eingeblendete Grafiken/Diagramme oder Filmszenen vom betroffenen Ort der Berichterstattung (z.B. Parlament, Ort eines Bürgerprotests) werden nicht explizit analysiert, sondern fließen in Zusammenhang mit dem gesprochenen Wort in die vorliegende Untersuchung ein (z.B. bei der Einschätzung des Tenors, der Sensationalisierung, der Personalisierung, der Emotionalisierung, etc.).

II. Kategoriensystem

v1: Codierer

- 1 Amelie Gais
- 2 Wassily Nemitz
- 3 Jasmin Rodig
- 4 Carolin Schaufel
- 5 Nina Tschampel

vID: Erfassung der Beitrags-ID, die auf dem Beitrag bzw. im Dateinamen (TV) vermerkt ist.

v2: Datum

Hier wird erfasst, wann der Beitrag veröffentlicht wurde:

v1a: Monat der Veröffentlichung, beginnend mit 1 (nicht 01) für Januar bis 12 für Dezember

v1b: Tag der Veröffentlichung, z.B. 9 (nicht 09) für 9. April

v3: Medium

Erfasst wird das Medium, in dem der Beitrag erschienen ist.

- 1 Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ)
- 2 Süddeutsche Zeitung (SZ)
- 3 Die Welt
- 4 Frankfurter Rundschau (FR)
- 5 tageszeitung (taz)
- 6 BILD national
- 7 ARD Tagesschau (20:00 Uhr)
- 8 ARD Tagesthemen (22:15 Uhr)
- 9 ZDF heute (19:00 Uhr)
- 10 ZDF heute journal (21:45 Uhr)
- 11 SAT.1 Nachrichten (20:00 Uhr)
- 12 RTL aktuell (18:45 Uhr)

v4: Darstellungsform

Hier wird vermerkt, ob der vorliegende Beitrag tatsachenbezogen gestaltet ist, das heißt, die objektive Berichterstattung ohne eine Wertung des Verfassers im Vordergrund steht oder ob der Beitrag eher meinungsbezogen aufbereitet ist, d.h. in dem der Verfasser eigene Positionen deutlich macht.

Im Kern handelt es sich bei tatsachenbezogenen Beiträgen um objektive Darstellungen des Geschehens, ohne dass die eigene Meinung des Verfassers deutlich wird. Bei meinungsbezogenen Beiträgen treten dagegen die Wertungen und die Meinung des Verfassers deutlich hervor (z.B. Kommentar).

Eine Mischform beinhaltet sowohl Fakten als auch Meinungen, das heißt, wenn eine objektive Darstellung des Themas noch mit Meinungen des Journalisten angereichert wird (z.B. ob das wirklich so umgesetzt werden kann, ist fraglich).

Achtung: Kommt innerhalb eines Beitrags zusätzlich ein in sich geschlossenes Interview vor, zählt dieses als eigene Analyseeinheit und wird separat codiert (= 2 Beiträge).

10 (überwiegend) tatsachenbezogen

11 Verlagsbeilage / Verlagsspezial (nur für Print)

Achtung: Interviews werden hier nicht codiert!

20 (überwiegend) meinungsbezogen

21 Leserbrief (nur für Print)

22 Interview

Achtung: separate Codierung als eigener Beitrag, auch wenn es in einen (Nachrichten)-Beitrag eingebettet ist.

23 Kommentar

24 Verlagsbeilage / Verlagsspezial (nur für Print)

30 Mischform

v5: Tenor [nur Energie-Teil des Beitrags]

Hier wird nur der Tenor des Teils im Beitrag erfasst, der sich auf Energiethemen bezieht. Dabei geht es um den grundsätzlichen optimistischen oder pessimistischen Eindruck, den der Beitrag bzgl. der Energieversorgung in Deutschland vermittelt. Es soll der Eindruck codiert werden, den ein durchschnittlicher Rezipient nach Lesen bzw. Anschauen des Beitrags zurückbehält.

1 eindeutig optimistisch / positiv

Wird codiert, wenn nahezu ausschließlich positive Ereignisse und Entwicklungen oder Lösungen für Probleme beschrieben werden.

2 eher optimistisch / positiv

Wird codiert, wenn überwiegend positive Aspekte thematisiert werden und nur am Rande über beispielsweise ungelöste Probleme berichtet wird.

3 sowohl als auch / ambivalent

Wird codiert, wenn (ungefähr) gleich viele positive und negative Gesichtspunkte beleuchtet werden.

4 eher pessimistisch / negativ

Wird codiert, wenn der Tenor aller Energiethemen im Beitrag überwiegend negativ ist, aber zumindest am Rande positive Aspekte Erwähnung finden, wie z.B. sich abzeichnende Problemlösungen.

5 eindeutig pessimistisch / negativ

Wird codiert, wenn fast ausschließlich negative Aspekte wie Probleme, Schwierigkeiten oder Konflikte thematisiert werden, ohne dass hierfür Lösungen präsentiert werden.

9 weder positiver noch negativer Tenor erkennbar / neutral

Dieser Code wird vergeben, wenn keine positiven oder negativen Gesichtspunkte zu erkennen sind, also lediglich über Fakten sachlich bzw. nüchtern berichtet wird.

v6: Energiethema (EThema)

Hier wird das Energiethema codiert, das im Beitrag thematisiert ist. Dabei kann es sich sowohl um einen Energieträger (ggf. in Kombination mit einer konkreten Technologie) als auch um ein abstraktes Thema handeln. Kommen mehrere EThemen vor, so wird jedes EThema separat erfasst. Wird ein EThema an verschiedenen Stellen im Beitrag erwähnt, so wird es auch mehrmals codiert. Die Reihenfolge der EThemen im Beitrag muss bei der Codierung eingehalten werden. Kommt im Beitrag kein EThema vor, so wird die 999.999 codiert.

110.000 Konventionelle Energieträger / Kraftwerke**111.000 Fossile Energieträger / Kraftwerke**

Wird codiert, wenn fossile Energieträger erwähnt werden; dies ist ein Sammelbegriff für Energieträger, die auf Kohlenstoff basieren und sich über sehr lange Zeiträume aus den Überresten toter Pflanzen und Tiere gebildet haben.

111.100 Kohle**111.110 Kohlekraftwerk allgemein**

Zu codieren, wenn im Beitrag allgemein von Kohlekraftwerken die Rede ist, ohne dass dabei zwischen Braun- oder Steinkohle unterschieden wird.

111.120 Braunkohle**111.121 Kohlekraftwerk**

Zu codieren, wenn die Verbrennung von Kohle zur Erzeugung von Wärme und Strom thematisiert wird.

111.122 Carbon Capture and Storage (CCS) / CO₂-Speicherung

Wird codiert, wenn von der Abscheidung (d.h. dem ‚Auffangen‘) und ggf. der anschließenden Speicherung von CO₂ die Rede ist. Mittels dieses Verfahrens können die Treibhausgasemissionen z.B. von Kohlekraftwerken massiv gesenkt werden. Problematisch ist jedoch, was mit dem gesammelten CO₂ geschieht;

hier ist v.a. die unterirdische Speicherung im Gespräch.

111.130 Steinkohle

111.131 Kohlekraftwerk

Zu codieren, wenn die Verbrennung von Kohle zur Erzeugung von Wärme und Strom thematisiert wird.

111.132 Carbon Capture and Storage (CCS) / CO₂-Speicherung

Wird codiert, wenn von der Abscheidung (d.h. dem ‚Auffangen‘) und ggf. der anschließenden Speicherung von CO₂ die Rede ist. Mittels dieses Verfahrens können die Treibhausgasemissionen z.B. von Kohlekraftwerken massiv gesenkt werden. Problematisch ist jedoch, was mit dem gesammelten CO₂ geschieht; hier ist v.a. die unterirdische Speicherung im Gespräch.

111.200 Erdgas

Inkl. Schiefergas und Methanhydrat/Gashydrat

111.210 Gaskraftwerk / Gasturbine / GUD-Kraftwerk

Zu codieren bei Thematisierung der Umwandlung von Wärme in mechanische Energie. Diese wird häufig in Kombination mit einer Dampfturbine in einem Gas- und Dampf-Kombikraftwerk (GuD-Kraftwerk) eingesetzt. Für den Betrieb einer Gasturbine kommen mehrere Energieträger in Frage, darunter z.B. Erdgas, Biogas, Heizöl.

111.220 Blockheizkraftwerk ohne Brennstoffzelle

Dieser Code bezieht sich auf ein Blockheizkraftwerk, in dem z.B. Erdgas verbrannt wird.

111.230 Verbrennungsmotor

Wird codiert, wenn thematisiert wird, dass durch die Verbrennung eines Energieträgers (Kraftstoff) mechanische Energie erzeugt wird. Allerdings abzugrenzen von Gasturbinen, auch wenn denen ein ähnliches Prinzip zugrunde liegt.

111.240 Fracking

Wird codiert, wenn von „unkonventioneller“ Erdgasförderung die Rede ist. Beschreibt ein

technologisches Verfahren, bei dem Wasser und Chemikalien in den Boden gepresst werden, um dort eingeschlossenem Gas den Austritt zu ermöglichen.

111.300 Erdöl

111.310 Erdölkraftwerk

Zu codieren, wenn die Verbrennung von Erdöl zu Erzeugung von Wärme und Strom thematisiert wird.

111.320 Verbrennungsmotor

*Wird codiert, wenn thematisiert wird, dass durch die Verbrennung eines Energieträgers (Kraftstoff) mechanische Energie erzeugt wird. Allerdings abzugrenzen von Gasturbinen, auch wenn denen ein ähnliches Prinzip zugrunde liegt. **Achtung:** Wird keine Technologie erwähnt, sondern z.B. nur „Benzin“, dann unter 111.300 (Erdöl) codieren.*

111.330 Fracking

Wird codiert, wenn von „unkonventioneller“ Erdölförderung die Rede ist. Beschreibt ein technologisches Verfahren, bei dem Wasser und Chemikalien in den Boden gepresst werden, um dort eingeschlossenem Öl den Austritt zu ermöglichen.

112.000 Kernenergie

Wird codiert, wenn Energie erwähnt wird, die aus der Spaltung oder aus der Verschmelzung von Atomkernen gewonnen wird.

112.100 Kernspaltung (Atomkraft)

Zu codieren, wenn thematisiert wird, dass durch die Spaltung von Atomkernen Energie gewonnen wird.

112.110 Kern- oder Atomkraftwerk

Zu codieren, wenn Kern- oder Atomkraftwerke thematisiert werden; in diesen wird aus Kernenergie elektrische Energie und Wärme erzeugt.

112.200 Kernfusion

Zu codieren, wenn Energiegewinnung durch die die Verschmelzung zweier Atomkerne thematisiert wird. In Zukunft soll dieser Prozess in Fusionsreaktoren zur Stromerzeugung genutzt werden.

120.000 Regenerative Energien / Erneuerbare Energien / Öko-Energien

121.000 Sonnenenergie

Darunter wird die Energie der Sonnenstrahlung verstanden, die technisch genutzt wird zur Gewinnung von Wärme oder elektrischem Strom. Die indirekte Nutzung der Sonnenstrahlung durch Pflanzen ist hier nicht gemeint (Dies würde stattdessen unter ‚123.000‘ Biomasse / Bioenergie erfasst).

121.100 Solartherme / Solarthermie

Zu codieren, wenn Kraftwerke thematisiert werden, die Sonnenenergie in thermische Energie umwandeln, welche wiederum z.B. für Heizzwecke genutzt werden kann.

121.200 Photovoltaik

Wird codiert, wenn die direkte Umwandlung von Sonnenenergie in elektrische Energie mit dem Zweck der Stromversorgung thematisiert wird. PV-Anlagen finden u.a. Anwendung auf Dachflächen, Freiflächen oder Parkscheinautomaten.

121.300 Konzentrierende Solarkraftwerke

Wird codiert, wenn Sonnenlicht über den Umweg von Wärme, die wiederum Dampf erzeugt und Turbinen antreibt, in elektrischen Strom umgewandelt wird. Diese Technologie wird im Rahmen des Projekts DESERTEC verwendet.

122.000 Windenergie allgemein

Dies meint Nutzung der Energie des Windes, um daraus technisch elektrischen Strom zu gewinnen.

122.100 Offshore

Dies ist die Nutzung der Windenergie vor den Küsten, also auf dem Meer.

122.200 Onshore

Dies ist die Nutzung der Windenergie auf dem Festland.

123.000 Biomasse / Bioenergie

Dies meint die technische Nutzung organischen Stoffen, die von Pflanzen und Tieren aufgebaut werden zur Gewinnung von elektrischem Strom und/oder Wärme.

123.100 Biogas

Hierunter fällt in Biogasanlagen erzeugtes Gas, für das verschiedene-nste Rohstoffe als Ausgangsmaterial genutzt werden (z.B. Mais, Gülle etc.)

123.110 Biogas-Aufbereitung / Biomethan

Hierunter fällt das durch einen gesonderten Prozessschritt aufbereitete (d.h. gereinigte) Biogas, welches somit Erdgasqualität erhält.

123.200 Biotreibstoffe, inkl. E10

Wird codiert, wenn flüssige Kraftstoffe thematisiert werden, die in der Regel genutzt werden, um KFZ anzutreiben. Sie werden entweder aus zuckerhaltigen Pflanzen (Bioethanol) oder aus ölhaltigen Pflanzen (Biodiesel) gewonnen.

123.300 Holz

Wird codiert, wenn die Nutzung von Holz in verschiedenen Formen zur Energiegewinnung thematisiert wird, wie z.B. Scheite, Pellets, Holzhackschnitzel etc.

123.400 ausschließlich Reststoffe aus der Landwirtschaft

Wird codiert, wenn thematisiert wird, dass Bioenergie ausschließlich aus Reststoffen aus der Landwirtschaft erzeugt werden wird/soll; z.B. Stroh, Gülle, etc.

124.000 Geothermie

Wird codiert bei der Thematisierung der Förderung von Wärme aus dem Untergrund, um diese technisch zu nutzen oder in elektrischen Strom umzuwandeln.

125.000 Wasserkraft

Wird codiert, wenn die Nutzung der Bewegungsenergie von Wasser thematisiert wird, aus welcher elektrischer Strom gewonnen wird.

125.100 Wasserkraftwerk

Zu codieren, wenn thematisiert wird, dass die Bewegungsenergie von Wasser in elektrische Energie umgewandelt wird.

130.000 Wasserstoff

Zu codieren, wenn Wasserstoff (kurz: H₂) thematisiert wird; hierbei handelt es sich um ein Gas, das u.a. zur Gewinnung von Strom und Wärme genutzt werden kann. Für die technische Herstellung können beliebige Energieträger verwendet werden.

131.000 Brennstoffzelle allgemein

Wird thematisiert, wenn Brennstoffzellen im allgemeinen thematisiert werden; diese wandeln chemisch gespeicherte Energie (meist H₂) unter Zufuhr von Sauerstoff in elektrische Energie um; als Nebenprodukt entsteht dabei primär Wasser. Auch der Betrieb mit Erdgas ist möglich.

131.100 Stationäre Anwendungen

Dieser Code bezieht sich auf die ortsgebundene, hauseigene Energieversorgung bis hin zur Versorgung von kleineren Wohngemeinden, Schwimmbädern oder Krankenhäusern. BZ werden beim stationären Einsatz in ein Blockheizkraftwerk (BHKW) integriert, auf Haushaltsebene wird dies auch als Mini-Blockheizkraftwerk (Mini-BHKW) bezeichnet.

131.110 Privater Haushalt

131.200 Mobilitätsanwendungen

z.B. zum Antrieb von Fahrzeugen oder die Versorgung von Energieverbrauchern in Flugzeugen.

131.300 Portable Anwendungen

Bezieht sich auf die Versorgung von elektrischen Kleingeräten mit einem geringen Leistungsbedarf (bis zu 1KW), wobei die BZ als Alternative zur Batterie betrachtet werden kann. Typische Einsatzorte wären hierbei Laptops, Messegeräte, etc.

132.000 Gasturbine / GUD-Kraftwerk

Zu codieren bei Thematisierung der Umwandlung von Wärme in mechanische Energie. Diese wird häufig in Kombination mit einer Dampfturbine in einem Gas- und Dampf-Kombikraftwerk (GuD-Kraftwerk) eingesetzt. Für den Betrieb einer Gasturbine kommen mehrere Energieträger in Frage, darunter z.B. Erdgas, Biogas, Heizöl.

133.000 Verbrennungsmotor

Wird codiert, wenn thematisiert wird, dass durch die Verbrennung eines Energieträgers (Kraftstoff) mechanische Energie erzeugt wird. Allerdings abzugrenzen von Gasturbinen, auch wenn denen ein ähnliches Prinzip zugrunde liegt.

140.000 Fracking (ohne Energieträger-Bezug)

Wird codiert, wenn von „unkonventioneller“ Erdöl- oder Erdgasförderung die Rede ist. Beschreibt ein technologisches Verfahren, bei dem Wasser und Chemikalien in den Boden gepresst werden, um dort v.a. eingeschlossenem Gas den Austritt zu ermöglichen.

210.000 Anforderungen an die Energieversorgung

Wird bei Nennung von Eigenschaften codiert, welche die Energieversorgung aus gesellschaftlicher Sicht aufweisen muss.

211.000 Versorgungssicherheit

Wird codiert, wenn eine sichere und stabile Energieversorgung von z.B. Haushalten oder Industrieunternehmen zu jeden Zeitpunkt thematisiert wird. (z.B. Die Versorgungssicherheit ist gefährdet.)

212.000 Bezahlbarkeit

Wird codiert, wenn im Beitrag darauf abgezielt wird, wie teuer/günstig die Energieversorgung für Privatverbraucher und Unternehmen ist. Häufig in Relation zum Haushaltseinkommen/Vergleich zu anderen Ländern genutzt.

213.000 Umweltfreundlichkeit / Nachhaltigkeit / Klimaschutz

Wird codiert, wenn die Umweltauswirkungen des Energiesystems thematisiert sind, was sowohl globale Klimaeffekte durch CO₂-Emissionen als auch lokale Schäden wie z.B. beim Kohleabbau einschließt. ‚Ökologische Nachhaltigkeit‘ wird hierbei häufig als Synonym verwendet. (z.B. Der Klimaschutz tritt auf der Stelle)

220.000 Energiewende allgemein

Thema ist hier die Energiewende an sich. Unter dem Dach der Energiewende lassen sich mehrere Zieldimensionen fassen, nämlich der Ausbau Erneuerbarer Energien und der Atomausstieg. Falls die Energiewende entsprechend konkretisiert ist, muss einer der folgenden Unter-codes gewählt werden. **Achtung:** nicht Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), dies wird unter politische Steuerungsmaßnahmen gefasst.

221.000 Ausbau der Erneuerbaren Energien allgemein

Wird codiert, sobald der Ausbau der Erneuerbaren Energien insgesamt thematisiert ist. Der Begriff ‚Energiewende‘ muss dabei nicht erwähnt sein. Werden bestimmte Erneuerbare Energien nur als Beispiele für die Erneuerbaren Energien genannt (z.B. „Die Erneuerbaren Energien, vor allem also Wind und Sonne, ...“), so wird dieser Code verwendet, allerdings nicht, wenn nur eine bestimmte Erneuerbare Energieform (z.B. Windenergie) thematisiert wird.

222.000 Atomausstieg

Wird codiert, wenn es nicht nur um die Abschaltung eines konkreten Atomkraftwerkes geht, sondern, wenn auch der Bezug zum gesamten Atomausstieg hergestellt wird.

230.000 Energiespeicherung allgemein

Wird codiert, wenn die Energiespeicherung thematisiert ist. Ein zunehmend höherer Anteil von Erneuerbaren Energien im Energiesystem wird zu immer mehr schwankendes Energieangebot führen – dies deshalb, weil Sonne und Wind manchmal wenig, manchmal stark oder auch gar nicht zur Verfügung stehen können. Demzufolge ist es notwendig, die Energie in Zeiten eines großen Angebots und geringem Bedarf (viel Wind, aber Verbraucher benötigen keinen Strom) zu speichern und sie damit für einen späteren Zeitpunkt zur Verfügung stellen zu können, wenn entsprechender Bedarf aufkommt.

231.000 Pumpspeicher(kraftwerke)

Wird codiert, wenn die Speicherung von elektrischer Energie durch Hinaufpumpen von Wasser beschrieben ist. Um wieder elektrische Energie zu generieren, wird das Wasser bergab durch Turbinen geleitet.

232.000 Batteriespeicher

Wird codiert, wenn die Speicherung von elektrischem Strom (dazu zählen auch Akkus) thematisiert wird.

232.100 Elektroautos als Zwischenspeicher

233.000 Gasspeicher

Wird codiert bei Thematisierung von sämtlichen Speicherorten, bei denen brennbare Gase wie Stadtgas, Erdgas, Wasserstoff, Biogas, etc. gespeichert werden.

233.100 **Untergrundspeicher**

Wird codiert bei Thematisierung eines Speichers, welcher sich in natürlichen oder künstlichen Hohlräumen unterhalb der Erdoberfläche befindet. Zu den Untergrundspeichern zählen beispielsweise Porenspeicher (Speicherung in porösem Gestein) oder Kavernenspeicher (Speicherung in Hohlräumen in Salzblöcken).

233.200 **Gasbehälter**

Wird codiert, wenn thematisiert wird, dass Gas in transportablen oder ortsfesten Gasbehältern gespeichert werden kann.

234.000 **Druckluftspeicher**

Wird codiert, wenn thematisiert wird, dass überschüssige Energie zu Luft verdichtet wird. Mit der Entspannung der Luft kann ein Generator angetrieben werden, welcher Strom produziert.

240.000 **Energietransport**

241.000 **Strom-Transport**

Wird codiert, wenn es sich um den Transport von elektrischer Energie vom Ort ihrer Erzeugung zum Ort, wo sie genutzt werden soll, handelt.

241.100 **Stromnetz-Ausbau allgemein**

Dies wird immer dann codiert, wenn von Stromnetzausbau allgemein die Rede ist, ohne dabei auf eine bestimmte Spannungsebene einzugehen. Hierunter fallen auch Einschätzungen zum Bedarf des Netzausbaus.

241.200 **Strom-Transport im Overlay-Netz/ Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)**

Wird codiert, wenn das übergeordnete Stromnetz thematisiert wird, mit dem große Strommengen über weite Strecken transportiert werden sollen, z.B. von Produktionsschwerpunkten in Norddeutschland zu Verbrauchszentren in Süddeutschland oder auch europaweit. Overlay-Netze werden oft mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) geplant.

241.210 **Stromnetz-Ausbau**

241.300 **Strom-Transport im Hoch- und Höchstspannungsnetz**

Wird codiert, wenn das Übertragungsnetzthematisiert wird, welches Strom mit Hoch- und Höchstspannung (110/220/380 kV-Spannung) von den Kraftwerken in die nähere Umgebung von Verbrauchszentren transportiert. Über sog.

Kuppelleitungen ist das Übertragungsnetz an das internationale Verbundnetz angeschlossen. Vorrangig wird der Strom hier mittels Freileitungen auf Hochspannungsmasten transportiert, Erdkabel kommen aber ebenfalls vor.

241.310 Stromnetz-Ausbau

241.400 Strom-Transport im Verteilnetz (lokale Stromnetze)

Wird codiert, wenn Verteilnetze thematisiert werden; diese dienen der regionalen und lokalen Stromversorgung und operieren in der Regel mit niedrigeren Spannungen, d.h. mit Niederspannung (230V /400V) oder Mittelspannung (1kV – 30 kV).

241.410 Stromnetz-Ausbau

241.500 Strom-Transport in Intelligenten Stromnetze/ Smart Grids

Wird codiert, wenn intelligente Stromnetze thematisiert werden; dies sind Stromnetze, in denen alle Teile des Netzes mit Datenverbindungen gekoppelt sind. Diese Verbindungen ermöglichen den ständigen Austausch über Produktion und Verbrauch und sollen dadurch jederzeit einen effizienten und sicheren Betrieb des Netzes ermöglichen.

241.510 Stromnetz-Ausbau

241.600 Strom-Transport im Offshore-Netz

Wird codiert, wenn der Netzausbau erwähnt wird, der nötig ist, um den Strom von den Windanlagen auf dem Meer ans Land zu befördern (Netzanbindung). Wird im Zusammenhang mit Windanlagen auf dem Meer aber das Stromnetz quer durch Deutschland (also auf dem Land) thematisiert, so wird Code 241.300 „Strom-Transport im Hoch- und Höchstspannungsnetz“ codiert.

241.610 Stromnetz-Ausbau

242.000 Gas-Transport

Wird codiert, wenn Rohrleitungen zum Transport von Erdgas vom Ort der Erzeugung zum Ort der Speicherung und des Verbrauchs thematisiert werden. Erdgasleitungen zum Transport über weite Strecken werden Pipelines genannt und sind hier ebenfalls gemeint. Auch Methan aus anderen Quellen kann so transportiert werden.

242.100 Gas-Transport im Erdgasnetz (ohne Wasserstoff)

242.200 Flüssiggas / Liquefied Natural Gas (LNG)

242.300 Wasserstoff-Transport

242.310 Methanisierter Wasserstoff im Erdgasnetz

Wird codiert, wenn der Transport von methanisiertem Wasserstoff thematisiert wird. Methanisierter H_2 liegt vor, wenn dem H_2 noch Kohlenstoffmonoxid (CO) oder Kohlenstoffdioxid (CO_2) zugeführt wird, sodass eine Umwandlung in Methan (CH_4) erfolgt. Dieser Prozess kann angewendet werden, um mehr H_2 (in Form von CH_4) ins Erdgasnetz einspeisen zu können.

242.320 Reiner Wasserstoff im Erdgasnetz

Wird codiert, wenn thematisiert wird, dass H_2 auch in reiner Form in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden kann (wenngleich nur zu einem geringen Anteil). Wird auch codiert, wenn das Erdgasnetz in diesem Zusammenhang als Zwischenspeicher von Energie (in diesem Fall in Form von H_2) erwähnt wird.

242.330 Wasserstoff-Netz

Wird codiert, wenn für den Transport von H_2 aber auch ein eigenes Wasserstoff-Netz aufgebaut werden kann, bei dem nicht das bestehende Erdgasnetz genutzt wird. Es handelt sich hierbei um Leitungen, die speziell für den H_2 -Transport gebaut bzw. genutzt werden.

242.331 Wasserstoff-Netzausbau

243.000 Wärme-Transport

Wird codiert, wenn Leitungssysteme, die Wärme vom Ort der Entstehung (z.B. ein Kraftwerk) zum Ort der Nutzung transportieren, erwähnt werden. Dies kann über größere Distanzen - Fernwärmenetz oder über kürzere Distanzen – Nahwärmenetz erfolgen, wobei die Grenzen zwischen beidem nicht immer eindeutig sind. Im Zweifelsfall wird nur Wärmetransport codiert.

243.100 Fernwärmenetz

243.200 Nahwärmenetz

250.000 Dezentralität der Energieversorgung

Wird codiert, wenn der Grad der Dezentralität der Energieversorgung thematisiert wird. Zentral ist ein Energiesystem, welches eher durch großtechnische Anlagen dominiert wird (hierunter fallen z.B. auch erneuerbare Offshore-Windkraftanlagen). Ein hoher Anteil von PV-Kleinanlagen erhöht den Dezentralitätsgrad des Energiesystems. Ebenfalls zentral kann die Marktstruktur sein, wenn diese von nur wenigen große Unternehmen (v.a. RWE, Eon, Vattenfall, EnBW) dominiert wird. Viele Kleinerzeuger (z.B. Einfamilienhäuser mit PV-Anlagen auf dem Dach) treten auch als Marktakteure auf und erhöhen dementsprechend den Dezentralitätsgrad des Marktes. Schließlich kann auch die Gewinnung von Energie nahe dem Ort, wo

sie verbraucht wird, als dezentral verstanden werden (z.B.: „Dezentral verteilte Windkraftanlagen reduzieren den Netzausbau-Bedarf“); die Konzentration von Energiegewinnung z.B. nahe Braunkohlerevieren oder an der (windreichen) Küste wäre eher als zentral zu bezeichnen.

251.000 Stromerzeugung in Bürgerhand / Pluralität der Marktteilnehmer

Hierunter wird die Tatsache verstanden, dass neben den großen Stromkonzernen auch einzelne oder z.B. in Energiegenossenschaften organisierte Bürger einen Anteil an der Stromerzeugung haben (sollen). Dies geschieht etwa durch PV-durch Kleinanlagen auf Hausdächern oder kleinere Windparks in Gemeinschaftsbesitz. Entscheidend ist hierbei die Vielfalt von Marktteilnehmern.

252.000 Unabhängigkeit von Bundesländern/Regionen in der Energieversorgung

Beschreibt die Tatsache bzw. das Streben von Bundesländern bzw. Regionen, einen größtmöglichen Anteil an der Energiegewinnung innerhalb Deutschlands zu haben (z.B.: „Niedersachsen wird in Zukunft Netto-Exporteur von Windstrom“; „Seehofer spricht sich für ein Gaskraftwerk in Grafenrheinfeld aus, um dauerhaften Import von Strom aus Norddeutschland zu vermeiden.“). Der Anteil von importierter Energie wird somit reduziert bzw. sogar in Exporte umgekehrt.

253.000 Autarke Energieversorgung einzelner Gemeinden / „Insellösungen“

Wird codiert, wenn von einzelnen Gemeinden geschrieben wird, die den benötigten Strom (größtenteils) selbst erzeugen können bzw. dies anstreben. Durch Energiespeicher könnten sie zudem praktisch unabhängig vom Übertragungsnetz sein (Autarkie/Insellösungen); z.B.: „Schon heute speist Rosenheim übers Jahr gesehen mehr Strom ins Übertragungsnetz ein als es insgesamt verbraucht. Bis 2020 sollen genügend Speicher installiert sein, um komplett von selbsterzeugtem Strom zu leben“.

254.000 Erzeugung nahe dem Verbrauch

Der Energieverbrauch ist in Deutschland ungleichmäßig verteilt (d.h. Verbrauchszentren im Süden und Westen); wird codiert, wenn thematisiert wird, dass Energie auch dort erzeugt werden soll, wo viel Strom verbraucht wird – z.B. durch Windkraftanlagen im windarmen Baden-Württemberg oder neue Gaskraftwerke in Bayern.

255.000 Erzeugung am besten Standort

Wird codiert, wenn thematisiert wird, dass insbesondere Erneuerbare Energien dort erzeugt werden (sollten), wo die besten Bedingungen herrschen. Die könnte Windkraft in Küstennähe sein, aber auch Solarenergie in Südeuropa.

260.000 Politische Steuerungsmaßnahmen

Wird codiert, wenn energiepolitische Maßnahmen, z.B. Möglichkeiten der Ökostromförderung oder Maßnahmen zur Bewahrung der Versorgungssicherheit thematisiert werden.

261.000 Erneuerbare Energien Förderung allgemein / Ökostrom-Förderung

Wird codiert, wenn die Erneuerbare Energien Förderung als Beihilfe, um Erneuerbaren Energien (EE) den Markteintritt zu ermöglichen, erwähnt wird.

261.100 Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) / Einspeisevergütung / EEG-Umlage / Ökostrom-Gesetz / Ökostrom-Umlage

*Wenn das EEG thematisiert wird; dies legt fest, dass Strom von EE-Anbietern vorrangig ins Netz eingespeist („**Einspeisevorrang**“) wird; Netzbetreiber müssen diesen Strom zu gesetzlich festgelegten Preisen abnehmen („**garantierte Einspeisevergütung**“). Die Differenz zu den – meist niedrigeren – Börsenstrompreisen bekommen die Netzbetreiber über die **EEG-Umlage** zurückerstattet, welche wiederum von den Stromkunden bezahlt wird. Auch Anpassungen und Reformen des EEG werden hierunter gefasst.*

261.110 Kürzung / Deckelung / Bremsen von EE-Förderungen

*Hierunter fallen sämtliche Anpassungsvorschläge am Modell des EEG, etwa durch Kürzung der Vergütung („**Strompreisbremse**“) oder die stärkere Steuerung von Ausbauzahlen („**Ausbaukorridor**“; „**atmender Deckel**“). Diese Maßnahmen laufen praktisch immer auf ein „**Abbremsen**“ des Ausbaus von EE-Anlagen hinaus. **Achtung:** Wird ein gänzlich anderes Fördermodell vorgeschlagen, dann Codes 261.200-261.400 prüfen!*

261.120 Ausnahmen bei der EEG-Umlage

*Wird codiert, wenn explizit Ausnahmen von der Zahlung der EEG-Umlage thematisiert werden, mittels welcher EE-Anlagen finanziert werden („**Wer schultert wie viel Lasten?**“). Die Eigenerzeugung von Strom sowie Großverbraucher sind von der Zahlung der EEG-Umlage teilweise befreit („**Industrierabatte**“).*

261.200 Quotenmodell / Quotenregelung / Mengen-Modell

Wird codiert, wenn Stromanbieter verpflichtet werden, einen vorgeschriebenen Anteil von EE im Portfolio zu haben und

können für sich entscheiden, ob sie EE-Strom selbst produzieren oder zukaufen.

261.300 Direktvermarktung inkl. Marktprämie

Hierunter fällt, dass EE-Anbieter ihren Strom selbst bzw. über einen Vermarkter verkaufen und dafür eine zusätzliche Prämie erhalten

261.400 Ausschreibungsmodell

Hierunter fällt, dass gewünschte Menge an EE-Erzeugung ausgeschrieben werden, der günstigste Anbieter erhält den Zuschlag, z.B. in Form einer festgelegten Prämie.

261.500 Emissionshandel inkl. Backloading

Dieser Code beschreibt das „Cap and trade“, d.h. das Deckeln und Handeln von Emissionsrechten – CO₂-Vermeidung wird auf europäischer Ebene dem Markt überlassen: das kann etwa durch EE-Anlagen oder Effizienzsteigerung von bestehenden Technologien geschehen. Zur Belegung des Emissionshandels ist das Instrument des „Backloadings“ denkbar – hier werden durch einen politischen Eingriff die im Markt befindlichen Zertifikate künstlich verknappt.

262.000 Kapazitätsmechanismen / Vergütung für Bereithalten von Kraftwerksleistung

Wird codiert, wenn das Vergüten das Bereithalten von Leistung beschrieben ist, unabhängig davon, ob tatsächlich Energie geliefert wird (z.B. durch Energiespeicher oder Reservekraftwerke, aber auch flexiblen Stromverbrauch). Dies dient der Systemstabilität, z.B. bei Windstille, und soll Investitionen, z.B. in moderne Gaskraftwerke, rentabel machen.

262.100 Kapazitätsmarkt / Leistungsmarkt

Beschreibt einen neuen Markt für bereitgehaltene Stromerzeugungskapazität (v.a. Kraftwerke, aber auch Speicher oder flexibler Stromverbrauch), die bei Bedarf (z.B. bei Stromengpässen) abrufbar ist.

262.200 Strategische Reserve

Wird codiert, wenn diese Alternative zum Kapazitätsmarkt thematisiert wird: Es wird hierbei kein neuer Markt geschaffen, stattdessen schreibt die Bundesnetzagentur die Stromerzeugungskapazitäten aus, die in Reserve gehalten werden (z.B. für Stromengpässe)

262.300 Energy-Only-Market

Thematisiert das Beibehalten des jetzigen Systems, in dem nur tatsächlich bereitgestellte Energie vergütet wird.

263.000 Anpassungen am Regierungssystem

Wird codiert, wenn nicht gegenstandsbezogene Gesetze (z.B. EEG-Reform – s. 261.000ff!), sondern die politischen Strukturen und Verfahren selbst geändert werden (im Wesentlichen um fitter, fairer etc. zu werden); z.B. „Erneut wurde die Forderung nach einem Energiewendeministerium laut, welches die Kompetenzen von BMWi und BMU vereint und eine ‚Energiewende aus einer Hand‘ ermöglichen würde.“)

270.000 Energieeffizienz und Verbrauchsoptimierung

Wird codiert, wenn die Reduzierung des Energieaufwands, was in der Regel zur Einsparung von Energie führt, im Beitrag erwähnt wird.

271.000 Technische Effizienzmaßnahmen

Wird codiert, wenn Energieeffizienz durch technische Maßnahmen thematisiert werden, wie z.B. der Einsatz energiesparender Geräte oder Maschinen, Fahrzeuge etc. aber auch Maßnahmen, wie die Wärmedämmung von Gebäuden.

272.000 Nachfrageflexibilität / Demand Side Management

Wird codiert, wenn die Steuerung der Stromnachfrage, bspw. durch intelligente Stromzähler (Smart Home), im Beitrag erwähnt wird.

273.000 Energieeinsparung durch Verhaltensänderungen

Zu codieren, wenn Energieeinsparungen durch Verhaltensänderungen bei Menschen erreicht werden, egal in welchen sozialen Rollen (z.B. als Konsumenten, Arbeitnehmer, Energieverbraucher etc.).

274.000 Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung / Abwärmenutzung

Zu codieren, wenn bei Energieumwandlung-Prozessen sowohl Strom generiert als auch die bei dem Prozess entstehende Wärme genutzt wird.

280.000 Carbon Capture and Storage (CCS) / CO₂-Speicherung (ohne Energieträger-Bezug)

Wird codiert, wenn von der Abscheidung (d.h. dem ‚Auffangen‘) und ggf. der anschließenden Speicherung von CO₂ die Rede ist. Mittels dieses Verfahrens können die Treibhausgasemissionen z.B. von Kohlekraftwerken massiv gesenkt werden. Problematisch ist jedoch, was mit dem gesammelten CO₂ geschieht; hier ist v.a. die unterirdische Speicherung im Gespräch.

290.000 Sonstiges übergeordnetes Thema

Wird codiert, wenn ein EThema vorkommt, welches keiner der vorgenannten Kategorien zugeordnet werden kann.

999.999 kein Energiethema (EThema) vorhanden

Wird codiert, wenn im Beitrag kein EThema erwähnt wird.

v7: entfallen

v8: entfallen

v9: Vorkommen in der Überschrift bzw. Anmoderation

Hier wird erfasst, ob das EThema in der Überschrift oder der Anmoderation durch den Moderator zu Beginn der TV-Nachrichtensendung thematisiert wird oder nicht. Wird über das EThema mehrmals innerhalb des Beitrags berichtet, so soll bei allen außer der ersten Codierung 'kommt nicht vor' codiert werden.

0 kommt nicht vor

1 kommt vor

v10: Relevanz für zukünftige Energieversorgung

Wird codiert, wenn die Relevanz des EThemas für die zukünftige Energieversorgung hergestellt wird und dabei dessen Bedeutung explizit erwähnt wird.

1 Ist relevant

Wird codiert, wenn die Bedeutung für die zukünftige Energieversorgung überwiegend bejaht wird.

z.B. „ Windenergie sollte/ muss ausgebaut werden“, „Kohlekraft sichert die Stromversorgung auch weiterhin“, „Bioenergie wird eine große Rolle spielen“, „Energiespeicher sind unverzichtbar“

2 Ambivalent

Wird codiert, wenn die Berichterstattung die zukünftige Bedeutung abwägend beschreibt, also sowohl Aspekte, die eine zukünftige Relevanz bejahen, vorkommen, als auch solche, die sie verneinen. Relevanz bejahende und verneinende Aussagen müssen sich dabei ungefähr die Waage halten.

z.B. „Kohlekraft kann auch weiterhin die notwendige Grundlast bereitstellen, mit den richtigen Rahmenbedingungen können klimaschonende Gaskraftwerke diese Aufgabe aber ebenfalls übernehmen.“; „ Speicher sind eine vielversprechende Option, es gibt aber auch die Alternative eines stärkeren Netzausbaus“, „ob Wasserstoff tatsächlich so genutzt werden wird, bleibt abzuwarten“

3 Ist nicht / weniger relevant

Wird codiert, wenn die Bedeutung für die zukünftige Energieversorgung überwiegend verneint wird.

z.B. „ Erdölkraftwerke werden immer unwichtiger“, „Die Atomkraft wird Schritt für Schritt ersetzt werden“

9 keine Relevanz für zukünftige Energieversorgung thematisiert

v11: Thematisierung eines Schadens

Hier wird codiert, ob ein Schaden in Zusammenhang mit dem erwähnten EThema erwähnt wird, wobei auch ein potenziell möglicher Schaden berücksichtigt werden soll. Ein Schaden charakterisiert sich als eine Situation oder Lage, die einen Nachteil bzw. eine Belastung für einzelne Personen, für eine Gruppe von Personen, für die ganze Gesellschaft oder auch für Flora und Fauna gegenwärtig hat oder zukünftig haben kann. Der Schaden muss dabei eindeutig einem EThema zugeordnet werden können bzw. eindeutig als eine Ursache aus diesem hervorgehen. Für das Wort ‚Schaden‘ können auch verwandte Begrifflichkeiten oder Bedeutungen wie Risiko, Verlust, Bedrohung, Gefahr, Beeinträchtigung, Mangel oder Katastrophe im Beitrag vorkommen. Beispiele für Schäden sind gesundheitliche Auswirkungen auf den Menschen (z.B. Strahlungsbelastung); instabile Netze (Netzbelastung), die die Versorgungssicherheit gefährden können; Lärmbelästigung von Tieren, wirtschaftliche Einbußen (auch Arbeitsplatzverluste), etc.

0 kommt nicht vor

1 kommt vor

v12: entfallen

v13: Verwendung von emotionalem Wortschatz

Erfasst wird, inwieweit das EThema mit emotionalen Begriffen angereichert präsentiert wird mit dem Ziel, beim Leser bzw. Zuschauer eine bestimmte Emotion hervorzurufen. Dabei muss die Emotion nicht auf den Menschen bezogen sein, auch Tiere und Objekte können mit emotionalen Begrifflichkeiten verknüpft werden (z.B. Wale sind bedroht, die Branche leidet unter...).

Emotionen sind durch ein spezifisches Ereignis ausgelöste Erregungszustände (eindeutige Ursache) wie Glück, Angst, Trauer, Wut etc. Sie können zum einen aus ethischer Motivation resultieren (z.B. schlechtes Gewissen, Schuldbewusstsein, Schuldzuweisung) oder als Folge eines Ereignisses (z.B. Angst, Freude).

Dabei werden nur explizite Emotionen berücksichtigt. Explizit liegen Emotionen immer dann vor, wenn bei der Darstellung des EThemas bestimmte Signalwörter auftauchen (Verwendung von Verben und Substantiven, die Emotionen ausdrücken = affektiver Wortschatz), wie beispielsweise Angst, bangen, fürchten, schuldhaben, freuen, etc., die einem bestimmten Erregungszustand zuzuordnen sind.

Achtung: Verneinungen oder ironische Elemente müssen bei der Einschätzung, ob es sich um eine positive oder negative Emotion handelt, berücksichtigt werden. Wenn beispielsweise beschrieben ist, dass man kein Mitleid haben muss, so wird ‚negative Emotion‘ codiert, obwohl es sich bei ‚Mitleid‘ um eine eigentlich positive Emotion handelt.

Beispiele für **Positive** Emotionen:

- **Freude:** z.B. Tausende Menschen freuen sich, durch die Windkraftanlagen endlich wieder Arbeit zu haben
- **Überraschung:** z.B. Die erreichten Wirkungsgradsteigerungen bei Solaranlagen haben selbst Experten überrascht.
- **Stolz:** z.B. stolz präsentieren die Ingenieure ihre Neuentwicklung
- **Vertrauen:** z.B. den Sicherheitsmaßnahmen für H₂ kann man vertrauen.

- **Mitgefühl:** z.B. Mit den Bürgern vor Ort kann man da nur Mitgefühl haben.

Beispiele für **Negative** Emotionen:

- **Angst:** z.B. Tausende Menschen müssen um ihren Arbeitsplatz bangen; H₂ mag bei manchen Ängste auslösen, Atomkraft ist gefährlich
- **Schuld:** z.B. Schuld an allem sind die politischen Fehlentscheidungen.
- **Zweifel:** z.B. Zweifel am geplanten Umfang des Netzausbaus, der als viel zu hoch angenommen wird.
- **Ärger/Wut:** Andere sind dagegen sauer, sie ärgern sich über die Verhuzung der Landschaft.
- **Verzweiflung/Ohnmacht:** Das Windrad ist schrecklich. Es spaltet die Gemeinschaft. Hier herrscht Krieg.
- **Bedauern:** z.B. Bedauerlicherweise sind die Optionen für langfristige Energiespeicherung noch recht begrenzt.
- **Leid:** z.B. die deutsche Offshore-Branche leidet unter einer Spielart des bekannten Henne-Ei Problems
- **Bedrohung:** Wale sind bedroht, die Kosten bedrohen die Nachhaltigkeit dieses Systems

Achtung: Indirekte Emotionen spielen an dieser Stelle keine Rolle. Diese liegen vor, wenn ein Sachverhalt oder eine Situation beschrieben wird und dadurch eindeutige Rückschlüsse auf die Gefühlslage von Betroffenen gezogen werden können (z.B. Lärmbelästigungen durch Windräder in der Nähe, Ungerechtigkeiten von Steuerreformen oder Förderungen).

0 keine Emotion

1 (eher) positive Emotion

2 (eher) negative Emotion

9 nicht eindeutig zuzuordnen

v14: entfallen

v15: Personalisierung

Personalisierung bezieht sich auf die Bedeutung von Personen oder Personengruppen bei der Darstellung des EThemas und damit, inwieweit der Fokus auf die Person/en gelegt und Institutionen bzw. Sachverhalte durch individuelle Akteure repräsentiert werden. Besonders die Darstellung von Normalbürgern oder Fallbeispielen kann die Personalisierung verstärken. Werden Haushalte, Länder, Konzerne, Parteien oder Tiere erwähnt oder gezeigt, zählt dies nicht zu Personalisierung.

Personalisierung bezieht sich dabei lediglich auf Aussagen, in denen über Personen gesprochen wird (Objekt-Personalisierung), keine Aussagen von Personen selbst, z.B. Zitate (Subjekt-Personalisierung).

Achtung: Bei der Einschätzung der Personalisierung hilft die Überlegung, ob die Darstellung des EThemas inhaltlich noch aussagekräftig wäre, wenn man den Personenbezug entfernen würde.

0 keine Personalisierung

Namen, Titel, Berufsbezeichnungen werden nicht genannt, rein sachliche Tatsachenbeschreibung

z.B. Bei Bedarf dient die BZ auch als mobiles Kraftwerk: Ihre elektrische Leistung von 66 kW reicht aus, um mehrere Einfamilienhäuser mit Strom zu versorgen.

1 geringe Personalisierung

Personen werden zwar genannt, sind aber für das Geschehen ohne Bedeutung. Sachliche bzw. abstrakte Themen stehen im Vordergrund.

z.B. Dann müsste H₂ nicht per Tanklaster an die Tankstellen transportiert werden, sondern der Tankwart könnte ihn direkt vor Ort produzieren; die Küstenanwohner befürchteten durch Offshore-Windparks eine deutliche Beeinträchtigung der Lebensbedingungen von Vögeln und Meeressäugern; zulasten der Verbraucher

2 mittlere Personalisierung

Personen und unpersönliche Sachverhalte kommen etwa gleichrangig vor.

z.B. Mit dieser gesamten Offshore-Leistung von knapp 3 GW können mehr als drei Millionen Haushalte mit Strom beliefert werden; Bürger laufen Sturm gegen die Verschandelung der Landschaft; Die Bürger vor Ort jedoch sind dagegen ungehalten – schon deshalb, weil der Wert ihrer Häuser ins Bodenlose sinkt.

3 hohe Personalisierung

Das Geschehen dreht sich primär um Personen und die rein sachliche Tatsachenbeschreibung rückt stark in den Hintergrund. Ohne die Personen ist kein aussagekräftiger Sachverhalt übrig.

z.B. Die Hersteller der vielen Windräder also sind es nicht, die das Geld der Stromverbraucher kassieren. Dafür aber jene, an die man eher als Letztes denkt: Bauern; Mit leeren Augen und zitternder Stimme – so treten die Schallopfer an. Es sind die Märtyrer der Bewegung. Auch Klaus Zeltwanger gehört dazu; Unfall in Offshore-Windpark: genaue Beschreibung eines Arbeitsunfalls mit deutlicher Fokussierung auf die Verletzungen der Person.

v16: Sensationalisierung

Es wird codiert, inwieweit das EThema sensationsheischend aufbereitet ist und damit überdurchschnittlich viel Aufmerksamkeit erzeugen soll. Folgende Stilmittel können dabei verwendet werden: schockierende, Normen und Tabu brechende Textpassagen, Aufbauschen eines Ereignisses zum Skandal (z.B. durch Darstellung, Anprangerung von Missständen, Verfehlungen von Akteuren zum Hervorrufen von Empörung), Übersteigerung/Übertreibung eines Sachverhaltes (z.B. Konflikt) bis ins Unwahrscheinliche/Un glaubwürdige (Dramatisierung).

Hinweis: Bei TV-Beiträgen kann die Sensationalisierung auch unabhängig vom gesprochenen Wort durch die gezeigten Bilder erzeugt werden.

0 kommt nicht vor

z.B. Offshore-Windparks: Leitstelle für Unfälle fehlt; gefährdet Kulturlandschaften; hohes Potenzial der Windenergie.

1 kommt etwas vor

Es erfolgt nur wenig Übersteigerung/Übertreibung, was damit nicht im Vordergrund steht.

z.B. vernichtet Kulturlandschaften; gewaltiges Potenzial der Windenergie; Doch dann blieb es lange Zeit still um die BZ. Die Stromerzeugung revolutionierten derweil Windräder und Solaranlagen; Ohne die richtige Infrastruktur nützt das beste Auto nichts.

2 kommt stark vor

Die Stilmittel Übersteigerung/Übertreibung/Aufbauschen stehen eindeutig im Vordergrund.

z.B. Kosten explodieren; Politikchaos; das letzte Fleckchen Heimat der Energiewende opfern; gierige Stromabzocker; wirtschaftlicher Irrläufer; optische Emissionen; das Scheitern der H₂-Revolution; Senkung eines Werts ins Bodenlose; CO₂-Lüge: Stoppt den Wahnwitz mit Solar- und Windkraft!; die Hiobsbotschaften reißen nicht ab.

v17: entfallen

v18: entfallen

v19: Vorkommen von Metaphern

Erfasst wird, ob bei der Berichterstattung über das EThema von bildhaften Ausdrücken oder Metaphern Gebrauch gemacht wird. Um Metaphern handelt es sich, wenn ein Begriff von seinem eigentlichen Sinngehalt auf einen anderen Bedeutungszusammenhang, in diesem Falle auf den Bereich Energie, übertragen wird.

z.B. grüne Revolution; Tropfen auf dem heißen Stein; Mastenwälder; optische Emissionen; Kosten im Zaum halten; Rückgrat der Energiewende; mit der Stromtrasse eine Schneise durch die Republik treiben; Stromnetze als Schlagader der Nation; Strombrücke; Stromautobahnen.

0 kommt nicht vor

1 kommt vor

Filter: wenn v6 = 220.000, 221.000, 222.000

v20: Darstellung der deutschen Energiewende im internationalen Kontext

Erfasst wird, wie die deutsche Energiewende in Bezug zu anderen Ländern gesetzt wird und dabei deren Rolle deutlich gemacht wird.

1 (überwiegend) Vorreiterprojekt

Meint die Darstellung, Deutschland würde sich vom Vorgehen anderer Länder/supranationaler Institutionen in positiver Hinsicht abgrenzen, da es „mit gutem Beispiel vorangeht“ (auch: „Pionierrolle“; „Entwicklung, von der die Welt profitiert“ etc.)

2 (überwiegend) Sonderweg / Irrweg / Einzelgänger

Meint die Darstellung, Deutschland würde sich energiepolitisch isolieren, d.h. sein Vorgehen nicht ausreichend mit anderen Staaten abstimmen (auch: „Tschechien setzt auf Atomkraft“; Energiemarkt geht nur europäisch etc.)

3 nicht eindeutig zuzuordnen

9 nicht thematisiert

Filter: wenn v6 = 213.000, 220.000, 221.000, 222.000, 241.100, 241.210, 241.310, 241.410, 241.510, 241.610, 242.331, 270.000, 271.000, 272.000, 273.000, 274.000

v21: Vorankommen

Hier wird codiert, wenn in irgendeiner Form der Fortschritt bzw. das Vorankommen thematisiert ist.

0 nicht thematisiert

1 Gutes Vorankommen

z.B. „Der Boom bei der Installation von Erneuerbaren Energien ist Deutschland ungebrochen“ (= Installation von Erneuerbaren Energien)

2 Langsames Vorankommen

z.B. „Die energetische Sanierung des Gebäudebestands liegt etwa bei 1% - um die selbstgesetzten Energieeffizienzziele zu erreichen, müsste der Wert jedoch doppelt so hoch liegen“ (= Energieeinsparung).

3 Kein/marginales Vorankommen / Stagnieren / auf der Stelle treten

z.B. „Der Ausbau der Übertragungsnetze ist im Jahr 2012 praktisch zum Erliegen gekommen“.

4 Zu schnelles Voranschreiten

Wird codiert, wenn entweder zu starkes Vorantreiben (durch die Politik), z.B. „Die Energiewende ist übereilt und wird ohne Rücksicht auf die Kosten durchgeführt“, oder zu schnelles Voranschreiten eines EThemas, z.B. „Ein langsamerer Zubau von Photovoltaik wäre im Sinne der Stromkosten sowie der Versorgungssicherheit wünschenswert“, thematisiert wird.

9 nicht eindeutig zuzuordnen

Filter: wenn v21 = 2, 3 oder 4; Mehrfachnennung möglich

v22: Abstrakte Ursache falsches Vorankommen

Hier wird codiert, wenn einer der genannten, eher abstrakten Sachverhalte (z.B. Bürokratie, schlechte Planung) für das falsche Vorankommen verantwortlich gemacht wird. Auch Bürgerproteste werden als abstrakte Ursache hier erfasst. **Achtung:** Konkrete Akteure als Verantwortliche werden unter v21 = 2, 3 oder 4

codiert!

1 Bund-Länder-Konflikt

Wird codiert, wenn unterschiedliche Zielvorstellungen und regionale Interessen als Ursache angeführt werden.

2 (lokale) Bürgerproteste / NIMBY

Wird codiert, wenn beispielsweise EE-Anlagen, Stromleitungen etc. durch Widerstand in der Bevölkerung erschwert bzw. verhindert werden und damit ein falsches Vorankommen begründet wird.

3 Konkurrenz zwischen Ministerien / Bundes- und Länderebene

Wird codiert, wenn das Gegeneinander-Arbeiten z.B. von BMU und BMWi durch unterschiedliche Vorstellungen und/oder Wahrung von Kompetenzen als Ursache angeführt wird.

4 Lobbyismus

Wird codiert, wenn Interessen und Einflussnahme von z.B. großen Energiekonzernen oder auch grünen Verbänden erwähnt sind, die eine volkswirtschaftlich sinnvollere Lösung verhindern und damit als eine Ursache für falsches Vorankommen herangezogen werden.

5 Investitionsunsicherheit

Bei diesem Code ist die Ursache in der Unsicherheit zu sehen, ob eine Investition die erwartete/notwendige Rendite abwirft – so können eigentlich vorteilhafte Investitionen unterbleiben (z.B. „Offshore-Anlagenbetreiber sind investieren trotz Genehmigung nur zögerlich, weil der Anschluss des fertigen Windparks ans Stromnetz unklar ist – in diesem Fall drohen Millionenverluste“).

6 Bürokratie / Genehmigungsverfahren

Wird codiert, wenn ausführende Behörden (nicht: politische Institutionen wie Bundestag oder Bundesrat) bzw. verwaltungstechnische Verfahrenswege kritisiert werden – häufig: Genehmigungsverfahren; Raumordnungsverfahren; Kooperation zwischen Behörden; Umweltverträglichkeitsprüfung etc.

7 Schlechte Planung / kein ‚Masterplan‘ der Politik

Wird codiert, wenn z.B. mangelnde politische Weitsicht oder nicht aufeinander abgestimmte Maßnahmen thematisiert werden.

9 Keine Ursache thematisiert

Filter: wenn v21 = 2, 3 oder 4

v23: Beschuldigter Akteur für falsches Vorankommen

Hier wird codiert, welcher Akteur für das falsche Vorankommen des beschriebenen Themas verantwortlich gemacht wird, wem also die Schuld hierfür zugewiesen wird. Wird die Schuld mehreren Akteuren zugewiesen, so wird nur der Hauptakteur erfasst. Wer der Hauptakteur ist, wird anhand des Umfangs oder aber der konkreten Formulierung im Beitrag entschieden. Ist nicht entscheidbar, welcher Akteur als Hauptakteur zu bewerten ist, dann wird der erste Akteur codiert, dem die Schuld im Beitrag zugewiesen wird.

1000 Wirtschaft

1100 Unternehmen

1110 Energieversorger

1120 Stromnetzbetreiber

1200 Wirtschaftsverband

2000 Politik

Politiker werden je nach Kontext, in dem sie vorkommen, zugeordnet. Angela Merkel wird z.B. in ihrer Funktion als Parteivorsitzende als „CDU“ codiert, dagegen in ihrer Funktion als Bundeskanzlerin als „Bundesregierung“.

- 2100 Partei
- 2110 CDU
 - 2120 CSU
 - 2130 CDU/CSU
- 2140 SPD
- 2150 FDP
- 2160 Die Linke
- 2170 Bündnis90/Die Grünen
- 2180 Piraten
- 2190 AfD
- 2200 Bundesregierung / Koalition
- 2300 Opposition auf Bundesebene
- 2400 Bundesland/-länder / Landesregierung(en)
 - 2401 Baden-Württemberg
 - 2402 Bayern
 - 2403 Berlin
 - 2404 Brandenburg
 - 2405 Bremen
 - 2406 Hamburg
 - 2407 Hessen
 - 2408 Mecklenburg-Vorpommern
 - 2409 Niedersachsen
 - 2410 Nordrhein-Westfalen
 - 2411 Rheinland-Pfalz
 - 2412 Saarland
 - 2413 Sachsen

- 2414 Sachsen-Anhalt
- 2415 Schleswig-Holstein
- 2416 Thüringen
- 2500 Ministerien und Behörden
- 2510 Bundesministerium inkl. Minister und anderen Repräsentanten
 - 2511 Bundesumweltministerium (BMU)
 - 2512 Bundeswirtschaftsministerium (BMWI)
 - 2513 Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung / und digitale Infrastruktur (BMVBS/ BMVI)
 - 2514 Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)
- 2520 Bundesbehörde
 - 2421 Umweltbundesamt
 - 2422 Bundesnetzagentur (BNetzA)
 - 2423 Bundeskartellamt
 - 2424 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie: BSH
 - 2530 Landesministerium
- 2600 Gemeindeebene / Kommunalebene
- 2700 EU-Ebene
- 2710 EU-Kommission

3000 Forschungseinrichtungen

z.B. Universitäten, Fraunhofer-Institute, dena

4000 Gesellschaft

- 4100 Nicht-Regierungs-Organisation(en) / Non-Profit-Organisation(en)
- 4110 Umweltorganisation
 - (z.B. Greenpeace, BUND, WWF, NABU, DUH)
- 4120 Verbraucherschutzverband (z.B. Verbraucherzentrale Bundesverband)
- 4130 Gewerkschaft (z.B. IG Metall, Deutscher Gewerkschaftsbund)
- 4140 Regionale Initiative (z.B. Bürgerinitiativen)

9999 nicht thematisiert

Filter: wenn v6 = 241.100, 241.210, 241.310, 241.410, 241.510, 241.610

v24: Notwendigkeit des geplanten Netzausbau-Umfangs

Hier wird codiert, wie der Umfang des geplanten Netzausbaus bewertet wird. Es geht damit nicht um Verzögerungen beim Netzausbau – diese werden unter v21 erfasst.

- 1 Umfang des Netzausbaus uneingeschränkt nötig**
- 2 Umfang des Netzausbaus ist überdimensioniert**
- 3 Umfang des Netzausbaus ist unzureichend / unterdimensioniert**
- 9 keine Aussagen zum Umfang**

Filter: wenn v11 = 1 (für v25-v31)

v25: Bereich des Schadens

Hier wird erfasst, in welchen Bereich der Schaden fällt, mit dem das EThema in Verbindung gebracht wird. Es können bis zu drei Schadensbereiche codiert werden.

- 1 Wirtschaftlich / Finanziell / ökonomisch / materiell**
Erfasst Geld, Immobilien, bewegliche Gegenstände; auch Auswirkungen auf die gesamte Wirtschaft.
- 2 Gesundheit von Menschen**
Erfasst vorübergehende oder irreversible Schäden bis hin zum Tod, z.B. Schäden von Strahlung der Atomkraft (diese werden immer unter diesem Code erfasst).
- 3 Komfort des Menschen (nicht: Wirtschaftlich)**
z.B. Versorgungssicherheit, Eingriff in das private Verbrauchsverhalten (z.B. nur noch waschen, wenn viel Strom verfügbar), Lärmbelastigungen beim Bau und Betrieb von Anlagen.
- 4 Umweltauswirkungen (nicht: Mensch)**
z.B. Tiere, Pflanzen, Wasser, Boden, Luft.
- 5 Politischer Schaden**
z.B. Krieg, inkl. militärischer Schaden.
- 6 Rechtlicher Schaden**
z.B. durch Verfassungs- oder Entschädigungsklagen.
- 7 Ethisch-moralischer Schaden**
z.B. Gerechtigkeitsempfinden der Bevölkerung; Glaubwürdigkeit der Politik.
- 8 Unkonkrete / diffuse Schäden**
d.h. es wird kein konkreter Schaden geschildert, aber allgemein z.B. von einer „risikoreichen Technologie“ gesprochen.

9 Sonstige konkrete Schäden

d.h. Schäden werden genannt, lassen sich jedoch nicht unter 1-7 einordnen.

v26: Intensität des Schadens

Hier wird codiert, ob die Intensität des Schadens erwähnt wird. Dies ist gegeben, wenn die Anzahl der betroffenen Personen, der Grad der Beeinträchtigung oder die Größe des beeinträchtigten Gebietes (z.B. bei Umweltschäden) im Beitrag thematisiert ist.

0 nicht thematisiert

1 thematisiert

v27: entfallen

v28: Höhe der Eintrittswahrscheinlichkeit des Schadens

Hier wird erfasst, ob die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Schadens explizit (!) erwähnt wird und wenn ja, als wie hoch diese Wahrscheinlichkeit im Beitrag dargestellt wird. Eine Eintrittswahrscheinlichkeit ist dann im Beitrag gegeben, wenn Relationen bzgl. des Eintretens vorkommen (z.B. 10 von 1.000 Personen 25% der Bevölkerung) oder wenn explizite Formulierungen wie „wird sehr wahrscheinlich dazu führen“, „viele Personen werden betroffen sein“, „wird kaum eintreten“ im Beitrag genannt sind. Findet keine explizite Erwähnung der Eintrittswahrscheinlichkeit statt, so wird die 0 codiert. Ist der Schaden bereits eingetreten, so wird die 3 verschlüsselt.

0 nicht thematisiert

Wird codiert, wenn keine Angaben dazu gemacht werden, wie wahrscheinlich das Eintreten des Schadens ist.

1 Hohe (höhere) Eintrittswahrscheinlichkeit

Wird codiert, wenn der Eintritt des Schadens als ziemlich sicher und weitgehend unbestreitbar dargestellt wird bzw. wenn bereits viele Menschen betroffen sind und damit die Wahrscheinlichkeit einer Betroffenheit weiterer Menschen als höher eingeschätzt wird oder eingeschätzt werden kann. Hinweisgebend für eine hohe Eintrittswahrscheinlichkeit, also einem ziemlich sicheren Eintreten des Schadens, sind z.B. Wörter wie „schon“, „über“, „mehr als“, „großes Risiko“, „doppelt/dreifach/vierfach/... so hoch“, „Das Risiko für Erkrankungen der Atemwege durch den Ausstoß an Schadstoffen ist enorm hoch“.

2 Geringe Eintrittswahrscheinlichkeit

Wird codiert, wenn der Eintritt des Schadens als ziemlich unsicher und weitgehend bestreitbar dargestellt wird bzw. wenn nur wenige Menschen bereits betroffen sind und daher daraus zu schließen ist, dass der Schaden eher selten eintritt. Hinweisgebend für eine geringe Eintrittswahrscheinlichkeit, also einem ziemlich unsicheren Eintreten des Schadens, sind z.B. Wörter wie „nur“, „weniger als“, „lediglich“, „möglicherweise“, „möglich“, „vielleicht“.

3 Schaden bereits eingetreten

Wird codiert, wenn bereits ein Schaden eingetreten ist, z.B. „Tausende Menschen sind bereits an Atemwegsinfektionen erkrankt.“, „Viele Wale haben bereits ihren Lebensraum verlassen, weil sie durch den Baulärm stark beeinträchtigt wurden.“

9 nicht eindeutig zuzuordnen

z.B. wenn der Journalist lediglich erwähnt, dass 1 von 1.000 Personen betroffen sein können, ohne dabei eine Einordnung zu geben, ob es sich dabei um eine hohe oder geringe Eintrittswahrscheinlichkeit handelt.

v30: Explizite Erwähnung von Unsicherheit im Zusammenhang mit dem Schadens

Hier wird erfasst, ob explizit (!) erwähnt wird, dass das Eintreten eines Schadens oder die Schadenshöhe mit Unsicherheit verbunden ist. Als ungewiss kann die gefühlte Abwesenheit von Wissen eingestuft werden, die in der Regel ein unangenehmes Gefühl erzeugt. Dabei ist eine Situation dann ungewiss, wenn (1) widersprüchliche Informationen vorliegen (z.B. Gefahrenpotenzial von Technologien unter Experten umstritten), (2) auf die Zukunft Bezug genommen wird, die niemals absolut vorhersehbar sein kann (z.B. Auswirkungen des Klimawandels, Wirtschaftsprognosen) oder (3) eine Information nicht verfügbar ist. Dabei kann der Grad der Ungewissheit stark variieren. Hinweise auf Unsicherheit können neben der direkten Thematisierung sprachlich durch folgende Mittel deutlich gemacht werden:

- (1) Formulierungen im Konjunktiv
- (2) Darstellung unterschiedlicher Prognosen oder Informationen (z.B. pro- und contra, abwägende Argumentation)
- (3) Verweise darauf, dass zum jetzigen Zeitpunkt keine klaren bzw. eindeutigen Informationen über eine Situation oder einen Gegenstand vorliegen.
- (4) Hinweise darauf, dass exakte Zukunftsprognosen bzw. absolute Aussagen nicht möglich sind.
- (5) Darstellung von Bedingungen, die das Eintreten des Schadens mehr oder weniger wahrscheinlich machen.

Weiterhin sind auch einschränkende Formulierungen wie „mutmaßlich“ oder „möglicherweise gefährlich“ Zeichen dafür, dass der Schaden mit Unsicherheit in Verbindung gebracht wird.

0 nicht thematisiert

1 thematisiert

v31: Kontrollierbarkeit / mögliche Kontrolle des Schadens

Hier wird erfasst, inwieweit der Beitrag das Gefühl vermittelt, dass der Schaden selbst entweder bzgl. seiner Eintrittswahrscheinlichkeit oder bzgl. seiner Intensität durch bestimmte (technische) Maßnahmen verringert und damit kontrolliert werden kann. Dazu zählen nicht nur Maßnahmen, die einzelne Personen oder Unternehmen selbst durchführen können (z.B. Einbauen von Sicherheitsmechanismen in Haushalte), sondern auch übergreifende Maßnahmen wie Regulierungen oder Gesetze bzgl. technischer Sicherheitsstandards. Etwa, wenn im

Zusammenhang mit Fracking betont wird, dass hierbei auch ungiftige Chemikalien eingesetzt werden können, was die Kontrollierbarkeit des Schadens erhöht (geringere Umweltbelastung).

0 nicht thematisiert

1 thematisiert

v31: entfallen

v32: entfallen

v33: Perspektive auf das EThema

Hier wird erfasst, aus welcher Perspektive das EThema beschrieben wird. Es können bis zu fünf erwähnte Perspektiven erfasst werden.

1000 Technische Perspektive

1010 Entwicklungsstand / Technologiereife / Technologieführerschaft

Wird codiert, wenn der Entwicklungsstand einer Technologie thematisiert wird, worunter auch dessen „Reife“ oder dessen „weltweit führender“ Charakter fallen.

1020 Auswirkungen auf Technologie-Innovationen

Wird codiert, wenn ein ÜThema (z.B. EEG-Reform) das generelle Schaffen von Innovationen beeinträchtigt (z.B.: „Die Deckelung der Solarvergütung wird Innovationen ausbremsen.“) oder begünstigt.

1030 Wirkungsgrad / Effizienz

Wird codiert, wenn beschrieben wird, wie effizient eine Technologie ist bzw. welchen Wirkungsgrad sie erreicht.

1040 Technologiespezifische Risiken / Katastrophenpotenzial

Wird codiert wenn die Risiken, die mit einer Technologie verbunden sind, beschrieben werden, also zum Beispiel solche durch Fehlfunktionen oder Unfälle, möglicherweise aber auch im normalen Betrieb.

1050 Kontrollierbarkeit der Technologie / Sicherheitsvorkehrungen

Wenn die Kontrollierbarkeit von Technologierisiken und damit verbundene Sicherheitsmaßnahmen thematisiert sind, wird dieser Code vergeben.

1060 Kompatibilität

Dies meint die Anschlussfähigkeit an andere, bereits bestehende Technologien.

1070 Flexibilität / Regelbarkeit / Steuerbarkeit

Hierbei geht es darum, wie flexibel eine Technologie einsetzbar ist, z.B. indem ein Kraftwerk bei Bedarf schnell hoch- oder heruntergefahren bzw. geregelt werden kann.

- 1080 Lebensdauer
Bezeichnet den Nutzungszeitraum einer technischen Anlage, bevor diese ersetzt oder erneuert werden muss.
- 1090 Verfügbarkeit / Technische Machbarkeit
Wird codiert, wenn thematisiert wird, ob eine Technologie zur Verfügung steht, z.B. „Strom aus Wasserkraft ist seit Jahrzehnten verfügbar“ bzw. technologisch umsetzbar ist.
- 1100 Brückentechnologie
Wird codiert, wenn im Beitrag die Deutung entsteht, eine Technologie (z.B. Braunkohle oder Atomkraft) wäre nötig, bis eines Tages z.B. ausreichend EE-Kapazitäten oder Speicher zur Verfügung stehen. Fokussiert wird also die ‚Existenzberechtigung‘ der bestehenden Technologie; das Bild der „Brückentechnologie“ wird hierbei häufig, aber nicht notwendigerweise genutzt.
- 1110 Stromnetzstabilität
Wird codiert, wenn die Belastung des Stromnetzes thematisiert und damit dessen Stabilität bewertet wird (z.B. gefährdet die Netzstabilität)
- 1120 Schwankendes Vorkommen Erneuerbarer Energien / Volatilität
*Wird codiert, wenn das Merkmal der Erneuerbaren Energien aufgegriffen wird, dass die Sonne nicht immer scheint oder der Wind nicht immer weht bzw. auch, dass es Situationen gibt, in denen zu viel Erneuerbare Energien vorliegen, was die Planbarkeit mit Erneuerbaren Energien erschwert. **Achtung:** Wird hingegen darauf verwiesen, dass bei viel Erneuerbarem Energien-Strom die Einspeisung ins Netz dessen Stabilität gefährdet, so wird Code 1110 „Stromnetzstabilität“ codiert.*

2000 Wirtschaftliche Perspektive

- 2100 Kosten
Hier werden die mit dem EThema genannten monetären Kosten erfasst. Dazu zählen auch vermiedene Kosten (z.B. sinkende Energiepreise, geringere Stromerzeugungskosten).
- 2110 Kosten für Verbraucher / Privatperson
Hierunter fallen nur private Verbraucher.
- 2111 Kosten für Versorgungsunterbrechung
Wird codiert, wenn durch Versorgungsunterbrechung Verluste für den privaten Verbraucher entstehen, z.B. Abtauen der Gefriertruhe.
- 2112 Bezahlbarkeit der Energie für sozial Schwächere
Wird codiert, wenn z.B. die Energiearmut thematisiert wird.
- 2120 Kosten für Unternehmen

2121 Kosten durch Versorgungsunterbrechung

Wird codiert, wenn durch Versorgungsunterbrechung Verluste für ein oder mehrere Unternehmen entstehen, z.B. Produktionsausfall.

2130 Gesamtwirtschaftliche Kosten

Wird codiert, wenn volkswirtschaftlich aggregierte Kosten thematisiert sind.

2131 Kosten durch Versorgungsunterbrechung

Wird codiert, wenn durch Versorgungsunterbrechung Verluste für die gesamte Volkswirtschaft angesprochen werden.

2132 Zu billiges verkaufen von EE-Strom ins Ausland

Wird codiert, wenn aufgrund der zu großen Menge an Erneuerbarem Energien-Strom dieser ins Ausland verschenkt wird. (z.B. „Strom aus Wind und Sonne ist nicht nur aberwitzig teuer, es gibt mittlerweile auch so viel davon, dass ein Großteil entsorgt werden muss, indem man ihn in den Niederlanden oder Österreich verklappt.“)

2200 Finanzielle Vorteile / Anreize

*Wird codiert, wenn die monetären Vorteile für Privatpersonen und Wirtschaftsakteure thematisiert sind, welche durch die Nutzung einer Technologie entstehen. Dies bezieht sich nur auf direkte Zahlungen wie etwa die Einspeisevergütung, schließt aber auch Steuern mit ein. Der Fokus des Codes liegt also auf den finanziellen Vorteilen; andere Auswirkungen auf die Wirtschaft werden unter „Auswirkung auf den Wirtschaftsstandort“ codiert.
Achtung: Auch vermiedene Kosten werden immer unter Kosten codiert.*

2210 Finanzielle Vorteile für Verbraucher / Privatperson

Umfasst Privatpersonen entweder in ihrer Rolle als Energieverbraucher (z.B. durch niedrigere Stromrechnung) oder als Kleinerzeuger (z.B. Einspeisevergütung für Dach-PV auf Eigenheimen).

2220 Finanzielle Vorteile für Unternehmen

Umfasst Wirtschaftsunternehmen aller Art. Finanzielle Vorteile können z.B. durch Energieeinsparung, geringere Strompreise, höhere Auftragszahlen oder Eigenerzeugung von Energie entstehen.

2230 Finanzielle Vorteile für die Gesamtwirtschaft

Hierunter wird der volkswirtschaftliche Nutzen monetär erfasst. Dies ist etwa der Fall, wenn durch Wirtschaftswachstum in einer Branche mehr Steuereinnahmen generiert werden, oder Stromimporte aus dem Ausland verringert werden.

2240 Finanzielle Vorteile für den Staat

Hierunter wird monetäre Nutzen codiert, welcher für die Bundesrepublik, Länder und/oder Gemeinden) entsteht. Bezieht sich v.a. auf Steuereinnahmen.

2300 Auswirkung auf den Wirtschaftsstandort

Hier werden die Konsequenzen codiert, die für den jeweiligen Wirtschaftsstandort entstehen, z.B. höhere Wettbewerbsfähigkeit. Hierunter fallen auch Auswirkungen auf den Tourismus oder eine Steigerung der Attraktivität für Unternehmen. NICHT: Beschäftigungseffekte oder „finanzielle Vorteile/Anreize“.

2310 lokal / regional

z.B. Einbußen beim Tourismus

2320 Bundesländerebene

z.B. mehr Kaufkraft der Bürger durch Mittel aus dem EEG-Topf; Wirtschaft ankurbeln durch Investitionen in Energieeffizienz

2330 national

z.B. Einbußen der Wettbewerbsfähigkeit durch höhere Energiekosten; Export von EE-Technologie

2340 europaweit

z.B. geringerer Kapitalabfluss durch sinkenden Import von Energieträgern wie Öl und Gas; Wirtschaftskraft von ‚Sorgenkindern‘ stärken (z.B. PV in Griechenland) – vermindert wirtschaftliche Spannungen

2400 Beschäftigungseffekte

Erfasst das Schaffen oder den Verlust von Arbeitsplätzen.

2500 Grad der Marktreife

Wird codiert, wenn z.B. die Fähigkeit einer Technologie/eines Produkts thematisiert wird, sich ohne Beihilfen am Markt behaupten zu können und damit gegenüber anderen Technologien wettbewerbsfähig zu sein.

2600 Vorhandensein der Ressource

*Wird codiert, wenn das Vorhandensein einer Ressource thematisiert wird, z.B. in Bezug auf Rohstoffe (z.B. begrenzte Ölvorkommen) oder unbegrenzte Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien, z.B. Wind. **Achtung:** Das schwankende Vorkommen von EE wird unter 1120 „Schwankendes Vorkommen Erneuerbarer Energien / Volatilität“ erfasst.*

3000 Politische Perspektive

3100 Abhängigkeit von Rohstoffeinfuhren

Beschreibt Abhängigkeit im Sinne von geopolitischen Risiken bei Rohstoffen (z.B. Gas).

3200 Staatlicher Eingriff / Regulierung nötig

Wird codiert, wenn durch Gesetz/Verwaltungsakt in das Privatleben oder den Wirtschaftskreislauf eingegriffen werden muss, um ein bestimmtes Ziel zu erreichen (z.B. „Technologieförderungen durch Beihilfen“; „Verlässliche Regulierung zur Erhöhung der Investitionssicherheit“; „Die Marktmacht der fossilen Energiegewinnung muss gebrochen werden“).

3210 Verstaatlichung

z.B. Verstaatlichung wichtiger Stromtrassen

3300 Mehr Markt nötig / marktnahe Lösung / weniger Staat

Wird codiert, wenn thematisiert wird, dass zur Erreichung eines Zieles (z.B. kostengünstige Energieversorgung) weniger staatliche Eingriffe nötig wären bzw. diese als ineffizient dargestellt werden (Gegenstück zu 3200), z.B. „Die Deregulierung des Netzausbaus verspricht mehr Wettbewerb und damit sinkende Kosten“; „Bei der Förderung von EE soll eine marktnahe Lösung angestrebt werden“; „Subventionsabbau ist das Gebot der Stunde“.

3310 Privatisierung

z.B. Verkauf von kommunalen Verteilnetzen an private Investoren

3400 Performanz der Politik

Wird codiert, wenn das Handeln eines politischen Akteurs bezüglich des codierten EThemas bewertet wird. Darunter fällt z.B. die Einschätzung von Regulierungen und Rahmenbedingungen vorliegt. Performanz bedeutet dabei auch Wahlerfolge und angesehene Spitzenpolitiker zu haben sowie Akzeptanz in der Bevölkerung zu schaffen.

3410 Performanz der Parteien

3411 Performanz der CDU

3412 Performanz der CSU

3413 Performanz der CDU/CSU

3414 Performanz der SPD

3415 Performanz der Grünen

3416 Performanz der FDP

3417 Performanz der Linken

3420 Performanz der Ministerien inkl. Minister und anderen Repräsentanten

3421 Performanz des BMU

3422 Performanz des BMWI

3423 Performanz des BMBF

3424 Performanz des BMVBS

3430 Performanz der Behörden, Regierungsinstitutionen

3431 Performanz der BNetzA

3432 Performanz des Umweltbundesamt

3440 Performanz der Bundesregierung / Koalition

- 3450 Performanz der Opposition auf Bundesebene
- 3460 Performanz des Bundestags
- 3470 Performanz des Bundesrats
- 3480 Performanz der Gemeinden/Kommunen
- 3490 Performanz der Landesregierung
 - 3491 Baden-Württemberg
 - 3492 Bayern
 - 3493 Berlin
 - 3494 Brandenburg
 - 3495 Bremen
 - 3496 Hamburg
 - 3497 Hessen
 - 3498 Mecklenburg-Vorpommern
 - 3499 Niedersachsen
 - 3501 Nordrhein-Westfalen
 - 3501 Rheinland-Pfalz
 - 3502 Saarland
 - 3503 Sachsen
 - 3504 Sachsen-Anhalt
 - 3505 Schleswig-Holstein
 - 3506 Thüringen
- 3510 Performanz der EU
 - 3511 Performanz der EU-Kommission

4000 Gesellschaftliche Perspektive

4100 Versorgungssicherheit

Beschreibt die sichere Versorgung mit Energie zu jedem Zeitpunkt, z.B.: „Fluktuierende Einspeisung von Solarenergie gefährdet die Stabilität im Stromnetz; es drohen Versorgungsengpässe“; „Biogasanlagen sind regelbar und leisten somit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit“. Hierunter fallen auch tatsächliche / mögliche „Blackouts“ (z.B. verursacht durch die Energiewende).

4200 Gesellschaftlicher Zusammenhalt

Wird codiert, wenn der Zusammenhalt der Gesellschaft thematisiert wird; dieser könnte etwa durch eine Kluft zwischen Arm und Reich oder Polarisierung durch gefährliche Technologien gefährdet sein. Einen positiven Einfluss auf den Zusammenhalt könnten Energiegenossenschaften zugeschrieben werden.

4300 Soziale / gesellschaftliche Akzeptanz

Umfasst die Unterstützung, das „Hinnehmen“ aber auch die mangelnde Akzeptanz eines Themas. Dies kann sich entweder auf die gesamte Gesellschaft (z.B. bei Stromkosten), aber auch relevante Kleingruppen (z.B. Anwohner von geplanten Stromtrassen) beziehen.

4310 lokal

Bezieht sich auf räumlich begrenzte Akzeptanz (kann fehlen, obwohl die Mehrheit der Bevölkerung positiv eingestellt ist – Beispiel Anwohner von Windkraftanlagen)

4320 gesamtgesellschaftlich

Bezieht sich auf die Akzeptanz auf Ebene der gesamten deutschen Bevölkerung, was aber auch eine bestimmte Perspektive („die Gesamtheit der Stromkonsumenten“) einbezieht.

4321 Zahlungsbereitschaft der Bürger

Spezialfall der gesamtgesellschaftlichen Akzeptanz – wird codiert, wenn thematisiert wird, wieviel die Deutschen für ihre Energieversorgung zu zahlen bereit sind, d.h. rein monetäre Perspektive (z.B. „Die Schmerzgrenze beim öffnen der Stromrechnung ist erreicht“).

5000 Umwelt- bzw. Klima-Perspektive

Wird codiert, wenn allgemein von ökologischen Folgen (schließt auch Flora und Fauna ein) die Rede ist, ohne dass ein genauerer Bezug genannt wird; z.B. eine „umweltfreundliche Technologie“.

5100 Verschmutzung

5110 Luftverschmutzung (nur Schadstoffe, nicht CO₂)

(z.B. Rußpartikel in der Luft)

5120 Bodenverschmutzung

(inkl. Versauerung, Eutrophierung/ hoher Nährstoffeintrag, Auslaugung)

5130 Wasserverschmutzung

(inkl. Versauerung, Eutrophierung/ hoher Nährstoffeintrag etc.)

5200 Entstehende Abfallprodukte

*Umfasst die Entsorgung von Nebenprodukte (z.B. Abgase), Reststoffen (z.B. atomarer Abfall), aber auch Rückbau bzw. Recycling. **Achtung:** wenn zusätzlich Verschmutzung thematisiert wird, dann Codes 5100ff. auf Anwendung prüfen.*

- 5300 CO₂-Ausstoß / Treibhauseffekt
Wird codiert, wenn es um den Ausstoß von CO₂ geht bzw. wenn es im Beitrag um eine Erwärmung des Klimas durch menschliches Handeln kommt (z.B. durch den Ausstoß von Treibhausgasen).
- 5400 Emission von Lärm und/oder Gerüchen
- 5500 Auswirkungen auf das Landschaftsbild
- 5600 Ressourcenverbrauch
z.B. Steinkohleverbrauch ist 2012 gestiegen
- 5610 Energieverbrauch
inkl. Stromverbrauch
- 5700 Gesundheitsauswirkungen
Hier werden alle Auswirkungen auf die Gesundheit erfasst, die sich durch Emissionen, Verschmutzung oder auch entstehende Abfallprodukte ergeben können.
(z.B. durch Abgase, Radioaktivität, elektromagnetische Felder etc.)
- 5710 auf den Menschen
- 5720 auf Tiere und Pflanzen
z.B. Lärmbelästigung von Walen bei Errichtung von Windanlagen
- 5730 auf Mensch, Tiere und Pflanzen

6000 Ethische bzw. moralische Perspektive

- 6100 Gerechtigkeit / Fairness
- 6110 Verfahrensgerechtigkeit
Wird codiert, wenn beschrieben wird, ob das Verfahren (nicht das Ergebnis), welches z.B. zu einer Bauentscheidung führt, als gerecht oder ungerecht gelten kann.
- 6120 Lasten-Nutzen-Verteilung/Verteilungsgerechtigkeit
Wird codiert, wenn auf die Lasten-Nutzen-Verteilung Bezug genommen wird, das heißt, ob diejenigen, die Nachteile z.B. durch die Nutzung einer Technologie haben, auch diejenigen sind, die davon Vorteile haben oder, ob Vorteile und Nachteile gleichmäßig oder ungleich verteilt sind.
- 6121 zwischen Unternehmen und Verbraucher
z.B. Befreiung der Industrie von EEG-Umlage
- 6122 zwischen armen und wohlhabenderen Bürgern in Deutschland

z.B. Hausbesitzer, die durch Solaranlagen auf dem Dach Strom verkaufen können und damit, anders als Mieter, noch wohlhabender werden; Beteiligung von Bürgern an Windenergieanlagen und damit die Möglichkeit, an EE zu verdienen

6123 zwischen Regionen innerhalb Deutschlands

z.B. Belastung mitteldeutscher Länder durch neue Stromtrassen, die nur die Stromversorgung in Süddeutschland absichern; besonders viel Geld aus dem EEG-Topf für ein Bundesland, was viele EE-Anlagen betreibt, obwohl alle Bundesländer einzahlen

6124 zwischen verschiedenen Ländern / Kontinenten

z.B. Landschaftsverbrauch in Südamerika durch Soja-Anbau für Biosprit, der in Industrieländern verbraucht wird; ungleich verteilte Betroffenheit durch den Klimawandel

6200 Nutzungskonkurrenz

6210 Tank/Teller-Problematik

Wird codiert, wenn die Verdrängung von Nahrungsmittelanbau durch den Anbau von Energiepflanzen thematisiert wird (z.B. Zuckerrohr für „Biosprit“, Raps für Biodiesel oder Mais für Biogas).

6300 Auswirkungen auf zukünftige Generationen

z.B. Energieversorgung für die Kinder und Enkel sicherstellen

9999 Keine Perspektive erwähnt

v34: Richtung der Perspektive auf das EThema

Diese Variable wird für jede der im Beitrag vorkommenden Perspektiven auf ein EThema erfasst. Wurde unter

v ‚keine Perspektive erwähnt‘ codiert, so wird diese Variable auf das codierte EThema im Gesamten bezogen.

Dabei wird codiert, ob die jeweilige Perspektive positiv oder negativ ist, wobei keine explizite Bewertung vorliegen muss. Beispielsweise sind hohe Kosten, geringe Effizienz oder große Umweltbelastungen negativ, auch wenn über diese Aspekte neutral (z.B. ohne subjektive Wertung des Journalisten) berichtet wird. Dabei können auch auf den ersten Blick negative Themen wie beispielsweise Kosten positiv dargestellt sein, z.B. wenn die Technologie mit ‚geringeren Kosten‘ verbunden ist. Eine ambivalente Perspektive kann nur äußerst selten vorkommen (z.B. die positive Wirkung von Fracking auf das Klima ist umstritten) – in solchen Fällen wird die 9 codiert.

Achtung: *Kommt es vor, dass sowohl der gegenwärtige Stand als auch zukünftige Entwicklungen thematisiert sind (z.B. ist teuer, soll aber billiger werden), so wird stets der gegenwärtige Stand herangezogen (=ist teuer → Code 2: negativ).*

1 Positiv

Folgende Dimensionen sind Indikatoren für eine positive Richtung:

- **Hohe Effizienz / Leistungsfähigkeit / Ausgereifte Technik**
- **Lange Erfahrung** (z.B. mit dem Umgang mit potenziell gefährlichen Technologien)
- **Keinen Einfluss auf ästhetische Aspekte** (z.B. das Landschaftsbild)
- **Geringer Bedarf an zusätzlichen Infrastrukturen** (z.B. weniger Stromnetzausbau nötig)
- **Wirtschaftswachstum in Deutschland / der Region**
- **Geringere / moderate / reduzierte Kosten**
- **Hohe Verfügbarkeit**
- **Unabhängigkeit**
- **Technische Sicherheit**
- **Stabilität / Versorgungssicherheit**
- **geringe Umweltbelastung**
- **Synergieeffekte**
- **Wichtige Rolle**

2 Negativ

Besonders Vergleiche zu „besseren“ Systemen verursachen eine negative Sicht. Folgende Dimensionen sind Indikatoren für eine negative Richtung:

- **Geringe Effizienz / geringe Leistungsfähigkeit / unausgereifte Technik**
- **Technologische Herausforderungen**
- **Negatives Wirtschaftswachstum in Deutschland / der Region**
- **Hohe Kosten**
- **Risiken** (z.B. Kollisionsgefahr, risikoreicher Arbeitsstandort, Explosion) / **Abhängigkeiten**
- **Umweltbelastung**
- **Mangel / Bedingungen für erfolgreiche Umsetzung**
- **Versorgungslücken** (z.B. durch stark fluktuierende Stromproduktion Erneuerbarer Energien droht zu manchen Zeitpunkten ein Versorgungsengpass)

9 nicht eindeutig zuzuordnen

Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden

Technische Universität Dresden, Fakultät Wirtschaftswissenschaften, Lehrstuhl für Energiewirtschaft

In der Schriftenreihe sind auf Qucosa®, dem sächsischen Dokumenten- und Publikationsserver, bisher erschienen:

- Band 1** **Managing Congestion and Intermittent Renewable Generation in Liberalized Electricity Markets**
(Friedrich Kunz)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-108793>
- Band 2** **Der Stromausfall in München - Einfluss auf Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit und auf die Akzeptanz Erneuerbarer Energien**
(Daniel K. J. Schubert, Thomas Meyer, Alexander von Selasinsky, Adriane Schmidt, Sebastian Thuß, Niels Erdmann und Mark Erndt)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-117777>
- Band 3** **Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland**
(Fabian Hinz, Daniel Iglhaut, Tobias Frevel, Dominik Möst)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-141381>
- Band 4** **Potenziale der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Ressourcen im Freistaat Sachsen**
(Hannes Hobbie, Vera Schippers, Michael Zipf, Dominik Möst)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-153350>
- Band 5** **Energiewende Sachsen - Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze Beiträge der Abschlusskonferenz des ENERSAX-Projektes**
(Dominik Möst und Peter Schegner (Hrsg.))
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-156464>
- Band 6** **Electricity transmission line planning: Success factors for transmission system operators to reduce public opposition**
(Stefan Perras)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-161770>
- Band 7** **Renewable energy in North Africa: Modeling of future electricity scenarios and the impact on manufacturing and employment**
(Christoph Philipp Kost)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-176538>
- Band 8** **Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte**
(Dominik Möst, Fabian Hinz, Matthew Schmidt, Christoph Zöphel)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-184452>
- Band 9** **The integration of renewable energy sources in continuous intraday markets for electricity**
(Alexander von Selasinsky)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-202130>
- Band 10** **Bewertung von Szenarien für Energiesysteme**
(Daniel K. J. Schubert)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-202226>
- Band 11** **Deutschland, ein Solarmärchen? Die Zweite Phase der Energiewende zwischen Richtungstreit und Systemintegration.**
(Sebastian Thuß)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-231486>
- Band 12** **Voltage Stability and Reactive Power Provision in a Decentralizing Energy System – A Techno-economic Analysis**
(Fabian Hinz)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-229585>



Kurzzusammenfassung

Die fortgeschrittene Phase der Energiewende ist, neben einer zunehmenden Notwendigkeit zur Systemintegration, vor allem geprägt durch das Zutage treten grundsätzlicher Richtungsentscheidungen – der Schwerpunkt verschiebt sich also vom 'Ob' zum 'Wie'. Heutige Infrastrukturentscheidungen begründen dabei ganz unterschiedliche Energiezukunft, welche wiederum über sozio-technische Pfadabhängigkeiten auf Dauer gestellt werden. Die Arbeit rückt zunächst die hierfür maßgeblichen Stellschrauben in den Vordergrund und beleuchtet deren wirtschaftliche und technische Grundlagen sowie die Bandbreite konkurrierender politischer Steuerungsoptionen. Auf dieser Datengrundlage wird im Rahmen einer Clusteranalyse die Aktualisierung des politikfeldspezifischen Akteurskoalitionsmodells vorgeschlagen. Im Mittelpunkt steht dabei die strukturbildende Unterscheidung zwischen einer eher zentralen und einer eher dezentralen Energiezukunft. Die so skizzierte 'Landkarte der Energiewende' ist weiterhin eingebettet in eine Untersuchung des Energiediskurses auf Akteurs- und Medienebene sowie durch eine Politikfeldanalyse, in der aktuelle steuerungspolitische Problemstellungen und Handlungsmuster auf Basis technologischer Fallbeispiele beleuchtet werden.

Autor

Sebastian Thuß studierte Politikwissenschaft, Anglistik sowie neuere und neueste Geschichte an der TU Dresden. Von 2012 bis 2015 war er Promotionsstipendiat für das politikwissenschaftliche Teilprojekt am interdisziplinären Boysen-TUD-Graduiertenkolleg, welches die Interdependenz von technischer Gestaltung und gesellschaftlicher Akzeptanz nachhaltiger Energiesysteme erforschte.